

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
Зав. кафедрой РЭНГМ

_____ Н.Г. Квеско

« ____ » _____ 20 ____ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01 Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Разработка мероприятий по совершенствованию технологий и техники добычи
высоковязких парафинистых нефтей на Мишкинском месторождении

Руководитель _____ доцент, канд. тех. наук Е.Л. Морозова
подпись, дата

Выпускник _____ К.А. Пьянкова
подпись, дата

Консультант:

Безопасность и экологичность _____ Е.В. Мусяченко
подпись, дата

Нормоконтролер _____ С. В. Коржова
подпись, дата

Красноярск 2021

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Разработка мероприятий по совершенствованию технологий и техники добычи высоковязких парафинистых нефтей на Мишкинском нефтяном месторождении» содержит 70 страниц текстового документа, 12 иллюстраций, 15 таблиц, 39 использованных источников.

ТЕРМОПОЛИМЕРНОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ПЛАСТ,
СОЛЯНОКИСЛОТНАЯ ОБРАБОТКА, РАСТВОРИТЕЛЬ
АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ, ЦИКЛИЧЕСКОЕ
ВНУТРИПЛАСТОВОЕ ТЕРМОПОЛИМЕРНОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ,
ВЫСОКОВЯЗКАЯ ПАРАФИНИСТАЯ НЕФТЬ, ЗАКАЧКА
ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ, МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ.

Объектом исследования является технология добычи высоковязких и парафинистых нефтей на Мишкинском нефтяном месторождении.

Цель работы: провести анализ современных методов увеличения нефтеотдачи, применяемых для залежей высоковязкой нефти, и предложить наиболее эффективный метод согласно его критериям применимости для разработки залежи.

В бакалаврской работе выполнены: приведена геология месторождения, выполнен анализ всех существующих методов, предложены мероприятия по повышению эффективности добычи высоковязких парафинистых нефтей на Мишкинском месторождении.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	5
1 Геологический раздел	6
1.1 Общие сведения о Мишкинском месторождении	6
1.2 Геологическое строение Мишкинского месторождения	7
1.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов.....	13
1.4 Свойства и состав нефти газа, конденсата и воды	15
1.5 Запасы нефти и газа, конденсата	17
2 Технологическая часть	20
2.1 Текущее состояние разработки месторождения	20
2.2 Техничко-эксплуатационная характеристика фонда скважин	23
3 Анализ текущего состояния разработки Мишкинского месторождения.....	26
3.1 Сравнение проектных и фактических показателей разработки	26
4 Выбор метода увеличения нефтеотдачи пласта.....	28
4.1 Обзор существующих технологий для увеличения нефтеотдачи.....	28
4.2 Закачка теплоносителя	32
4.3 Внутрипластовое горение	33
4.4 Горизонтальное бурение	34
4.5 Термошахтный способ добычи.....	37
4.6 Скважинные нагреватели и другие устройства	38
4.7 Другие технологии данной области (в том числе комбинированные и инновационные)	40
4.8 Паротепловая обработка скважин	42
4.9 Термополимерное воздействие.....	43
4.10 Модификация термополимерного воздействия на пласт.....	44

4.11 Соляно-кислотная обработка призабойной зоны малоэффективных месторождений с высоковязкой нефтью	45
4.12 Модификация соляно-кислотной обработки.....	48
4.13 Сравнение технологических показателей методов	49
5 Безопасность жизнедеятельности.....	53
5.1 Безопасность и экологичность.....	53
5.2 Анализ потенциальных опасных и вредных факторов при проведении работ	53
5.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования	56
5.4 Обеспечение безопасности технологического процесса	57
5.5 Обеспечение противопожарной и пожарной безопасности	59
5.6 Разливы и выбросы опасных кислот и реагентов	61
5.7 Экологичность проекта	63
Заключение	65
Список сокращений	66
Список использованных источников	67

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы

В последние годы всё более ухудшается структура запасов нефти, доля трудноизвлекаемых запасов нефти в последние годы приближается к 55-60%.

В связи с возросшей актуальностью вовлечения в активную разработку огромных ресурсов высоковязких парафинистых нефтей в России и мире, выбор технологии разработки таких залежей представляет большой интерес.

Мишкинское нефтяное месторождение, эксплуатируемое ОАО «Удмуртнефть», является примером такого месторождения и находится на поздней стадии разработки.

Ввиду особых характеристик пластов и состава нефти Мишкинское месторождение становится полигоном для испытания новых технологий.

Цель работы: провести анализ современных методов увеличения нефтеотдачи, применяемых для залежей высоковязкой нефти, и предложить наиболее эффективный метод для разработки залежей в условиях Мишкинского месторождения.

Задачи:

1. Провести патентный обзор и анализ геолого-технических мероприятий, а также современных методов разработки залежей высоковязкой парафинистой нефти;
2. Обосновать выбор технологии и сделать рекомендации по модификации.

В процессе работы проводился анализ современных методов увеличения нефтеотдачи, была дана их характеристика и применимость к условиям Мишкинского месторождения.

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

1 Геологический раздел

1.1 Общие сведения о Мишкинском месторождении

Мишкинское нефтяное месторождение было открыто в 1966 году. Оно расположено на границе Воткинского и Шарканского районов республики Удмуртии, в 60 километрах к северо-востоку от города Ижевска, севернее города Воткинска. На территории месторождения находятся населенные пункты – это деревни Мишкино, Сибино, Бычи. Население представлено русскими и удмуртами.

Площадь месторождения располагается в бассейне реки Кама, она занимает водоразделы речек Вотка, Шарканка и Сива. В орографическом отношении – местность представлена холмами, расчленена множеством оврагов, балок и долинами небольших рек. Абсолютные отметки рельефа изменяются от 140-180 метров на юге до 180-250 метров на севере.

К югу месторождения расположен Воткинский пруд, площадь зеркала составляет 1880 га. Площадь Мишкинского месторождения на 70% составляют хвойные леса, на оставшуюся часть приходится сельхозугодия. Лесоразработка и торфодобыча для местных нужд ведутся недалеко от площади месторождения.

Охранные зоны Пихтовские пруды, Воткинский пруд и леса I категории, река Вотка располагаются в восточной, юго-западной и северной частях месторождения. Граница водоохранной зоны Воткинского пруда равна 500 метров, Пихтовские пруды - 300 метров, река Вотка – 200 метров.

Так как государство не разрешает получить разрешение на подготовку кустов, расположенных в этих зонах, бурение под охранные зоны в настоящее время затруднено.

Климат района является умеренно-континентальным, с продолжительной зимой. Среднегодовая температура составляет +2°C, морозы в январе-феврале

редко достигают -40°C . Средняя глубина промерзания грунта равна 1,2 метра, толщина снегового покрова в марте составляет около 60-80 сантиметров.

Территория месторождения связывается с городом Ижевском железной дорогой Ижевск-Воткинск и шоссейной дорогой областного значения Ижевск-Воткинск-Шаркан. С рекой Камой месторождение связано шоссейной дорогой Воткинск-Чайковский. По крупнейшей водной магистрали Европейской части России реке Каме производится судоходство на протяжении 6-6,5 месяцев.

В экономическом отношении район сельскохозяйственный, большая часть занята пашнями, а склоны оврагов покрыты травянистой растительностью и кустарниками. Промышленность: легкая, машиностроительная, металлургическая концентрируется в городе Воткинске. Имеются предприятия по лесоразработке и торфодобычи. Воткинский район располагает месторождениями строительных материалов: кирпичные глины, песчано-гравийные смеси, строительного песка.

Добычу нефти на Мишкинском месторождении ведёт Воткинское нефтегазодобывающее управление. Водозабор для целей поддержания пластового давления расположен на реке Сива. Источник энергоснабжения — подстанция 220/110/35/6 кВ «Сива». Подготовка нефти осуществляется на установке подготовки нефти №2 «Мишкино», расположенной на территории Мишкинского месторождения.

1.2 Геологическое строение Мишкинского месторождения

Мишкинская зона поднятий располагается в южной части Верхне-Камской впадины. В тектоническом отношении Мишкинское месторождение приурочено к одноименной антиклинальной структуре субширотного простирания, в юго-восточной части Киенгопского вала, представляющего собой крупную структуру, осложненную рядом брахиантиклинальных складок низшего порядка.

К северо-западу от Мишкинской площади расположено Чутырско-Киенгопское месторождение, а восточнее – Ножовская нефтеносная зона.

Ниже приведены геологические и геолого-физические характеристики по каждой залежи отдельно.

Московский ярус. Вере́йский горизонт

На Мишкинском месторождении в верейском горизонте московского яруса четко выделяются два продуктивных пласта В-II и В-III, сложенных карбонатными отложениями. Пласты разделены непроницаемой пачкой аргиллитов и глинистых известняков толщиной от 1,2 метра до 2 метров. Тип коллектора поровый, залежи пластово-сводовые (рисунок 1).

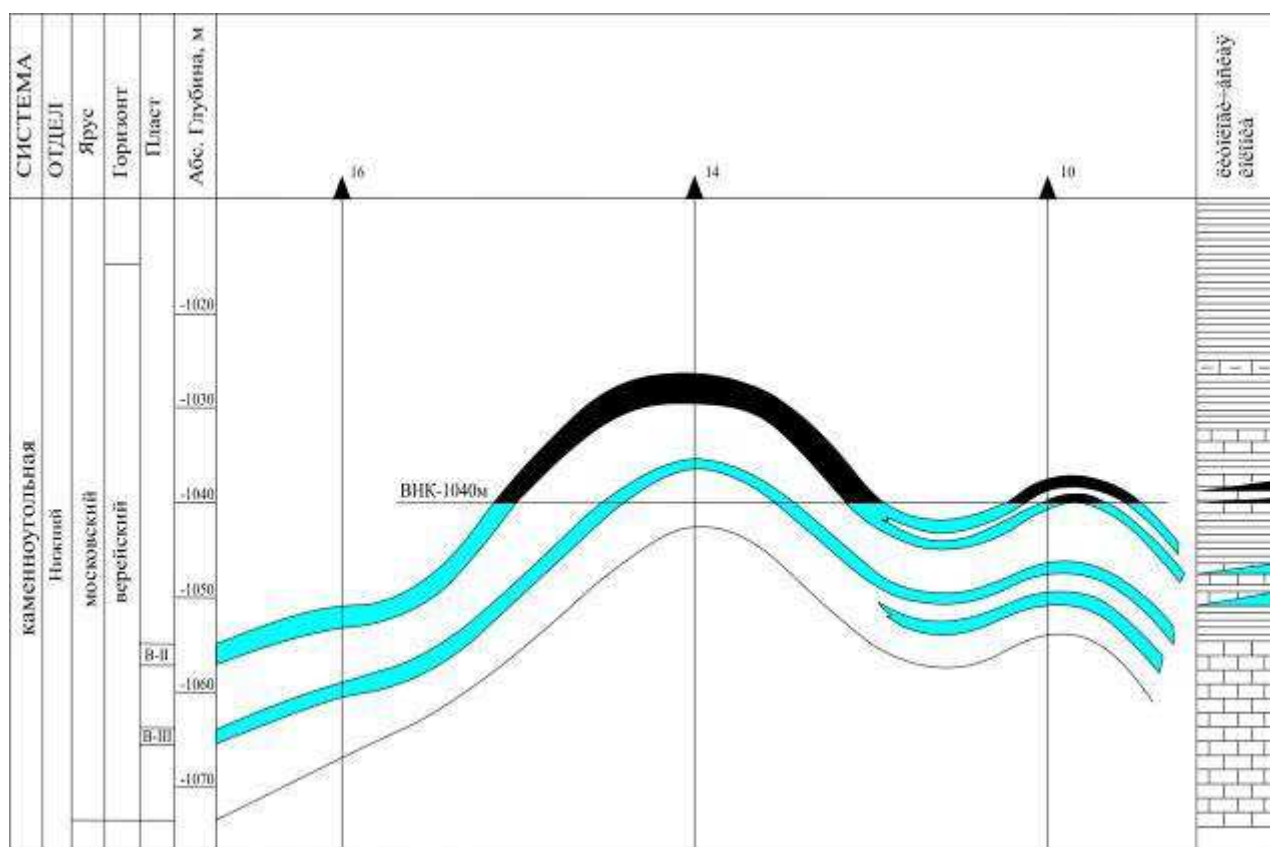


Рисунок 1 – Схематический геологический профиль отложений верейского горизонта

Залежь нефти пласта В-II единая на всех поднятиях Мишкинского месторождения и имеет уровень ВНК на абсолютной отметке -1040 метров.

Пласт В-II представлен известняками серыми и коричневато-серыми, органогенными, органогенно-детритовыми, реже мелко-тонко-зернистыми. Тип коллектора поровый. Пласт достаточно однороден как по простиранию, так и по разрезу, хорошо выдержан и лишь в отдельных скважинах расчленяется на 2-3 прослоя с появлением в разрезе плотных известняков и частичным замещением пористых разностей. Общая толщина пласта составляет 6,2 метра, эффективная толщина пласта колеблется от 1,2 метра до 5,2 метров в среднем составляя 3,5 метра. Средневзвешенный по толщине коэффициент пористости составляет 0,18, коэффициент нефтенасыщенности составляет 0,73. Площадь нефтеносности по пласту В-II верейского горизонта 140551,2 тыс. м².

Пласт В-III представлен известняками органогенно-обломочными, органогенными, органогенно-детритовыми. Тип коллектора поровый, в известняках органогенно-детритовых наблюдается минеральные вертикальные микротрещины шириной до 0,2 миллиметра, выполненные кальцитом. Общая толщина пласта 6,4 метра. Эффективная толщина колеблется от 0,6 метра до 2,5 метра, в среднем составляя 1,9 метра [5].

В целом для верейского объекта разработки суммарная нефтенасыщенная толщина в среднем составляет 4,5 метров, коэффициент расчлененности равен 3,18, песчаности 0,42, средняя проницаемость 0,124 мкм².

Башкирский ярус

Башкирский ярус представлен известняками серыми, светло- и темно-серыми, прослоями глинистыми (на границе с верейскими отложениями). Пористые разности известняков в разрезе распределены неравномерно, невыдержанные как по простиранию, так и по разрезу и образуют сложную гидродинамическую систему в общей массе карбонатных пород. Продуктивные отложения башкирского яруса отделены от продуктивных отложений верейского яруса слоем непроницаемых аргиллитов толщиной 1,8-2,2 метра. В верхней части яруса преобладают плотные разности известняков, в нижней же его части более высокопористые. Пористость чаще всего вторичная, иногда наблюдаются

каверны размером 1-2 миллиметра, в отдельных образцах керна в органогенных известняках наблюдается незначительная трещиноватость. Тип коллектора в башкирских отложениях поровый (органогенные известняки), реже порово-трещинный (органогенно-детритовый тип известняка).

В разрезе башкирского яруса по материалам гидродинамических исследований скважин достаточно четко выделяются семь проницаемых пластов А4-1-А4-7, каждый из которых в свою очередь представлен двумя, тремя, реже четырьмя проницаемыми пропластками (рисунок 2). Нефтенасыщены на Мишкинском месторождении лишь пласты А4-1-А4-5, пласты А4-6-А4-7 водонасыщены. Пласты разделены перемычками уплотненных карбонатов толщиной 0,4-1,6 метра.

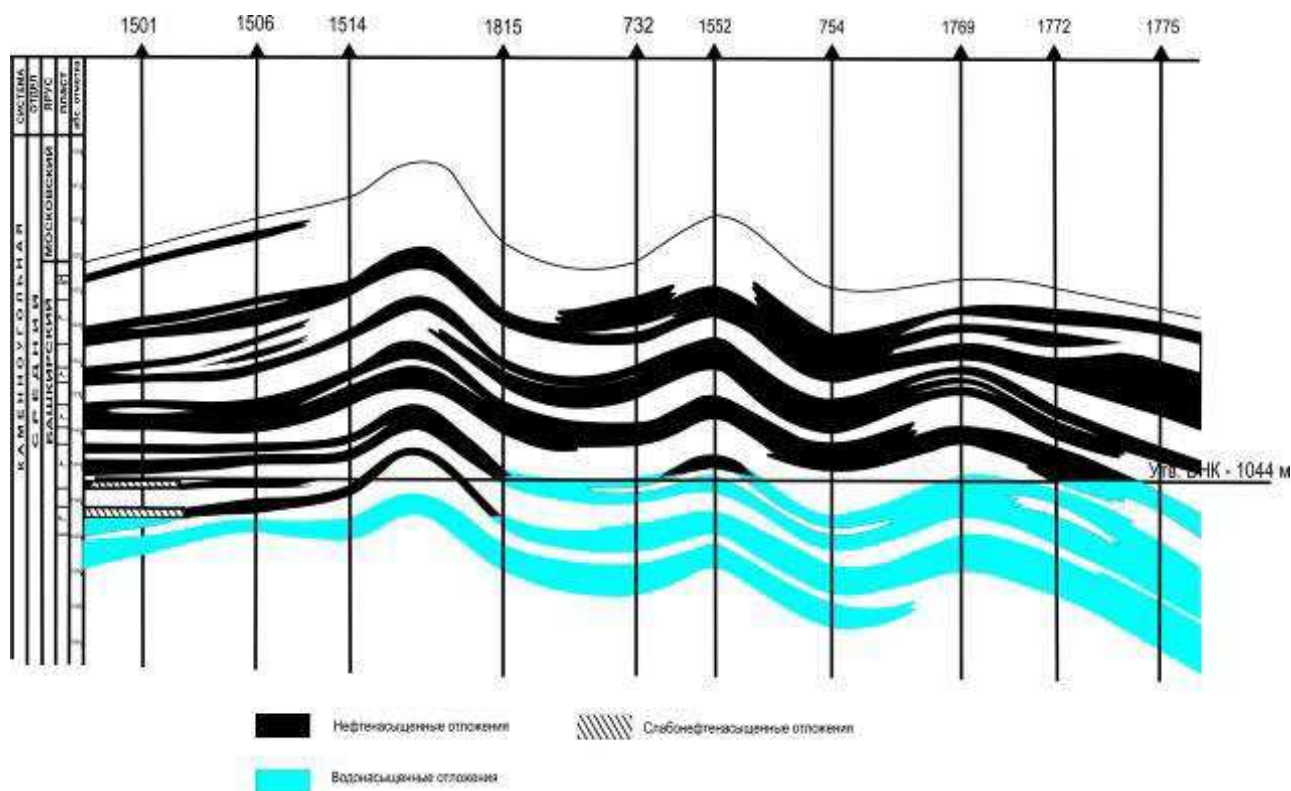


Рисунок 2 – Схематический геологический разрез отложений башкирского яруса

Уровень ВНК башкирской залежи залегает на абсолютной отметке - 1046 метров, - 1044 метра (Воткинское поднятие), - 1046 метров и - 1064 метра (Черепановское поднятие).

Визейский ярус

Нефтеносность доказана по пластам С-II, С-III, С-IV – тульский горизонт и С-V, С-VI, С-VII – бобриковский горизонт. Терригенные отложения визейского яруса представлены переслаиванием алевролитов, аргиллитов и песчаников. В верхней части яруса (тульский горизонт) преобладают глинистые разности, в нижней (бобриковский горизонт) – песчаники и алевролиты. Пласты коллекторы в пределах площади не выдержаны как по площади, так и по литологии. На небольших расстояниях песчаники замещаются алевролитами и глинистыми алевролитами. В среднем общая толщина терригенных отложений визейского яруса составляет 37 метров, при изменении от 35 метров до 43 метров, средняя эффективная толщина 9,8 метра, средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина - 4,8 метра (рисунок 3). Средневзвешенная по толщине пористость визейской залежи нефти составляет 20 %, нефтенасыщенность 71 %. Уровень ВНК на абсолютной отметке -1311,5 метров, -1327,5 метра.

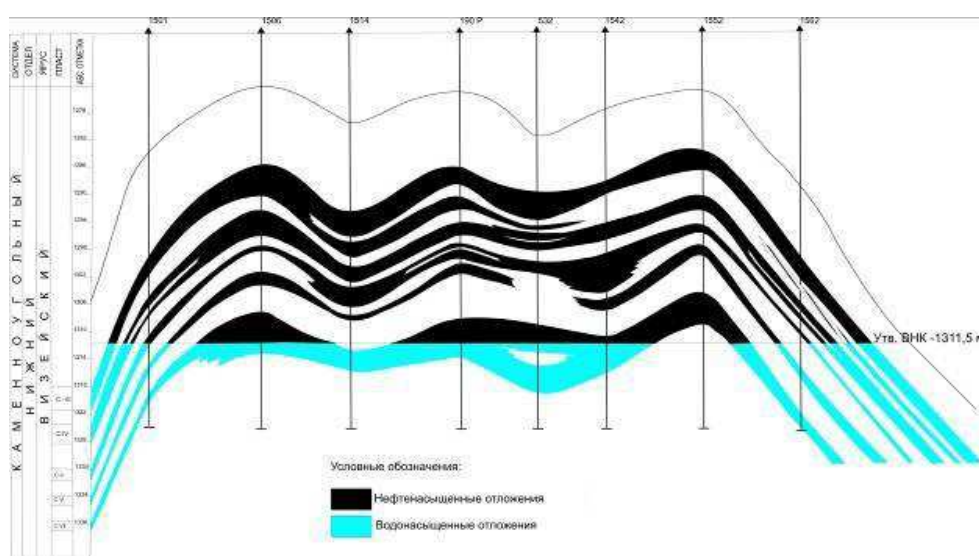


Рисунок 3 – Схематический геологический разрез отложений визейского яруса

Турнейский ярус

Отложения черепетского горизонта представлены переслаиванием известняков большей частью глинистых, аргиллитов с подчиненными прослоями мергелей, доломитов. Глинисто-карбонатные отложения черепетского горизонта в целом являются непроницаемой крышкой для залежи нефти малевско-упинского горизонта. Нефтенасыщен в черепетских отложениях пласт Т-3, пласты Т-1 и Т-2 сложены известняками заглинизированными. Основные запасы нефти в турнейском ярусе приурочены к пласту пористо-кавернозных известняков общей толщиной до 36 метров, залегающему в кровле малевско-упинского горизонта. Пласт довольно хорошо выдержан по площади, средняя нефтенасыщенная толщина составляет 14,4 метра. Крышкой служат аргиллиты подошвы черепетского горизонта. В большинстве скважин прослеживаются среди пористых плотные разности известняков толщиной от 0,8 метра до 8,0 метров, коэффициент расчлененности равен 3,98. Залежь имеет массивное строение. В подошвенной части залегают прослой плотных (по промыслово-геофизическим данным) низко проницаемых пород толщиной 3-10 метров, отделяющий его от пластов Т-5, Т-6.

Однако анализ кернового материала из этого прослоя, выполненный в Пермском отделении института ВНИГНИ, говорит о наличии в нем трещиноватости.

Коллектора характеризуются высокой послойной и зональной неоднородностью и сравнительно невысокими фильтрационно-емкостными свойствами. Пористость в среднем составляет 16%, проницаемость – 0,213 мкм². На рисунке 4 изображён схематический геологический разрез отложений турнейского яруса.

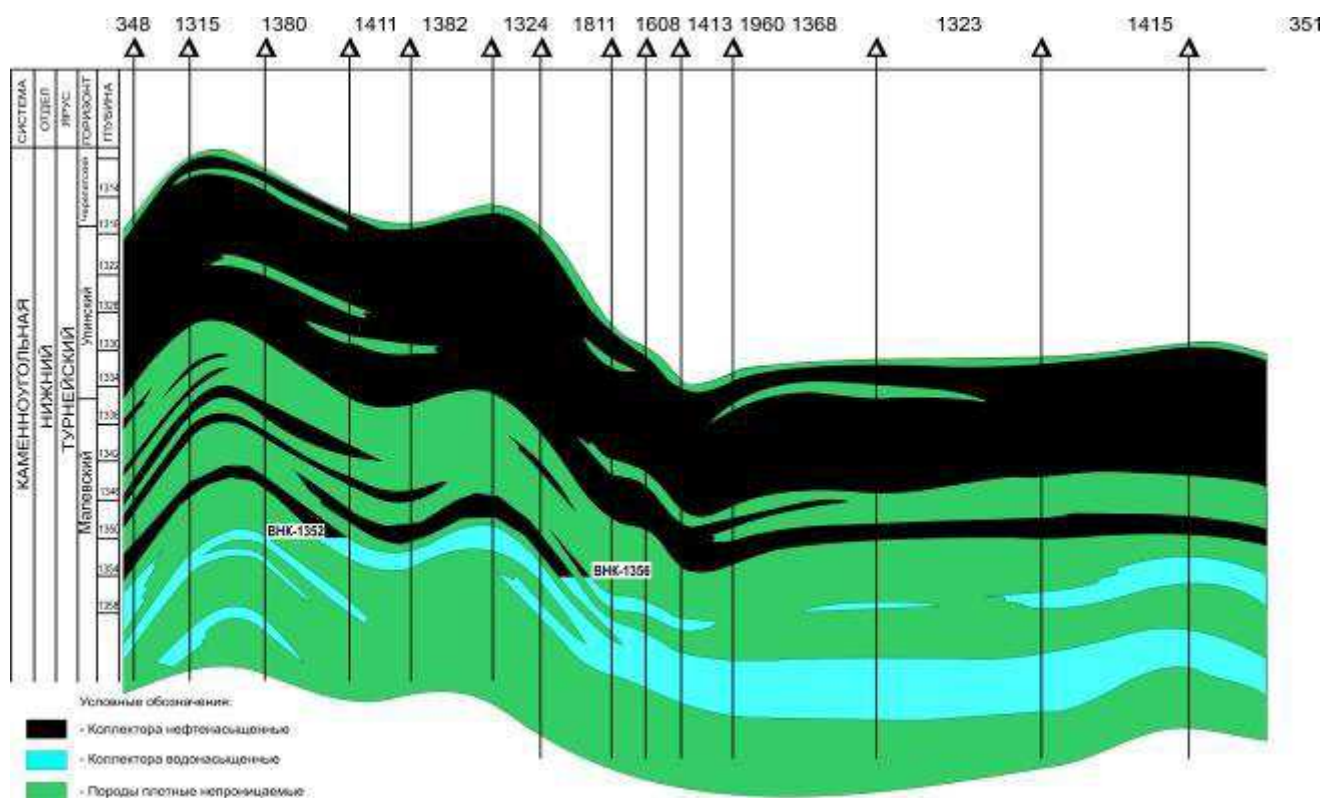


Рисунок 4 – Схематический геологический разрез отложений турнейского яруса

1.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов

Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов Черепановского поднятия основывается на лабораторном изучении керна поднятого из пробуренных объединенное акционерное общество "Удмуртнефть" 19 скважин, а также на результатах исследований керна из 17 скважин, пробуренных трестом "Удмуртнефтеразведка". Из них скважины 247р, 249р, 250р, 251р, 252р, 253р, 255р пробурены непосредственно в районе поднятия, а остальные находятся на части Воткинского поднятия, расположенной около Черепановского купола. Следует отметить, что в материалах результатов исследований треста "Удмуртнефтеразведка" представлена проницаемость образцов керна, измеренная в основном в направлении, перпендикулярном напластованию, а в данных лаборатории

петрофизики "Удмуртнефть" большой объем составляют результаты, полученные при измерении проницаемости в направлении, параллельном напластованию горных пород. Это позволяет сравнить фильтрационные характеристики пластов в различных направлениях. Соотношение коэффициентов газопроницаемости вдоль напластования и перпендикулярно напластованию для коллекторов верейского горизонта, башкирского и турнейского ярусов составляют соответственно 1,14, 1,78 и 1,62.

Продуктивные пласты турнейского яруса представлены известняками различными по структуре: средне-мелкокомковатыми с детритом, в различной степени доломитизированными. Комочки сложены микрозернистым кальцитом с отдельными ромбоэдрами доломита. Цемент скудный, регенерационно-порового или порового типа, кальцитового совместно с доломитовым состава. Поры размером от 0,015 до 1 миллиметра, чаще 0,05 – 0,25 миллиметров, округлые, прямолинейные.

Продуктивные отложения башкирского яруса сложены коричневатосерыми фораминиферово-сгустковыми пористыми известняками и известняково-раковинными песчаниками. Поровое пространство сформировано порами размером 0,025-0,5 миллиметра внутри и межфрагментными, сообщающимися. Цемент скудный, кальцитовый, порового типа. В известняково-раковинных песчаниках обломочная часть (60-80%) представлена окатанным детритом, частично перекристаллизованным тонкозернистым кальцитом, иногда доломитом. Обломки сцементированы тонкозернистым доломитом порового типа и средне-крупнозернистым доломитом регенерационно-базального типа. Поры распределены неравномерно, две третьих из них крупные (0,15-1,5 миллиметра), межфрагментные, овальной и полигональной формы, третья часть пор – внутри фрагментные, размером 0,02-0,1 миллиметра, не сообщающиеся. Слабо пористые известняки детритакомковатые. Поры в основном межфрагментарные, полигональные, размером

0,04-0,12 миллиметра. Цемент кальцитовый с ромбоэдрами доломита крустификационно-порового типа.

Продуктивные отложения верейского горизонта сложены известняками коричневато-серыми мелкокомковатыми, реже средне-комковатыми с прослоями известняково-раковинных песчаников. В мелкокомковатых разностях известняков поры в основном межфрагментарные разнообразной формы, сообщающиеся, размером 0,025-0,3 миллиметра. Цемент кальцитовый тонкозернистый, реже доломитовые тонко-мелкозернистый базально-порового или порово-регенерационного типа в комбинации с регенерационным. В крупно комковатых известняках размер пор до 0,45 миллиметра; цемент кальцитовый порово-пленочного типа, участками ангидритовый регенерационного типа. В известняково-раковинных песчаниках поры межфрагментные округлые с неровными изрезанными краями, размером 0,06-0,25 миллиметров, сообщающиеся и мелкие (0,015-0,05 миллиметра) округлые внутрифрагментные. Цемент – тонкозернистый кальцит крустификационного типа и средне-крупнозернистый доломит в комбинации с гидрослюдой регенерационно-базального типа [6].

1.4 Свойства и состав нефти газа, конденсата и воды

Свойства флюидов, насыщающих продуктивные пласты месторождения, были изучены по данным исследований глубинных и поверхностных проб, выполненных в лабораториях компаний “Удмуртгеология” и института “УдмуртНИПИнефть”.

Нефть верейского горизонта

Для пласта В-II плотность нефти в пластовых условиях составила 0,8828 т/м³, вязкость нефти в пластовых условиях 16,9 мПа·с, объемный коэффициент 1,056, газосодержание 21,6 м³/т.

Нефть башкирского яруса

Среднее значение плотности нефти в пластовых условиях $0,8851 \text{ т/м}^3$, давление насыщения $7,6 \text{ МПа}$, объемный коэффициент от $1,032$, вязкость нефти в пластовых условиях $21,3 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, газосодержание $14,82 \text{ м}^3/\text{т}$.

Нефть турнейского яруса

По своим физическим свойствам нефть не отличается от нефти турнейской залежи Мишкинского месторождения, соответственно ее параметры в пластовых условиях характеризуются по аналогии с параметрами нефти турнейской залежи Мишкинского месторождения. Нефть характеризуется как тяжелая, (среднее значение плотности в пластовых условиях $0,9134 \text{ т/м}^3$), высоковязкая, с небольшим газ содержанием. Свойства нефти приведены в таблице 1 [7].

Таблица 1 – Свойства нефти

Свойства	Стратиграфия (горизонт, ярус)		
	Верейский	Башкирский	Турнейский
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,8793	0,8851	0,9134
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,8951	0,8929	0,9225
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	16,9	21,3	63,73
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,056	1,032	1,012
Газосодержание, м ³ /т	21,6	14,82	6,13
Содержание серы в нефти, %	2,89	2,7	3,51
Содержание парафина в нефти, %	4,51	4,73	4,73
Давление насыщения нефти газом, МПа	9,2	7,6	7,8
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1,169	1,161	1,17

Из данных таблицы 1 можно сделать вывод о закономерности изменения свойств нефтей в зависимости от глубины залегания или возраста содержащих их объектов. Так нефти турнейского пласта, по сравнению с верейскими, более тяжелые, в них меньше светлых фракций, они более вязкие. С возрастанием глубины также уменьшается газосодержание (и, следовательно, уменьшается

объемный коэффициент нефти) и увеличивается давление насыщения из-за увеличения содержания азота в попутном (растворенном) газе. Растворенный в нефти газ является азотно-углеводородным и характеризуется высокой плотностью, с содержанием азота в отложениях соответственно верейского горизонта - 33,17%, башкирского яруса - 39,29%.

Газ турнейского яруса по своему составу, в сравнении с газом верейских и башкирских пластов, имеет низкую плотность по воздуху 1,181, более высокое содержание азота (64,61%), небольшое содержание углеводородов. Попутный нефтяной газ Мишкинского месторождения содержит большое количество инертных, негорючих составляющих, поэтому он утилизируется в атмосферу с помощью факелов.

Пластовые воды рассматриваемого месторождения характерны для региона в целом, и для московских, башкирских, визейских и турнейских отложений являются рассолами хлоридно-кальцевого типа. Отчетливо выраженной тенденции изменения физико-химических свойств пластовых вод по продуктивному интервалу разреза не отмечается, за исключением уменьшения вязкости в пластовых условиях с возрастанием глубины из-за повышения температуры. Средняя плотность пластовых вод $1,17 \text{ г/см}^3$, а минерализация — 260 г/литр. Газовый фактор пластовой воды незначителен, а растворенный газ в основном представлен азотом. По товарным качествам нефти Мишкинского месторождения являются тяжелыми, высокосернистыми, парафинистыми и смолистыми.

1.5 Запасы нефти и газа, конденсата

Запасы нефти Мишкинского месторождения утверждены Государственной Комиссией по Запасам Союза Советских Социалистических Республик (протокол № 5992 от 1970 года), отдельно по двум поднятиям

(Воткинское, Черепановское). Начальные запасы нефти, утвержденные протоколом Государственно Комиссии по запасам № 5992 и в целом по месторождению составляли 206761 тысяч тонн геологических и 74286 тысяч тонн извлекаемых, в том числе по категориям: 44306 тысяч тонн геологических и 16066 тысяч тонн извлекаемых категории В; 123769 тысяч тонн геологических и 45014 тысяч тонн извлекаемых категории С1; 38686 тысяч тонн геологических и 13206 тысяч тонн извлекаемых категории С2. По результатам выполнявшихся в процессе разработки месторождения работ (бурение скважин, сейсморазведочные работы) на месторождении неоднократно осуществлялись переводы запасов нефти в более высокие категории, списания не подтвердившихся запасов, приросты запасов нефти [4].

Остаточные запасы нефти по состоянию на 01.01.2018 год в целом по месторождению составляют: 142 535 тысяч тонн геологических и 35 540 тысяч тонн извлекаемых категории В+С1, 38 686 тысяч тонн геологических и 13 206 тысяч тонн извлекаемых категории С2. Накопленная добыча нефти на 31.12.2019 год составила 28 649 тысяч тонн. Начальные балансовые запасы нефти приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Начальные балансовые запасы нефти, числящиеся на момент составления проектных документов и на 01.01.2018 год

Залежь, пласт	Запасы, тыс.т									
	балансовые									
	на момент составления проектного документа	На 01.01 2018	на момент составления проектного документа	На 01.01 2018	на момент составления проектного документа	На 01.01 2018	на момент составления проектного документа	На 01.01 2018	на момент составления проектного документа	На 01.01 2018
	В		С ₁		В+С ₁		С ₂		В+С ₁ +С ₂	
Всего	44247	108596	131307	93289	175554	201885	38681	5628	214235	207513
Залежь, пласт	Запасы, тыс.т									

Окончание таблицы 2

	на момент составления проектного документа		На 01.01 2018		на момент составления проектного документа		На 01.01 2018		на момент составления проектного документа		На 01.01 2018	
	В		C ₁		B+C ₁		C ₂		B+C ₁ +C ₂			
В том числе												
Верейская залежь	21620	49937	57978	44875	79598	94812	29468	4866	109066	99678		
Башкирская залежь	4747	24401	26564	15810	31311	40211	8175	762	39486	40973		
Визейская залежь	3541	15840	17005	6606	20546	22446			20546	22446		
Турнейская залежь	14339	18418	29760	25998	44099	44416	1038		45137	44416		

Начальные извлекаемые запасы нефти приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Начальные извлекаемые запасы нефти, числящиеся на момент составления проектных документов и на 01.01.2018 год

Залежь, пласт	Запасы, тысяч тонн									
	извлекаемые									
	на момент составления проектного документа	На 01.01 2018 на момент составления проектного документа	На 01.01 2018	на момент составления проектного документа	На 01.01 2018	на момент составления проектного документа	На 01.01 2018	на момент составления проектного документа	На 01.01 2018	на момент составления проектного документа
В		C ₁		B+C ₁		C ₂		B+C ₁ +C ₂		
Всего	16068	39470	47612	32877	63680	72347	13204	1915	79906	74262
В том числе										
Верейская залежь	7351	17210	19723	14619	27074	31829	10020	1656	37094	33485
Башкирская залежь	1614	8349	9032	5319	10646	13668	2779	259	16447	13927
Визейская залежь	1487	6725	7250	2803	8737	9528			8737	9528

2 Технологическая часть

2.1 Текущее состояние разработки месторождения

На Мишкинском месторождении выделено 4 объекта разработки: верейский (I), башкирский (II), яснополянский (III) и турнейский (IV). В разработке находится два поднятия — Воткинское и Черепановское.

Условия разработки большинства пластов не позволяют извлекать запасы в полной мере в связи с неблагоприятными геолого-физическими параметрами пластов и нефтей. Нефть имеет повышенную вязкость по I, II и III объектам, и высокую по IV. Верейский, башкирский и турнейский объекты представлены залежами с карбонатными, кавернозно-трещиноватыми высоко расчленёнными коллекторами. Разработка этих залежей в условиях традиционных методов с закачкой воды протекает весьма неэффективно. Происходит обводнение добывающих скважин закачиваемой и пластовой водой.

Основная площадь Мишкинского месторождения охвачена треугольной сеткой с расстояниями между добывающими и нагнетательными скважинами 500 метров (7-точечный элемент). Северо-западная и западная части месторождения разбурены по уплотнённой сетке 250×500 метров (13-точечный элемент).

По состоянию на 31.12.2019 года в целом по месторождению добыто 35 649 тысяч тонн нефти. Текущий коэффициент нефтеизвлечения составляет 0,12.

В 2019 году фактическая добыча нефти составила 990 тысяч тонн.

Все объекты Мишкинского месторождения разрабатываются с применением искусственного поддержания пластового давления. Реализованы площадные системы заводнения на I, II и III объектах. Основным агентом закачки является пресная вода. На IV объекте проводится промышленный эксперимент по закачке раствора полимера и воды. Опытные работы по закачке горячей воды на II объекте, проводимые с 1987 года, прекращены по

техническим причинам (обычная конструкция нагнетательной скважины не позволяет использовать в качестве агента горячую воду).

Для повышения эффективности обычного заводнения предусматривалось проведение закачки в циклическом режиме. Однако конкретных программ проведения нестационарного заводнения в проектном документе предложено не было. В 1995 году институтом «УдмуртНИПИнефть» в рамках отчета «Системный авторский надзор за разработкой нефтяных месторождений объединённого акционерного общества «Удмуртнефть» за II квартал 1995 г» была разработана программа опытных работ по циклическому заводнению на Мишкинском месторождении. В настоящее время в безморозный период года циклическая закачка воды осуществляется на I и II объектах по программе составленной объединённого акционерного общества «Удмуртнефть».

Накопленный объем закачки по состоянию на 31.12.2019 года в целом по месторождению составил 77 179 т/м³. В 2019 году было закачено 3856 тысяч м³. Основные показатели разработки по Мишкинскому месторождению приводятся в таблице 4 и на рисунках 5, 6.

Таблица 4 – Показатели разработки по Мишкинскому месторождению

Показатели разработки	2015	2016	2017	2018	2019
Добыча нефти, всего, тыс. т.	878	941	1041	1073	994
за счет методов повышения нефтеотдачи (боковых горизонтальных стволов), тысяч тонн	151	169	61	86	10
Накопленная добыча жидкости, тысяч тонн	61153	66326	72119	78976	86308
Накопленная добыча нефти, тысяч тонн	24599	25540	26581	27654	28649
в т.ч. за счет методов повышения нефтеотдачи (боковые горизонтальные стволы), тысяч тонн	741	910	971	1057	1067
Добыча жидкости, всего, тысяч тонн	4672	5173	5793	6857,3	7332,5
Накопленная добыча жидкости, тысяч тонн	61153	66326	72119	78976	86308

Окончание таблицы 4

Показатели разработки	2015	2016	2017	2018	2019
Закачка рабочего агента, тысяч м3	3204	3316	3317,5	3422	3856
Накопленная закачка, тысяч м3	56266	59583	62901	66323	70179
Фонд добывающих скважин на конец года, штук	930	938	897	874	879
Фонд нагнетательных скважин на конец года, штук	225	225	229	236	244
Действующий фонд добывающих скважин на конец года, штук	863	771	771	802	806
Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, штук	216	210	212	222	224
Среднесуточный дебит одной добывающей скважины по нефти, тонн/сутки	2,9	3,5	4,0	4,0	3,0
по жидкости, тонн/сутки	15,5	19,3	21,5	25,6	25,67

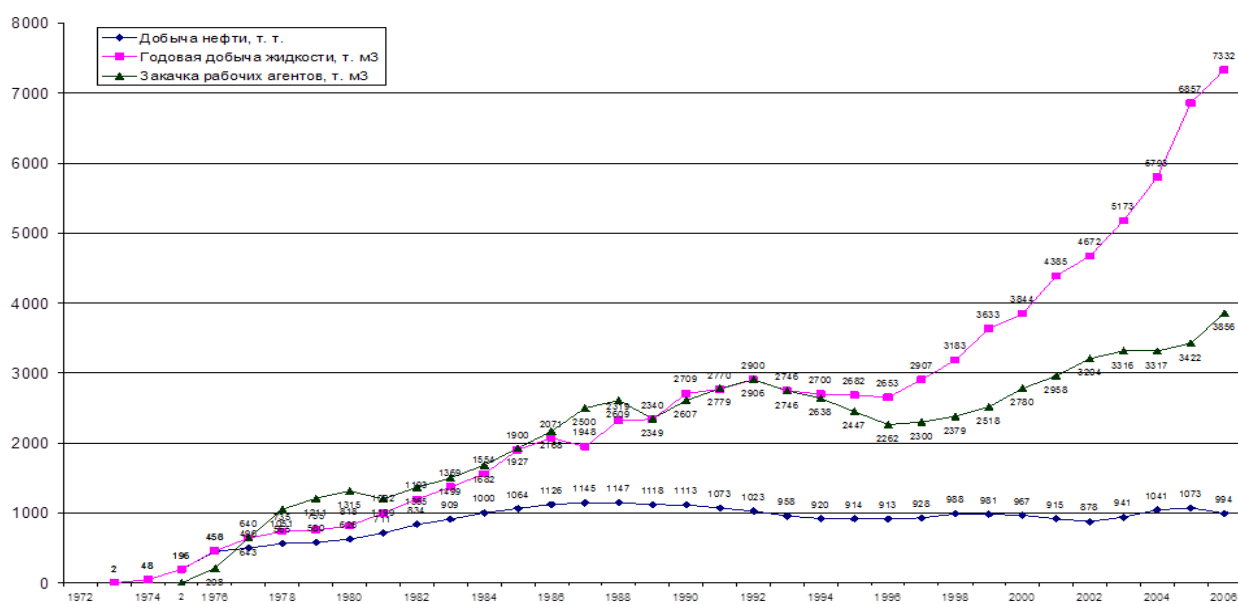


Рисунок 5 – Основные показатели разработки Мишкинского месторождения (дебит, фонд)

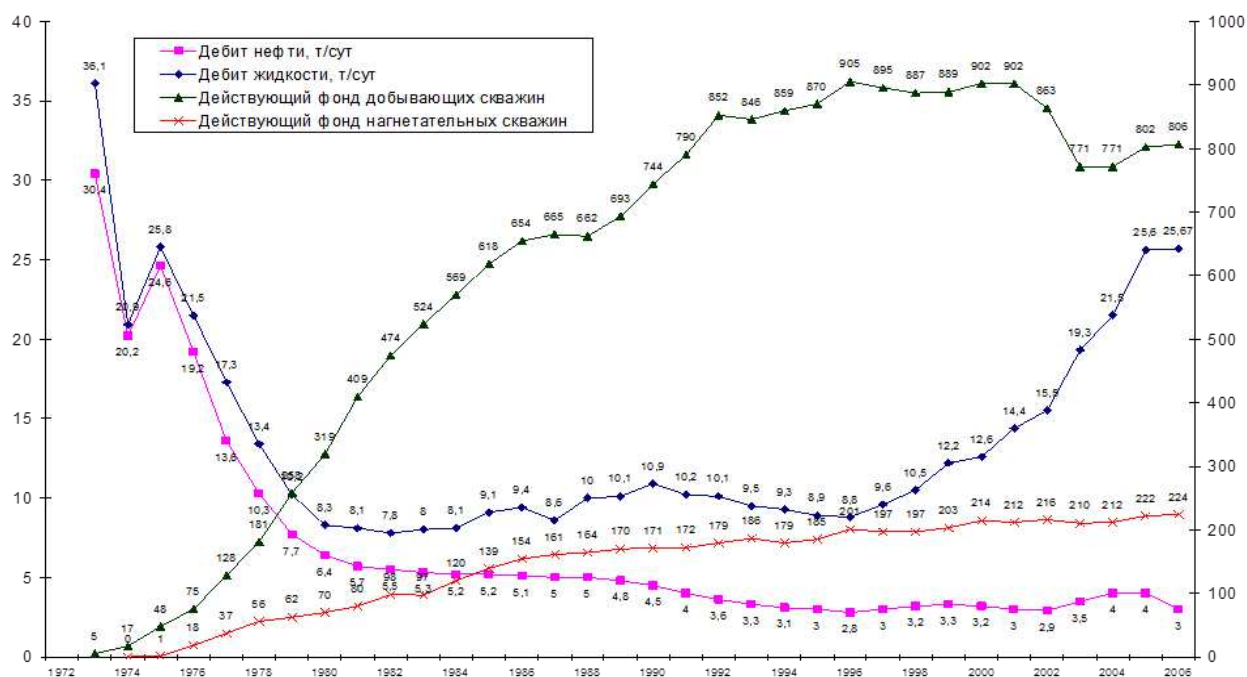


Рисунок 6 – Основные показатели разработки Мишкинского месторождения

2.2 Техничко-эксплуатационная характеристика фонда скважин

По состоянию на 31.12.2019 год на месторождении числится 1298 скважин. Из них 879 добывающих (806 действующих), 244 нагнетательных (224 действующих), 26 поглощающих скважин. Характеристика фонда скважин приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Характеристика фонда скважин по состоянию на 31.12.2019 года

Показатели	Ед. изм.	2019 год
Балансовый фонд скважин	Скв	1298
Нефтяной фонд скважин		
Эксплуатационный фонд	Скв.	879
в том числе: (Установка электрического центробежного насоса)	Скв.	152
Установками штанговых глубинных насосов	Скв.	723

Окончание таблицы 5

Показатели	Ед. изм.	2019 год
Газлифт	Скв.	0
фонтан	Скв.	0
прочие	Скв.	4
Действующий фонд	Скв.	806
в том числе: Установка электрического центробежного насоса	Скв.	144
Установками штанговых глубинных насосов	Скв.	660
газлифт	Скв.	0
фонтан	Скв.	0
прочие	Скв.	2
Дающий продукцию	Скв.	770
Простаивающий	Скв.	36
Бездействующий фонд	Скв.	73
Нагнетательный фонд		
Эксплуатационный фонд	скважины	244
Действующий фонд	скважины	224
Под закачкой	скважины	218
Простаивающий фонд	скважины	6
Бездействующий фонд	скважины	18
Показатели	единица изм.	2017 год
Фонд освоения	скважины	2
Фонд прочих скважин (эксплуатационный)	скважины	26
водозаборный	скважины	0
газовый	скважины	0
поглощающий	скважины	26
Внеэксплуатационного фонда		
Всего	скважины	149
Законсервированный фонд	скважины	35
Пьезометрический фонд	скважины	0
Наблюдательный фонд	скважины	89

Распределение скважин по дебитам нефти и обводненности приведено в таблице 6.

Таблица 6 – Распределение скважин по дебитам нефти и обводненности

Интервал обводненности, %	Диапазон дебитов нефти, т/сут.						Всего	
	0-5	5,1-10	10,1-20	20,1-35	35,1-60	>60	Кол.	%
0-5	0	0	0	0	0	0	0	0,00
5,1-20	7	3	5	1	0	1	17	2,11
20,1-50	105	57	20	3	0	1	186	23,08
50,1-90	335	66	11	4	0	0	416	51,61
более 90	173	8	6	0	0	0	187	23,20
Всего	620	134	42	8	0	2	806	100
Интервал обводненности, %	Диапазон дебитов нефти, т/сут.						Всего	
	0-5	5,1-10	10,1-20	20,1-35	35,1-60	>60	Кол.	%
%	76,92	16,63	5,21	0,99	0,00	0,25	100	

Распределение скважин по дебитам жидкости и обводненности приведено в таблице 7.

Таблица 7 – Распределение скважин по дебитам жидкости и обводненности

Интервал обводненности, %	Диапазон дебитов жидкости, тонн/сутки						Всего	
	0-5	5,1-10	10,1-20	20,1-35	35,1-60	>60	Кол.	%
0-5	0	0	0	0	0	0	0	0
5,1-20	7	2	5	2	0	1	17	2,11
20,1-50	72	58	47	13	1	1	192	23,82
50,1-90	74	130	111	66	28	7	416	51,61
более 90	35	15	34	35	22	40	181	22,46
Всего	188	205	197	116	51	49	806	100
%	23,33	25,43	24,44	14,39	6,33	6,08		

Анализируя таблицы 6 и 7, можно отметить, что большинство добывающих скважин (76,92 %) работает с дебитами по нефти менее 5 тонн/сутки, что связано с низкой продуктивностью месторождения. Это подтверждается и распределением скважин по дебитам жидкости (48,78 % фонда работает с дебитами жидкости менее 10 тонн/сутки).

3 Анализ текущего состояния разработки Мишкинского месторождения

3.1 Сравнение проектных и фактических показателей разработки

Из таблицы 8 находим, что фактические показатели разработки существенно ниже проектных. Основной причиной отставания фактических уровней добычи нефти от проектных величин является дефицит пробуренного фонда добывающих скважин и низкие темпы разбуривания.

Таблица 8 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки Мишкинского месторождения

Показатели разработки	Ед.изм.	2015	2016	2017	2018	2019
Добыча нефти, всего	тысяч тонн	1377	1374	1351	1331	1298
		981	967	915	878	941
Накопленная добыча нефти	тысяч тонн	24769	26143	27494	28825	30123
		21840	22807	23721	24599	25540
Коэффициент нефтеизвлечения	%	12	13	14	14	15
		11	11	12	12	13
Добыча жидкости, всего	тысяч тонн	5948	6205	6562	6847	7067
		3633	3844	4385	4672	5173
Накопленная добыча жидкости	тысяч тонн	63176	69381	75943	82790	89857
		48252	52096	56481	61153	66326
Закачка рабочего агента	тысяч м ³	5788	5965	6327	6619	6840

Окончание таблицы 8

Показатели разработки	Ед.изм.	2015	2016	2017	2018	2019
		2518	2780	2958	3204	3316
Накопленная закачка	тысяч.м ³	65600	71565	77892	84511	91351
		47325	50105	53063	56266	59583
Фонд добывающих скважин на конец года	штук	1246	1322	1398	1445	1445
		928	932	946	930	938
1	2	3	4	5	6	7
Фонд нагнетательных скважин на конец года	штук	282	282	282	282	282
		225	225	225	225	225
Действ.фонд добывающих скважин на конец года	штук	1236	1311	1386	1433	1433
		889	902	902	863	771
Действ.фонд нагн. скважин на конец года	штук	273	273	273	273	273
		203	214	212	216	210
Среднесуточный дебит одной добывающей скважины по нефти	тонн/с уг	3,3	3,1	2,9	2,7	2,6
		3,3	3,2	3,0	2,9	3,5
по жидкости	тонн/с уг	14,4	14,0	14,0	14,0	14,2
		12,2	12,6	14,4	15,5	19,3

Среднесуточный дебит одной добывающей скважины по нефти превышает проектные показатели (на 0,9 тонн/сутки в 2019 году), что достигнуто за счет проведения мероприятий по интенсификации добычи нефти, в первую очередь таких как: забуривание боковых стволов, обработка призабойной зоны и оптимизация работы механизированного фонда. В то же время среднесуточный дебит добывающих скважин по жидкости выше плановых показателей.

4 Выбор метода увеличения нефтеотдачи пласта

4.1 Обзор существующих технологий для увеличения нефтеотдачи

Методы увеличения нефтеотдачи пластов (МУН) – это методы, которые направлены на увеличение степени извлечения нефти или газа из залежи после завершения стадии добычи заводнением [8].

Классификация МУН:

1. Физико-химические методы (заводнение с применением поверхностноактивных веществ, полимерное заводнение, мицеллярное заводнение и т.п.);

2. Газовые методы (закачка углеводородных газов, жидких растворителей, углекислого газа, азота, дымовых газов);

3. Тепловые методы (вытеснение нефти теплоносителями, воздействие с помощью внутрипластовых экзотермических окислительных реакций);

4. Микробиологические методы (введение в пласт бактериальной продукции или ее образование непосредственно в нефтяном пласте).

Под термином «современные МУН» понимаются технологии, которые связаны с тепловым, газовым, химическим, микробиологическим воздействием на пласты. Динамика применения современных МУН в мире непрерывно увеличивается. При разработке месторождений тепловые методы показывают себя наиболее эффективными, доля дополнительной добычи за счет применения тепловых методов превышает 95%.

Известны различные способы разработки залежей высоковязких нефтей, которые различаются технологическими и экономическими характеристиками. Выбор той или иной технологии разработки обуславливается геологическим строением и условиями залегания пластов, физико-химическими свойствами пластового флюида, состоянием и запасами углеводородного сырья, климатогеографическими условиями и т.д [9].

В анализе сделана опора на исследование И. И. Ефремова «Анализ перспективных технологий в области разработки месторождений высоковязких нефтей на основе российских и международных патентов» [10].

В своей работе И. И. Ефремов подчёркивает, что «высокорентабельные месторождения России с запасами нефти, не требующими особых методов увеличения нефтеотдачи (МУН), по большей части либо выработаны, либо находятся на заключительной стадии разработки» (Ефремов И. И. Сургутнефтегаз. Москва, 2013. С. 61). Поэтому, на передний план должны выйти технологии и методы, которые связаны с освоением и разработкой месторождений с запасами трудноизвлекаемой нефти. Одним из видов таких запасов являются высоковязкие нефти. Воздействие на пласты с высоковязкой нефтью требует применения более сложных и более затратных технологий. Большие трудности технического и экономического характера могут возникнуть при подъёме и транспортировке высоковязких нефтей.

Тепловые методы здесь обладают неоспоримым преимуществом.

Интересным в этой связи представляется анализ современного состояния технологий разработки месторождений высоковязких нефтей на основе патентов России и других стран.

Перечень хорошо известных тепловых методов:

1. Термошахтный способ добычи;
2. Добыча с использованием горизонтальных скважин;
3. Внутрипластовое горение;
4. Закачка теплоносителя;
5. Скважинные нагреватели и другие устройства;
6. Обработка ПЗП и др.

Необходимо заметить, что по ряду стран (США, Канада, Венесуэла) разработка месторождений высоковязкой нефти играет значительную роль, а темпы ее добычи определяют баланс и уровень общей добычи нефти этих стран. Главной задачей моего анализа является выявление наиболее

эффективных технологий в области разработки месторождений высоковязкой парафинистой нефти путем анализа патентной ситуации в России и мире. Для этого был осуществлён анализ российских и международных патентов в период с 1986 года по 2011. Всего проанализирован 231 патент в области технологий добычи трудноизвлекаемого и нетрадиционного углеводородного сырья.

Основой определения патентной ситуации стала статистическая обработка патентной документации, относящейся к объекту патентных исследований: «Способы добычи трудноизвлекаемого и нетрадиционного углеводородного сырья (высоковязкие и парафинистые нефти)». Статистический анализ патентной литературы послужил дополнительным источником информации технического и технологического положения в отрасли. При оценке патентной ситуации проводится определение динамики патентования и структуры патентования.

Из количества патентов, опубликованных заявок по годам подачи заявки, сделаем вывод о заинтересованности отрасли в технологиях, связанных с разработкой месторождений высоковязкой нефти. Количество патентов по годам подачи заявки приведено в таблице 9:

Таблица 9 – Количество патентов России, США, Канады и других стран 1981-2011 гг

Страны				Годы
СССР и Россия	США	Канада	Др.	
14	7	3	1	1981-1985
12	7	2	3	1986-1989
6	2	1	1	1990
4	3	2	1	1991
6	2	2	0	1992
1	5	2	1	1993

Окончание таблицы 9

Страны				Годы
СССР и Россия	США	Канада	Др.	
3	2	1	1	1994
10	2	2	1	1995
4	2	2	0	1996
2	1	0	1	1997
5	1	1	1	1998
6	3	1	2	1999
3	3	1	1	2000
7	4	1	4	2001
2	4	2	1	2002
9	5	2	1	2003
5	2	1	1	2004
7	4	1	2	2005
14	5	2	1	2006
10	6	3	1	2007
6	2	1	1	2008
10	4	2	1	2009
10	5	1	1	2010
13	4	1	4	2011
169	85	37	32	Итого

Как видно из таблицы 9, количество запатентованных технологий в области разработки месторождений высоковязкой нефти СССР и России за последние 30 лет в 3–5 раза превысило количество патентов США, Канады и других стран, которые заинтересованы в развитии данных технологий (Китай, Венесуэла, Германия, Англия, Бразилия). При этом, количество технологий, связанных с тепловыми методами разработки месторождений высоковязкой нефти достаточно велико.

4.2 Закачка теплоносителя

С повышением температуры вязкость нефти и воды уменьшаются. При этом вязкость нефти (если она в обычных пластовых условиях значительно превышает вязкость воды), снижается сильнее, чем вязкость воды, поэтому соотношение подвижностей нефти и воды увеличивается. Этот экспериментально установленный факт представляет причину закачки теплоносителей в пласт для увеличения нефтеотдачи пластов, содержащих нефти повышенной вязкости. Также, при закачке в пласт горячей воды или водяного пара из нефти при соответствующих условиях испаряются лёгкие фракции углеводородов. Переносимые вперед по потоку, они конденсируются, что снижает вязкость нефти перед фронтом вытеснения. Это явление способствует увеличению нефтеотдачи при применении тепловых методов. На рисунке 7 представлена динамика патентования технологий закачки теплоносителя по годам:





Рисунок 7 – Технологии, связанные с закачкой теплоносителя

Анализируя графики, делаем вывод, что на протяжении 30 лет поддерживается интерес к технологиям, связанным с закачкой теплоносителя, как в СССР и России, так и во всем мире.

4.3 Внутрипластовое горение

В процессе разработки нефтяного месторождения методом внутрипластового горения применяют воздух как окислитель, который закачивается в пласт через специальные воздухонагнетательные скважины. Нефть отбирают из добывающих скважин вместе с продуктами горения и водой, последнюю можно закачивать в пласт в воздухонагнетательные или в специальные водонагнетательные скважины. Надо отметить, что в ходе анализа (30 лет патентования), не выявлен ни один патент по технологии внутрипластового горения. Недостатки внутрипластового горения известны и связаны со значительным удорожанием проектов, так как необходимо принимать меры по охране окружающей среды и утилизировать продукты горения, а также предотвращать коррозию оборудования. Осуществление технологии внутрипластового горения очень энергоемко, требует больших

материальных затрат, поэтому специалисты нефтеперерабатывающей отрасли и ученые стараются использовать принципиально новые ресурсо- и энергосберегающие методы и технологии. Специалистами ВНИГРИ изучались технологии разработки месторождений высоковязких парафинистых нефтей и их модификации: внутрислоевого горения и теплового воздействия. Оказалось, что при внутрислоевом горении с частью нефти теряются ценные попутные компоненты, содержащиеся в ней (потери ванадия составляют при этом процессе от 36 до 75%). При закачке теплоносителя потери ценных компонентов не превышали 10–15%.

К достоинствам метода внутрислоевого горения можно отнести возможность применения этого метода на любой глубине залегания нефти; осуществление при малой толщине пласта, а также в обводнённых, глинистых, песчаных и карбонатных пластах [11]; снижение производственных затрат; минимальный расход природного газа и пресной воды; сокращение затрат на растворители для транспортировки нефти.

Кроме преимуществ, внутрислоевое горение имеет ряд недостатков. Например, неравномерный охват пласта горением из-за значительной разницы вязкости закачиваемого воздуха и насыщающих пласт флюидов, так как это приводит к фильтрации воздуха по наиболее проницаемым участкам, особенно в случае неоднородного коллектора; образование избыточного количества кокса на месторождениях высоковязкой нефти, что влечёт за собой рост удельных расходов воздуха и уменьшение скорости перемещения фронта горения [11]; пониженная коксообразующая способность лёгких маловязких нефтей (что необходимо для поддержания горения), что приводит к затуханию фронта горения по мере его продвижения вглубь пласта.

4.4 Горизонтальное бурение

В 1970-е гг. по инициативе компаний IFP и Elf были проведены теоретические исследования, которые позволили сделать вывод, что ГС могут

быть реальной альтернативой, обеспечивающей добычу запасов высоковязкой нефти. Первым результатом этих исследований и применения технологии горизонтального бурения на практике стала экономически эффективная добыча высоковязкой нефти (300 мПа*с) из трещиноватого коллектора карстовых известняков месторождения Rospo Mare в Адриатическом море [9]. В другом случае канадская нефтяная компания CS Resources Limited стала инициатором применения новой технологии горизонтального бурения в Канаде [9]. С 1988 по 1997 г. компания использовала эту технологию при разработке тонких пластов и в пластах, которые осложнены наличием подошвенной или краевой воды. Основная идея повышения добычи тяжелой нефти с помощью горизонтальных скважин в тонких пластах была показана на месторождении Pelican Lake. Сегодня горизонтальные скважины в Канаде используются в проектах по добыче высоковязких нефтей как при закачке теплоносителя, так и при естественных режимах (технология «холодной» добычи — СНОР)[9]. Ниже в представленном анализе рассмотрены патенты только с использованием технологии «СНОР». Результаты анализа представлены на рисунке 8:





Рисунок 8 – Технологии, связанные с использованием горизонтальных скважин

Анализируя графики, делаем выводы, что в последнее время всё больше внимания уделяется разработке месторождений высоковязких нефтей с помощью горизонтальных скважин, как при закачке теплоносителя, так и с применением технологии «холодной» добычи — СНОР.

Следует упомянуть о достоинствах и недостатках данного метода.

К преимуществам данного метода можно отнести выполнение небольшого количества земляных работ, стоимость прокладки сообщения, сроки работы, отсутствие дополнительных расходов, возможность применения в зонах линий электропередач, нефте- и газопроводов, прочность грунта, возможность применения технологии в любое время года и экологичность.

К недостаткам относится высокая стоимость оборудования, использование некачественного раствора бентонита, повреждение бурительной установки из-за неправильного сверления; неправильная геологическая разведка, приводящая к созданию ошибочной карты операций бурения [12].

4.5 Термошахтный способ добычи

Термошахтный способ добычи является одним из первых тепловых методов добычи высоковязкой нефти [9]. Хорошие результаты были получены на опытном участке Ярегского месторождения (Республика Коми, 25 км к юго-западу от города Ухта). Закачка пара применяется здесь при шахтной разработке для уникальной нефти с вязкостью 10000–20000 мПа*с. Себестоимость добычи этой нефти с помощью пара, вдвое ниже, чем в целом по Ярегскому нефтешахтному управлению. Сейчас около 80% нефти в нефтешахтах добывается с использованием закачки теплоносителя. Нефтеотдача на опытном участке увеличилась с 5 до 40%. Достижение таких результатов всё равно что открытие нового крупного нефтяного месторождения. На рисунке 9 представлена динамика патентования технологий связанных с использованием термошахтного способа добычи высоковязких нефтей по годам:

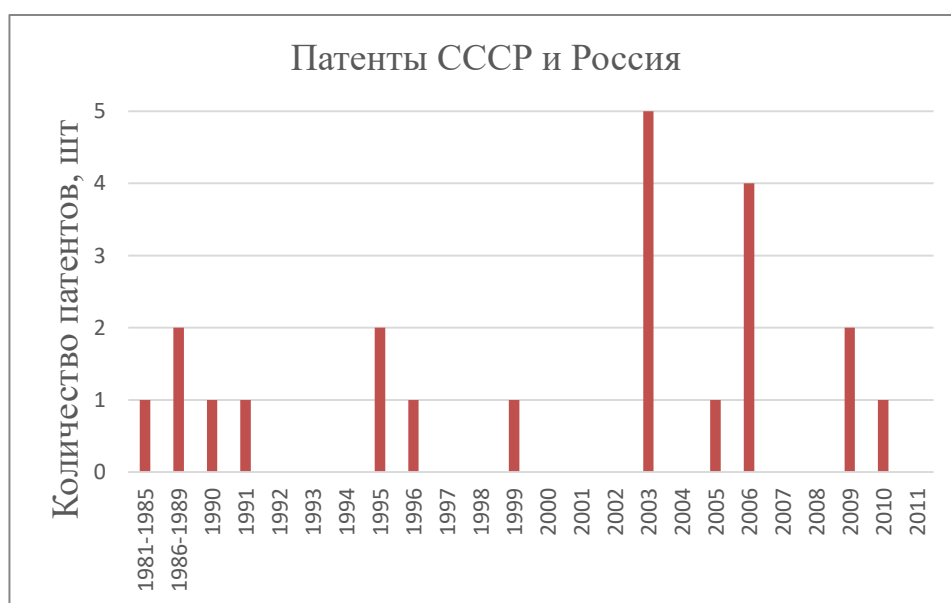


Рисунок 9 – Технологии, связанные с использованием термошахтного способа добычи высоковязких нефтей

Анализируя графики, делаем следующие выводы: так как основная часть залежей тяжелой нефти встречаются на относительно не больших глубинах (от 300 метров и до 1,5 километра), в России продолжается развитие технологий, связанных с термошахтным способом добычи.

К преимуществам данного метода можно отнести высокий охват пласта разработкой по площади участка [13]; возможность обеспечения оптимальных темпов закачки пара при небольших давлениях нагнетания (не более 0,3 МПа); гибкую систему регулирования распределения тепла из-за возможности подачи пара в любую зону пласта в любое время; гибкая система регулирования распределения тепла по причине возможности подачи пара в любую зону пласта в любое время.

К недостаткам относятся очень большие затраты на горноподготовительные и буровые работы [13]; низкий охват нижней части разреза прогревом из-за пара, который распространяется вверх, и образования песчаных пробок на забое нагнетательных скважин; необходимость дополнительных затрат на оборудование подземных нагнетательных скважин для снижения тепловыделений в рудничную атмосферу до допустимого уровня; ограниченность применения системы на значительных территориях из-за болот, водоемов, жилых и производственных сооружений, охранных зон; сложно вовлечь в активную разработку нижнюю половину пласта.

4.6 Скважинные нагреватели и другие устройства

Различные скважинные устройства занимают своё место в разработке месторождений высоковязкой нефти. Технологии добычи на многих месторождениях подразумевают их использование, так как дебиты скважин без их использования слишком низкие из-за выпадения парафина или АСПО, а также наличия многолетних мерзлых пород. Исходя из этого, скважинные устройства пользуются популярностью при добыче высоковязкой нефти. В период с 1986 по 2011 год было зарегистрировано около 57 патентов,

связанных с различными скважинными устройствами. В основном это скважинные нагреватели, которые различаются лишь особенностями конструкции. Многие скважинные нагреватели исключают контакт теплоносителя с продукцией скважины, а их применение направлено на повышение эффективности прогрева извлекаемой продукции в скважине и сокращение затрат на подготовку теплоносителя. На рисунке 10 представлена динамика патентования технологий связанных с изобретением скважинных устройств по годам:

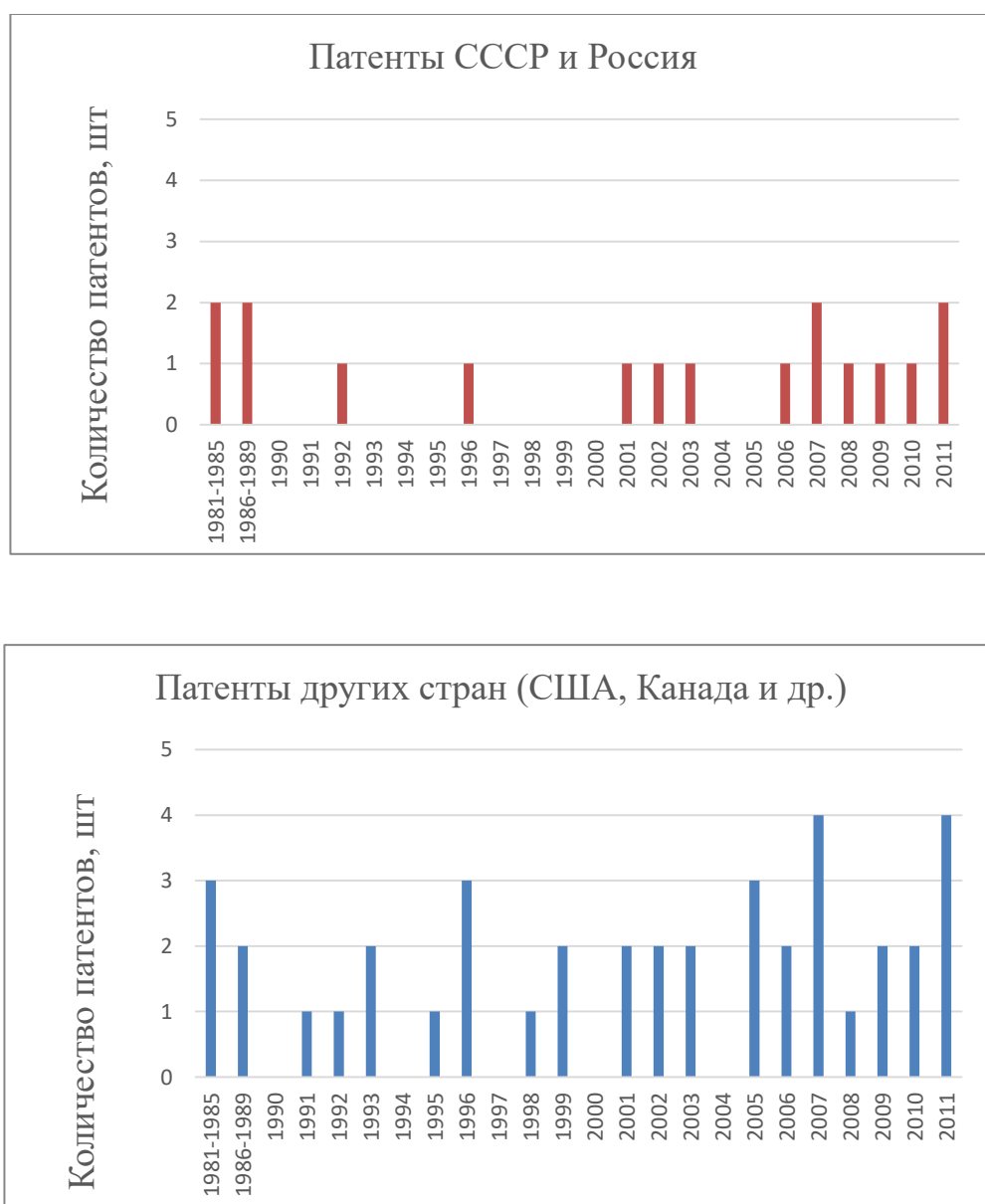


Рисунок 8 – Технологии, связанные с использованием скважинных устройств

Анализируя графики, делаем следующий вывод, что использование скважинных устройств, при добыче высоковязких нефтей является довольно актуальной темой и в настоящее время. Интерес к развитию данных технологий не ослабевает как в СССР и России, так и во всем мире.

4.7 Другие технологии данной области (в том числе комбинированные и инновационные)

В последние годы, ввиду особенностей ряда месторождений высоковязкой нефти проявляется интерес к таким технологиям, как:

1. Технологии, предусматривающие объединение нескольких основных способов добычи (закачка теплоносителя, горизонтальные скважины и т.д.);

2. Электротепловое воздействие на пласт.

Технология разогрева нефти за счет выделения омического тепла при прохождении по пласту сильных электрических токов.

3. Микробиологические методы разработки месторождений высоковязкой нефти.

Технология основана на закачке бактерий, адаптированных к условиям месторождения, вместе с продуктом их питания (меласса). Возникающее при этом снижение поверхностного натяжения на границе вода–нефть и образование новых фильтрационных каналов при реакции, вырабатываемых бактериями, органических кислот с породой, обеспечивают условия для лучшего вытеснения высоковязкой нефти.

4. Волновое и акустическое воздействие на пласт в комбинации с тепловыми методами.

Обеспечивает повышение эффективности теплового воздействия и снижение энергозатрат.

5. Технологии, обеспечивающие повышение нефтеотдачи за счёт восстановления подвижности вязкой составляющей нефти.

Разработку залежи ведут по участкам разработки с размещением скважин с источниками гидроимпульсного депрессионно-репрессионного воздействия на забое скважин по углам участка и источников вибросейсмического воздействия с дневной поверхности на участке разработки [9].

На рисунке 9 представлена динамика патентования, как имеющих свое частое применение, так и инновационных технологий разработки месторождений высоковязких нефтей по годам:



Рисунок 9 – Технологии, связанные с использованием инновационных технологий

Анализируя графики, делаем следующий вывод, что Россия является лидером в создании инновационных технологий в области разработки месторождений высоковязкой нефти, таких как электротепловое, волновое, акустическое, гидроимпульсное воздействие на пласт и др.

В ходе обзора были выявлены наиболее перспективные методы в области разработки месторождений высоковязких парафинистых нефтей.

Из результатов анализа патентной ситуации следует, что в настоящее время в области разработки месторождений высоковязких нефтей, предпочтение отдаётся такой технологии как использование горизонтальных скважин с закачкой теплоносителя. Из-за ограниченности практического внедрения комбинированных и инновационных технологий, предприятия нефтегазовой промышленности пока не могут использовать весь их потенциал. Внутрипластовое горение отличается отсутствием интереса к патентованию. Однако следует помнить, что зависимости от геологического строения и условий залегания запасов высоковязкой нефти, климатических и других условий, в каждом конкретном случае технология разработки может быть индивидуальной.

4.8 Паротепловая обработка скважин

Процесс паротепловой обработки призабойной зоны скважины можно представить как периодическую закачку пара в добывающие скважины для разогрева призабойной зоны пласта и снижения в ней вязкости нефти, т.е. для повышения продуктивности скважин [6]. Цикл (нагнетание пара, выдержка, добыча) должен повториться несколько раз в течение стадии разработки месторождения. Так как паротепловому воздействию подвергается только призабойная зона, коэффициент извлечения нефти для такого метода разработки низкий (15-20%). Один из недостатков метода – высокая энергоёмкость процесса и увеличение объёмов попутного газа [9]. Следует отметить, что паротепловая обработка скважин применяется как

дополнительное воздействие на призабойную зону скважины при осуществлении процесса вытеснения нефти теплоносителем из пласта – нагнетания теплоносителя с продвижением теплового фронта вглубь пласта [10].

Паротепловое воздействие на пласт представляет собой неизотермическое вытеснение нефти теплоносителем. Из достоинств метода можно отметить, что увеличение нефтеотдачи пласта при закачке в него теплоносителя происходит за счёт снижения вязкости нефти под воздействием тепла, что способствует улучшению охвата пласта и повышает коэффициент вытеснения. В качестве рабочих агентов могут использоваться горячая вода, пар, горячий полимерный раствор и т.д.

4.9 Термополимерное воздействие

Разработка месторождений с нефтью повышенной вязкости в трещиноватых коллекторах с помощью традиционного холодного заводнения приводит к низкой нефтеотдаче (20-25%). Сущность технологии термополимерного воздействия заключается в том, что в пласт производится закачка водного раствора полимера, подогретого до температуры не более 90°C (выше этой температуры происходит разрушение полимера) [5]. Так как вязкость подогретого раствора невелика, он хорошо проникает в трещины и другие высокопроницаемые зоны. При движении подогретого раствора по зонам высокой проницаемости прилегающие к ним низкопроницаемые зоны прогреваются за счёт теплопроводности. В результате чего в неохваченных вытеснением зонах пласта вязкость нефти снижается. Одновременно при остывании полимерного раствора его вязкость возрастает в 4-10 раз, что приводит к перераспределению вытесняющего агента и выравниванию фронта вытеснения. Происходит саморегулирование процесса вытеснения. Следовательно, осуществляется комплексное воздействие на пласт: снижается вязкость нефти и возрастает охват залежи вытеснением.

4.10 Модификация термополимерного воздействия на пласт

Из рисунка 10 находим, что не все зоны Мишкинского месторождения охвачены термополимерным воздействием:

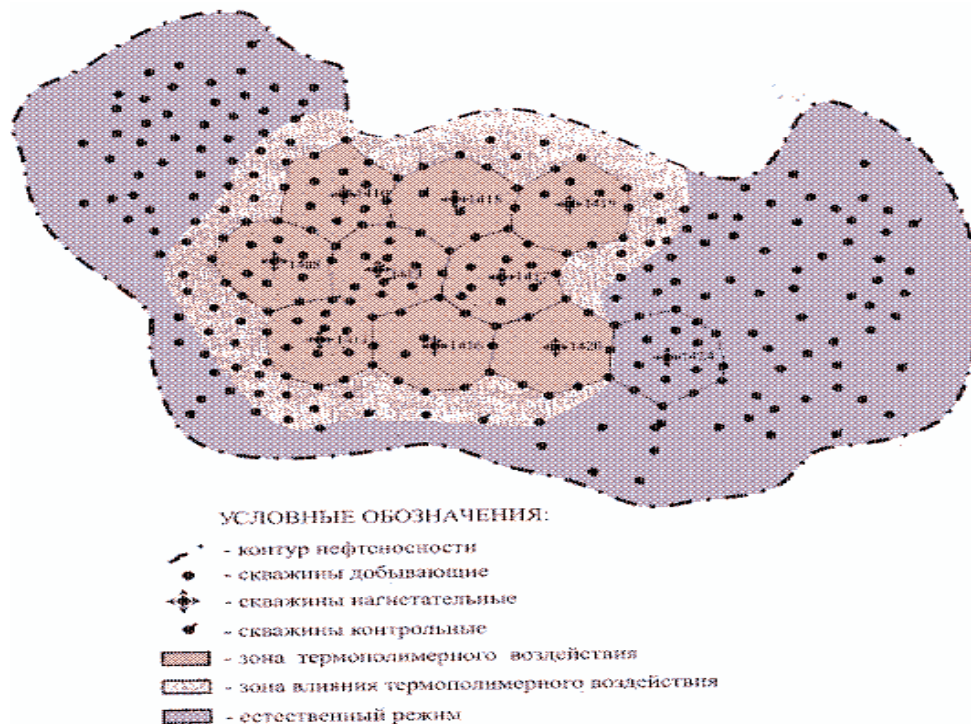


Рисунок 10 - Участки использования различных методов воздействия на Мишкинском месторождении

Нахождение запасов нефти в тонких пластах с низкими коллекторскими свойствами (что характерно для месторождений Удмуртии) обуславливает низкую приемистость нагнетательных скважин. При этих условиях и ограниченных температурах нагрева полимера (иначе полимер разрушается) не удастся создать в пласте оторочку горячего раствора полимера необходимой температуры. В таких случаях следует нагревать раствор полимера прямо в пласте, прогревая предварительно пласт путем закачки теплоносителя, в качестве которого может выступать и горячая вода (или пар и т.п.). Без опасения разрушения вода, нагретая на поверхности до более высокой температуры, позволит снизить вязкость пластовой нефти, также

приемистость пласта для теплоносителя также выше, чем даже для нагретого раствора ПАА.

Эффективность процесса (в том числе с позиций энергосбережения) будет выше, если теплоноситель и раствор полимера будут закачиваться в пласт попеременно в несколько циклов, следующих один за другим. Рекомендуется технология циклического внутрипластового полимерно-термического воздействия (ЦВПТВ), предусматривающая чередование двухстадийных (двухэтапных) циклов закачки теплоносителя (горячей воды, пара и др.) с последующим переходом на закачку холодного раствора полимера. Данная технология имеет больше преимуществ по сравнению с одноцикловой технологией ТПВ:

- повышение приемистости нагнетательной скважины, так как раствор полимера поступает в предварительно прогретую зону;

- подключение в активную разработку тонких низкопроницаемых пластов, т.к. с использованием повышенных температур и полимерных растворов расширяется круг объектов применения технологии;

- увеличение коэффициента охвата пласта рабочим агентом по сравнению с разовым созданием оторочки раствора полимера конкретного объема;

- уменьшение расхода тепловой энергии на осуществление процесса по сравнению с непрерывным нагнетанием рабочего агента.

4.11 Соляно-кислотная обработка призабойной зоны малоэффективных месторождений с высоковязкой нефтью

Наиболее сложным объектом разработки являются трещиновато-пористые карбонатные коллекторы с высоковязкой нефтью, к числу которых относятся и карбонатные пласты среднего (верей) и нижнего (турней) карбона большинства месторождений Татарстана и Удмуртии [3]. Разработка таких залежей во многих случаях характеризуется низкими темпами отбора нефти и

невысокими значениями коэффициента извлечения нефти. Это связано со сложностью геологического строения, низкими коллекторскими характеристиками пластов и повышенной вязкостью нефти.

Особенность карбонатных коллекторов заключается в том, что основная часть нефти находится в порах блоков, а перенос жидкости осуществляется по трещинам [14]. Извлечение продукции из карбонатов связано с определенными трудностями, причина которых низкий гидродинамический коэффициент связи коллектора со скважиной.

Одним из основных направлений повышения степени выработки запасов нефти в карбонатных коллекторах является обработка призабойной зоны соляной кислотой. Анализ результатов различных вариантов данной обработки для месторождений республики Удмуртия показывает, что их успешность не выше 45% и самыми эффективными оказываются только первая-вторая обработки.

Недостатками соляно-кислотной обработки является:

1. Проникновение и реагирование кислоты преимущественно в наиболее проницаемые интервалы с повышенной водонасыщенностью;

2. Низкая скорость реакции кислоты в нефтенасыщенных интервалах, в результате чего основное количество кислоты нейтрализуется в водонасыщенных прослоях;

3. Воздействие кислоты происходит в основном на трещины, не затрагивая матрицу карбонатного пласта [12]. Для повышения эффективности воздействия солянокислотной обработки на нефтенасыщенные интервалы карбонатных коллекторов применяют комбинирование солянокислотного и физического воздействия, либо введение в кислотный состав поверхностно-активных веществ (ПАВ), загустителей, и углеводородных компонентов. Все эти способы позволяют в различной степени повысить эффективность солянокислотной обработки за счет улучшения проникновения кислоты к породе, которая в нефтенасыщенных интервалах экранирована прочной «бронирующей» гидрофобной пленкой нефтяных высокомолекулярных

компонентов – смол и асфальтенов, которые как раз в наибольшей степени представлены в высоковязких нефтях. Физическое воздействие (термо, виброударное и др.), добавка ПАВ и углеводородов в той или иной степени позволяет снизить межфазное натяжение и тем самым разрушить бронирующие слои и обеспечить проникновение кислоты к породе. Загустители (полимеры, соли алюминия и др.) позволяют значительно повысить вязкость кислотного состава и снизить скорость реагирования в высокопроницаемых водонасыщенных интервалах, тем самым повышается проникновение кислоты вглубь пласта. Создание простой, высокоэффективной технологии интенсификации добычи высоковязкой нефти из карбонатных пластов требует разработки составов, удовлетворяющих следующим условиям:

- состав должен обладать способностью обрабатывать низкопроницаемые нефтенасыщенные интервалы;
- состав должен максимально глубоко проникать в призабойную зону пласта;
- состав не должен вызывать повторного выпадения осадков после реакции кислоты с породой;
- компоненты состава должны быть недороги и доступны.

В некоторых случаях достигнуто увеличение суточных дебитов по нефти в 3-5 раз по сравнению с аналогичными скважинами после традиционных солянокислотных обработок. Наибольшая эффективность отмечается при использовании на скважинах, вводимых из бурения. Основные условия для проведения технологии кислотного гидроразрыва пласта: дебиты добывающих скважин до обработки должны составлять не менее $0,5 \text{ м}^3/\text{сут}$ по жидкости, а обводненность продукции не более 30 %. Обработки также можно проводить и в нагнетательных скважинах с «нулевой» приемистостью при давлениях нагнетания допустимых для эксплуатационной колонны данной скважины.

К достоинствам технологии кислотного гидроразрыва относится отсутствие таких негативных факторов, как образование устойчивой

нефтекислотной эмульсии и сульфида железа, отрицательно влияющих на последующие процессы подготовки нефти [12].

4.12 Модификация соляно-кислотной обработки

Одними из эффективных вариантов проведения соляно-кислотной обработки является метод поинтервальной закачки в призабойную зону раствора кислоты (ПСКО) и технология обработки скважин реагентом растворителя типа асфальтено-смоло-парафиновых отложений (РАСПО) [13].

Рассмотрим эффективность проведения комплексных обработок призабойной зоны пласта с применением РАСПО в сравнении с ПСКО, которые проводятся по обычной технологии, на тех скважинах, где наблюдалось снижение забойного давления и притока жидкости в скважину. Для примера возьмем месторождение со схожими с Мишкинским месторождением физико-химическими характеристиками нефти и объектами разработки – Лозюкско-Зуриновское месторождение объединенного акционерного общества «Удмуртнефть» [14].

Сравним показатели проведения комплексных обработок растворителем РАСПО+ПСКО с показателями, которые мы могли бы получить в случае, если бы проводились ПСКО по классической технологии. Результаты сравнения отражены в таблицах 10, 11.

Таблица 10 – Сравнение проектных показателей с базовым вариантом по скважинам

Месторождение	№ скважины	Параметры после РАСПО+ПСКО				Параметры после ПСКО			
		Q жидкости, м3/сут	Q нефти, т/сут	Прирост Q нефти, т/сут	Прирост Q нефти, %	Q жидкости, м3/сут	Q нефти, т/сут	Прирост Q нефти, т/сут	Прирост Q нефти, %
Мишкинское	562	30,3	18,9	6,4	29	22,6	15,2	2,7	21,2
Мишкинское	504	56,3	30	10,8	34	36,4	23,3	4,1	21,2
Мишкинское	510	77	23,8	3,6	20	64,9	24,0	2,8	18,6
Мишкинское	514	42,3	22,2	8,5	33	34,8	16,5	2,8	20,1
Мишкинское	524	66,7	49,3	23	48	54,7	31,4	5,1	19,5
Мишкинское	533	68,5	17,9	4	24	59,0	16,5	2,6	18,7
Мишкинское	2075	52,9	19	4,7	24	22,2	16,8	2,5	17,6
Мишкинское	347	34,7	14	3,3	20	28,6	15,2	2,5	19,8
Мишкинское	1505	43,9	28,1	3,8	20	37,2	29,8	2,5	17,7
Мишкинское	1509	34,4	27,5	8,2	32	28,9	23,4	4,2	21,8

Таблица 11 - Сравнение проектных показателей с базовым вариантом в целом

	Количество обработок	Средний Q нефти до ОПЗ, т/сут	Средний Q нефти после ОПЗ, т/сут	Средний прирост Q нефти, т/сут.	Общий прирост Q нефти по проекту, т/сут	Средний прирост Q нефти, %.
РАСПО+ПСКО	10	23,8	29,9	6,1	73,3	26
ПСКО	10	23,8	27,3	3,5	34,7	15

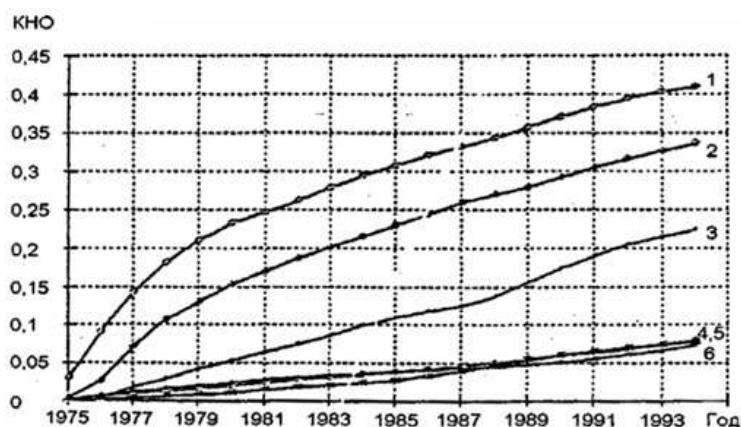
4.13 Сравнение технологических показателей методов

Результаты промышленного внедрения технологий термополимерного воздействия и метода РАСПО+ПСКО на залежь отражены в таблице 12:

Таблица 12 – Результаты промышленного внедрения технологий

Параметры	Единица измерения	Термополимерное воздействие	РАСПО+ПКСО
Площадь участка залежи	га	78,5	78,5
Добыча нефти с начала разработки	тыс.т	561,058	554,076
Дебиты добывающих скважин после реализации процесса нефть/жидкость	т/сут	1,5/10,1	3,7/16,2
Обводнённость добываемой продукции на 01.01.2018	%	86,1	80,8
Текущий коэффициент нефтеотдачи	%	44,9	38,1
Дополнительная добыча нефти	тыс.т	146,532	48,976
Закачка рабочего агента	тыс.м	334,873	395,7
Коэффициент охвата пласта воздействием	ед.	0,94	0,74

Промысловые данные показали высокую эффективность применения термополимерного метода. Текущая нефтеотдача на участке ТПВ превысила утверждённую ГКЗ (39%) и составила 40,9% от начальных балансовых запасов и 104,3% от начальных извлекаемых запасов. Фактические результаты разработки залежи показывают, что принятый ГКЗ коэффициент нефтеотдачи 39 % (при заводнении) оказался явно завышенным. При дальнейшей реализации запроектированной технологии ТПВ на этом участке конечный коэффициент нефтеотдачи будет значительно выше. Можно сделать вывод, что технология ТПВ оказалась весьма эффективной. Таких высоких результатов в карбонатных неоднородных коллекторах нет в мировой практике нефтедобычи [15]. Изменение во времени коэффициента нефтеотдачи на опытном участке IV объекта Мишкинского месторождения показано на рисунке 13.



1 – участок термополимерного воздействия; 2 – участок ПСКО+РАСПО; 3 – участок ПСКО; 4 – участок СКО; 5 – объект в целом; 6 – участок с естественным режимом

Рисунок 11 – Изменение во времени КИН на опытном участке IV объекта Мишкинского месторождения

Разработка месторождений с нефтями повышенной и высокой вязкости методом традиционного заводнения, особенно в трещиноватых коллекторах обычно приводит к низким коэффициентам нефтеизвлечения (0,25-0,29). Теоретическое и экспериментальное изучение механизма вытеснения нефти водой по ВНИИ и ИГиРГИ показывает, что низкие текущие и конечные коэффициенты нефтеизвлечения при заводнении залежей нефти повышенной и высокой вязкости являются следствием неустойчивого продвижения водонефтяных фронтов. С самого начала заводнения развивается явление вязкостной неустойчивости — вода в виде языков разной формы и размеров проникает в нефтяную часть пласта, оставляя за фронтом невытесненные участки нефти. Устойчивое, более равномерное продвижение водонефтяного контакта (ВНК) можно достичь за счет уменьшения отношения вязкости нефти и закачиваемого агента. Достигается это методом увеличения вязкости закачиваемой воды, загущением ее полимерными добавками [7]. Использование полимерных растворов для увеличения нефтеизвлечения из пластов, содержащих нефть повышенной и высокой вязкости, дает хорошие результаты, если коллектор терригенный или карбонатный при небольшой их

трещиноватости. Нефти Мишкинского месторождения залегают в карбонатных коллекторах.

На рисунке 12 представлены зависимость изменения вязкости нефтей Мишкинского месторождения:

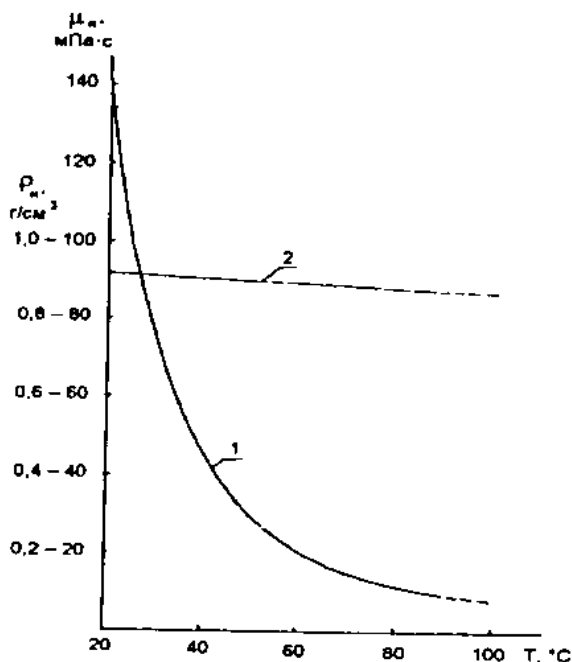


Рис. 1. Зависимость от температуры вязкости (1) и плотности (2) нефти Мишкинского месторождения

Рисунок 12 – Зависимость изменения вязкости нефтей Мишкинского месторождения

Изученный механизм ТПВ показал, что горячий раствор полимера, проникающий по трещинам, увеличивает свою вязкость примерно на порядок по сравнению с горячей водой. Следовательно, гидравлические сопротивления на фронте вытеснения для полимерного раствора оказываются значительно большими, чем для горячей воды, что приводит к увеличению коэффициента охвата [15]. Результаты теоретических и экспериментальных исследований показывают, что прирост конечного нефтеизвлечения при ТПВ по сравнению с

воздействием необработанной водой (для указанных геолого-физических условий) составит 15÷20%.

Ввиду исследований выше рекомендуется:

- в дальнейшем более обширно внедрять технологию термополимерного воздействия на Мишкинском месторождении;
- внедрять технологию термополимерного воздействия на других месторождениях Удмуртии со схожими же геолого-физическими условиями как на Мишкинском месторождении;
- внедрять технологию ЦВПТВ.

5 Безопасность жизнедеятельности

5.1 Безопасность и экологичность

Одним из крупнейших предприятий в сфере добычи нефти и газа является объединенное акционерное общество «Удмуртнефть». Предприятие уделяет значительное внимание охране труда сотрудников и экологическим нормам производства, поскольку обеспечение безопасных условий труда, охрана окружающей среды, снижение аварийности и травматизма являются основными задачами современного производства.

5.2 Анализ потенциальных опасных и вредных факторов при проведении работ

На участке Мишкинского месторождения проводятся работы по подготовке соляно-кислотного раствора и доставке его в скважину для обработки призабойной зоны пласта. Рабочим местом оператора ОПЗ являются несколько объектов, таких как кустовая площадка, пункт контроля управления, находясь на которых сотрудник подвергается воздействию вредных и опасных

производственных факторов. В процессе выполнения работ возникают опасные и вредные производственные факторы:

- физические: шумовое воздействие от работающего оборудования; повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны; острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях заготовок, инструментов и оборудования;

- химические: работа с различными видами кислот; токсическое воздействие на органы дыхания; кожные покровы и слизистые оболочки;

- психофизиологические: нервно-психические и эмоциональные перегрузки, монотонность труда;

- расположение рабочего места на высоте относительно уровня земли (пола).

По основному виду экономической деятельности установлен II класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 0,3% к начисленной оплате труда [16].

Из-за неосторожного обращения с емкостями, в которых находится соляно-кислотный раствор, может произойти аварийный выброс на почву и в грунтовые воды.

Аварийные ситуации могут возникнуть при подъеме спускоподъемного оборудования из-за перекосов и разрывов компрессионных труб [17].

Инженерные и организаторские решения по обеспечению безопасности работ

Мишкинское месторождение находится в умеренно-холодном районе на севере республики Удмуртия, температура воздуха в зимнее время года опускается до -40°C и прогревается летом до $+30^{\circ}\text{C}$.

Эксплуатация проектируемого оборудования производится круглый год посменно вахтовым методом. Основная часть работ выполняется на открытом воздухе, приготовление кислотного раствора выполняется в помещении.

Климат района умеренно-континентальный, с продолжительной зимой. Среднегодовая температура +2°С, морозы в январе-феврале иногда достигают –40°С. Средняя глубина промерзания грунта 1,2 м, толщина снегового покрова в марте достигает 60-80 см.

Работы, выполняемые оператором поддержания пластового давления и обработки призабойной зоны пласта, по энергозатратам относятся к категории Пб (233-290Вт). Это работы, связанные с ходьбой и переноской тяжестей (до 10 кг), сопровождающиеся умеренными физическими нагрузками [18]. Характеристики микроклимата для помещения, в котором готовят кислотный раствор, представлены в таблице 13 [19]:

Таблица 13 – Характеристики микроклимата воздуха рабочей зоны

Наименование вещества	Значение ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Азота окислы (азота оксиды) (в пересчёте на NO ₂)	5	3
Бутан	300	4
Лигроин (в пересчёте на углерод С)	300	4
Масла минеральные нефтяные*	5	3
Метанол*	5	3
Метилбензол (толуол)	50	3
Ацетон	200	4
Уайт-спирит	300	4
Углерода окись	20	4
* Вещества, при работе с которыми требуется специальная защита кожи и глаз. Для защиты необходимы очки и резиновые перчатки.		

Для поддержания оптимальных параметров воздушной среды помещения оборудуются системами центрального отопления и приточно-вытяжной вентиляции. Помещения, в которых работает оператор ОПЗ, оснащены приточно-вытяжной вентиляцией.

5.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования

Высота цеха для подготовки кислотного раствора составляет 5 м, площадь 50 м², объем 120 м³, что соответствует установленным нормативам, т.к. в данном помещении работают по 4 человека в смену [20]. Проходы и проезды не препятствуют подвозу кислоты на специальном транспорте, а также безопасной работе людей на их рабочих местах [18].

Характер зрительной работы соответствует малой точности, разряд зрительной 62 работы – Vб. Общее освещение в цехе должно быть не менее 200 лк, коэффициент естественной освещенности при верхнем освещении КЕО не менее 1,8%, при боковом – не менее 0,6% [21].

Уровень шума на рабочем месте оператора ОПЗ не должен превышать 60 дБ, что не превышает установленных нормативов [22].

Основными источниками вибрации являются механические колебания машин и механизмов. Уровень вибрации на участке не превышает нормы.

Источником электрических полей на рабочем месте оператора поддержания пластового давления и ОПЗ являются вычислительные машины, которые расположены в пункте контроля и управления, трансформаторы электрического тока и станции управления УЭЦН.

Предельно допустимый уровень напряженности электромагнитных полей на рабочем месте в течение смены равен 5 кВ/м, и соответствует нормативным значениям. Предельно допустимые уровни напряженности периодических (синусоидальных) МП (магнитных полей) устанавливаются для условий общего и локального воздействия [23].

Значение магнитного поля на рабочем месте оператора составляет 834 мкТл, что соответствует предельно допустимым нормам.

В воздухе рабочей зоны оператора имеются вредные вещества (винилацетат, толуол, ксилол, спирт метиловый), соответствующие 3 классу опасности – умеренно опасные [19].

Операторы поддержания пластового давления и ОПЗ обеспечиваются спецодеждой и средствами индивидуальной защиты:

- костюм для защиты от воды из синтетической ткани с пленочным покрытием;
- костюм с огнезащитной пропиткой;
- головной убор;
- сапоги резиновые с жестким подноском;
- шапка-ушанка;
- перчатки шерстяные [24].

5.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

При изготовлении кислотного раствора в воздухе рабочей зоны скапливаются вредные вещества в виде кислотных паров. В таблице 14 представлены предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны [25].

Таблица 14 – Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны

Наименование вещества	Значение ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Азота окислы (азота оксиды) (в пересчёте на NO ₂)	5	3
Бутан	300	4
Лигроин (в пересчёте на углерод С)	300	4
Масла минеральные нефтяные*	5	3
Метанол*	5	3

Окончание таблицы 14

Наименование вещества	Значение ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Метилбензол (толуол)	50	3
Ацетон	200	4
Уайт-спирит	300	4
Углерода окись	20	4
* Вещества, при работе с которыми требуется специальная защита кожи и глаз. Для защиты необходимы очки и резиновые перчатки.		

В цехе для подготовки кислотного раствора установлена местная вытяжная вентиляция для обеспечения нормальных параметров воздушной среды [26].

На площадке при работе в скважине используется электроцентробежный насос ЭЦН5-80-850.

В приводе центробежных погружных насосов используются погружные асинхронные электродвигатели типа ПЭД, защищены от попадания внутрь пластовой жидкости.

В цехе установлены вводно-распределительные устройства, внешние распределительные сети, которые предназначены для присоединения к ним внутренних электрических сетей здания. В схемы вводно-распределительные устройства входят два рубильника с переключателями и предохранителями, два автоматических выключателя, два контактора с аппаратурой автоматический ввод резерва, а также аппаратура измерения или учета. На рабочем участке оператора обработки призабойной зоны пласта используются сети напряжением 380 В.

Для защиты от воздействия электрического тока предусмотрены:

- защитное отключение, позволяющее в случае замыкания или неисправности какого-либо оборудования предотвратить несчастный случай;
- зануление корпусов электроприводов, трансформаторов, сварочных аппаратов, светильников;

– для обеспечения защиты человека от поражения электрическим током изолируют части изделий;

На металлических частях оборудования, которые могут оказаться под напряжением, конструктивно предусмотрены элементы для соединения с защитным заземлением; Для защиты емкостей, насосов и узла налива в автоцистерны установлены три молниеприемника высотой 25 м.

5.5 Обеспечение противопожарной и пожарной безопасности

Станция управления УЭЦН по пожарной опасности имеет категорию В – помещение, в котором находятся горючие и трудногорючие жидкости, твердые горючие и трудногорючие вещества и материалы (в том числе пыли и волокна), вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть [27].

Возможными причинами и источниками возникновения пожара являются:

- неисправность электропроводки;
- короткое замыкание;
- искрообразование при ремонте скважины;
- искрообразование и возгорание паров нефти при заполнении емкости.

Во избежание короткого замыкания нужно следить за креплением проводов и исправным состоянием изоляции, не допускать механических повреждений, избегать соприкосновения с металлическими конструкциями, своевременно ремонтировать сеть.

При выполнении работ используются легковоспламеняющиеся жидкости (ЛВЖ), имеющие температуру вспышки не выше 61°С (в закрытом тигле) или 66° (в открытом):

- индивидуальные вещества: ацетон, бензол, ксилол, метиловый спирт, уксусная кислота, этиловый спирт;

– смеси и технические продукты: бензин, керосин, уайт-спирт, растворители [28].

По взрывопожарной опасности производство с негорючими веществами и материалы в горячем, раскаленном или расплавленном состоянии, процесс обработки которых сопровождается выделением лучистого тепла, искр и пламени, и (или) горючие газы, жидкости и твердые вещества, которые сжигаются или утилизируются в качестве топлива, относится к категории Г – умеренной пожар опасности [29].

В помещениях, оборудованных автоматическими установками пожарной сигнализации или автоматическими установками пожаротушения, следует предусматривать блокирование с этими установками, систем вентиляции и воздушного отопления, с целью автоматического отключения их при срабатывании автоматическими установками пожарной сигнализации, или автоматическими установками пожаротушения, а также отключения электроприёмников, за исключением систем противопожарной защиты, аварийного освещения и оповещения о пожаре [30].

Кустовые площадки оборудованы средствами пожаротушения:

– пожарный гидрант с площадкой под пожарный автомобиль размером не менее 20х20 метров;

– пожарный щит ЩП-В (багор, кошма, ведро, лопата штыковая, лопата совковая, ящик с песком, огнетушитель ОП-8);

– пожарный щит ЩП-Е (багор, кошма, ведро, лопата штыковая, лопата совковая, ящик с песком, диэлектрический коврик, диэлектрические перчатки, огнетушитель ОУ-8);

– датчики загазованности среды (% от НКПР) с предупредительной сигнализацией при 10% НКПР и аварийной остановкой при 50% НКПР [31].

Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

Возможные аварии, причины их возникновения и предложения по исключению указаны в таблице 15.

Таблица 15 – Возможные аварии, причины их возникновения и решения

Возможные аварийные ситуации	Источники их возникновения	Предложения по исключению
Разлив промывочной жидкости	Нагнетание соляной кислоты самотёком; нарушение герметичности соединений насосных установок с устьевой арматурой	Установка обратных клапанов на линиях нагнетания, на насосах - предохранительных устройств, манометров; проверка на герметичность
Выброс опасных веществ	Превышение объёма закачки с последующим повышением термобарических параметров флюида в пласте	Контролируемые объём закачки и процесс
Самовоспламенение огнеопасных веществ	Подача на забой скважины под определённым давлением растворов кислот	Контроль состава, давления и объёма горючей смеси

Полиакриламид не является токсичным продуктом [36], прогрев полимера происходит внутри пласта [6], следовательно, исключается вопрос возникновения аварии на поверхности при проведении термополимерного воздействия.

5.6 Разливы и выбросы опасных кислот и реагентов

При соляно-кислотной обработке производят закачку опасных кислот и реагентов. Кроме того, в качестве жидкости промывки применяют огнеопасные вещества. Для обеспечения нормального хода операции солянокислотной обработки на скважине должны строго соблюдаться следующие противопожарные мероприятия и правила техники безопасности [37]:

Солянокислотные обработки производят по специальному плану, утверждённому главным инженером НГДУ. Руководителем работ и ответственным лицом по скважине является инженерно-технический работник.

Во избежание разлива, прежде чем отсоединить трубопровод от устья, необходимо закрыть кран и снизить давление в трубопроводах до атмосферного. Остатки жидкости слить с автоцистерн и насосных установок в специальный резервуар.

В случае обнаружения аварийной ситуации персоналу кустовой площадки необходимо прекратить все работы; приступить к эвакуации других сотрудников из опасного местоположения и ограничить проход людей в опасную зону; а также доложить руководству о сложившейся ситуации; начать ликвидацию аварии или другой неисправности.

Для предотвращения аварийных ситуаций на трубопроводах, терминалах и платформах применяют специальные системы безопасности, которые должны быть основаны на:

- проведении постоянного мониторинга и контроля систем управления технологическим процессом;

- проведении постоянного мониторинга возможных источников опасности и устранении возможных источников возгорания;

- автоматическом обнаружении нештатных эксплуатационных условий и режимов работы оборудования и автоматическом реагировании на эти условия путем включения или отключения (изолирования) необходимых компонентов системы или всей системы, включая сброс давления на установках;

- обеспечении систем звукового и визуального оповещения об отключении установки, аварийного сброса давления и пожаротушения [30].

Основным поражающим фактором является разлив соляно-кислотного раствора на землю и попадание его в грунтовые воды. Параметрами воздействия могут быть отравление почвы и воды, а также ожоги конечностей работников кислотном раствором.

Данный объект относится ко II категории (по группам подсобновспомогательного назначения) [32].

Основным непрерывным технологическим процессом является работа на 68 потоке подготовки соляно-кислотного раствора для обслуживания скважин. Общая численность работающих составляет 48 человек, численность наибольшей работающей смены – 56 человек.

На рабочих местах имеются специальные индивидуальные защитные заграждения в виде стеклянных перегородок. Все работающие полностью обеспечиваются индивидуальными и медицинскими средствами защиты.

В производственном помещении имеется медицинская аптечка для оказания первой помощи пострадавшим.

Одноэтажное здание цеха по подготовке соляно-кислотного раствора имеет кирпичный каркас, степень огнестойкости Г1 – слабогорючее [33].

Внешних и внутренних источников для образования вторичных факторов поражения в непосредственной близости нет.

Электроснабжение обеспечивается от стационарного источника линии электропередач напряжением до 380 В, связь осуществляется через проводную внутреннюю линию, водоснабжение и тепло подается по коммуникационным линиям от местной котельной.

5.7 Экологичность проекта

Для максимального сокращения вредных выбросов в атмосферу необходимо предусматривать:

- закачку большей части (90%) добытого газа в систему ОПЗ;
- применение герметизированных процессов сбора и транспорта нефти;
- минимизацию и сбор утечек от технологического оборудования с последующим возвратом их в технологический процесс;
- оборудование аппаратов, работающих под давлением, предохранительными клапанами, связанными с факельной системой;

– на всех резервуарах, используемых для хранения нефти, применение специальных устройств для предотвращения утечки летучих углеводородов и других газов в атмосферу;

– организацию санитарно-защитной зоны от объектов [34].

Для максимального сокращения вредных выбросов в воду и почву необходимо предусматривать:

– минимизацию и сбор утечек кислотного раствора из технологического оборудования;

– оборудование аппаратов, работающих под давлением, своевременно обслуживать на недопущения прорывов;

– на всех резервуарах, емкостях используемых для хранения кислотного раствора, применять специальные средства (специальные промывочные жидкости, утяжеленные растворы) для предотвращения утечки углеводородов, кислотного раствора [35].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В последние годы на Мишкинском месторождении происходит снижение удельной эффективности термополимерного воздействия и ПСКО. В случае с ПСКО это связано с кратностью обработок, высокой расчлененностью и неоднородностью по проницаемости разрабатываемых объектов, а так же с эффектом экранизации поверхности порового пространства пород. Рекомендуется комбинировать с РАСПО для повышения эффективности обработок.

Промышленное внедрение метода ТПВ ведётся с 1976 года. Так как запасы нефти повышенной и высокой вязкости Мишкинского месторождения содержатся в карбонатных коллекторах, обладающих повышенной кавернозностью и сильно развитой трещиноватостью, то с позиций энергосбережения и эффективности процесса, рекомендуется внедрять технологию ЦВПТВ, предусматривающую чередование двухстадийных (двухэтапных) циклов закачки теплоносителя (горячей воды, пара и др.) с последующим переходом на закачку холодного раствора полимера - произойдёт увеличение коэффициента охвата пласта рабочим агентом, подключатся в разработку тонкие низкопроницаемые пласты.

Коэффициент охвата при термополимерном воздействии увеличится на 0,2 ед. по сравнению с методом РАСПО+ПСКО. Коэффициент нефтеотдачи изменится на 6,8 %.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ВНИГРИ – Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт;

ЦВПТВ – Циклическое внутрипластовое термополимерное воздействие;

ТПВ – Термополимерное воздействие;

ИГиРГИ – Научно-исследовательский и проектный институт в составе корпоративного научно-проектного комплекса ПАО «НК Роснефть»;

ВНИИ – Всероссийский научно-исследовательский институт;

ВНК – Водонефтяной контакт;

КИН – Коэффициент извлечения нефти;

ГКЗ – Государственная комиссия по запасам;

ПСКО – Поинтервальная солянокислотная обработка;

РАСПО – Растворитель асфальтосмолопарафиновых отложений;

МУН – Методы увеличения нефтеотдачи;

ПАА – Полиакриламид;

СНОР – Cold Heavy Oil Production With Sand (Холодная добыча с песком);

ПЗП – Призабойная зона пласта;

ВНИГНИ – Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Протокол № 5992, утверждения геологических запасов нефти Мишкинского месторождения, г. Москва, 1970 г.
2. Кудинов В.И., Сучков Б.М. Интенсификация добычи вязкой нефти из карбонатных коллекторов в сложной геологической обстановке. Самара: Книжное издание, 1996. 440 страница.
3. Пересчет запасов нефти Мишкинского месторождения Удмуртской республики. Ижевский ННЦ, 2006г.
4. Рассохин В.Д. Геологический отчет. Отчет о детальной разведке Мишкинского м-ния кирпично-черепичных глин в Курганской области. Росгеофонд, 1999.
5. Малыхин, В.И. Совершенствование методов и технологий обработки призабойной зоны и повышения нефтеотдачи пластов для малоэффективных месторождений с высоковязкой нефтью / В.И. Малыхин // Экспозиция нефть газ. – 2010. - №1/Н. – С. 36-37.
6. Рузин, Л.М. Методы повышения нефтеотдачи пластов (теория и практика) : Учебное пособие / Л. М. Рузин, О. А. Морозюк. – Ухта : УГТУ, 2014. – 127 с.
7. Мусин М.М. Численная модель процесса паротеплового воздействия на пласт с системой скважин / Тр.ТатНИПИ. - 1980. - т.44. - с. 55-58.
8. Пеленичка Л.Г., Михалевич В.И. Опыт паротепловой доработки месторождения // Нефтяное хозяйство, 1982, № 10. – С. 29-31.
9. Ефремов, И. И. Анализ перспективных технологий в области разработки месторождений высоковязких нефтей на основе российских и международных патентов / И. И. Ефремов // Сургутнефтегаз. – 2018. - № 622. – С. 61-64
10. Щепалов, А. А. Тяжёлые нефти, газовые гидраты и другие источники углеводородного сырья : учебно-методическое пособие / А. А. Щепалов. – Нижний Новгород : Нижегородский университет, 2012. – 93 с.

11. Широкие возможности внутрипластового горения. [Электронный ресурс] : статья / Д. Исаков, М. Варфоломеев. – Казань : Департамент по информационной политике 2014 г. – Режим доступа: <https://kpfu.ru/news/shirokie-vozmozhnosti-vnutriplastovogo-goreniya.html>

12. Преимущества и недостатки технологии горизонтального бурения. [Электронный ресурс] : статья. – Москва, - 2019 г. – Режим доступа: <http://www.zaosi.com/blog/преимущества-и-недостатки-технологии/>

13. Извлечение тяжёлой нефти. Термошахтные системы разработки месторождений. [Электронный ресурс] : статья / С. М. Дуркин, А. А. Терентьев. - Москва : журнал «Neftegaz.RU» №10, 2017. – Режим доступа:

<https://magazine.neftegaz.ru/articles/dobycha/546631-izvlechenie-tyazheloy-nefti-termoshakhtnye-sistemy-razrabotki-mestorozhdeniy/>

14. Кудинов В. И., Сучков Б. М. Интенсификация добычи вязкой нефти из карбонатных коллекторов. Самара: Книжное издание, 1996. 440 страница.

15. Патент РФ № 1284296. Способ обработки призабойной зоны скважины. Кудинов В.И. и другие.

16. Мустафин Г. Г., Лерман Б. А. Анализ эффективности методов воздействия на призабойную зону пласта //ВНИИОЭНГ. РНТС Сер. Нефтепромысловое дело, 1983. № 7. Страницы 7-8.

17. Шахмеликьян М. Г., Матвеева И.С. Анализ эффективности технологии термополимерного воздействия на пласт на месторождениях с высоковязкими нефтями на примере Мишкинского нефтяного месторождения //ФГБОУВО «КГТУ» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз», 2015.

18. Федеральный закон от 03 декабря 2012 года № 331-ФЗ «О страховых тарифах на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний».

19. ГОСТ 12.3.002-75. ССБТ. Процессы производственные. Общие требования безопасности. – Введ. 01.07.76. – Москва : Стандартинформ .2007. – 8 с.

20. Государственный стандарт Союза ССР ГОСТ 12.0.003-74* Система стандартов безопасности труда "Опасные и вредные производственные факторы. Классификация" (утв. и введен в действие постановлением Госстандарта СССР от 13 ноября 1974 г. N 2551)

21. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – Введ. 01.01.89. – Москва : Стандартинформ.2008. – 20 с.

22. СНиП 30-03-2001 «Производственные здания». – Введ. 27.12.02. Москва : Министерство регионального развития Российской Федерации. 2011. – 22 с.

23. ГОСТ 24940-81. Здания и сооружения. Метод измерения освещенности. – Введ. 01.04.83. Москва : Министерство регионального развития Российской Федерации. 2011. – 20 с.

24. ГОСТ 12.1.003-83. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. – Введ. 01.07.84. Москва : Стандартинформ. 2011. – 15 с.

25. ГОСТ 12.1.002-84. ССБТ. Электрические поля промышленной частоты. – Введ. 01.01.86. Москва : Стандартинформ. 2008. – 11 с.

26. ГОСТ 12.4.011-87. ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. – Введ. 01.01.90. Москва :Межгосударственный стандарт. 1995. – 11 с.

27. ГН 2.2.5.2439-09 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны». – Введ. 01.01.90. Москва : Стандартинформ. 1998. – 17 с.

28. СП 7.13130.2009 «Отопление, вентиляция, кондиционирование. Противопожарные требования». – Введ. 01.05.96. Москва : Стандартинформ. 2002. – 10 с.

29. ГОСТ 12.1.006-84. ССБТ. Электромагнитные поля радиочастот. – Введ. 01.01.90. Москва :Межгосударственный стандарт. 2001. – 17 с.

30. Правила технической эксплуатации резервуаров и инструкции по их ремонту. – Введ. 26.12.86. – Москва : Стандартинформ 1998. – 20 с.

31. ГОСТ 12.1.004-85. ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования. – Введ. 01.01.86. – Москва : Государственный комитет по стандартам. 1998. – 15 с.

32. СП 5.13130.2009 Свод правил. Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования. – Введ. 01.01.98. – Москва : Государственный комитет по стандартам.1998. – 4 с.

33. СП 8.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Источники наружного противопожарного водоснабжения. Требования пожарной безопасности». – Введ. 01.01.89. – Москва : Стандартиформ. 1990. – 40 с.

34. ГОСТ Р 50571.21-2000. Электроустановки зданий ч.5. Выбор и монтаж электрооборудования. Раздел 548. Заземляющие устройства и системы управления электрических потенциалов в электроустановках, содержащих оборудование обработки информации. – Введ. 01.08.99. – Москва : Государственный комитет по стандартам.2005. – 42 с.

35. СП 2.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Обеспечение огнестойкости объектов защиты». – Введ. 01.01.87. – Москва : Государственный комитет по стандартам.1998. – 14 с.

36. СанПиН 2.2.1/2.1.1.2361-08 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов». – Введ. 01.01.87. – Москва :Стандартиформ. 2002. – 23 с.

37. Правила технической эксплуатации резервуаров и инструкции по их ремонту. – Введ. 01.01.88. – Москва : Стандартиформ.1998. – 4 с.

38. Patty F.(ed) Polyacrylamides free of monomers are inert. Industrial Hygiene and Toxicology: Vol II. Toxicology. 2nd ed. New York: Intercilguerp Publishers, 1963. 1833 p.

39. П.В. Куцын, Охрана труда в нефтяной и газовой промышленности. М.: Недра, 1987.

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
Зав. кафедрой РЭНГМ

 Н.Г. Квеско

« 21 » июня 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01 Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

«Разработка мероприятий по совершенствованию технологий и техники
добычи высоковязких парафинистых нефтей на Мишкинском
месторождении»

Руководитель


подпись, дата

доцент, канд. тех. наук Е.Л. Морозова

Выпускник

21.06 
подпись, дата

К.А. Пьянкова

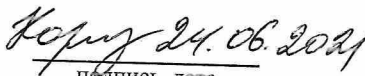
Консультант:

Безопасность и экологичность


подпись, дата

Е.В. Мусяиченко

Нормоконтролер


подпись, дата

С. В. Коржова

Красноярск 2021