

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Выбор и обоснование применения методов повышения нефтеотдачи в осложненных геолого-технологических условиях на нефтяных месторождениях

УДК _ 622.276.72(571.1) __

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6П	Черноусов Евгений Денисович		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Якимова Татьяна Борисовна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2020 г.

Планируемые результаты обучения прикладного бакалавра

№	Результаты обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
1	2	3
Р1	Применять <i>базовые</i> естественнонаучные, математические, инженерные и специальные технические знания для решения прикладных инженерных задач, соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)	ОК-1, ОК-3, ОК-8, ОК-9, ОПК-1, ППК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-5, ППК-6, ППК-7, ППК-11
Р2	Применять <i>базовые профессиональные знания</i> в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>междисциплинарных инженерных задач</i> нефтегазовой отрасли	ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-7, ОПК-1. ППК-3, ППК-4, ППК-6
Р3	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ;	ОК-6, ОК-8, ОПК-2, ППК-4, ППК-6
Р4	Проявлять <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> , уметь <i>использовать новые знания при обучении сотрудников</i>	ОК-1, ОК-3, ОПК-1, ОПК-3, ППК-4, ППК-6,
Р5	Внедрять в практическую деятельность <i>инновационные подходы</i> для достижения конкретных результатов	ОК-4, ОПК-6, ППК-4, ППК-5, ППК-6, ППК-11
Р6	Управлять <i>технологическими процессами</i> , эксплуатировать и обслуживать <i>оборудование нефтегазовых объектов</i> , обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и</i>	ОК-3, ОК-4, ОК-9, ОПК-5, ППК-1, ППК-2, ППК-3, ППК-5, ППК-6, ППК-

№	Результаты обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
1	2	3
	<i>безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды</i>	7, ППК-8, ППК-9, ППК-11
Р7	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов	ОК-5, ОК-6, ОК-5, ОПК-4, ППК-3, ППК-4, ППК-7, ППК-10
Р8	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i>	ОПК-5, ППК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-8, ППК-9
Р9	Эффективно работать <i>индивидуально</i> , в качестве <i>члена и руководителя команды</i> , умение формировать задания и <i>оперативные планы</i> всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести <i>ответственность за результаты работы</i>	ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-8, ОПК-6, ППК-2, ППК-5, ППК-7, ППК-10, ППК-11
Р10	Самостоятельно учиться и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности	ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-7, ОПК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-6, ППК-8, ППК-10

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ): Отделение 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
2Б6П	Черноусов Евгений Денисович

Тема работы:

Выбор и обоснование применения методов повышения нефтеотдачи в осложненных геолого-технологических условиях на нефтяных месторождениях	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	59-120/с от 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2020
--	------------

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	<ol style="list-style-type: none"> 1. Теоретические подходы к обоснованию выбора методов увеличения нефтеотдачи в осложненных условиях 2. Анализ практики применения МУН в осложненных условиях на различных месторождениях 3. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 4. Социальная ответственность
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Теоретические подходы к обоснованию выбора методов увеличения нефтеотдачи в осложненных условиях	Цибульникова Маргарита Радиевна
Анализ практики применения МУН в осложненных условиях на различных месторождениях	Цибульникова Маргарита Радиевна
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Якимова Татьяна Борисовна
«Социальная ответственность»	Сечин Андрей Александрович

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	03.03.2019
---	------------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Цибульникова Маргарита Радиевна	к.г.н., доцент		03.03.2020
доцент	Якимова Татьяна Борисовна	к.э.н.		19.03.2020
ассистент	Сечин Андрей Александрович			15.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6П	Черноусов Евгений Денисович		03.03.2019

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Уровень образования: высшее
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения: весенний семестр 2019 /2020 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)
25.03.2020	Теоретические подходы к обоснованию выбора методов увеличения нефтеотдачи в осложненных условиях	30
15.05.2020	Анализ практики применения МУН в осложненных условиях на различных месторождениях	40
25.05.2020	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	15
28.05.2020	Социальная ответственность.	15

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

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

Руководитель ООП

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 63 страниц, в том числе 16 рисунков, 15 таблиц. Список литературы включает 33 источника.

Ключевые слова: методы увеличения нефтеотдачи, термогазовое воздействие, осложнения при добыче нефти, геолого-физические характеристики месторождений, коэффициент извлечения нефти.

Объектом исследования являются различные нефтяные месторождения.

Целью работы является выбор и обоснование методов повышения нефтеотдачи на нефтяных месторождениях с осложненными условиями.

В работе приведены сведения о возможных осложненных условиях, с которыми сталкиваются на месторождениях, сведения об опыте применения на данный момент методов увеличения нефтеотдачи, критерии по которым выбирается тот или иной МУН, а также анализ результатов эффективности различных методов увеличения нефтеотдачи.

В результате работы было выявлено, что на месторождениях России наиболее эффективными являются методы по закачке пара и внутрипластовое горение.

Обозначения и сокращения

КИН – коэффициент извлечения нефти

МУН – методы увеличения нефтеотдачи

ТГВ – термогазовое воздействие

ГРП – гидравлический разрыв пласта

ПАВ – поверхностно активные вещества

ПДС – полидисперсные системы

СПС – сшитая полимерная система

ВГВ – водогазовое воздействие

ВГ – внутрипластовое горение

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	10
1 Теоретические подходы к обоснованию выбора методов увеличения нефтеотдачи в осложненных условиях	10
1.1 Осложненные условия	11
1.2 Основные факторы, влияющие на полноту извлечение нефти из пласта ...	11
1.3 Современные методы повышения нефтеотдачи пластов.....	13
1.4 Влияние осложняющих условий на выбор метода увеличения нефтеотдачи.....	18
2. Анализ практики применения МУН в осложненных условиях на различных месторождениях.....	19
2.1 Выбор МУН в условиях высокой обводненности скважинной продукции.....	19
2.2 Обоснование МУН в условиях высокой вязкости нефти.....	23
2.3 Решение проблемы низкой нефтеотдачи в условиях пониженной проницаемости.....	28
2.4 Выбор МУН в условиях высокой вязкости нефти и обводненности.....	32
2.5 Сравнительный анализ применимости МУН в осложненных условиях..	35
3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	39
4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	49
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	59
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ:	61

ВВЕДЕНИЕ

Развитие методов увеличения нефтеотдачи является актуальной задачей для многих нефтедобывающих предприятий. В настоящее время постоянно разрабатываются и вводятся в эксплуатацию нефтяные месторождения с трудноизвлекаемыми запасами. Несмотря на быстрое развитие технологий добычи нефти, средняя нефтеотдача в США не превышает – 42%, а в России – 40%, а это значит, что более половины первоначальных запасов нефти остаются неизвлеченными. Все это заставляет нас использовать различные специальные мероприятия по увеличению нефтеотдачи.

Целью настоящей работы является выбор и обоснования проводимых методов увеличения нефтеотдачи на нефтяных месторождениях с осложненными условиями. Для достижения поставленных целей необходимо:

- рассмотреть теоретические подходы к выбору методов увеличения нефтеотдачи в осложненных условиях при разработке месторождений;
- исследовать практический опыт применения методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях России и в мире.

Объект исследования: осложнения, возникающие при разработке месторождений и методы увеличения нефтеотдачи, применяемые в сложившихся условиях.

Предмет исследования: подходы к выбору и обоснованию методов увеличения нефтеотдачи в осложненных условиях.

1. Теоретические подходы к обоснованию выбора методов увеличения нефтеотдачи в осложненных условиях

1.1 Осложненные условия

В данный момент все нефтедобывающие компании стараются достичь проектного значения коэффициента извлечения нефти (КИН). Так как проектный КИН уменьшается с каждым годом, а большинство оставшихся запасов относят к категории трудноизвлекаемых из-за различных осложнённых условий, следовательно, создается необходимость в совершенствовании старых и разработке новых технологий для увеличения нефтеотдачи.

В настоящий момент осложненные условия нефтяных месторождений делятся на две группы: осложнения техногенного характера и осложнения естественного характера.

К осложнениям техногенного характера относят такие осложнения, которые зависят от деятельности человека, например, увеличение обводнённости скважиной продукции из-за принятой системы разработки, ухудшение энергетического состояния пласта или понижение эффективности эксплуатационных скважин в связи с изменением проницаемости ПЗП и разгазированием нефти.

К естественным осложнениям относят осложнения, которые не связаны с человеческой деятельностью, например, географическое расположение, строение месторождения (низкая проницаемость ($<10\text{мД}$), высокая неоднородность, высокая глинистость), климат и географические особенности объекта (сезон эксплуатации, шельф), а также химические и физические свойства нефти (высокая вязкость флюида ($>25\text{мПа}\cdot\text{с}$)).

1.2 Основные факторы, влияющие на полноту извлечения нефти из пласта

Вытеснение нефти из пласта с помощью воды является довольно сложным процессом, так как нефтяной пласт представляет собой комплексную

гидродинамическую систему, неоднородную по различным параметрам (пористости, проницаемости, смачиваемости).

На данный момент методы увеличения нефтеотдачи нацелены на решение одной или нескольких причин снижения эффективности вытеснения нефти: удержание нефти капиллярными силами, проблемное отношение подвижностей вытесняющего агента и вытесняемой нефти, неоднородности пласта.

Большинство методов повышения нефтеотдачи используются в основном для увеличения степени вытеснения нефти (использование различных газов, поверхностно-активных веществ, щелочи) или для охвата пласта с помощью процесса вытеснения (полимеры, ВГВ, микробиологические методы, гидродинамические методы).

На охват пласта влияют такие факторы как соотношение вязкости нефти и вязкости воды, расчлененность пластов и степень неоднородности. Эти причины воздействуют на продвижение фронта воды, вследствие чего она протекает неравномерно по разобщенным зонам пласта, в результате некоторые пропластки остаются неохваченными процессами вытеснения.

На нефтевытеснение влияют такие факторы как неоднородность среды, отношение вязкости нефти к вязкости воды и смачиваемость.

Многие эмпирические исследования отмечают, что результативность вытеснения нефти водой зависит от соотношения капиллярных и гидродинамических сил в зоне вытеснения. Эта зависимость представляет собой изменение водонасыщенности по длине пласта в какой-то момент времени при вытеснении нефти с помощью воды (рис. 1)

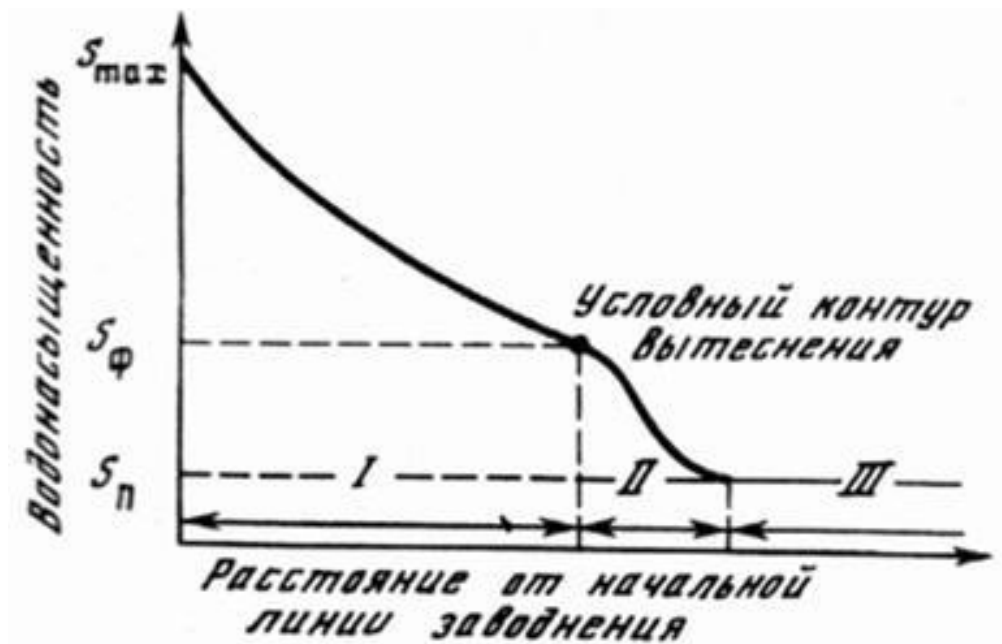


Рисунок 1. Изменение нефтewодонасыщенности по длине пласта при вытеснении нефти с помощью воды

Первая зона представляет собой зону водонефтewой смеси, в которой постепенно вымывается нефть. Вторая зона выглядит как кривая с большим уклоном и является переходной зоной между зоной вымывания нефти (зона I) и зоной движения чистой нефти. В свою очередь на нефтеизвлечение влияют процессы взаимодействия воды, нефти и пористой среды в зонах контакта. В результате, в пропластках пласта, промытых водой, остается большое количество нефти и КИН изредка доходит до 75%.

1.3 Современные методы повышения нефтеотдачи пластов

На сегодняшний день выделяют несколько групп методов увеличения нефтеотдачи (МУН): тепловые, газовые, химические, гидродинамические и различные их комбинации [1].

К тепловым методам относятся:

- вытеснение нефти с помощью горячей воды;
- пароциклические обработки скважин;
- паротепловое воздействие на коллектор;
- внутрипластовое горение.

К газовым методам относятся:

- воздействие на пласт с помощью углеводородного газа;
- воздействие на пласт с помощью CO₂;
- воздействие на пласт с помощью азота, дымового газа и др.

К химическим методам относятся:

- вытеснение нефти водными растворами поверхностно-активных веществ и пенных систем;
- вытеснение нефти растворами полимеров;
- вытеснение нефти щелочными растворами;
- вытеснение нефти кислотами;
- вытеснение нефти мицеллярными растворами и другими композициями химических реагентов;
- системное воздействие на призабойные зоны скважин;
- микробиологическое воздействие.

К гидродинамическим методам относятся:

- форсированный отбор жидкости;
- нестационарное (циклическое) заводнение;
- ступенчато-термальное заводнение;
- вовлечение в разработку недренируемых запасов;
- барьерное заводнение.

К физическим методам (методы увеличения дебита скважины) относятся:

- гидравлический разрыв пласта (ГРП);
- бурение горизонтальных скважин;
- электромагнитное воздействие;
- волновое воздействие на пласт;

Также применяются различные сочетания перечисленных методов, которые относятся к группе комбинированных методов.

В настоящее время существует также другая классификация МУН, которая делит их на первичные, вторичные и третичные. Первичные методы основаны на использовании естественной энергии пласта. К вторичным

методам относятся методы, использующие воду или газ для закачки в пласт, чтобы поддерживать пластовое давление. Третичные методы используют различные вытесняющие агенты для извлечения нефти из пласта. В данной классификации не рассматриваются такие физические методы как ГРП, использование наклонных, многозабойных и горизонтальных скважин и т.д.

Методы, перечисленные выше, имеют различный потенциал и эффективность повышения нефтеотдачи в зависимости от осложнений и характеристик пласта. Согласно эмпирическим данным и оценкам различных компаний, тепловые (20-30%) и химические методы (35%) увеличения нефтеотдачи имеют наибольший потенциал. Наименьший потенциал имеют физические технологии (9%) [18].

Гидродинамические методы используются на месторождениях, которые разрабатываются с применением холодного заводнения и относятся к методам регулирования, направленных на увеличение охвата пласта. Эти методы нельзя относить к современным методам увеличения нефтеотдачи, так как при их применении не меняется механизм вытеснения нефти по сравнению, например, с естественным упруговодонапорным режимом. Поэтому применение гидродинамических методов позволяет повысить нефтеотдачу пласта на 5-8% и менее [1].

Тепловые методы увеличения нефтеотдачи основаны на различных способах повышения температуры в стволе скважины и в призабойной зоне пласта. Чаще всего используются для извлечения высоковязких нефтей с большим количеством парафинов и смол. Температура способствует снижению вязкости и расплавлению смол и парафинов, осажденных на стенках скважин, в трубах и в ПЗП. В процессе повышения температуры, нефть становится менее вязкой и создается дополнительное давление, что позволяет легче направлять флюид к эксплуатационным скважинам [2].

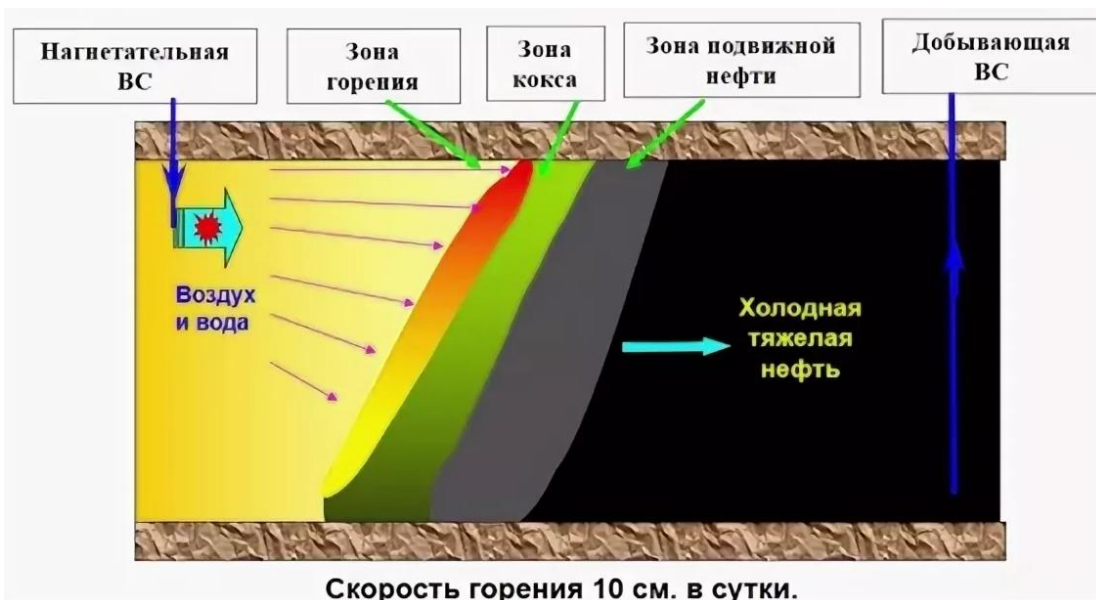


Рисунок.2 Метод внутрипластового горения

Газовые методы – это простые и дешевые методы повышения нефтеотдачи, основанные на закачке различных газов в скважины.

Основными отличиями газовых методов являются: малое количество дополнительно добытой нефти на единицу массы вытесняющего агента, низкая стоимость чистого реагента, возможность использование трубопроводов для транспортировки, наличие источников реагента и сырьевой базы, наличие оборудования для отделения агента от продукции скважин для повторного использования, лишение негативного или малого воздействие на качество добываемого флюида.

Газовые методы могут применяться при наличии низкопроницаемых коллекторов, высокой обводненности, большой глубине залегания, высокой вязкости нефти, подгазовых зон [2].

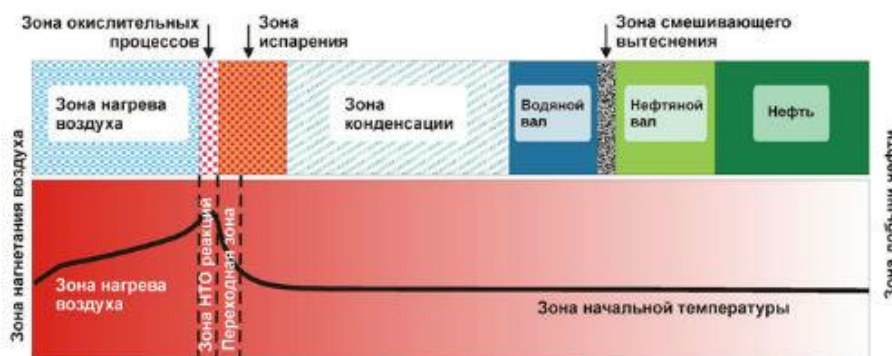


Рисунок. 3 Механизм вытеснения нефти при закачке воздуха в пласт

Химические методы – это МУН, которые основаны на закачке различных водных растворов химических веществ малой концентрации, нагнетаемые в объеме 15-30 % от общего объема пустот залежи. Они в основном применяются для добычи продукции из сильно истощенных и заводненных нефтяных пластов с нерегулярной нефтенасыщенностью. Также используются для добычи в пластах с низкой вязкостью нефти, низким содержанием солей в воде и малой проницаемостью коллектора. Главное преимущество химических МУН – это снижение обводненности скважиной продукции [2].



Рисунок. 4 Применение химических МУН

Необходимо сказать, что не совсем верно объединять физические методы с остальными МУН, так как использование МУН характеризуется повышенным потенциалом вытесняющего агента, а в физических методах потенциал вытесняющего нефть агента реализуется за счет использования естественной энергии пласта [2].

Микробиологическое воздействие – это технологии, использующие микробные объекты и биологические процессы для повышения нефтеотдачи. В течение процесса закачанные в пласт микроорганизмы метаболизируют УВ нефти и способны выделять различные нефтьвытесняющие соединения. Целью микробиологического воздействия на залежи тяжелой нефти является

увеличение ее добычи, повышения объема добываемой нефти и упрощение последующей ее переработки. Микробные продукты такие как растворители, биоэмульгаторы, газы, биологические ПАВ и др., способствуют снижению вязкости нефти, увеличивает ее текучесть и улучшает ее физические свойства.

1.4 Влияние осложняющих условий на выбор метода увеличения нефтеотдачи

Главными осложняющими условиями для выбора МУН являются глубина залегания, вязкость нефти и проницаемость коллектора (Рис.5).

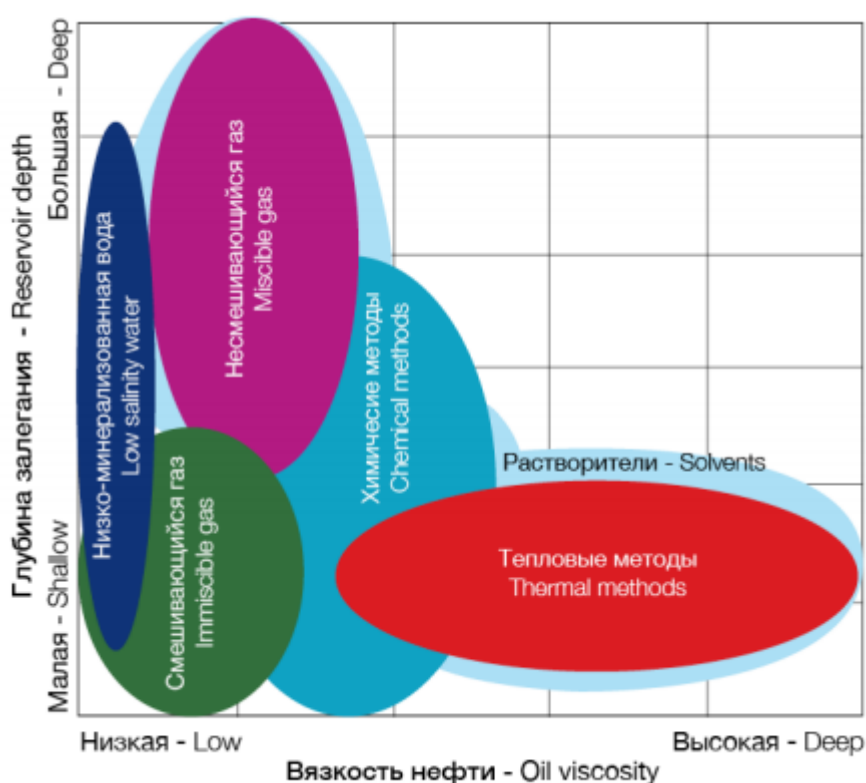


Рисунок 5. Пределы применимости методов увеличения нефтеотдачи

Считается, что проницаемость для тепловых методов должна быть не менее 100 мД, поскольку от нее зависит темп ввода агента. Для химических методов необходима проницаемость 20 мД и более, а газовые методы подходят для любых значений проницаемости.

Также для каждого метода существуют дополнительные критерии применения, например, высокая обводненность, которая исключает большинство методов по экономическим причинам из-за того, что затраты на нагнетаемый агент не компенсируются дополнительно извлеченной нефтью

или высокая глинистость, поскольку из-за адсорбции химерагнетов снижается эффективность химических МУН.

Применение метода по нагнетанию углекислого газа целесообразно только при средней и малой вязкости нефти (до 15 мПа*с), так как при более высоких значениях вязкости будут ухудшаться условия смесимости CO₂ с нефтью.

Для полимерного заводнения необходимы также подходящие условия, такие как высокая проницаемость и температура меньше 90 °С, поскольку при больших значениях происходит разрушение полимера.

Одной из важных задач, решаемых при разработке каждой залежи, является объективная оценка эффективности применяемых методов повышения нефтеотдачи по промысловым данным. Особенно это важно на стадии опытных работ, в процессе которых решается вопрос о целесообразности промышленного применения метода для разработки всей залежи. Эффективность методов должна определяться различными способами в зависимости от условий нефти и пласта, а также характера проявления эффекта. При этом должны использоваться только представительные данные, в полной мере характеризующие испытываемую технологию.

2. Анализ практики применения МУН в осложненных условиях на различных месторождениях

На данный момент многие месторождения находятся на третьем и четвертом этапе разработки и остаточные запасы нефти являются трудноизвлекаемыми из-за различных осложнений, поэтому для добычи необходимо применение различных МУН. В данной главе приводятся примеры месторождений, которые столкнулись с данными осложнениями, а также описано, что они предприняли для борьбы с ними.

2.1 Выбор МУН в условиях высокой обводненности скважинной продукции

На Арланском месторождении (Башкирия) ПАО «Белкамнефть» в 2011 г. использование системы поддержания пластового давления привело не только к

повышению уровня добычи нефти, но также увеличению обводненности продукции до 85%, из-за прорывов фронта нагнетаемой воды. Месторождение по количеству запасов относится к средним и сложено в основном карбонатными отложениями. Начальные запасы нефти оцениваются в 1,2 млрд.т. Нефть плотная (850-890 кг/м³), вязкая с низким содержанием газа и высокой концентрацией серы (3%). Остаточные запасы нефти расположены неравномерно по площади месторождения (рис. 6). [3]

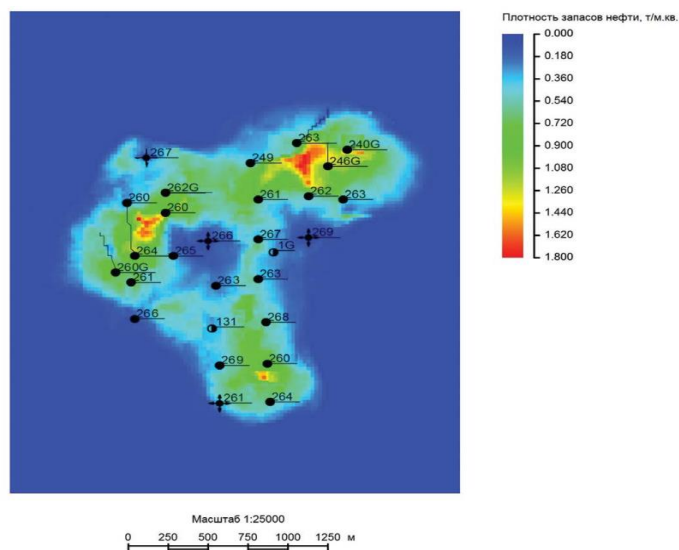


Рисунок.6 Карта-схема остаточных запасов нефти визейского объекта разработки

Данные условия predeterminedелили внедрение химических методов воздействия для перенаправления потоков нагнетаемой воды по фильтрационным каналам и выравнивания фронта закачиваемой воды. Поэтому в 2012 г. на визейском объекте месторождения начали использовать растворы полимеров для увеличения нефтеотдачи, что привело к 9,5 тыс. тонн дополнительно добытой нефти. Данный участок был выбран для полимерного заводнения поскольку наблюдалась неоднородность строения коллектора и высокая проницаемость (рис. 7,8). [3]

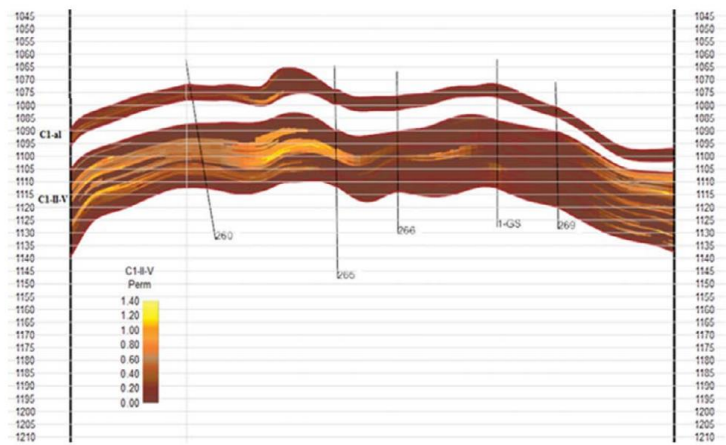


Рисунок.7 Разрез визейского объекта разработки (коэффициент проницаемости)

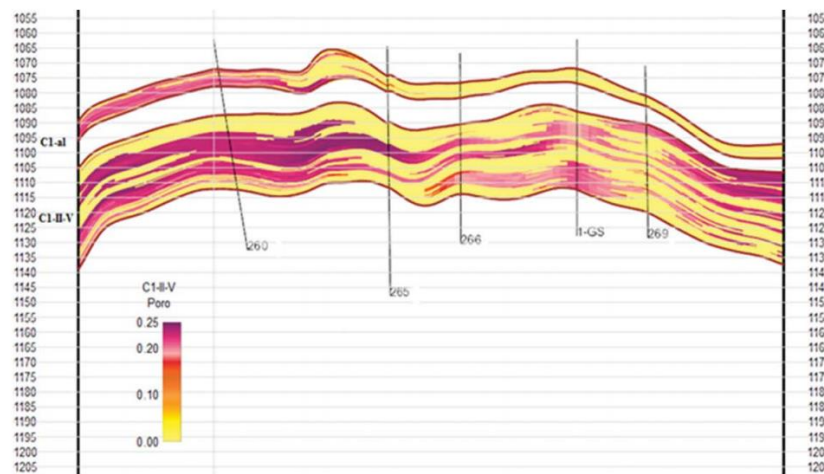


Рисунок.8 Разрез визейского объекта разработки (коэффициент пористости) [3]

Метод закачки полимеров (в основном это полиакриламид с различными сшивателями) основан на химической природе реагента и различных химических и физических процессах. Растворы полимеров проникают на большую глубину в пласт, образуя при этом водоотражающий экран.

После внедрения технологии по сегодняшний день на месторождении использовались различные полимерные и полимердисперсные методы, которые отбирались на основе различных геологических свойств объекта и по критериям применимости метода (таб. 1). [3]

Таблица 1 Технологии, реализованные на месторождении

№ нагн. скв.	Год проведения ВПП	Вид ГТМ	Объём воздействия, м ³	Приёмистость, м ³ /сут.		Количество реагирующих скважин, шт.	Средняя обводнённость участка до ВПП, %	Средняя обводнённость участка после ВПП, %	Дополнительная добыча нефти за счёт ВПП, тонн
				До обработки	После обработки				
№269	2012	ПДС	1200	715	509	4	77	71	811
№266	2012	СПС	700	280	276	4	87	86	1755
№267	2012	СПС	760	735	720	2	58	47	255
№267	2013	ПДС	1000	505	460	3	79	77	22
№266	2013	ПДС	1000	426	300	5	85	82	706
№267	2014	ПДС	1000	580	568	5	93	92	616
№261	2014	ПДС	1000	180	155	3	74	58	1592
№261	2014	ПДС	1000	655	631	4	93	92	3110
№266	2014	ПДС	1200	518	442	7	97	96	540
№264	2014	СПС	470	226	170	3	84	83	158
№266	2015	СПС	450	720	640	4	91	90	85
№261	2015	СПС	450	650	620	4	92	91	384
№267	2015	СПС	450	580	535	2	98	97	108
№269	2015	СПС	450	1020	830	3	95	94	100

С 2012 года на месторождении внедряли полимерные и полимердисперсные технологии по закачке полимер-дисперсных и сшитых полимерных систем, которые способствовали снижению приёмистости нагнетательных скважин и падению обводнённости, что привело к дополнительной добыче нефти.

Хотя, метод и подтвердил свою результативность, как теоретически, так и эмпирически, но со временем наблюдается снижение эффективности на участке воздействия. Причина этому изменение структуры запасов и ограничение критериями применимости для данных геологических условий. Поэтому повышается стоимость таких работ из-за увеличения объёмов композиций [19].

На Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения (Татарстан) проблема обводнённости решалась с помощью метода форсированного отбора жидкости. В 1981 году 266 скважины, которые имели суммарный дебит жидкости 3160 м³/сут и обводнённость равную 98%, были переведены на форсированный отбор жидкости [4].

После перевода суммарный дебит стал равен 7018 м³/сут, а обводнённость 97%. На момент начала 1995 года на форсированном отборе осталось только 24 скважины и их дебит равнялся 4513 м³/сут, а обводнённость - 96%. За 14 лет на Абдрахмановской площади дополнительно добыли 1100 тыс. т. нефти.

Также в первые 5 лет после перевода скважин на форсированный отбор жидкости приводился анализ их эффективности. Наблюдение велось за 127 скважинами, которые находились на форсированном отборе (табл.2). [4]

Таблица 2. Общая эффективность форсированного отбора.

Показатели	До перевода	После перевода	На 01.01.1986г.
Суммарный суточный отбор жидкости, т/сут	24374	36572	20709
Средний дебит 1 скважины по жидкости, т/сут	214	320	220
Суммарный суточный отбор нефти, т/сут	1068	1764	942
Средний дебит 1 скважины по нефти, т/сут	9,37	15,47	10,02
Обводненность, % вес	95,6	95,2	95,45
Пластовое давление, МПа	19,1	18,7	17,3
Забойное давление, МПа	14,9	11	10,6

По результатам наблюдения за период с 1981-1985 гг. было добыто дополнительно 352,5 тыс. т. нефти и 4345,7 т. жидкости, а обводненность снизилась на 0,4%. На начало 1986 года, на форсированном отборе осталось 94 скважины с суммарным суточным отбором нефти 942 т/сут.

Таким образом в условиях высокой обводненности наиболее эффективным является метод полимерного заводнения, поскольку он позволяет увеличить не только коэффициент охвата и коэффициент вытеснения, но и снизить обводненность продукции. Поэтому можно сделать вывод, что изучение и исследование полимерного заводнения для месторождений России является актуальной задачей, но сейчас полномасштабное применение в стране невозможно поскольку для внедрения технологии необходим подбор реагентов для конкретных геологических условий, а также требуется массовое производство данных реагентов с заданными технико-экономическими параметрами. [16]

2.2 Обоснование МУН в условиях высокой вязкости нефти

Высокая вязкость нефти является довольно распространенной проблемой по всему миру, поэтому совершенствование различных МУН является актуальной задачей. В этой связи интерес представляет опыт решения данных проблем на различных месторождениях мира.

Месторождение Суплаку де Баркау в Румынии представляет собой нефтеносный песчаный пласт с высокой пористостью и проницаемостью, ограничено с юга сбросом и с севера водонефтяным контактом. Нефть тяжелая и сверхвязкая. Коэффициент конечной нефтеотдачи составлял всего 10% при естественном режиме работы. Все эти факторы обусловили использование термических методов увеличения нефтеотдачи [5,14].

Сначала были проведены эмпирические исследования тепловых методов, в частности по внутрипластовому горению, а после получения хороших результатов начали использоваться в широких масштабах. На экспериментальном участке находился девятиточечный элемент из четырех наблюдательных, четырех добывающих скважин и одной нагнетательной скважины, в которой и было инициировано внутрипластовое горение (рис.9).

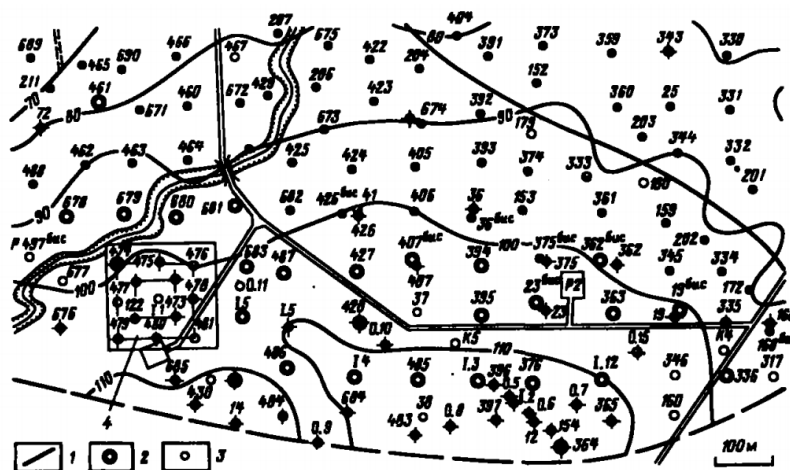


Рисунок. 9 Южная часть месторождения Суплаку де Баркау: 1 – изобаты; 2 – нагнетательные скважины; 3 – добывающие скважины; 4 – экспериментальный участок.

Полагаясь на данные, полученные в процессе горения на данном участке, было выявлено, что количество сгораемого топлива равняется 35 кг/м³, а необходимое количество воздуха равно 370 м³/м³. Вскоре после этого, работы по внутрипластовому горению были переведены и на смежные участки.

Также были проведены дополнительные эксперименты, которые указывали на снижение огромного необходимого количества воздуха при смене

режима на режим влажного горения. Более того, исследования указывали на повышение нефтеотдачи при закачке воды в пласт после обработки его с помощью сухого горения, после чего обе методики начали использовать на месторождении. Поскольку увеличилось количество нагнетаемого воздуха, было принято решение для продолжения работ с линейным расположением скважин, чтобы фронт горения перемещался в направлении падения пласта.

Когда темп закачки воздуха приблизился к 80000 м³/ч, месторождение насчитывало 50 скважин для нагнетания воздуха, а число добывающих скважин равнялось 400. В режиме влажного внутрипластового горения работало примерно 20 скважин, причем воду и воздух подавали поочередно, сначала 10 суток воздух, а после 2 суток воду. Этот участок занимал всего лишь 7% площади всего месторождения, а давал почти 68-70% от всего объема добычи нефти (Рис. 10).

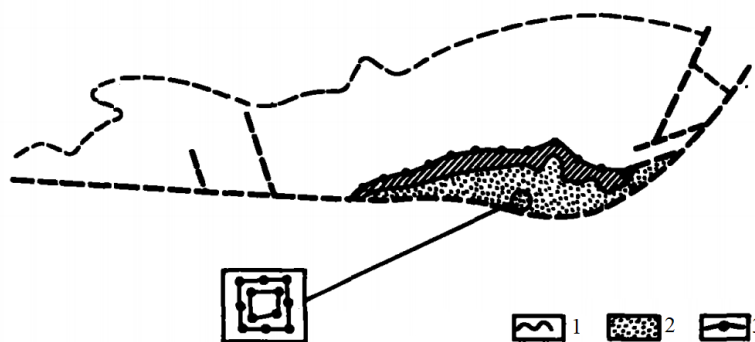


Рисунок 10. Общий план месторождения Суплаку де Баркау с выделенной зоной обработанной при прохождении фронта горения: 1 – фронт горения; 2 – зона, через которую прошел фронт горения; 3 – зона, на которую повлияло горение.

Уровень добычи нефти на участке, охваченным внутрипластовым горением, составлял 800-1000 м³/сут. (Рис. 11).

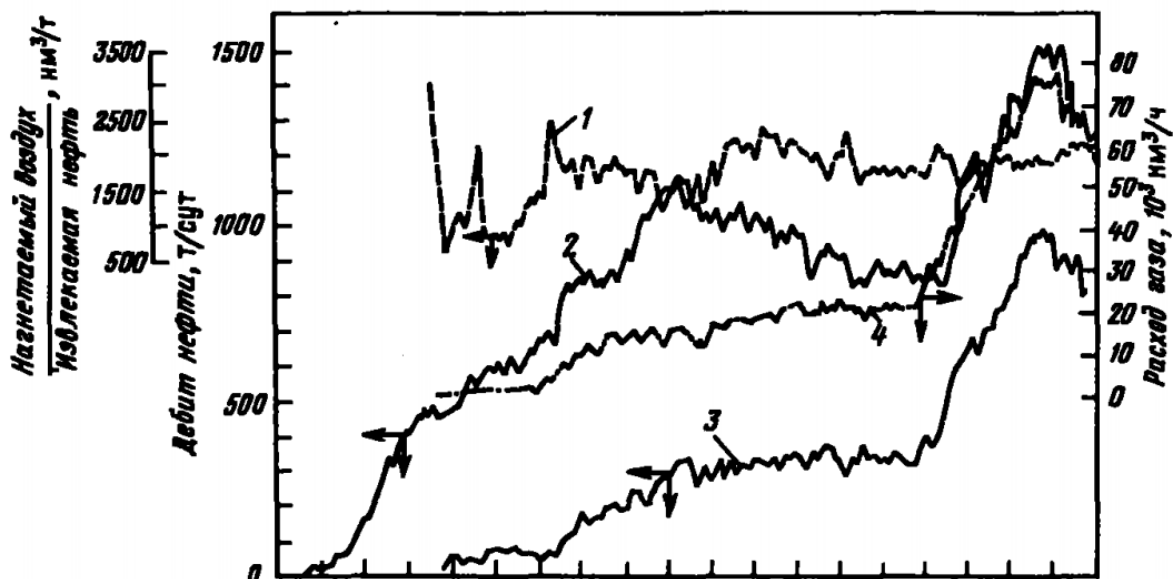


Рисунок 11. Характеристика добычи нефти с помощью внутрипластового горения на месторождении Суплаку де Баркау: 1 – воздух/нефть; 2 – добыча нефти; 3 – нефть на обрабатываемом участке; 4 – закачка воздуха.

Окончательный коэффициент нефтеотдачи при горении пласта составлял примерно 52%. Коэффициент потребления кислорода был высоким все время работы внутрипластового горения и, хотя коррозия была незначительна, но наблюдался процесс образования эмульсий [5].

Если сравнивать этот метод с методом нагнетания пара, то у него есть несколько плюсов. Например, он может работать на глубинах более 1500 метров, достаточно 3 метров мощности пласта для правильной работы, а также он на 20 процентов дешевле. Но несмотря на все преимущества, этот метод не получил широкого применения, поскольку имеет ряд проблем, связанных с его реализацией, а именно: прорыв газов в добывающую скважину, при малых глубинах могут возникать поверхностные утечки газа, образуются стойкие нефтеводогазовые эмульсии, коррозия, выделение токсичных веществ (H_2S , SO_2 , NO_2), некоторая часть нефти сгорает в пласте, засоры фильтров из-за выноса песка. [12,13]

Также проблему высокой вязкости нефти решали на других месторождениях с помощью метода паротеплового воздействия. Усинское месторождение находится в республике Коми, сложено карбонатными

отложениями, имеющие среднюю проницаемость 0,034 мкм² и пористость 0,189, находящиеся на глубине до 1.5 км., запасы нефти составляют 350 млн. т. (Табл. 3).

Таблица 3. Параметры залежи Усинского месторождения

№№ п/п	Параметры	Размерность	По залежи в целом
1	Тип залежи	пластово - массивная сводовая	
2	Тип коллектора	трещинно-каверзно- поровый	
3	Средняя общая толщина	м	283,60
4	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина (средневзвешенная по площади)	м	47,8
5	Коэффициент пористости	доли ед.	0,189
6	Средний коэффициент проницаемости (по керну)	мкм ²	0,034
7	Коэффициент нефтенасыщенности пласта	доли ед.	0,77
8	Коэффициент расчлененности	ед.	51,06
9	Начальная пластовая температура	°С	21
10	Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа*с	710,0
11	Плотность нефти в пластовых условиях	г/см ³	933,0

Объект характеризуется высокой вязкостью нефти от 344 до 2024 мПа*с и трещинно-каверзно-поровым типом коллектора. С 1992 года на месторождении применяют площадное паротепловое воздействие, которое и является основной технологией по повышению нефтеотдачи, применяемой на залежи. В период с 1992 – 2016 года количество дополнительно добытой нефти составляет 26% [6].

Также эту технологию применяли на нефтяном месторождении Кенкияк (Казахстан) с 1972 г. Нефть вязкая, содержит смолы 1-8,4%, парафины 1,5 – 6,8%, а в подсолевых залежах наблюдается аномальные пластовые давления (68 – 80 МПа). Кенкиянское месторождение имеет пористость 10-30%, проницаемость примерно 650 мД [7].

На рисунке 12 показано различные технологические показатели при использовании технологии паротеплового воздействия.

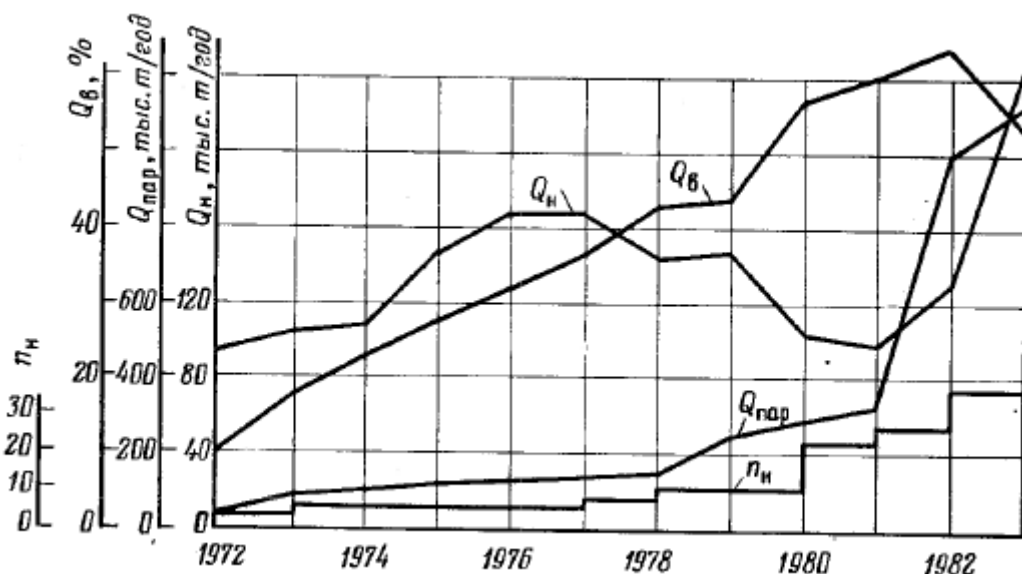


Рисунок 12. Изменение технологических показателей разработки во времени при паротепловом воздействии на экспериментальном участке Кенкиянского месторождения: $Q_{\text{в}}$ – количество воды в скважинной продукции; $Q_{\text{н}}$ – добыча нефти; $Q_{\text{пар}}$ – количество нагнетаемого пара; $n_{\text{н}}$ – число нагнетательных скважин [7].

За счет ввода метода паротеплового воздействия добыча на участке увеличилась почти на 25%.

2.3 Решение проблемы низкой нефтеотдачи в условиях пониженной проницаемости

Одно из первых применений технологии увеличения нефтеотдачи с помощью нагнетания водогазовой смеси было реализовано на Битковском месторождении (Украина).

Битковское месторождение выделяется своими низкими коллекторскими свойствами (проницаемость разных пропластков изменяется в диапазоне от 0,1 – 71,5 мД, в дренируемых участках показатель проницаемости равен 7-8 мД, открытая пористость в среднем составляет 0,1) и высокая степень неоднородности [8].

Основной участок добычи, сложен менилитовыми отложениями, залегает на глубине 1500-1560 м и имел начальные значения температуры и пластового давления 50°C и 27 МПа соответственно. Нефть имеет повышенную вязкость,

малое количество серы, но высокую концентрацию смол и парафинов. Средняя плотность нефти 867 кг/м³. Газовый фактор в среднем составляет 130 м³/т.

Экспериментальные исследования по закачке воды и газа проводились на двух скважинах 516 и 600. Закачка воды и газа производилась циклами с давлением нагнетания 7-13 и 11-13 МПа. По результатам данного эксперимента приняли решение по промышленной закачке в нагнетательные скважины Битковского месторождения водогазовой смеси с содержанием воды 25-30%. О процессе работы на скважинах приведены некоторые характеристики в табл. 4.

Таблица 4. Характеристики работы по закачке воды и газа на нагнетательных скважинах 516 и 600 на Битковском месторождении.

Параметр	Скв. 516	Скв. 600
Средняя приемистость по воде, м ³ /сут	350	370
Давление на устье при закачке воды, МПа	11	12
Приемистость газа до закачки воды, тыс. нм ³ /сут (давление на устье, МПа)	210 (15)	275 (17,5)
Приемистость газа после закачки воды, тыс. нм ³ /сут (давление на устье, МПа)	166 (15)	90 (13,5) 160 (17,5)
Содержание воды в смеси, %	2,5...5,4	1,2...20,4
Суммарный объем закачки воды, тыс. м ³	5,3	10
Суммарный объем закачки газа, млн нм ³	35,9	27,7

Результатами промышленного внедрения технологии водогазового воздействия являются снижение газового фактора (рис. 13).

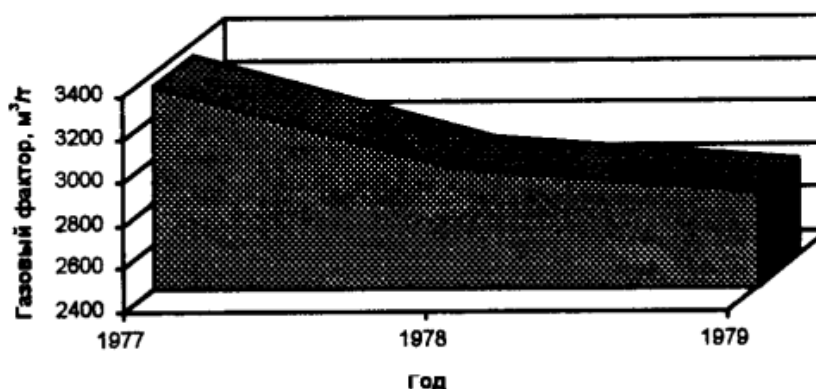


Рисунок 13. Изменение среднего газового фактора

Также отмечалось снижение темпа падения пластового давления с 0,2 до 0,1 МПа/год, стабилизация и увеличение, среднесуточного дебита нефти.

Однако среди всех плюсов наблюдалось резкое повышение обводненности продукции (Рис. 14).

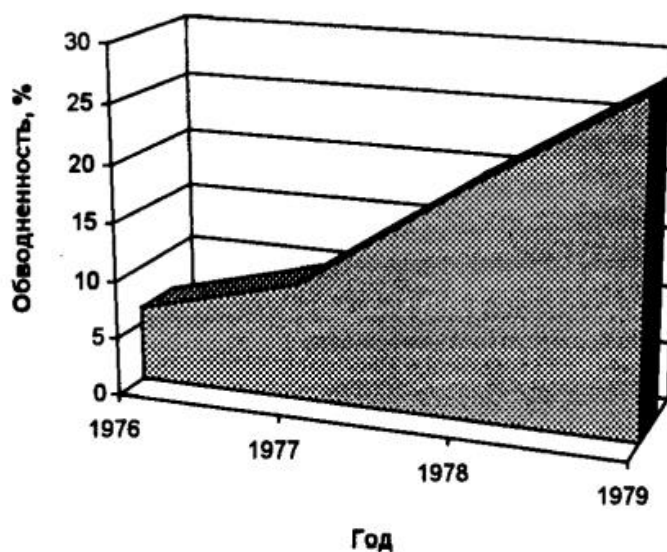


Рисунок 14. Изменение обводненности продукции скважин

По результатам проведенных работ было выявлено, что коэффициент извлечения нефти составил 0,2 (по данным лабораторных исследования, КИН должен был подняться до 0,27), а охват залежи в зонах воздействия нагнетательных скважин составил 60%. И хотя эффект оказался меньше, чем по проекту и не все продуктивные участки были охвачены воздействием, результат признали положительным. По итогам эффект от внедрения данной технологии составил 750 тыс.т. дополнительно добытой нефти [8].

Низкая проницаемость пород-коллекторов также наблюдается и на территории России. Приобское месторождение - одно из крупнейших в Сибири. Наибольшее количество нефти (72%) Приобского месторождения приурочено к коллекторам с низкой проницаемостью, что и является основной проблемой месторождения. Нефти тяжелые, среднепарафинистые, смолистые, сернистые и небольшой вязкостью. Также месторождение имеет повышенную температуру пласта (90 °С), что и привело к испытаниям использования термогазового воздействия (табл.5). [10]

Таблица 5. Геолого-физические характеристики основных объектов Приобского месторождения АС10 и АС12, к которым были приурочены основные запаса нефти.

AC ₁₀		AC ₁₂	
Глубина залегания, м	2394.2	Глубина залегания, м	2526.8
Средняя общая толщина	84,6	Средняя общая толщина	89,8
Эфф. нефт. толщина, м	5.1	Эфф. нефт. толщина, м	9.8
Нефтенасыщенность, д.ед.	0.57	Нефтенасыщенность, д.ед.	0.50
Проницаемость, мД	8.6	Проницаемость, мД	2.4
Песчанистость, д.ед.	0.115	Песчанистость, д.ед.	0.103
Расчлененность, д.ед.	6.5	Расчлененность, д.ед.	7.5
Вязкость нефти, мПа·с	1.77	Вязкость нефти, мПа·с	1.38
Плотность нефти, кг/м ³	834	Плотность нефти, кг/м ³	818
Давление насыщения, МПа	8.3	Давление насыщения, МПа	7.8

Испытания были проведены для нескольких участках Приобского месторождения. Провели исследования различных показателей после применения термогазового воздействия и сопоставили с показателями заводнения на одном из участков месторождения (12 скважин) (Рис. 15).

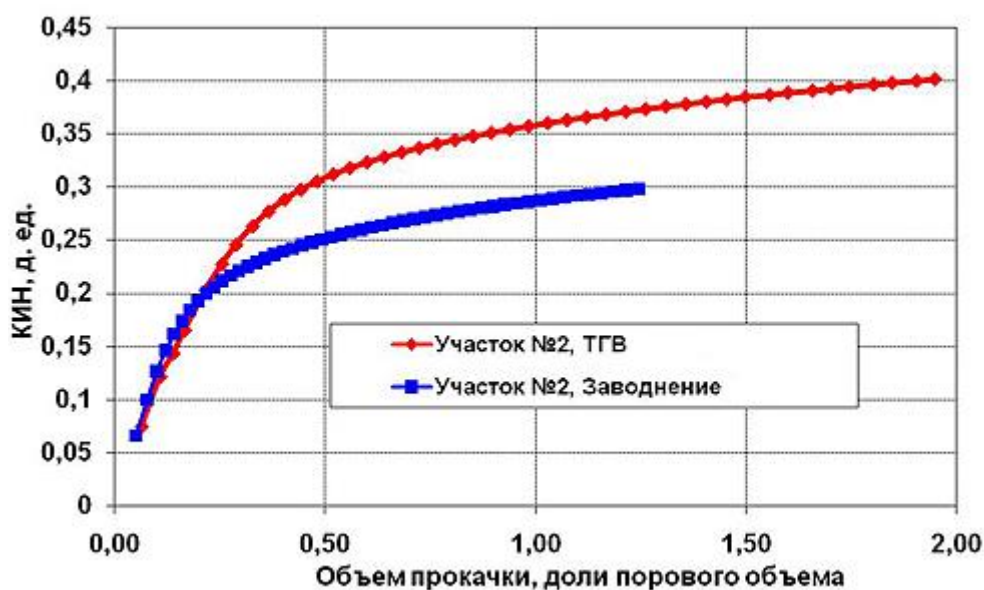


Рисунок 15. Зависимость нефтеизвлечения на одном из участков Приобского месторождения с применением термогазового воздействия и заводнения.

Также на месторождении был проведен анализ экономической эффективности термогазового воздействия. В результате сравнения с вариантами при заводнении и развитии без применения методов повышения нефтеотдачи было выяснено, что метод применения термогазового воздействия с экономической точки зрения являлся более эффективным.[17]

Из всех данных эмпирических исследований, было выявлено, что наибольшая прибыль будет достигнута при использовании термогазового воздействия в первые 15 лет, после чего она пойдет на спад. Использование заводнения будет не обосновано, поскольку приведет к убытку.

В целом применение технологии термогазового воздействия на Приобском месторождении позволит повысить темпы добычи в 1,5 раза, и увеличить нефтеотдачу до 45%. В случае масштабного применения термогазового воздействия на южной лицензионной территории Приобского месторождения прирост извлекаемых запасов составит 150-220 млн.т.

2.4 Выбор МУН в условиях высокой вязкости нефти и обводненности.

Так как проблема высокой вязкости и проблема обводненности встречаются вместе довольно часто, то стоит рассмотреть опыт применения методов увеличения нефтеотдачи для борьбы с ними в совокупности.

Например, многопластовое месторождение Зыбза – Глубокий Яр (Краснодарский край), нефть которой имеет высокую вязкость (>1000 мПа*с при 25 °С), плотность 950-980 кг/м³, а также имеет большое количество смол и не содержит бензиновых фракций. Коллектор приурочен к отложениям миоцена, пористость изменяется в диапазоне от 0,174 до 0,488, средняя проницаемость равна 900 мД. Также присутствует газовый фактор 10 м³/м³, средняя температура пласта 40°С и минерализация воды 500 моль/л. В 2005 г. началась закачка воды в пласт, вследствие снижения энергетических характеристик пласта из-за чего в настоящее время обводненность продукции составляет 95%.

Учтя все осложнения, были опробованы несколько тепловых методов и самым эффективным оказалась технология пароциклических обработок скважин [9].

Технология заключалась в закачке пара в скважину в течение 15-50 суток, после чего скважину закрывали на 2 дня и пускали в эксплуатацию. В следствие чего, на большинстве скважин, подвергнутых данной технологии,

дебиты нефти возросли с 0,2-0,5 т/сут до 5-15 т/сут, причем эффект длился в среднем 240-300 дней. [11]

В среднем на одну хорошо обработанную скважину с помощью пароциклического воздействия приходилось примерно 850 тонн дополнительно добытой нефти, при этом обводненность упала примерно на 3%.

Также совокупность осложнений высокой вязкости и высокой обводненности попытались решить с помощью микробиологического воздействия на нефтяном месторождении Даган (КНР).

Рассматриваемый метод использовали на Северном блоке месторождения Даган, который сложен песчаником, имеет среднюю проницаемость (1,878 мкм²), среднюю пористость 33%, глубину залегания 1206,8-1438,8 м. Нефть тяжелая, с плотностью 0,96 г/см³ и вязкостью 69,4 мПа*с (табл.6)

Таблица 6. Различные параметры Северного блока месторождения Даган перед испытаниями микробиологического МУН. [20]

Характеристика	Параметры	Характеристика	Параметры
Геологическая характеристика пласта		Производственные свойства	
Литология	Песчаник	Средняя суточная добыча нефти на 1 скважину, т/сут/скважину	11.3
Глубина залегания ниже уровня моря, м	1206.8–1434.8	Средняя суточная добыча нефти по опытному участку, т/сут/участок	203
Продуктивная площадь, км ²	1.6	Средняя обводненность продукции, %	94.9
Средняя пористость, %	33	Средняя суточная добыча жидкости на 1 скважину, м ³ /сут/скважину	220
Средняя проницаемость, мкм ²	1.878	Средняя суточная добыча жидкости на опытном участке, м ³ /сут/участок	3959
Средняя эффективная мощность пласта, м	17.4		
Температура пласта, °С	59.4		
Свойства флюидов		Другие параметры	
Плотность нефти, г/см ³ (25°С)	0.9605	Работающие добывающие скважины	22
Вязкость нефти, мПа с	69.4	Работающие нагнетательные скважины	12
Начальное содержание газа в нефти, м ³ /т нефти	26.5		
Соленость пластовой воды, г/л	5.612		

Северный блок является обычным пластом с подошвенной водой, который эксплуатировался с помощью заводнения более двадцати лет, вследствие чего, обводненность продукции достигла 95% [15].

Для активации микроорганизмов использовался воздушный компрессор, насос для закачки водо-воздушной смеси и солей и резервуар для растворения солей фосфора и азота. Микробиологическое воздействие включало в себя

несколько циклов обработки нагнетательных скважин. Водно-воздушную смесь с минералами солей азота и фосфора закачивали через все нагнетательные скважины в несколько циклов в разные периоды времени по 24 ч.

Данный метод показал обнадеживающие результаты. Применение микробиологического воздействия позволило уменьшить содержание асфальтосмолистых фракций на 9%, снизить вязкость на 15%, а также увеличить добычу нефти на 26% (Рис. 16). [15]

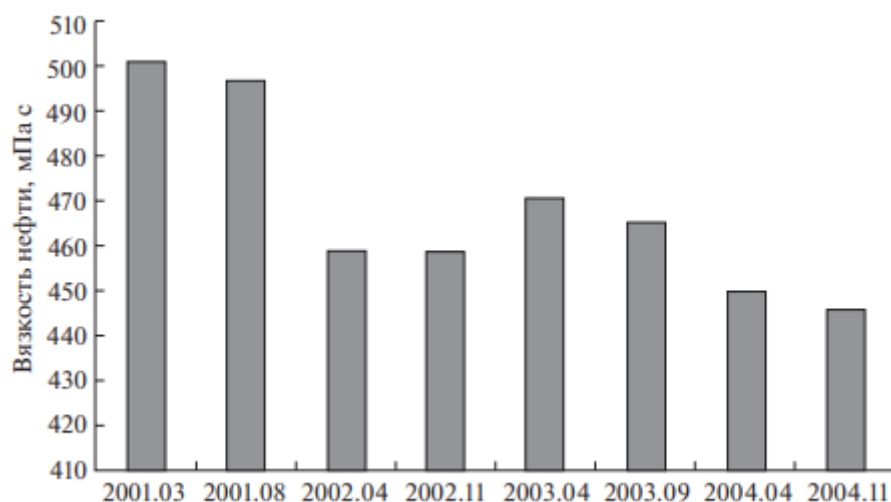


Рисунок 16. Вязкость нефти добывающей скважины 1002-1 Северного блока в процессе испытания микробиологического воздействия.

В результате на месторождении Даган было извлечено 8765 т. дополнительно добытой нефти, а к концу 2004 г. еще 5932 т. нефти (Табл. 7).

Таблица 7. Дополнительная добыча нефти, вследствие использования микроорганизмов на месторождении Даган в 2001-2004 гг. [20]

Год	Добывающие скважины, дополнительная нефть, т									Нефть, т
	1050-3	1017-7	1032-1	1094-1	1017-2	1017-3	1015-1	1002-1	1008-1	
2001	–	–	–	–	–	–	–	37.765	–	37.765
2002	127.394	–	388.951	–	103.426	–	1129.17	718.084	16.277	2483.302
2003	1113.77	913.797	1283.55	201.991	526.454	195.95	830.176	591.088	587.706	6244.482
2004	755.225	727.069	1283.92	9.214	217.427	178.293	726.448	941.408	1093.82	5932.824
Сумма	1996.389	1640.866	2956.421	211.205	847.307	374.243	2685.794	2288.345	1697.803	14698.373

Доказательством эффективности использования микробиологического воздействия было увеличение добычи при одновременном уменьшении воды в добываемой продукции. В среднем обводненность скважинной продукции в

среднем упала на 9%. После окончания микробиологического воздействия численность микробов и интенсивность микробиологических процессов понижалась.

2.5 Сравнительный анализ применимости МУН в осложненных условиях.

Таким образом в ходе анализа применимости МУН и опыта их применения, наибольшее использование находят химические и тепловые методы, поскольку они имеют наименьшее количество ограничивающих параметров. Тепловые методы используются на глубине до 4000 метров для очень вязкой нефти, но ограничены проницаемостью (более 100 мД), в свою очередь химические методы наоборот, могут применяться при проницаемости более 20 мД, но применяются только для нефтей с вязкостью до 150 мПа*с. Закачка же газа ограничена только вязкостью (Табл. 8).

Таблица 8. Применимость МУН, исходя из эмпирических данных различных месторождений (составлено автором)

МУН	Глубина, м	Вязкость, мПа*с	Проницаемость, мД
Горение	1500-4000	10-1500	>100
Пар	<1500	50-9000	>100
Термогаз.	50-3000	1-150	Не ограничено
Полимеры	0-7000	1-75	>20
СО ₂	>1000	1-15	Не ограничено
ВГВ	800-2000	1-15	Не ограничено
Микробиологическое воздействие	<4000	15-500	>100

Для извлечения тяжелой нефти и битумов лучше всего подойдут тепловые методы и их комбинации, так как они помогают повысить температуру пласта и снизить вязкость нефти, тем самым увеличить КИН. Лучше всего себя показывают тепловые методы с использованием пара, поскольку теплоемкость пара выше теплоемкости горячей воды, методы с

использованием пара позволяют использовать менее плотную сетку скважин, чем при внутрипластовом горении, а также можно использовать как с вертикальными, так и с горизонтальными скважинами. Эффективность паровых методов подтвердилась также эмпирически на Усинском и Кенкиянском месторождениях, где добыча возрасла на 30%.

Для извлечения нефти из истощенных и сильно обводненных пластов, лучше всего подойдут химические методы. Наиболее используемым химическим МУН является полимерное заводнение, поскольку он позволяет оптимизировать подвижность нефти и воды и увеличить охват пласта. Примером является Арланское месторождение. Главными недостатками являются высокая стоимость химических реагентов и сложность применения из-за различных неконтролируемых факторов (высокая глинистость, высокое содержание соли в воде и т.д.). В основном химические методы применяются для нефти с низкой или средней вязкостью.

Газовые МУН — это удобный способ использовать газ, полученный на промыслах, для поддержания пластового давления и улучшения вытеснения нефти. Они могут закачиваться на глубины больше чем остальные МУН и не зависят от проницаемости коллектора. Наиболее используемыми считаются методы закачки диоксида углерода и водогазовой смеси, поскольку они снижают вязкость нефти и дешевле других методов.

Микробиологическое воздействие используется для снижения вязкости нефти и уменьшения межфазного натяжения, а также для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений у входа в пористые зоны, чтобы восстановить проницаемость. Для микробиологического метода необходима большая пористость и низкая минерализация нагнетаемой воды, поскольку эта технология зависит от способности микроорганизмов существовать в залежи, содержащей углеводороды и соленую воду. Этот метод не изучен в совершенстве, вследствие чего становится невозможным спрогнозировать результат, но является экономическим выгодным поскольку вписывается в

существующую схему заводнения и позволяет повысить КИН до 30%, что доказывает опыт применения метода на месторождении Даган.

В результате всего вышеперечисленного, проанализировав зарубежный и отечественный опыт применяемых технологий, можно сделать вывод, что выбор МУН главным образом зависит не только от геолого-физических характеристик коллектора и параметров нефти, но и от цели их применения.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6П	Черноусов Евгений Денисович

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

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

1. Стоимость ресурсов исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	В соответствии с налоговым кодексом Российской Федерации

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Анализ конкурентных технических решений, выполнение SWOT-анализа
2. Планирование и формирование бюджета проекта	Расчет затрат на оборудование, материалы, амортизационные отчисления, заработную плату, накладные расходы. Составление сметы затрат
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Оценка экономической эффективности применения технологии

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Матрица SWOT

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	19.03.2019
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Якимова Т.Б.	к.э.н.		19.03.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6П	Черноусов Евгений Денисович		19.03.2019

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Данная выпускная квалификационная работа представлена изучением технологий применения методов увеличения нефтеотдачи на нефтяных месторождениях. Но поскольку нефть Западной Сибири имеет высокую вязкость и большую глубину залегания, то наиболее подходящим будет метод термогазового воздействия.

Раздел содержит информацию, касающуюся технологии применения метода термогазового воздействия. Технология должна отвечать критерию достижения максимального экономического эффекта за счет дополнительной добычи при соблюдении требований экологии и охраны окружающей среды.

Экономическая эффективность проекта выражается в расчете прибыли от дополнительной добычи нефти. При этом учитываются все статьи затрат: затраты на подготовительные работы, внедрение ТГВ (закупка установок и их демонтаж), эксплуатационные затраты, затраты на электроэнергию, налоговые исчисления.

Технико-экономическая оценка эффективности внедрения технологии ТГВ выполнена на основе одного из наиболее перспективных вариантов. Данный вариант предполагает создание опытного участка ТГВ на нефтяном месторождении, который включает капитальные затраты на бурение скважин, строительно-монтажные работы, проектные работы, а также закупку и монтаж комплекса оборудования.

4.1 Материальные затраты

В данном разделе указана стоимость разработки опытного участка с применением комплекса термогазового воздействия. Основное оборудование установки ТГВ включает блочную компрессорную станцию; насосную станцию; систему контроля, автоматизации и мониторинга ТГВ; блоки управления индивидуальными замерными установками и сами установки, газоанализаторы.

В таблице 9 показана цена установок для применения ТГВ.

Таблица 9. Стоимость внедрения ТГВ

№	Наименование оборудования	Цена в рублях за единицу
1	Блочная кустовая насосная станция	83.000.000
2	Системы контроля, мониторинга и автоматизации	11.000.000
3	Насосная станция	36.000.000
4	АГЗУ	42.000.000
5	Блоки управления	27.000.000
6	Газоанализаторы	7.300
7	Общая стоимость	199.007.300

Также для обустройства исследуемого участка необходимо построить скважины стоимость примерно 1 млн. руб., но затраты на них учитываться не будут, так как для применения любого МУН необходимы такие скважины, следовательно, такие затраты.

4.2 Затраты на заработную плату

Для применения метода ТГВ для увеличения нефтеотдачи необходимо 2 бригады подрядчиков, состоящие из 10 человек каждая для всех видов работ, указанных в таблице 10.

Таблица 10. Заработная плата

№	Вид работы	Количество человек	Количество дней по проекту для выполнения	Заработная плата с учетом надбавок одного человека за один день в рублях	Суммарные затраты на заработную плату на одну бригаду подрядчиков в рублях
1	Монтаж блочной кустовой насосной установки	10	20	1720	344000

2	Монтаж насосной станции	10	8	1720	137600
3	Монтаж АГЗУ	10	6	1720	103200
4	Монтаж блоков управления	10	6	1720	103200
5	Подготовка скважин	10	6	1720	103200

Итого для двух бригад подрядчиков суммарная заработная плата составит:

$$791200 * 2 = 1\,582\,400 \text{ руб.}$$

$$\text{Накладные расходы: } 199007300 * 0,2 = 39801460 \text{ руб.}$$

$$\text{Страховые взносы: } 1582400 * 0,3 = 474720 \text{ руб.}$$

$$\text{НДС (20%): } (199007300 + 39801460) * 0,2 = 47761752 \text{ руб.}$$

$$\text{Суммарные затраты на внедрение технологии: } 288627632 \text{ руб.}$$

$$\text{Срок работы технологии: } t = 10 \text{ лет}$$

$$\text{Амортизация оборудования: } 288627632 * 0,1 = 28862763,2 \text{ руб.}$$

4.3 Экономическая эффективность применения технологии

Далее необходимо выявить экономическую эффективность технологии. Для этого сравним два схожих участка, но один уже работающий без применения МУН, а второй с внедренным ТГВ за два года работы (табл. 11).

Таблица 11. План по добыче

Продолжительность эксплуатации участка	План по добыче жидкости без ТГВ в тоннах	План по добыче жидкости без ТГВ в тоннах
Первый год	16 059	19 277
Второй год	17 665	21 206

Выручка от реализации

Рассчитываем выручку от реализации нефти на рынке по следующей формуле:

$$\Delta B = \Delta Q * C,$$

C – цена реализации нефти на рынке (20150 руб/т),

ΔQ – прирост добычи за один год

$$\Delta B1 = \Delta Q1 * C = 3218 * 20150 = 64\,842\,700 \text{ руб.}$$

$$\Delta B2 = \Delta Q2 * C = 3541 * 20150 = 71\,351\,150 \text{ руб.}$$

Затраты на эксплуатацию

Затраты на дополнительную добычу нефти в год:

$$З_{доп} = \Delta Q1' * З_{пер},$$

$$З_{доп1} = \Delta Q1' * З_{пер} = 3218 * 1517,75 = 4\,884\,119,5 \text{ руб.}$$

$$З_{доп2} = \Delta Q2' * З_{пер} = 3541 * 1517,75 = 5\,374\,352,75 \text{ руб.}$$

Затраты на проведения мероприятия:

$$\Delta Z_{тек} = Z_{ТГВ} + З_{доп}$$

$$\Delta Z_{тек1} = Z_{ТГВ} + З_{доп1} = 28862763,2 + 4884119,5 = 33\,746\,882,7 \text{ руб.}$$

$$\Delta Z_{тек2} = Z_{ТГВ} + З_{доп2} = 28862763,2 + 5374352,75 = 34\,237\,115,95 \text{ руб.}$$

Прибыль

Увеличение прибыли от технологии:

$$\Delta \Pi = \Delta B - \Delta Z_{тек}$$

$$\Delta \Pi1 = \Delta B1 - \Delta Z_{тек1} = 64\,842\,700 - 33\,746\,882,7 = 31\,095\,817,3 \text{ руб.}$$

$$\Delta \Pi2 = \Delta B2 - \Delta Z_{тек2} = 71\,351\,150 - 34\,237\,115,95 = 37\,114\,034,05 \text{ руб.}$$

Налогообложение

Увеличение налога на прибыль в год:

$$\Delta \Pi_{пр} = \Delta \Pi * Н/100$$

$$\Delta \Pi_{пр1} = \Delta \Pi1 * Н/100 = 31\,095\,817,3 * 0,2 = 6\,219\,163,46 \text{ руб.}$$

$$\Delta \Pi_{пр2} = \Delta \Pi2 * Н/100 = 37\,114\,034,05 * 0,2 = 7\,422\,806,81 \text{ руб.}$$

Вычисление экономической эффективности

Увеличение притока денежной наличности в год:

$$\Delta \Pi_{ДН} = \Delta \Pi - \Delta \Pi_{пр}$$

$$\Delta \Pi_{ДН1} = \Delta \Pi1 - \Delta \Pi_{пр1} = 31\,573\,434,82 - 6\,219\,163,46 = 25\,354\,271,36 \text{ руб.}$$

$$\Delta \Pi_{ДН2} = \Delta \Pi2 - \Delta \Pi_{пр2} = 37\,591\,651,57 - 7\,422\,806,81 = 30\,168\,844,76 \text{ руб.}$$

Коэффициент дисконтирования:

$$\alpha = 1/((1 + E)^{(t-1)})$$

$$\alpha_1 = 1/((1 + E)^{(t-1)}) = 1/(1+0,15)^{1-1} = 1$$

$$\alpha_2 = 1/((1 + E)^{(t-1)}) = 1/(1+0,15)^{2-1} = 0,87$$

Дисконтированный прирост потока денежной наличности в год:

$$\Delta\text{ДПДН} = \Delta\text{ПДН} * \alpha$$

$$\Delta\text{ДПДН}_1 = \Delta\text{ПДН}_1 * \alpha_1 = 25354271,36 * 1 = 25354271,36 \text{ руб.}$$

$$\Delta\text{ДПДН}_2 = \Delta\text{ПДН}_2 * \alpha_2 = 30168844,76 * 0,87 = 26246894,9 \text{ руб.}$$

Чистый дисконтированный доход за 2 года:

$$\text{NPV} = \Delta\text{ДПДН}_1 + \Delta\text{ДПДН}_2 = 51601166,3 \text{ руб.}$$

Время окупаемости технологии:

Прибыль компании в месяц:

$$\text{Пмес.} = (\Delta\text{B}_1 + \Delta\text{B}_2) / 24 = 5674743,75 \text{ руб.}$$

Время окупаемости технологии ТГВ:

$$\text{Тприб.} = 283851456,8 / 5674743,75 = 50 \text{ месяцев}$$

Экономическая оценка:

Проведение экономической оценки внедрения технологии ТГВ показало, что использование данного метода целесообразно, поскольку срок работы ТГВ составляет 120 месяцев, а окупается данная технология всего за 50 месяцев, причем чистый дисконтированный доход за 2 года составляет 51601166,3 рублей. В таблице 12 приведены значения экономической эффективности.

Таблица 12. Экономическая оценка эффективности проекта.

Показатель	Значение за год	
	1 год	2 год
Прирост добычи нефти, тыс.т.	3218	3541
Прирост выручки от реализации, руб.	64842700	71351150
Затраты на эксплуатацию, руб.	33 746 882,7	34 237 115,95
Прибыль, руб.	31095817,3	37114034,05
Налогообложение, руб.	6219163,46	7422806,81

Дисконтированный прирост потока денежной наличности, руб.	25354271,36	26246894,9
Время окупаемости, мес.	50	

4.4 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ 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, решений. Матрица SWOT-анализа представлена в таблице 13.

Таблица 13 – Матрица SWOT-анализа

Сильные стороны технологии (С)	Слабые стороны технологии (Сл)
1. Высокая рентабельность. 2. Полнота исследования. 3. Актуальность использования технологии.	1. Большое количество проводимых операций. 2. Отсутствие необходимого оборудования. 3. Учет особенностей конкретного объекта разработки.
Возможности (В)	Угрозы (У)
1. Совершенствование технологической составляющей. 2. Создание конкуренции зарубежным предприятиям. 3. Актуальность исследования приведет к появлению заинтересованных сторон.	1. Появление новых конкурентов. 2. Длительная реализация. 3. Задержка финансирования.

На данном этапе необходимо построить интерактивную матрицу проекта, которая поможет нам разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT. Сильное соответствие сильных сторон возможностям отмечается “1”, слабое соответствие отмечается “0”, а неопределённость помечается “-”. Пример интерактивной матрицы проекта представлен в таблице 9.

Таблица 9 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта				
Возможности проекта		С1	С2	С3
	В1	-	1	1
	В2	1	-	1
	В3	1	0	1

Исследование интерактивной таблицы 9 выявили следующие зависимости сильных сторон и возможностей проекта: В1С2, В1С3, В2С1, В2С3, В3С1, В3С3.

Таблица 10 – Интерактивная матрица проекта

Слабые стороны проекта				
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	В1	1	0	1
	В2	-	0	-
	В3	0	-	1

Исследование интерактивной таблицы 10 выявили следующие зависимости слабых сторон и возможностей проекта: В1Сл1, В1Сл3, В3Сл3.

Таблица 11 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта				
-------------------------	--	--	--	--

Угрозы проекта		С1	С2	С3
	У1	0	0	0
	У2	0	1	0
	У3	0	1	1

Исследование интерактивной таблицы 11 выявили следующие зависимости сильных сторон и угроз проекта: У2С2, У3С2, У3С3.

Таблица 12 – Интерактивная матрица проекта

Слабые стороны проекта				
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	У1	0	1	0
	У2	0	1	1
	У3	1	1	0

Исследование интерактивной таблицы 12 выявили следующие зависимости слабых сторон и угроз проекта: У1Сл2, У2Сл2, У2Сл3, У3Сл1, У3Сл2.

Технология имеет высокую актуальность, что приведет к совершенствованию технологической составляющей, созданию конкуренции зарубежным предприятиям и появлению заинтересованных заказчиков. Задержка финансирования разработки проекта может служить существенной угрозой.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6П	Черноусов Евгений Денисович

Школа	ИШПР	Отделение школы	ОНД
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Тема ВКР:

Выбор и обоснование применения методов повышения нефтеотдачи в осложненных геолого-технологических условиях на нефтяных месторождениях

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования в данной работе является термогазовое воздействие на нефтяные пласты для увеличения нефтеотдачи
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>В работе были рассмотрены такие нормативные документы: ТК РФ N 197 – ФЗ, ГОСТом 12.004-90</p>
<p>2. Производственная безопасность:</p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов: Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – пожаро- и взрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения). – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, источники); – безопасность при работе с аппаратами под давлением (источники) <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия:</p>	<p>К вредным факторам при работе с установкой ТГВ относятся отклонение показателей климата на открытом воздухе, превышение уровня шума и вибраций, повышенный уровень загазованности</p> <p>К опасным факторам относятся аппараты под высоким давлением, электрический ток, пожаро- и взрывоопасность.</p>

<ul style="list-style-type: none"> – Средства коллективной защиты – Индивидуальные защитные средства. 	
<p>3. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ воздействия объекта на атмосферу; – Анализ воздействия объекта на гидросферу; – Анализ воздействия объекта на литосферу; – Решения по обеспечению экологической безопасности; 	<p>Выход веществ, которые загрязняют атмосферу, такие как сероводород, оксид азота, оксид серы и углеводороды. Могут происходить разливы нефти в подземные и поверхностные воды.</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>При разработке и эксплуатации могут возникать различные ЧС по разным причинам, а именно:</p> <p>Природно-метеорологические причины:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Ураганы - Паводки - Очень низкие температуры - Метели - Лесные пожары <p>Технические причины:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Взрывы газовой смеси - Разливы на больших площадях ядовитых сильнодействующих веществ. <p>Наиболее типичной ЧС при работе с установкой ТГВ является разлив нефти и выброс газа, которые приводят к крупномасштабным пожарам</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	15.03.2020
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		15.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6П	Черноусов Евгений Денисович		15.03.2020

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Так как потребление нефтепродуктов во всем мире постоянно увеличивается, а эффективность нефтеизвлечения традиционными методами разработки падает с каждым годом, то возникает необходимость внедрения и эксплуатации современных МУН. Наиболее актуальными считаются интегрированные методы, которые могут обеспечить высокий КИН не только на уже разрабатываемых, но и на новых месторождениях. ТГВ является одним из таких методов, которую обслуживает оператор установки ТГВ, находящийся в непосредственной близости скважин.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1 Организационные мероприятия

Оперативный персонал, отвечающий за оборудование ТГВ, выдает разрешение на подготовку рабочего участка и допуск бригады для начала работ. Под подготовкой рабочего участка подразумевают осуществление технических мероприятий до начала работ для предотвращения воздействия опасных производственных факторов. Перед выдачей допуска бригаде, допускающий должен убедиться в выполнении технических мероприятий по подготовке рабочего участка и сделать отметку в оперативном журнале. Перед началом работ проводят целевой инструктаж. Последующий инструктаж обычно проводит наблюдающий при добавлении в состав бригады нового работника.

Ответственный за допуск в инструктажах должен объяснить вопросы электробезопасности, пожаробезопасности, должен дать четкие указания безопасного проведения работ, безопасного использования грузоподъемных машин, инструментов и приспособлений.

Допуск оформляется в двух экземплярах наряда, один из которых остается у производителя, а второй у допускающего. Когда работа закончится, производитель работ должен вместе с бригадой покинуть место работ, снять установленные временные ограждения, заземления и плакаты, а также закрыть двери электроустановки на замок и оформить в наряде полное окончание работ.

Окончание работ также оформляется в оперативном журнале и в журнале учета работ по нарядам и распоряжениям.

5.1.2 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Перед включением установки персонал должен убедиться, что установка готова к включению. Для этого проверяют чистоту рабочего места, отсутствие забытых деталей или инструментов и т.д. После этого восстанавливают постоянные ограждения.

5.1.3 Особенности законодательного регулирования

Трудовой распорядок, оплата труда, социальные отношения между организацией и работниками регулируются законодательством РФ.

Длительность рабочего дня не должна превышать 40 часов в неделю. Для работающего персонала, который работает на местах с вредными условиями 3 и 4 категории, рабочий день составляет 36 часов.

Также организация обязана предоставить ежегодные отпуска продолжительностью 28 календарных дней. Для рабочего персонала на местах с опасными или вредными условиями предусмотрен дополнительный отпуск. Рабочим в течение трудового дня должен предоставляться, перерыв не более двух часов и не менее 30 минут, который не включен в рабочее время.

Законодательство РФ запрещает дискриминацию людей по любым признакам и запрещает принудительный труд.

5.2 Производственная безопасность

5.2.1 Анализ вредных и опасных факторов

В таблице 13 указаны опасные и вредные факторы, которые могут возникать при работе с установками ТГВ.

Таблица 13. Опасные и вредные факторы при термогазовом воздействии на пласт

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1)Компрессорные установки;	1)Отклонение показателей климата на	1)Аппараты под давлением;	1)СанПиН 2.2.4-548-96

	открытом воздухе;		
2)Сервис фонда скважин;	2)Превышение уровней шума и вибрации;	2)Электрический ток;	2)ГОСТ 12.1.012–90 ССБТ и ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ.
3)Работа с электроустановками и трансформаторами;	3)Повышенная загазованность воздуха рабочей среды.	3)Пожаровзрывоопасность	3)ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ.
4)Контроль за трубопроводами.			4)ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ
			5)ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ

5.2.2 Анализ вредных факторов

Уровень шума

Компрессорные установки, находящиеся в близости от рабочего места оператора, создают уровень звукового давления в децибелах, который превышает допустимый уровень шума равный 75 дБА [23].

Для предотвращения воздействия уровня шума могут быть применены такие индивидуальные мероприятия как наушники, шлемы, каски, противозумные вкладыши, перерывы на отдых от данного помещения [23]. Также применяются коллективные средства защиты: пневмоударники, звукоизоляция, звукопоглощение и предварительная установка кожухов и глушителей [23].

Уровень вибрации

Бесперебойно работающие генераторы, а также компрессорные установки создают определенный уровень вибрации. Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду 0÷28 мм [30].

Мероприятия для уменьшения уровня вибрации: установка прокладок между полом и работающим оборудованием, увеличение количество крепежей, балансировка вращающихся частей механизмов. К средствам коллективной

защиты относятся звукоизолирующие кожухи, кабины, выгородки. Для частичного устранения вибраций устанавливаются прокладки из асбеста, резины или войлока [30].

Отклонение показателей климата на открытом воздухе

На месторождениях любой вид работы на открытом воздухе сопровождается указанием периода времени года выполняемых работ и метеорологических параметров территории. Нормы этих параметров зависят от региона, времени и сложности выполнения работы.

Для снижения вредного воздействия на организм рабочего, применяется следующий список правил [26]:

1) Запретить допуск к работам при отсутствии у рабочих СИЗ, отвечающим климатическим условиям;

2) В летний период года, работникам необходимо обеспечить СИЗ от гнуса и клещей;

3) При температуре наружного воздуха ниже -25°C , работающих на открытом воздухе ежедневно необходимо обеспечивать обогревом в помещении, где должна поддерживаться температура 25°C . Пункты обогрева оборудуют и эксплуатируют согласно соответствующей инструкции;

4) В зимний период, независимо от состояния погоды, выход людей за пределы жилой или производственной зоны допустим только группой в составе не менее двух человек по письменному разрешению (записью в журнале).

Загазованность воздуха рабочей среды

Вследствие нарушения герметичности фланцевых соединений, коррозии и износа оборудования могут происходить утечки вредных газов и паров нефти. Предельно допустимыми концентрациям веществ считаются: диоксид азота – 2 мг/м^3 , бензол – 10 мг/м^3 , углерода оксид – 20 мг/м^3 [28].

Для предотвращения вредного влияния газов и паров применяют следующие средства защиты: коллективные (устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне) и индивидуальные (очки, защитные маски, противогазы).

5.2.3 Анализ опасных факторов

Пожаро- и взрывобезопасность

Обеспечение пожарной безопасности осуществляется с помощью активных и пассивных способов пожаротушения. К активным способам относятся методы тушения с помощью огнегасителей средств. К пассивным способам относят методы тушения путем изоляции горючего от окислителя или инертизации среды, в которой находится очаг горения.

При работе с пожароопасными и взрывопожароопасными веществами и материалами соблюдаются требования маркировки и предупредительных надписей [26]. Первичные средства пожаротушения представлены в таблице 14.

На стадии проектирования нужно предусмотреть противопожарные разрывы между узлом приготовления раствора, емкостями для хранения раствора и устьем скважины не менее 50 м. [26]. Также необходимо использовать навесы для всей циркуляционной системы и механизмов по обработке и заготовке раствора для защиты от атмосферных осадков. Для деревянных и тканевых покрытий привышечных сооружений, которые находятся вблизи циркуляционной системы и приемных емкостей, используется 30% раствор жидкого стекла.

Таблица 14. Первичные средства пожаротушения

Наименование		ГОСТ	Количество, шт.
Огнетушитель пенный ОП-10		ГОСТ 16005-70	12
Ящики с песком	0,5 м ³	-	4
	1 м ³	-	2
Лопаты		ГОСТ 3620-70	5
Лом пожарный легкий		ГОСТ 16714-71	2
Багор пожарный			
Топор пожарный поясной			
Ведро пожарное		ТУ 220	4

Над приемными емкостями и желобами должна быть обеспечена естественная вентиляция.

Чтобы обеспечить безопасность работы со сварочными приборами, необходимо перед работой подготовить детали, узлы, а также очистить и пропарить прилегающий район.

При возгорании раствора останавливаются насосы, выключаются электродвигатели и дизели. Для тушения раствора с плотностью менее 1000 кг/м³ используют пену, а при более высокой плотности также можно использовать воду.

Электробезопасность

Поражение человека электрическим током происходит только при прикосновении человека к сети как минимум в двух точках. При этом замыкание которое происходит через тело человека, является опасным фактором.

В нормативных документах, которые зависят от условий производственной среды, рассматриваются такие вопросы как: требования к электрооборудованию, выбор и обоснование категории помещения в зависимости от степени опасности поражения электрическим током, анализ соответствия реального положения на производстве перечисленным требованиям и мероприятия для устранения обнаруженных несоответствий, обоснование мероприятий и средств защиты для предотвращения поражения электрическим током [24].

Для предотвращения поражений электричеством используются коллективные и индивидуальные средства защиты.

К коллективным относятся: изоляция проводов; установка ограждений, предупредительных устройств, знаков безопасности и предупреждающих плакатов; применение малых напряжений; использование заземлений, занулений и защитного отключения.

К индивидуальным средствам относятся изолирующие электрозащитные средства, которые могут длительно выдерживать рабочее напряжение

электроустановок. К ним таким средствам относятся диэлектрические перчатки, инструменты с резиновыми рукоятками, а также указатели напряжения [24]. Также используются дополнительные средства защиты, например, диэлектрические сапоги, коврики, подставки. Они обладают гораздо меньшей электрической прочностью и не всегда могут защитить от поражения электрическим током [24]. При использовании тех или иных средств индивидуальной защиты необходимо обоснование выбора для данного рабочего места.

Аппараты под давлением

Высокий уровень давления, который превышает максимально допустимый, может привести к отказу технического оснащения и выходу из строя регулирующих и предохранительных клапанов, что влечёт за собой получение травм от разрушения оборудования [25].

В качестве коллективной защиты применяются системы взрывзащиты, которые оснащаются на аппаратах, работающих под высоким давлением. Также используются обратные и предохранительные клапаны для аварийного сброса давления. Для индивидуальной защиты, оператор использует специальный хлопчатобумажный костюм, комбинированные рукавицы и резиновые боты.

Степень контроля зависит от группы сосуда, которая зависит от температуры стенки, характера среды и расчетного давления [25].

5.3 Экологическая безопасность

5.3.1 Анализ влияния ТГВ на экологическую обстановку

Работа установок ТГВ создает воздействия на экологическую обстановку. В основном это вещества, которые загрязняют атмосферу, такие как сероводород, оксид азота, оксид серы и углеводороды. Выброс этих веществ происходит в основном из-за аварийного фонтанирования и испытаний скважин, а также вследствие негерметичности арматуры и оборудования.

Чистоту атмосферы обеспечивают с помощью уменьшения выбросов газа и сокращения вредного влияния выбросов (табл. 15).

Таблица. 15 Вредные вещества [21]

Вредное вещество	Максимально разовая ПДК в воздухе, мг/м ³	Класс опасности	Параметры выбросов	
			г/сек	т/год
NO ₂	0,085	2	0,078	1,23
Метанол	1	3	0,041	1,29
Сажа	0,15	3	0	2
СО	5	4	0,22	4,88
Углеводороды	50	4	9,14	298,8

Для уменьшения негативного влияния на воздух на месторождениях соблюдают полную герметизацию оборудования, контролируют сварные швы трубопроводов, используют различные средства защиты от коррозии, оснащают дренажные емкости в случае аварийной ситуации.

Гидросферу защищают с помощью тщательного надзора за герметичностью трубопроводов и быстрой откачке нефти в случае аварийной ситуации. Для охраны подземных вод собирают производственно-дождевые сточные воды в заглубленные дренажные емкости для последующего вывоза.

Для снижения отрицательного воздействия на гидросферу на месторождениях применяют следующие мероприятия:

- 1) Сбор подземных вод в определенных количествах для сохранности основных свойств водоносных горизонтов.
- 2) Обвалование площадок
- 3) Охрана артезианских скважин
- 4) Повторное использование воды
- 5) Применение различных сорбентов и микробов для предотвращения возможного разлива нефти
- 6) Сбор производственно-дождевых сточных вод
- 7) Сбор и утилизация жидких отходов бурения

- 8) Использование антикоррозионных средств
- 9) Обеспечение герметичности всего оборудования

Использование данных мероприятий поможет рационально использовать водные ресурсы и снизит до минимума отрицательное влияние на подземные и поверхностные воды.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

5.4.1 Анализ вероятных ЧС на месте проведения.

Аварии могут быть вызваны как по техническим, так по человеческим причинам, а также могут быть следствием экологических и метеорологических факторов. Для уменьшения вероятности аварии требуется разработать перечень мероприятия такие как повышение прочности конструкций, системы электро-водо-газоснабжения, хранения запасов сырья и т.д.

Наиболее типичной ЧС в процессе использования ТГВ считается разлив нефти и выброс газа, которые приводят к крупномасштабным пожарам. Также могут произойти аварийное фонтанирование нефти, в результате которого возможно ее попадание в открытые водоемы и подземные горизонты.

5.4.2 Мероприятия по предотвращению ЧС и разработка порядка действий в случае возникновения ЧС

Для предупреждения возможных аварий применяются следующие мероприятия [33]:

- Прогнозирование и контроль опасных природных и метеорологических явлений;
- Установка сигнализаций для оповещения населения, рабочих и органов управления об опасности возникновения ЧС;
- План действий по предупреждению ЧС и ликвидации их последствий
- Обучение рабочего персонала к действиям во время ЧС
- Установка превенторов на устья скважин
- Оснащение трубопроводов автоматическими системами обнаружения и оповещений утечек

Все перечисленные мероприятия направлены на обеспечение эффективной разработки месторождения и необходимы для защиты работников.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящий момент количество трудноизвлекаемых запасов постоянно увеличивается, а темпы извлечения нефти снижаются. Вопрос о внедрении различных технологий, способных увеличить КИН, является одним из актуальных на сегодняшний день.

В данной работе были рассмотрены различные методы увеличения нефтеотдачи пластов, которые применялись на нефтяных месторождениях с осложненными условиями. Были рассмотрены как сами МУН и их опыт применения на месторождениях, так и рассмотрены факторы, которые влияют на эффективность той или иной технологии.

Исследовав геолого-физические и экономические условия применимости каждой технологии, выявили преимущества и недостатки каждого из существующих методов. Так, метод термогазового воздействия позволяет увеличить нефтеотдачу при таких осложненных условиях как высокая вязкость нефти (>25 мПа*с) и низкая проницаемость коллектора (<10 мД). Поскольку эти условия характерны для Западной Сибири, была проанализирована продуктивность метода (КИН на месторождениях повышался на 10-15%). Эффективность метода также была обоснована экономическими расчётами.

Также, было выявлено, что для сильно истощенных и обводненных пластов химические МУН являются наиболее подходящими. Самым используемым считается полимерное заводнение, поскольку он позволяет оптимизировать подвижность нефти и воды и увеличить охват пласта. С помощью него на Арланском месторождении за один год смогли добыть 9,5 млн. тонн дополнительной нефти и снизить обводненность на скважинах на 1-11%.

Согласно анализу, для пластов, залегающих на большой глубине и для поддержания пластового давления лучше всего подходят газовые методы. Так, с помощью водогазового воздействия на Битковском месторождении смогли не только увеличить КИН на 7%, но снизить темпы падения давления с 0,2 до 0,1 МПа в год.

Данным исследованием удалось обосновать выбор наиболее эффективных методов увеличения нефтеотдачи на нефтяных месторождениях в осложненных условиях.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Рузин, Л. М. Р 83. Методы повышения нефтеотдачи пластов (теория и практика): учеб. пособие / Л. М. Рузин, О. А. Морозюк. – Ухта: УГТУ, 2014. – 127 с
2. Технология и техника повышения нефтеотдачи пластов: Учеб. пособие / Н.И.Слюсарев. СПГИ. СПб, 2003. 78 с.
3. Трифонов Т.В., Саттаров Р.И., Хурматуллин А.В., Сазонов Д.В. физико-химические МУН на поздней стадии разработки месторождений // Экспозиция нефть газ - Набережные Челны, 2015 – с.26-29
4. Хисамов Р.С., Насыбуллин А.В., Нуртдинов Н.Р. Об эффективности форсированного отбора жидкости на поздней стадии разработки (на примере месторождений ПАО "ТАТНЕФТЬ") // Нефтяная провинция –Бугульма, 2016 – с. 37-60
5. Бурже Ж., Сурко П., Комбарну М. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов. Пер. с франц. –М.: Недра, 1989
6. Тараскин Е.Н., Пчела К.В., Кувшинов И.В. Основные результаты применения комбинированной закачки пара и химических реагентов на пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения // Проблемы разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и битумов – Ухта, 2009 –с.114-120
7. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. М.: Недра, 1985, 308 с.
8. Латыпов Д.Р. Увеличение нефтеотдачи пластов термогазовым методом // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых – 2017, Пермь – с.169-171.
9. Зазовский А.Ф., Федоров К.М. О вытеснении нефти паром. М.: Препринт ИПМ АН СССР, №267, 1986. 82 с.
10. Г.Ф. Ильина, Л.К.Алтунина Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири, 2006, 166 с.
11. Антониади Д. Г., Гилаев Г. Г., Джалалов К. Э. // Пароциклические обработки призабойных зон в нефтяных скважинах // Интервал. – 2003. – №4(51). – С.38.

12. Конесев С.Г., Хакимьянов М.И., Хлюпни П.А., Кондратьев Э.Ю. Современные технологии добычи высоковязких нефтей // Электротехнические системы и комплексы – Магнитогорск, 2013 –С. 301-307
13. Ухтинский государственный технический университет // Проблемы разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и битумов, 2015. 235 с.
14. Рузин Л. М. // Состояние и перспективы развития технологий разработки залежей аномально вязких нефтей
15. Назина Т.Н., Фенг Ц., Кострюкова Н.К., Шестакова Н.М., Бабич Т.Л., Ни Ф., Ванг Дж., Мин Л., Иванов М.В. Микробиологические и производственные характеристики высокотемпературного месторождения тяжелой нефти Даган (блок № 1) в процессе испытаний биотехнологии повышения нефтеизвлечения // Микробиология – Москва, 2017 –с.636-650
16. Буркова Анастасия Алексеевна // Определение источников обводнения добываемой углеводородной продукции // Булатовские чтения – Краснодра, 2018 – с. 94-97
17. Боксерман А. А., Грайфер В. И., Кокорев В. И., Чубанов О. В. Термогазовый метод увеличения нефтеотдачи // Интервал. – №7 (114). – 2008
18. Силин М.А., Магадова Л.А., Цыганков В.А., Мухин М.М., Давлетшина Л.Ф. «Кислотные обработки пластов и методики испытания кислотных составов» Учебное пособие. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина, 2011 – 142 с.
19. Каушанский Д.А., Демьяновский В.Б., Сурмаев А.В., Сурмаев М.В., Толстухин П.Е., Звонарев Д.Н., Корякин В.Н. Результаты физико-химического воздействия на продуктивные пласты вятской площади Арланского месторождения полимерно-гелевой технологией "Темпоскрин" // Нефтепромысловое дело – Москва – 2010 –С.19-24
20. Назина Т.Н., Григорьян А.А., Циньсян Фенг, Шестакова Н.М., Бабич Т.Л., Павлова Н.К., Ивойлов В.С., Фангтиан Ни, Джинциан Ванг, Уехие Ше, Тингшен Сиан, Бовен Мей, Жибин Луо, Беляев С.С., Иванов М.В. Микробиологические и производственные характеристики высокотемпературной

нефтяной залежи Кондиан в процессе испытания биотехнологии повышения нефтеотдачи // Микробиология – Москва, 2007 –с.340-353

21. ГН 2.2.5.1313–03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы.
22. ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
23. ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
24. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
25. ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
26. ГОСТ 12.4.011–89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
27. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
28. ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
29. ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
30. ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования.
31. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация
32. ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в ЧС. Основные положения.
33. ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения

Список публикаций студента

1. Черноусов Е.Д. // Особенности разработки продуктивных пластов со слабосцементированными породами // Труды XXIII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 120-летию со дня рождения академика К.И. Сатпаева, 120-летию со дня рождения профессора К.В. Радугина. – 2019. –Т2. – 210-211.

2. Черноусов Е.Д., Охотников В.Е. // Secondary processes as indicators of the low-resistance collectors productivity // Труды XXIV Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня основания Томского политехнического университета. – 2020.

3. Черноусов Е.Д., Охотников В.Е. // Вторичные процессы как индикаторы продуктивности низкоомных коллекторов // Труды XXIV Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня основания Томского политехнического университета. – 2020.