Нефтяной факультет

Кафедра Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

**Специальность 090600 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений**

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА**

**на тему**

**«Мероприятия по интенсификации добычи нефти на Мишкинском нефтяном месторождении»**

**РЕФЕРАТ**

Проект содержит 114 страниц, 33 таблицы, 10 рисунков

ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ, ОБРАБОТКА ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ, СКВАЖИНА, АСФАЛЬТО-СМОЛО-ПАРАФИНОВЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ, ПРИЗАБОЙНАЯ ЗОНА ПЛАСТА.

В дипломной работе выполнены: анализ эффективности проведения мероприятий по интенсификации добычи нефти на Мишкинском месторождении, предложены мероприятия по повышению удельной эффективности обработки призабойной зоны.

**СОДЕРЖАНИЕ**

ВВЕДЕНИЕ 11

1. ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ 13

1.1. Общие сведения о Мишкинском месторождении 13

1.2. Геолого-физическая характеристика Мишкинского месторождения 15

1.2.1. Геологическое строение Мишкинского месторождения 15

1.3. Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов… 23

1.4. Свойства и состав нефти газа, конденсата и воды. 24

1.5. Запасы нефти и газа, конденсата 26

2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ 30

2.1. Текущее состояние разработки месторождения 30

2.2. Технико-эксплуатационная характеристика фонда скважин 35

2.3. Анализ текущего состояния разработки Мишкинского месторождения 37

2.3.1. Сравнение проектных и фактических показателей разработки 37

2.4. Выбор и обоснование применения предлагаемых технических решений… 39

2.4.1. Анализ применяемых на Мишкинском месторождении мероприятий по интенсификации добычи нефти 39

2.4.2. Литературный обзор известных практических решений по теме проекта 47

2.4.3. Патентный обзор известных технических решений по теме проекта 49

2.4.4. Анализ эффективности применения выбранного технического решения на других месторождениях 50

2.5. Проектирование предлагаемого технического решения для Мишкинского месторождения 52

2.6. Расчет технических показателей проекта 55

2.7. Сравнение технологических показателей проектируемого варианта с базовым вариантом 58

3. ОХРАНА ТРУДА, ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ, БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ В ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЯХ 60

3.1. Нормативно-правовая база 60

3.2. Промышленная безопасность 63

3.2.1. Требования к организациям выполняющим работы по воздействию на призабойную зону пласта 63

3.2.2. Требования к подготовительным работам на скважине 63

3.2.3. Требования к оборудованию и другим техническим устройствам 66

3.2.4. Требования безопасности при закачке химреагентов 68

3.2.5. Меры безопасности при проведении обработок призабойной зоны 69

3.3. Санитарно-гигиенические требования 72

3.4. Противопожарная безопасность 74

3.5. Безопасность жизнедеятельности в чрезвычайных ситуациях 75

3.5.1. Рекомендации по составлению планов ликвидации аварий на взрывопожароопасных объектах 75

3.5.2. Оперативная часть плана ликвидации аварий 78

3.6. Затраты на проведение мероприятий в рамках темы дипломного проекта.. 80

4. ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ И ОХРАНА НЕДР 81

4.1. Нормативно-правовая база 81

4.2. Источники воздействия на атмосферу, гидросферу, литосферу, биоту 82

4.3. Оценка уровня воздействия на атмосферу, гидросферу, литосферу, биоту. 83

4.4. Методы уменьшения уровня воздействия на окружающую среду 83

4.5. Расчет затрат при превышении норм ПДВ И ПДС 87

4.6. Расчет затрат от воздействия на атмосферу, литосферу, гидросферу, биоту 95

4. ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ 100

4.1. Обоснование показателей экономической эффективности 100

4.2. Нормативная база, исходные данные для расчетов экономических показателей проекта и расчет показателей 100

4.2.1. Выручка от реализации 101

4.2.2. Эксплуатационные затраты 102

4.2.3. Платежи и налоги 104

4.2.4. Прибыль от реализации (nt) 105

4.3. Расчет экономических показателей проекта 107

4.3.1. Поток наличности (NPV) 107

4.3.2. Индекс доходности (PI) 108

4.3.3. Период окупаемости вложенных средств 109

4.4. Экономическая оценка проекта 110

4.5. Сравнение технико-экономических показателей проектируемого варианта с базовым вариантом 111

ЗАКЛЮЧЕНИЕ 112

Список использованных источников 113

ВВЕДЕНИЕ

Одна из основных задач при разработке нефтя­ных месторождений заключается в максимально возможном извлечении природных запасов нефти из недр земли. Повышение конечной нефтеотдачи разрабатываемых залежей и увеличение темпов отбора нефти в значи­тельной степени достигаются за счет массового внед­рения методов интенсификации добычи нефти.

Все мероприятия по интенсификации добычи нефти направлены на увеличение или восстановление проницаемости призабойной зоны и соединение ее с более проницаемыми трещиноватыми нефтенасыщенными участками пласта.

Необходимость применения различных методов воздействия на призабойную зону скважин во многом связана с несовершенством способов вскрытия продуктивных пластов бурением. Особенно это относится к пластам с плохими коллекторскими свойствами и низким пластовым давлением. Чем меньше будет ухудшаться проницаемость призабойной зоны в процессе бурения, тем меньше будет появляться необходимость применения методов обработки призабойной зоны скважины.

Как показывает опыт применения методов воздействия на призабойные зоны скважин в Удмуртии, 30—40% обработок по сква­жинам оказываются неэффективными или малоэффек­тивными. В основном это обуславливается неправиль­ным выбором метода воздействия для конкретной сква­жины и пласта или несоблюдением рекомендуемых параметров при проведении процесса обработки.

Основные месторождения ОАО «Удмуртнефть» находятся на поздней стадии разработки, характеризующиеся значительной выработкой запасов и высокой обводненностью добываемой продукции. В этих условиях методы интенсификации добычи нефти играют основную роль по обеспечению запланированных объемов добычи нефти.

Мишкинское нефтяное месторождение, эксплуатируемое ОАО «Удмуртнефть», также находится на поздней стадии разработки. Для интенсификации добычи нефти и снижению темпов падения объемов добычи нефти, проводятся мероприятия, направленные на интенсификацию добычи нефти.

В числе этих мероприятий:

- бурение боковых горизонтальных стволов (БГС);

- гидроразрыв пласта (ГРП);

- оптимизация работы скважин;

- обработка призабойной зоны пласта (ОПЗ).

В дипломной работе рассмотрены вопросы повышения эффективности проведения ОПЗ на Мишкинском месторождении нефти ОАО «Удмуртнефть», так как по результатам проведенного анализа на данном месторождении в последнее время наблюдается снижение удельной эффективности проводимых обработок призабойной зоны пласта.

ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

## Общие сведения о Мишкинском месторождении

Мишкинское месторождение нефти было открыто в 1966 году. Оно расположено на границе Воткинского и Шарканского районов Удмуртской республики, в 60 км к северо-востоку от г. Ижевска, севернее г. Воткинска. На территории месторождения находятся населенные пункты – это деревни Мишкино, Сибино, Бычи и др. Население, в основном, русские и удмурты.

Схема расположения месторождения



Рис. 1.

Площадь месторождения расположена в бассейне реки Кама и занимает водоразделы речек Вотка, Шарканка и Сива. В орогидрофическом отношении – это холмистая местность, расчлененная многочисленными оврагами, балками и долинами небольших рек. Абсолютные отметки рельефа изменяются от 140-180 м на юге до 180-250 м на севере.

Южнее месторождения расположен Воткинский пруд с площадью зеркала 1880 га. Площадь Мишкинского месторождения на 70% занята хвойными лесами, остальная часть занята сельхозугодиями. В близлежащих к площади пунктах имеются лесоразработки и торфодобыча для местных нужд.

В восточной, юго-западной и северной частях месторождения расположены охранные зоны: Пихтовские пруды, Воткинский пруд и леса I категории, р. Вотка, (рис. 2). Кроме того, граница водоохранных зон составляет: Воткинский пруд - 500 м, Пихтовские пруды - 300 м, р. Вотка – 200 м. Бурение под охранные зоны в настоящее время затруднено из-за невозможности получить от государства разрешение на подготовку кустов, расположенных в этих зонах.

Схема расположения природоохранных зон



Рис. 2.

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.

Площадь месторождения связана с г. Ижевском железной дорогой Ижевск-Воткинск и шоссейной дорогой областного значения Ижевск-Воткинск-Шаркан. С рекой Камой месторождение связанно шоссейной дорогой Воткинск-Чайковский. Судоходство по крупнейшей водной магистрали Европейской части России реке Каме производится в течение 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 г. Воткинске. Имеются предприятия по лесоразработки и торфодобычи. Воткинский район располагает месторождениями строительных материалов: кирпичные глины, песчано-гравийные смеси, строительного песка.

Добычу нефти из Мишкинского месторождения ведет Воткинское нефтегазодобывающее управление. Водозабор для целей поддержания пластового давления (ППД) расположен на р. Сива. Источник энергоснабжения — подстанция 220/110/35/6 кВ «Сива». Подготовка нефти осуществляется на УПН-2 «Мишкино», которая расположена на территории Мишкинского месторождения.

## Геолого-физическая характеристика Мишкинского месторождения

### **Геологическое строение Мишкинского месторождения**

Мишкинская зона поднятий расположена 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 поднятий Пермской области.

Геологический разрез осадочного чехла в пределах Мишкинского месторождения представлен отложениями протерозойской группы, девонской, каменноугольной, пермской систем палеозоя и четвертичными отложениями (рис. 3).

Сводный литолого-стратиграфический разрез



Рис. 3.

Промышленная нефтеносность установлена в отложениях верейского горизонта, башкирского яруса среднего карбона, яснополянского надгоризонта и турнейского яруса нижнего карбона.

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

Московский ярус. Верейский 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 м до 2 м. Тип коллектора поровый, залежи пластово-сводовые (рис. 4).

Схематический геологический профиль отложений верейского горизонта

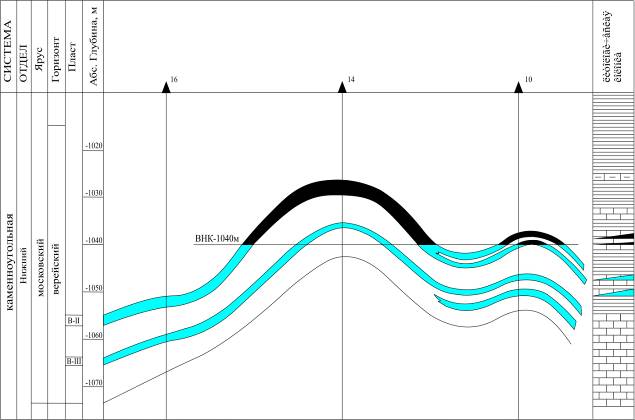


Рис. 4.

Залежь нефти пласта В-II единая на всех поднятиях Мишкинского месторождения и имеет уровень ВНК на абс. отм. -1040 м.

Пласт B-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 м, эффективная толщина пласта колеблется от 1,2 м до 5,2 м в среднем составляя 3,5 м. 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 (рис. 5).

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

В целом для верейского объекта разработки суммарная нефтенасыщенная толщина в среднем составляет 4,5 м, коэффициент расчлененности равен 3,18, песчанистости 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, невыдержанны 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 верея слоем непроницаемых аргиллитов толщиной 1,8-2,2 м. 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 мм, 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). Известняки

Мишкинское месторождение структурная карта по кровле пласта B-II верейского горизонта



Рис. 5.

заметно изменены постседиментационными процессами. Общая толщина в среднем 31,6 м. Пористые участки обычно маломощны и составляют 35-50% по массе. Толщина отдельных проницаемых прослоев колеблется в широких пределах от 0,4 до 4,6 м. В разрезе башкирского яруса по материалам ГИС достаточно четко выделяются семь проницаемых пластов A4-1-A4-7, каждый из которых в свою очередь представлен двумя, тремя, реже четырьмя проницаемыми пропластками (рис. 6). 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 м.

Схематический геологический разрез отложений башкирского яруса

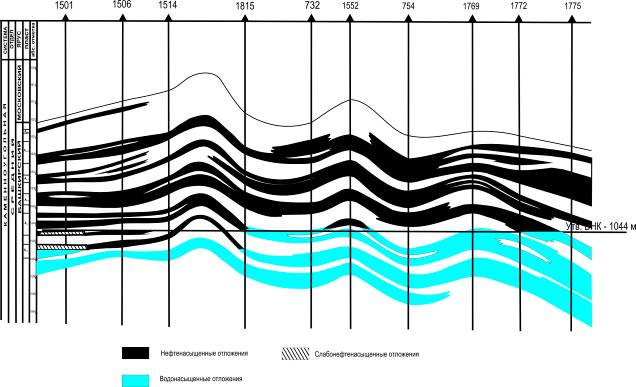


Рис. 6.

Уровень ВНК башкирской залежи залегает на абс. отм -1046 м, -1044 м (Воткинское поднятие), -1046 м и -1064 м (Черепановское поднятие).

Визейский ярус

Нефтеносность доказана по пластам С-II, C-III, C-IV – тульский горизонт и С-V, С-VI, C-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 невыдержанны 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 м, при изменении от 35 м до 43 м, средняя эффективная толщина 9,8 м, средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина - 4,8 м (рис. 7). Средневзвешенная по толщине пористость визейской залежи нефти составляет 20 %, нефтенасыщенность 71 %. Уровень ВНК на абс. отм. -1311,5 м , -1327,5 м.

Схематический геологический разрез отложений визейского яруса

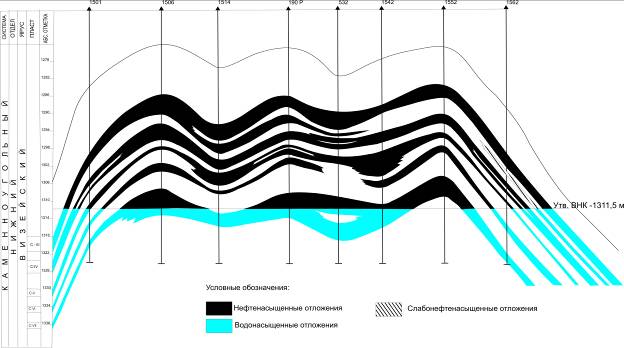


Рис. 7.

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 покрышкой 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 м, залегающему в кровле малевско-упинского горизонта. Пласт довольно хорошо выдержан по площади, средняя нефтенасыщенная толщина составляет 14,4 м. Покрышкой служат аргиллиты подошвы черепетского горизонта. В большинстве скважин прослеживаются среди пористых плотные разности известняков толщиной от 0,8 м до 8,0 м, коэффициент расчлененности равен 3,98. Залежь имеет массивное строение. В подошвенной части залегает прослой плотных (по промыслово-геофизическим данным) низкопроницаемых пород толщиной 3-10 м, отделяющий его от пластов Т-5, Т-6.

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

Коллектора характеризуются высокой послойной и зональной неоднородностью и сравнительно невысокими фильтрационо-емкостными свойствами. Пористость в среднем составляет 16%, проницаемость – 0,213 мкм2. Средняя нефтенасыщенная толщина 14.4 м. Средневзвешенная по толщине нефтенасыщенность 75 %.

Уровень ВНК установлен на абс. отм. -1352-1356 м (рис. 8).

Схематический геологический разрез отложений турнейского яруса



Рис. 8.

## 

## Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов

Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов Черепановского поднятия основывается на лабораторном изучении керна поднятого из пробуренных ОАО "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 ОАО "Удмурнефть" 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 "УдмуртНИПИнефть" больший 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 мм, чаще 0,05 – 0,25 мм, округлые, прямолинейные.

Продуктивные отложения башкирского яруса сложены коричневато-серыми фораминиферово-сгустковатыми пористыми известняками и известняково-раковинными песчаниками. Поровое пространство сформировано порами размером 0,025-0,5 мм внутри- и межфрагментными, сообщающимися. Цемент скудный, кальцитовый, порового типа. В известняково-раковинных песчаниках обломочная часть (60-80%) представлена окатанным детритом, частично перекристализованным 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 мм), межфрагментные, овальной и полигональной формы, третья часть пор – внутрифрагментные, размером 0,02-0,1 мм, не сообщающиеся. Слабопористые известняки детрито-комковатые. Поры в основном межфрагментарные, полигональные, размером 0,04-0,12 мм. Цемент кальцитовый с ромбоэдрами доломита крустификационно-порового типа.

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

## Свойства и состав нефти газа, конденсата и воды.

Характеристика свойств флюидов, насыщающих продуктивные пласты месторождения, изучена по данным исследований глубинных и поверхностных проб, выполненных в лабораториях ОАО “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 т/м3, давление насыщения 7,6 МПа, объемный коэффициент от 1,032, вязкость нефти в пластовых условиях 21,3 мПа⋅с, газосодержание 14,82 м3/т.

Нефть турнейского яруса.

По своим физическим свойствам нефть не отличается от нефти турнейской залежи Мишкинского месторождения, поэтому 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 т/м3), высоковязкая, с небольшим газосодержанием.

Таблица 1

Параметры нефти

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Параметры | Стратиграфия (горизонт, ярус) | | |
| Верейский | Башкирский | Турнейский |
| Плотность нефти в пластовых условиях, т/м3 | 0,8793 | 0,8851 | 0,9134 |
| Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м3 | 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, м3/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/м3 | 1,169 | 1,161 | 1,17 |

Из данных табл. 1 можно сделать вывод о закономерности изменения свойств нефтей в зависимости от глубины залегания или возраста объектов, их содержащих. 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 г/см³, а минерализация — 260 г/л. Газовый фактор пластовой воды незначителен, а растворенный газ в основном представлен азотом.

По товарным качествам нефти Мишкинского месторождения характеризуются как тяжелые, высокосернистые, парафинистые и смолистые.

## Запасы нефти и газа, конденсата

Запасы нефти Мишкинского месторождения утверждены ГКЗ СССР (протокол № 5992 от 1970 года) /1/ отдельно по двум поднятиям (Воткинское, Черепановское). Начальные запасы нефти, утвержденные протоколом ГКЗ № 5992 и в целом по месторождению составляли 206761 тыс. т геологических и 74286 тыс. т извлекаемых, в том числе по категориям: 44306 тыс. т геологических и 16066 тыс. т извлекаемых категории B; 123769 тыс. т геологических и 45014 тыс. т извлекаемых категории С1; 38686 тыс. т геологических и 13206 тыс. т 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.

Остаточные запасы нефти по состоянию на 01.01.2004 г. в целом по месторождению составляют: 142 535 тыс. т геологических и 35 540 тыс. т извлекаемых категории B+C1, 38 686 тыс. т геологических и 13 206 тыс. т извлекаемых категории С2. Накопленная добыча нефти на 31.12.2006 г. составила 28 649 тыс. т.

Начальные балансовые запасы нефти, числящиеся на момент составления проектных документов и на 01.01.2004 г.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Залежь, пласт | Запасы, тыс.т | | | | | | | | | |
| балансовые | | | | | | | | | |
| на момент составления проектного документа | на 01.01.2004 г. | на момент составления проектного документа | на 01.01.2004 г. | на момент составления проектного документа | на 01.01.2004 г. | на момент составления проектного документа | на 01.01.2004 г. | на момент составления проектного документа | на 01.01.2004 г. |
|  | B | | С1 | | В+С1 | | С2 | | B+C1+C2 | |
| **ВСЕГО** | **44247** | **108596** | **131307** | **93289** | **175554** | **201885** | **38681** | **5628** | **214235** | **207513** |
| в т. ч. |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 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 |

Таблица 3

Начальные извлекаемые запасы нефти, числящиеся на момент составления проектных документов и на 01.01.2004 г.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Залежь, пласт | Запасы, тыс.т | | | | | | | | | |
| извлекаемые | | | | | | | | | |
| на момент составления проектного документа | на 01.01.2004 г. | на момент составления проектного документа | на 01.01.2004 г. | на момент составления проектного документа | на 01.01.2004 г. | на момент составления проектного документа | на 01.01.2004 г. | на момент составления проектного документа | на 01.01.2004 г. |
|  | B | | С1 | | В+С1 | | С2 | | B+C1+C2 | |
| **ВСЕГО** | **16068** | **39470** | **47612** | **32877** | **63680** | **72347** | **13204** | **1915** | **79906** | 74262 |
| в т. ч. |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 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 |
| турнейская залежь | 5616 | 7186 | 11607 | 10136 | 17223 | 17322 | 405 |  | 17628 | 17322 |

# ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

## Текущее состояние разработки месторождения

На Мишкинском месторождении, согласно технологической схемы /2/, выделено 4 объекта разработки: верейский (I), башкирский (II), яснополянский (III) и турнейский (IV). В разработке находится два поднятия — Воткинское и Черепановское.

Мишкинское месторождение относится к числу низкопродуктивных по большинству объектов разработки 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 высокорасчлененными коллекторами. Разработка их в условиях традиционных методов с закачкой воды протекает весьма неэффективно. Происходит опережающее 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 уплотненной сетке 250×500 метров (13-точечный элемент).

По состоянию на 31.12.2006 года в целом по месторождению добыто 28 649 тыс.т. нефти. Текущий коэффициент нефтеизвлечения составляет 0,127.

В 2006 году фактическая добыча нефти составила 994 тыс. т.

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). Эксперимент по закачке горячей воды на двух элементах III объекта, предусмотренный в технологической схеме, не осуществлялся /3/.

Для повышения эффективности обычного заводнения технологической схемой /2/ 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 АО «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 ОАО «Удмуртнефть». Количественную оценку от внедрения циклической закачки выполнить затруднительно, в связи с отсутствием методики разделения эффекта от проведения ГТМ и циклики.

Накопленный объем закачки по состоянию на 31.12.2006 года в целом по месторождению составил 70 179 тыс. м3. В 2006 году закачано 3856 тыс. м3. Основные показатели разработки по Мишкинскому месторождению приводятся в табл. 4 и на рис. 9, 10.

Таблица 4

Показатели разработки по Мишкинскому месторождению

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатели разработки | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 |
| Добыча нефти, всего, тыс. т. | 878 | 941 | 1041 | 1073 | 994 |
| за счет методов повышения нефтеотдачи (БГС), тыс. т. | 151 | 169 | 61 | 86 | 10 |
| Накопленная добыча нефти, тыс. т. | 24599 | 25540 | 26581 | 27654 | 28649 |
| в т.ч. за счет методов повышения нефтеотдачи (БГС) , тыс. т. | 741 | 910 | 971 | 1057 | 1067 |
| Добыча жидкости, всего, тыс. т. | 4672 | 5173 | 5793 | 6857,3 | 7332,5 |
| Накопленная добыча жидкости, тыс. т. | 61153 | 66326 | 72119 | 78976 | 86308 |
| Закачка рабочего агента, тыс.м3 | 3204 | 3316 | 3317,5 | 3422 | 3856 |
| Накопленная закачка, тыс.м3 | 56266 | 59583 | 62901 | 66323 | 70179 |
| Фонд добывающих скважин на конец года, шт. | 930 | 938 | 897 | 874 | 879 |
| Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт. | 225 | 225 | 229 | 236 | 244 |
| Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт. | 863 | 771 | 771 | 802 | 806 |
| Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт. | 216 | 210 | 212 | 222 | 224 |
| Среднесуточный дебит одной добывающей скважины по нефти, т/сут. | 2,9 | 3,5 | 4,0 | 4,0 | 3,0 |
| по жидкости, т/сут. | 15,5 | 19,3 | 21,5 | 25,6 | 25,67 |

Основные показатели разработки Мишкинского месторождения (добыча, закачка)



Рис. 9.

Основные показатели разработки Мишкинского месторождения (дебит, фонд)



Рис.10.

## Технико-эксплуатационная характеристика фонда скважин

По состоянию на 31.12.2006 г. на месторождении числится 1298 скважин. Из них 879 добывающих (806 действующих), 244 нагнетательных (224 действующих), 26 поглощающих скважин. Характеристика фонда скважин приведена в табл. 5.

Таблица 5

Характеристика фонда скважин по состоянию на 31.12.2006 г.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Показатели | Ед. изм. | 2006 г. |
| Балансовый фонд скважин | скв. | 1298 |
| Нефтяной фонд скважин | | |
| Эксплуатационный фонд | скв. | 879 |
| в т.ч.: УЭЦН | скв. | 152 |
| УШГН | скв. | 723 |
| газлифт | скв. | 0 |
| фонтан | скв. | 0 |
| прочие | скв. | 4 |
| Действующий фонд | скв. | 806 |
| в т.ч.: УЭЦН | скв. | 144 |
| УШГН | 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 | скв. | 244 |
| Действующий фонд | скв. | 224 |
| Под закачкой | скв. | 218 |
| Простаивающий фонд | скв. | 6 |
| Бездействующий фонд | скв. | 18 |
| Таблица 5 (продолжение) | | |
| Показатели | Ед. изм. | 2006 г. |
| Фонд освоения | скв. | 2 |
| Фонд прочих скважин (эксплуатационный) | скв. | 26 |
| водозаборный | скв. | 0 |
| газовый | скв. | 0 |
| поглощающий | скв. | 26 |
| Вне эксплуатационного фонда | | |
| Всего | скв. | 149 |
| Законсервированный фонд | скв. | 35 |
| Пьезометрический фонд | скв. | 0 |
| Наблюдательный фонд | скв. | 89 |
| Фонд ликвидированный и в ож. ликвидации | скв. | 25 |

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 |
| % | 76,92 | 16,63 | 5,21 | 0,99 | 0,00 | 0,25 | 100 |  |

Таблица 7

Распределение скважин по дебитам жидкости и обводненности

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Интервал обводненности, % | Диапазон дебитов жидкости, 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 |
|  | | | | | | | | |
| Интервал обводненности, % | Диапазон дебитов жидкости, т/сут. | | | | | | Всего | |
| 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 табл. 6 и 7, можно отметить следующее:

* большинство добывающих скважин (76,92 %) работает с дебитами по нефти менее 5 т/сут, что связано с низкой продуктивностью месторождения. Это подтверждается и распределением скважин по дебитам жидкости (48,78 % фонда работает с дебитами жидкости менее 10 т/сут);
* все скважины добывающего фонда обводнены, 23,2% скважин работают с обводненностью выше 90%.

## Анализ текущего состояния разработки Мишкинского месторождения

### **Сравнение проектных и фактических показателей разработки**

Фактические показатели разработки существенно ниже проектных табл.8. Основной причиной отставания фактических уровней добычи нефти от проектных величин является дефицит пробуренного фонда добывающих скважин и низкие темпы разбуривания.

Существенно отстает от тех. схемы закачка рабочего агента на 31 768 тыс. м3, что так же обусловлено дефицитом нагнетательного фонда скважин (отставание от тех. схемы на 57 скважин).

Таблица 8

Сравнение проектных и фактических показателей разработки

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатели разработки | Ед.изм. | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 |
| Добыча нефти, всего | тыс.т | 1377 | 1374 | 1351 | 1331 | 1298 |
| 981 | 967 | 915 | 878 | 941 |
| Накопленная добыча нефти | тыс.т | 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 | тыс.т | 5948 | 6205 | 6562 | 6847 | 7067 |
| 3633 | 3844 | 4385 | 4672 | 5173 |
| Накопленная добыча жидкости | тыс.т | 63176 | 69381 | 75943 | 82790 | 89857 |
| 48252 | 52096 | 56481 | 61153 | 66326 |
| Закачка рабочего агента | тыс.м3 | 5788 | 5965 | 6327 | 6619 | 6840 |
| 2518 | 2780 | 2958 | 3204 | 3316 |
| Накопленная закачка | тыс.м3 | 65600 | 71565 | 77892 | 84511 | 91351 |
| 47325 | 50105 | 53063 | 56266 | 59583 |
| Фонд добывающих скважин на конец года | шт. | 1246 | 1322 | 1398 | 1445 | 1445 |
| 928 | 932 | 946 | 930 | 938 |
| Фонд нагнетательных скважин на конец года | шт. | 282 | 282 | 282 | 282 | 282 |
| 225 | 225 | 225 | 225 | 225 |
| Действ. фонд добывающих скважин на конец года | шт. | 1236 | 1311 | 1386 | 1433 | 1433 |
| 889 | 902 | 902 | 863 | 771 |
| Действ. фонд нагн. скважин на конец года | шт. | 273 | 273 | 273 | 273 | 273 |
| 203 | 214 | 212 | 216 | 210 |
| Среднесуточный дебит одной добывающей скважины | т/сут | 3,3 | 3,1 | 2,9 | 2,7 | 2,6 |
| по нефти | 3,3 | 3,2 | 3,0 | 2,9 | 3,5 |
| по жидкости | т/сут | 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 т/сут. в 2003 г.), что достигнуто за счет проведения мероприятий по интенсификации добычи нефти, в первую очередь таких как: ЗБС, ОПЗ и оптимизация работы механизированного фонда. В то же время среднесуточный дебит добывающих скважин по жидкости выше плановых показателей.

## Выбор и обоснование применения предлагаемых технических решений

### **Анализ применяемых на Мишкинском месторождении мероприятий по интенсификации добычи нефти**

Эксплуатация нефтяных месторождений сопровождается ухудшением проницаемости пород коллекторов в призабойной зоне скважин. Одной из причин такого ухудшения является отложение асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО) на поверхности породы, обусловленное повышенным содержанием этих компонентов в высоковязких нефтях.

С целью восстановления проницаемости до величины, равной или близкой к первоначальной, применяют различные методы обработки призабойной зоны скважин (ОПЗ).

Ежегодно около половины объема нефти на месторождении добывается за счет геолого-технических мероприятий (ГТМ) текущего года и продолжающихся эффектов от ГТМ прошлых лет.

Общие итоги ГТМ по видам за пять последних лет представлены в табл. 9.

Основное количество дополнительной нефти в последние пять лет получено за счет трех видов мероприятий по интенсификации добычи нефти: бурения боковых горизонтальных стволов, обработки призабойной зоны скважин, оптимизации механизированного фонда, и составило 591,7 тыс. т (по сумме эффектов за год проведения ГТМ).

Таблица 9

Показатели эффективности ГТМ на добывающем фонде

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатели | Един. изм. | 2002 г. | 2003 г. | 2004 г. | 2005 г. | 2006 г. |
| Всего ГТМ за год | Меропр. | 233 | 367 | 305 | 186 | 226 |
| - скважин от добывающего фонда | % | 27 | 47,5 | 34,0 | 21,3 | 28,0 |
| ***Дополнительная добыча нефти по ГТМ*** | | | | | | |
| - текущего года | тыс.т | 75,78 | 163,45 | 195,126 | 127,376 | 83,683 |
| от всей добычи за год | % | 8,6 | 17,4 | 18,7 | 11,9 | 8,4 |
| от ГТМ прошлых лет | тыс.т | 432,8 | 536,5 |  |  |  |
| Удельная эффективность ГТМ |  |  |  |  |  |  |
| - по отработанному времени | т/сут.отр. | 2,0 | 2,3 | 3,7 | 4,3 | 2,1 |
| - по продолжительности эффекта | т/сут.эф. | 3,0 | 3,7 | 6,1 | 7,0 | 3,3 |
| - на 1 меропритяие | т/меропр. | 325,2 | 445,4 | 639,8 | 684,8 | 370,3 |
| Продолжительность эффекта | сут. | 25036 | 44573 | 31960 | 18128 | 25084 |
| Отработанное время | сут. | 38030 | 70291 | 52975 | 29676 | 39271 |
| ***Ввод из бездействия и из других категорий*** | | | | | | |
| - количество | меропр. | 10 | 1 | 0 | 6 | 9 |
| - дополнительная добыча нефти | тыс.т | 1,22 | 0,02 | 0 | 0,88 | 2,904 |
| - удельная эффективность | т/сут.эф. | 0,5 | 0,3 | 0 | 1,0 | 1,4 |
|  | т/сут.отр. | 0,5 | 0,3 | 0 | 1,0 | 1,4 |
|  | т/меропр. | 122 | 20 | 0 | 146,7 | 322,7 |
| Продолжительность эффекта | сут. | 2448 | 75 | 0 | 903 | 2037 |
| Отработанное время | сут. | 2581 | 75 | 0 | 903 | 2037 |
| ***Ввод боковых горизонтальных стволов*** | | | | | | |
| - количество | меропр. | 1 | 4 | 11 | 18 | 3 |
| - дополнительная добыча нефти | тыс.т | 2,14 | 25,04 | 61,1 | 85,985 | 9,896 |
| - удельная эффективность | т/сут.эф. | 6,7 | 55,9 | 33,1 | 20,3 | 24,1 |
|  | т/сут.отр. | 6,7 | 55,9 | 33,1 | 20,3 | 24,1 |
|  | т/меропр. | 2140 | 6260 | 5553 | 4777 | 3298,7 |
| Продолжительность эффекта | сут. | 319 | 448 | 1845 | 4240 | 410 |
| Отработанное время | сут. | 319 | 448 | 1845 | 4240 | 410 |
| ***Переход на новый горизонт*** |  |  |  |  |  |  |
|  | | | | | | |
| Показатели | Един. изм. | 2002 г. | 2003 г. | 2004 г. | 2005 г. | 2006 г. |
| - количество | меропр. | 13 | 0 | 0 | 23 | 16 |
| - дополнительная добыча нефти | тыс.т | 3,75 | 0 | 0 | 15,454 | 1,91 |
| - удельная эффективность | т/сут.эф. | 2,1 | 0,0 | 0 | 4,6 | 0,9 |
|  | т/сут.отр. | 2,1 | 0,0 | 0 | 3,9 | 0,8 |
|  | т/меропр. | 288,5 | 0 | 0 | 671,9 | 119,4 |
| Продолжительность эффекта | сут. | 1807 | 0 | 0 | 3370 | 2164 |
| Отработанное время | сут. | 1813 | 0 | 0 | 3971 | 2346 |
| ***Обработка призабойной зоны*** | | | | | | |
| - количество | меропр. | 105 | 231 | 171 | 86 | 106 |
| - дополнительная добыча нефти | тыс.т | 49,21 | 86,54 | 43,6 | 18,17 | 44,4 |
| - удельная эффективность | т/сут.эф. | 3,9 | 2,8 | 2,2 | 2,6 | 3,3 |
|  | т/сут.отр. | 2,8 | 2,0 | 1,3 | 1,3 | 2,2 |
|  | т/меропр. | 468,7 | 374,6 | 255 | 211,3 | 418,6 |
| Продолжительность эффекта | сут. | 12683 | 30463 | 19876 | 7066 | 13524 |
| Отработанное время | сут. | 17439 | 43901 | 32952 | 14352 | 20427 |
| ***Оптимизация механизированного фонда*** | | | | | | |
| - количество | меропр. | 100 | 129 | 122 | 38 | 65 |
| - дополнительная добыча нефти | тыс.т | 18,73 | 50,87 | 71,0 | 6,224 | 18,88 |
| - удельная эффективность | т/сут.эф. | 2,5 | 3,8 | 6,9 | 3,1 | 3,7 |
|  | т/сут.отр. | 1,2 | 2,0 | 3,9 | 1,3 | 1,6 |
|  | т/меропр. | 187,3 | 394,3 | 582 | 163,8 | 290,5 |
| Продолжительность эффекта | сут. | 7514 | 13305 | 10234 | 1995 | 5115 |
| Отработанное время | сут. | 15358 | 25523 | 18173 | 4974 | 12099 |
| ***Ремонтно-изоляционные работы*** | | | | | | |
| - количество | меропр. | 4 | 2 | 1 | 8 | 5 |
| - дополнительная добыча нефти | тыс.т | 0,73 | 0,98 | 0,0 | 0,6 | 0,82 |
| - удельная эффективность | т/сут.эф. | 2,8 | 3,5 | 0,4 | 1,2 | 48,2 |
|  | т/сут.отр. | 1,4 | 2,8 | 0,4 | 0,5 | 17,4 |
|  | т/меропр. | 182,5 | 490 | 2 | 77 | 164,0 |
| Продолжительность эффекта | сут. | 265 | 282 | 5 | 515 | 17 |
| Отработанное время | сут. | 520 | 344 | 5 | 1175 | 47 |

За указанный период наблюдается снижение дополнительной добычи нефти от ОПЗ, связанный с уменьшением числа мероприятий данного вида. Удельная эффективность ОПЗ по годам колеблется от 1,3 т/сут в 2004-2005 г.г. до 2,8 т/сут в 2002 г. Количество вводимых БГС упало с 18 в 2005 г. до 3 в 2006 г., удельная эффективность по годам изменялась в пределах 6,7-55,9 т/сут на 1 мероприятие.

В 2006 г. на добывающем фонде Мишкинского месторождения проведено 226 различных ГТМ; в год проведения дополнительно получено 83,7 тыс. т нефти или 8,4 % от всей добычи по месторождению. Охват скважин мероприятиями составил 28 %.

В 2006 г. на Мишкинском месторождении проведено 106 мероприятий по ОПЗ, получено дополнительно 44,4 тыс. т нефти, соответственно, в 2,4 раза больше, чем за предыдущий год. При этом средняя удельная эффективность на 1 обработку повысилась с 211,3 до 418,6 т дополнительной нефти.

Результаты проведения ОПЗ в 2004-2006 г.г. по видам приведены в табл. 10.

Таблица 10

Показатели эффективности ОПЗ на добывающем фонде

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатели | Един. изм. | 2003 г. | 2004 г. | 2005 г. | 2006 г. |
| ***СКО*** |  |  |  |  |  |
| - количество | меропр. | 4 | 15 | 1 | 7 |
| - дополнительная добыча нефти | тыс.т | 1,645 | 2,2 | 0,012 | 2,2 |
| - удельная эффективность | т/меропр. | 411 | 148 | 12,0 | 318,7 |
| ***СКО с КСПО-2*** |  |  |  |  |  |
| - количество | меропр. | 24 | 0 | 24 | 6 |
| - дополнительная добыча нефти | тыс.т | 3,048 | 0,0 | 3,103 | 1,8 |
| - удельная эффективность | т/меропр. | 127 | 0 | 129,3 | 292,7 |
| ***СКО с КСПО-4*** |  |  |  |  |  |
| - количество | меропр. | 0 | 0 | 9 | 2 |
| - дополнительная добыча нефти | тыс.т | 0 | 0 | 2,026 | 0,4 |
| Таблица 10 (продолжение) | | | | | |
| Показатели | Един. изм. | 2003 г. | 2004 г. | 2005 г. | 2006 г. |
| - удельная эффективность | т/меропр. | 0 | 0 | 225,1 | 183,0 |
| ***СКО с ОЭ*** |  |  |  |  |  |
| - количество | меропр. | 14 | 1 | 2 | 0 |
| - дополнительная добыча нефти | тыс.т | 4,629 | 0,1 | 0,149 | 0,0 |
| - удельная эффективность | т/меропр. | 331 | 101 | 74,5 | 0,0 |
| ***СКВ*** |  |  |  |  |  |
| - количество | меропр. | 25 | 20 | 11 | 4 |
| - дополнительная добыча нефти | тыс.т | 18,4 | 5,3 | 3,56 | 1,2 |
| - удельная эффективность | т/меропр. | 736 | 267 | 323,6 | 299,3 |
| ***СКВ с КСПО-2*** |  |  |  |  |  |
| - количество | меропр. | 13 | 0 | 14 | 2 |
| - дополнительная добыча нефти | тыс.т | 9,1 | 0,0 | 4,354 | 1,8 |
| - удельная эффективность | т/меропр. | 700,8 | 0,0 | 311,0 | 889,5 |
| ***ВВВ+ГРП*** |  |  |  |  |  |
| - количество | меропр. | 0 | 0 | 11 | 19 |
| - дополнительная добыча нефти | тыс.т | 0 | 0,0 | 3,19 | 8,9 |
| - удельная эффективность | т/меропр. | 0 | 0 | 290,0 | 469,3 |
| ***ПСКО*** |  |  |  |  |  |
| - количество | меропр. | 2 | 1 | 2 | 18 |
| - дополнительная добыча нефти | тыс.т | 0,8 | 0,0 | 0,665 | 4,8 |
| - удельная эффективность | т/меропр. | 400,0 | 40,0 | 332,5 | 268,8 |
| ***ПСКО под давлением*** |  |  |  |  |  |
| - количество | меропр. | 51 | 109 | 0 | 1 |
| - дополнительная добыча нефти | тыс.т | 33 | 31,3 | 0 | 0,05 |
| - удельная эффективность | т/меропр. | 647,1 | 287,3 | 0,0 | 50,0 |
| ***УДС кавернообразованием*** |  |  |  |  |  |
| - количество | меропр. | 17 | 2 | 1 | 0 |
| - дополнительная добыча нефти | тыс.т | 7,888 | 0,6 | 0 | 0,0 |
| - удельная эффективность | т/меропр. | 464 | 310 | 0,0 | 0,0 |
|  | | | | | |
| Показатели | Един. изм. | 2003 г. | 2004 г. | 2005 г. | 2006 г. |
| ***ОПЗ РАСПО*** |  |  |  |  |  |
| - количество | меропр. | 0 | 0 | 1 | 1 |
| - дополнительная добыча нефти | тыс.т | 0 | 0,0 | 0,308 | 0,6 |
| - удельная эффективность | т/меропр. | 0 | 0 | 308,0 | 624,0 |
| ***ОПЗ с РТ-1*** |  |  |  |  |  |
| - количество | меропр. | 0 | 0 | 4 | 0 |
| - дополнительная добыча нефти | тыс.т | 0 | 0,0 | 0,528 | 0,0 |
| - удельная эффективность | т/меропр. | 0 | 0 | 132,0 | 0,0 |
| ***ОПЗ растворителем + СКО с КСПО-2*** |  |  |  |  |  |
| - количество | меропр. | 0 | 0 | 3 | 0 |
| - дополнительная добыча нефти | тыс.т | 0 | 0,0 | 0,075 | 0,0 |
| - удельная эффективность | т/меропр. | 0 | 0 | 25,0 | 0,0 |

Наибольшее распространение из физико-химических методов воздействия на карбонатные коллектора на Мишкинском месторождении получила солянокислотная обработка и её модификации. Так в 2006 г. количество таких ремонтов составило 56%. Основными её преимуществами являются простота осуществления и низкая стоимость работ. Однако следует отметить, что процент успешности солянокислотного воздействия невысок и уменьшается с увеличением кратности обработок. Снижение успешности кислотных методов вызвано следующими причинами:

* высокая расчлененность и неоднородность по проницаемости разрабатываемых объектов. В этих условиях при проведении первоначальной кислотной обработки соляная кислота проникает в наиболее проницаемые пропластки и почти не поступает в малопроницаемые. При повторной солянокислотной обработке кислота снова, в первую очередь, поступает в наиболее проницаемые пропластки, расширяя и углубляя ранее образовавшиеся каналы, при этом увеличения профиля притока не происходит;
* высокой скоростью реакции кислоты с породой пласта и быстрой её нейтрализацией, которая происходит из-за эффекта экранизации поверхности порового пространства пород, за счет АСПО или образования на поверхности экранирующего слоя из продуктов реакции кислоты с породой;
* блокированием порового пространства продуктами химических реакций, неполным их удалением из призабойной зоны пласта (ПЗП);
* неизменная технология проведения обработок.

Основной задачей в совершенствовании методов ОПЗ является обеспечение заданной глубины проникновения кислоты в пласт и степени охвата пласта воздействием, а так же своевременный и полный вынос продуктов реакции из пласта после солянокислотной обработки. Рассмотрим некоторые способы решения данных задач.

1. Замедление скорости реакции соляной кислоты с карбонатной породой: перевод кислоты в эмульгированное состояние, получение пенокислотных растворов, модифицирование и понижение температуры кислотных растворов и др. Однако у всех этих методов есть свои недостатки. При проведении пенокислотной обработки происходит частичное расслоение пены при её транспортировке к забою и снижение стабильности пены при повышении температуры. Использование нефтекислотных эмульсий в низкопроницаемых коллекторах малоэффективно.

2. Улучшение фильтруемости рабочего раствора в условиях низкопроницаемых коллекторов, осложненных наличием АСПО. Для этих целей вводят в состав кислотоводородных растворов углеводороды обладающие высокой растворяющей способностью по отношению к АСПО (органические отходы производства винилхлорида; алюмохлорида; дистиллят содержащий бензин, керосин, соляровую фракцию). Однако данное направление не исключает один из основных недостатков обычных кислотных обработок – проникновение в пласт по участкам с наилучшими фильтрационными свойствами коллектора. Использование кислотных эмульсий для ОПЗ требует их приготовления на станционарных установках, состоящих из насосного оборудования, емкостей, системы обвязки, что весьма трудоемко.

3. Широко используются для прогрева ПЗП и удаления из неё образований ПЗП, методы основанные на закачке в пласт горячей воды, нефти, нефтепродуктов. Эти работы не требуют длительного периода их осуществления и способствуют повышению производительности скважин. Эффективность данных методов недостаточно высока. Наиболее перспективными в этом направлении являются методы, основанные на закачке в пласт горячих растворителей, однако данные методы в большинстве случаев являются экономически нецелесообразными из-за необходимого значительного количества реагента и затрат на его прогрев.

В целом по ОАО «Удмуртнефть» одним из наиболее эффективных способов воздействия на ПЗП остаётся метод поинтервальной солянокислотной обработки (ПСКО). Эффективность метода достигается за счет целенаправленного действия кислоты в заданном интервале. Однако на Мишкинском месторождении удельная эффективность ПСКО с каждым годом всё больше снижается: с 400 тонн/мер. в 2003 г. до 268,8 тонн/мер. в 2006 г. Причинами снижения эффективности являются:

1. Экранирующий эффект на поверхности порового пространства пород, за счет АСПО.

2. Кратность обработок. После трех-четырехкратного воздействия на пласт эффективность обработок падает в 2-3 раза, а продолжительность эффекта снижается в 1,5 раза.

С целью увеличения эффективности проведения ПСКО на Мишкинском месторождении, предлагаю провести комплексные мероприятия по воздействию на призабойную зону пласта с предварительным использованием растворителя АСПО, из расчета 0,7 м3 РАСПО на 1 м нефтенасыщенной толщины. Данный метод позволяет: снизить экранирующий эффект на поверхности порового пространства, и как следствие увеличить глубину проникновения кислоты в пласт и степень охвата пласта воздействием.

Так же существенное преимущество комплексной обработки РАСПО + ПСКО ещё и в том, что в условиях добычи высоковязкой нефтей после СКО в призабойной зоне образуются аномально-вязкие структурированные эмульсии – нефть, вода, мех. примеси, остатки кислоты, что во многих случаях приводит к неоднократному отказу насосного оборудования. Применение растворителя при ПСКО предохраняет от образования агрегатированных структурообразующих жидкостей.

Для проведения обработки необходимо следующее оборудование: цементировочный агрегат (ЦА-320), агрегат для закачки кислоты, АПРС-40, емкости для воды.

Проведение обработок будет осуществляться по следующей схеме.

1. Остановка и глушение скважины;
2. Подъём ГНО и пропарка НКТ;
3. Шаблонирование э/к и промывка забоя;
4. ГИС;
5. Спуск и посадка пакеров на НКТ;
6. Обвязка устья скважины для проведения ПСКО;
7. Закачка РАСПО из расчета 0,7 м3 на 1 м нефтенасыщенной толщины;
8. Выдержка на реакцию в течении 4 часов;
9. Закачка и продавка в пласт раствора HCl, реакция;
10. Спуск НКТ с воронкой, промывка скважины соленой водой с целью удаления продуктов реакции;
11. Спуск оборудования, пуск скважины в работу

### **Литературный обзор известных практических решений по теме проекта**

В области проведения физико-химических методов обработки призабойной зоны скважины широко известны работы таких ученых, как В. А. Амиян, Е. И. Богомольный, А. Т. Горбунов, Ш. С. Гарифуллин, И. М. Галлямов, И. Ф. Глумов, В. И. Кудинов, Д. Н. Кузьмичев, Б. Г. Логинов, А. Г. Малышев, Т. М. Мамедов, В. И. Мархасин, И. Т. Мищенко, Г. А. Орлов, Б. М. Сучков, Э. М. Тосунов, В. С. Уголев, П. М. Усачев, А. В. Шеффер и др.

Нейтрализация эффекта экранизации кислоты породой рассмотрена в работах: Сучков Б.М. Проведение СКО в динамическом режиме, Нефтяное хозяйство– 1987. № 6. С. 52-55 /4/; Амиян ВА., Уголев В.С. Физико-химические методы повышения производительности скважин, М.: Недра. 1970 /5/.

Вопросы замедления реакции кислоты с помощью понижения температуры, повышения концентрации кислотного раствора, использования комбинированных составов, введения в кислоту хлористого кальция, применения поверхностно-активных веществ и другими способами, для более глубокого проникновения её в пласт рассмотрены в работах: Сургучев М.Л., Калганов В. И., Гавура А. В. и др. Извлечение нефти из карбонатных коллекторов. М.: Недра. 1987 /6/; Мартос В.Н. Новая технология интенсификации притока жидкости в глубоких скважинах //ВНИИОЭНГ, РНТС Сер. 4 Нефтепромысловое дело». 1972 /7/; Амиян В.А., Галлямов М.Н., Илюков В.А. и др. Обработка карбонатных коллекторов кислотными пенами // ВНИИОЭНг. РНТС. Серия «Нефтепромысловое дело». 1977 /8/; Амиян В.А., Амиян А.В., Казакевич Л.В., Бекин Е.П. Применение пенных систем в нефтедобыче М.: Недра. 1987 /9/; Богомольный Е.И. Обработка призабойной зоны скважин композициями на основе соляной кислоты и водорастворимого ПАВ на месторождениях Удмуртской АССР // Тез. докл. Всесоюз. конферен. Проблемы развития нефтегазового комплекса страны / Москва.- 1991 /10/.

Способы повышения эффективности физико-химических способов ОПЗ, за счет одновременного удаления АСПО отражены в работах: Кудинов В.И., Сучков Б.М. Интенсификация добычи вязкой нефти из карбонатных коллекторов. Самара: Кн. изд., 1996 /11/; Мустафин Г.Г., Лерман Б.А. Анализ эффективности методов воздействия на призабойную зону пласта //ВНИИОЭНГ. РНТС Сер. Нефтепромысловое дело. 1983 12/; Богомольный Е. И. Интенсификация добычи высоковязких парафинистых нефтей из карбонатных коллекторов Удмуртии. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований. – 2003 /13/.

Применение методов теплового воздействия на карбонатный пласт путем электропрогрева, пароциклического воздействия, закачка нагретых жидкостей, термогазохимическое воздействия так же широко изучаются и отображены в следующих работах: Кудинов В.И., Дацик М.И., Зубов Н.В. и др. Промышленное развитие высокоэффективных технологий теплового воздействия на Гремихинском месторождении Удмуртии // Нефтепромысловое дело. – 1993 № 10 С. 169-176 /14/; Кудинов В.И. Совершенствование тепловых методов разработки месторождений высоковязких нефтей. — М.: Нефть и газ, 1996 /15/; Байбаков Н.К., Гарушев А.Р. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений. — М.: Недра. — 1989 /16/; Мустаев Я. А., Илюков В. А., Мавлютова И. И. Пароциклическое воздействие на призабойную зону пласта // Нефтепромысловое дело. — 1979 /17/; Сургучев М.Л., Кузнецов О. Л., Симкин Э.М. Гидродинамическое, акустическое тепловое циклическое воздействие на пласт. М.: Недра. – 1975 /18/; Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. — М.: Недра. — 1985 /19/.

### **Патентный обзор известных технических решений по теме проекта**

А.с. 563485, МКИ Е 21 В 43/27. Способ обработки призабойной зоны пласта / Сергеев Б.З., Калашнев В.В., Журик И.В. и др. — Заявл. 11.03.74; Опубл. 30.06.77; Бюл. № 24.

А.с. 1002541, МКИ 21 В 43/25. Способ обработки призабойной зоны нефтяного пласта / Орлов Г.А., Тачаев В.А., Доброскок Б.Е. и др. — Заявл. 18.11.81; Опубл. 07.03.83; Бюл. № 9.

Патент РФ № 2094604. Способ обработки карбонатных коллекторов. Василенко В.Ф., Лукьянов Ю.В., Михайлов А.А. и др. — Опубл. 27.10.97; Бюл. № 30.

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

Патент РФ № 1319660. Приоритет 28.02.1985. Способ обработки призабойной зоны пласта. Сучков БМ., Кудинов В.И. и др.

Патент РФ № 2142051. Способ обработки призабойной зоны скважины. Богомольный Е.И., Гуляев Б.К., Малюгин Б.М. и др. — Опубл. 27.11.99; Бюл. № 33.

Патент РФ № 2092686. Способ обработки призабойной зоны скважины в многопластовой нефтяной залежи. Богомольный Е.И., Каменщиков Ф.А., Борисов А.П. и др. — Опубл. 10.10.97; Бюл. № 28.

Патент РФ № 2092685. Способ обработки призабойной зоны скважины в многопластовой нефтяной залежи. Богомольный Е.И., Насыров А.М., Гуляев Б.К. и др. — Опубл. 10.10.97; Бюл. № 28.

Патент РФ № 2084622. Способ обработки призабойной зоны скважины. Кудинов В.И., Дацик М.И., Богомольный Е.И. и др. — Опубл. 20.07.97; Бюл. № 20.

Патент РФ № 2093668. Способ обработки призабойной зоны скважины в многопластовой нефтяной залежи. Богомольный Е.И., Насыров А.М., Гуляев Б.К. и др. — Опубл. 20.10.97; Бюл. № 29.

Патент РФ № 2114297. Способ обработки призабойной зоны добывающей скважины. Кудинов В.И., Богомольный Е.И., Малюгин Б.М. и др. — Опубл. 27.06.98; Бюл. № 18.

Патент РФ 2114294. Способ обработки призабойной зоны скважины. Кудинов В.И., Богомольный Е.И., Гуляев Б.К. и др. — Опубл. 27.06.98; Бюл. № 18.

### **Анализ эффективности применения выбранного технического решения на других месторождениях**

Рассмотрим эффективность проведения комплексных ОПЗ с применением РАСПО в сравнении с ПСКО проведенными 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, например Лозолюкско-Зуринское месторождение ОАО «Удмуртнефть».

Результаты проведения обычного ПСКО в 2005 г. приведены в табл. 11.

Таблица 11

Результаты проведения обычного ПСКО в 2005 г.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Месторождение | № скважины | Дата обработки | Q до ОПЗ, т/сут | Прирост Q после ОПЗ, т/сут | Прирост Q после ОПЗ, % |
| Лозолюкско-Зуринское | 1235 | 27.07.2005 | 1,7 | 1,3 | 76 |
| Лозолюкско-Зуринское | 1013 | 07.01.2005 | 8,8 | 2,0 | 23 |
| Лозолюкско-Зуринское | 1055 | 18.01.2005 | 2,1 | 0,0 | 0 |
| Лозолюкско-Зуринское | 1036 | 14.02.2005 | 4,7 | 3,6 | 77 |
| Лозолюкско-Зуринское | 1023 | 02.03.2005 | 4,3 | 1,8 | 42 |
| Лозолюкско-Зуринское | 680 | 21.03.2005 | 2,9 | 1,0 | 34 |
| Лозолюкско-Зуринское | 1045 | 15.08.2005 | 1,3 | 0,2 | 15 |
| Лозолюкско-Зуринское | 1207 | 27.08.2005 | 2,9 | 0,0 | 0 |

Результаты проведения ПСКО с предварительным использованием РАСПО в 2005 г. приведены в табл. 12.

Таблица 12

Результаты проведения РАСПО + ПСКО

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Месторождение | № скважины | Дата обработки | Q до ОПЗ, т/сут | Прирост Q после ОПЗ, т/сут | Прирост Q после ОПЗ, % |
| Лозолюкско-Зуринское | 1034 | 22.05.2005 | 5,3 | 5,8 | 109 |
| Лозолюкско-Зуринское | 1208 | 28.03.2005 | 6,3 | 4,3 | 68 |
| Лозолюкско-Зуринское | 1160 | 06.04.2005 | 4,4 | 2,7 | 61 |
| Лозолюкско-Зуринское | 390 | 08.05.2005 | 1,1 | 0,0 | 0 |
| Лозолюкско-Зуринское | 1234 | 14.05.2005 | 2,4 | 0,0 | 0 |
| Лозолюкско-Зуринское | 1139 | 28.08.2005 | 0,7 | 1,6 | 229 |
| Лозолюкско-Зуринское | 1188 | 02.09.2005 | 3,3 | 0,8 | 24 |
| Лозолюкско-Зуринское | 1134 | 04.09.2005 | 3,5 | 1,8 | 51 |
| Лозолюкско-Зуринское | 1190 | 07.09.2005 | 7,1 | 4,0 | 56 |
| Лозолюкско-Зуринское | 1102 | 11.09.2005 | 2,0 | 1,8 | 90 |
| Лозолюкско-Зуринское | 1185 | 02.09.2005 | 3,3 | 0,8 | 24 |

Сравним результаты проведения этих обработок в целом.

Таблица 13

Результаты проведения РАСПО+ПСКО и ПСКО на Лозолюкско-Зуринском месторождении

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | Количество обработок | Средний Q до ОПЗ, т/сут | Средний Q после ОПЗ, т/сут | Средний прирост Q после ОПЗ, т/сут | Средний прирост Q после ОПЗ, % |
| РАСПО + ПСКО | 11 | 3,6 | 5,7 | 2,1 | 58 |
| ПСКО | 8 | 3,6 | 4,8 | 1,2 | 33 |

Как видно из табл. 13 средний дебит скважин до проведения ОПЗ был одинаковым, средний прирост дебита на скважинах где была проведена комплексная обработка был выше на 75 %, по сравнению с дебитом тех скважин где была проведена обычная ПСКО.

Так же в 2005 г. были проведены комплексные ПСКО на Кезском (3 обработки) и Михайловском (1 обработка) месторождениях ОАО «Удмуртнефть». Проводить сравнительный анализ данных обработок по отношению к обычным ПСКО, было бы неправильно ввиду их незначительного количества.

## Проектирование предлагаемого технического решения для Мишкинского месторождения

С целью создания единых правил подбора кандидатов на проведение, расчета эффекта и оценки эффективности ГТМ, в ОАО «Удмуртнефть» принят стандарт компании НК «Роснефть» «Порядок подбора кандидатов на проведение, расчета эффекта и оценки эффективности ГТМ» /20/. Задачами стандарта являются:

* единство принципов, требований и критериев при выборе кандидатов на проведение ГТМ;
* единообразие применяемых расчетов эффекта от ГТМ;
* однозначность оценки эффективности ГТМ;
* снижение затрат на выполнение не эффективных ГТМ, связанных с отсутствием четких критериев оценки и методологии расчета эффекта;
* основу для подтверждения обоснованности и объективности проектно-технологической документации, представляемой на ЦКР и ТКР.

Технологическая эффективность ГТМ количественно характеризуется следующими базовыми показателями:

* увеличение дебита нефти, т/сут (с ним напрямую связан параметр увеличения темпа отборов, измеряется в процентах или долях от начальных извлекаемых запасов);
* суммарная дополнительная добыча нефти, тыс.т (рассчитывается за период);
* сокращение объема попутно добываемой воды, тыс.т (рассчитывается за период, возможно определение в т/сут на конкретную дату);
* увеличение КИН, д.ед. (за счет подключения неразрабатываемых запасов).

Подбор кандидатов на проведение ОПЗ включает три основных этапа:

* уточнение текущих параметров работы скважин, расчет эффекта от ОПЗ и создание ранжированного списка кандидатов;
* анализ геологии и текущего состояния разработки;
* анализ технического состояния скважин и подбор оборудования для проведения ОПЗ.

Результатом подбора кандидатов должен быть ранжированный по планируемым приростам дебита нефти (рассчитанным на оборудование) список скважин-кандидатов на проведение ОПЗ.

Расчет потенциала, уточнение текущих параметров работы скважин, расчет эффекта от ОПЗ и создание ранжированного списка кандидатов.

Основной источник информации и инструмент для работы «Технологический режим работы скважин по состоянию на текущий месяц». Порядок выполнения работ:

* Проверка текущих параметров работы, представленных в технологическом режиме. При необходимости уточнение параметров работы скважины, с помощью методики проведения отжима динамического уровня;
* Определяется целевое забойное давление;
* Выполняется ранжирование кандидатов по расчетному приросту дебита нефти от ОПЗ;
* Исключаются кандидаты с расчетным приростом дебита нефти меньше минимального, определенного с учетом экономической эффективности.

На основании рекомендаций стандарта «Порядок подбора кандидатов на проведение, расчета эффекта и оценки эффективности ГТМ», а так же «Технологического режима работы скважин по состоянию на май месяц» по НГДУ «Воткинск» /21/, произведем подбор скважин кандидатов на проведение комплексных ПСКО с предварительной обработкой РАСПО. При подборе скважин обращалось внимание на те скважины, где в последнее время произошло снижение забойного давления и притока жидкости в скважину. Таких скважин по Мишкинскому месторождению набралось 19. С целью минимализации рисков по проекту (неполучение запланированного эффекта) 9 скважин были исключены из списка по причине высокой кратности обработок. В результате получился список из 10 скважин кандидатов на проведение комплексных обработок РАСПО+ПСКО. Перечень скважин отображен в табл. 14.

Таблица 14

Скважины кандидаты для проведения комплексных ПСКО

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Месторожде-ние | № скв. | Рпл, атм | Нд, м | Рзаб, атм | Q нефти, т/сут | Q жидкос-ти, м3/сут | Обвод-ненность, % | Нефтена-сыщенная толщина, м |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| Мишкинское | 562 | 137 | 958 | 48 | 12,5 | 43,4 | 71 | 11 |
| Мишкинское | 504 | 117 | 1028 | 40 | 19,2 | 30,0 | 36 | 11,4 |
| Мишкинское | 510 | 123 | 1184 | 30 | 20,2 | 80,0 | 75 | 9 |
|  | | | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| Мишкинское | 514 | 117 | 900 | 54 | 13,7 | 29,0 | 53 | 12,1 |
| Мишкинское | 524 | 131 | 911 | 60 | 26,3 | 96,0 | 73 | 14,2 |
| Мишкинское | 533 | 124 | 1134 | 31 | 13,9 | 75,0 | 82 | 10 |
| Мишкинское | 2075 | 113 | 856 | 35 | 14,3 | 69,9 | 80 | 10,4 |
| Мишкинское | 347 | 132 | 988 | 56 | 12,7 | 18,0 | 30 | 1,8 |
| Мишкинское | 1505 | 118 | 1146 | 32 | 25,3 | 35,0 | 28 | 7,6 |
| Мишкинское | 1509 | 118 | 994 | 41 | 19,3 | 27,0 | 29 | 10,4 |

## Расчет технических показателей проекта

Согласно стандарта «Порядок подбора кандидатов на проведение, расчета эффекта и оценки эффективности ГТМ», оценка эффекта от ОПЗ включает в себя три параметра:

* планируемый дебит жидкости после ОПЗ,
* планируемый дебит нефти после ОПЗ,
* планируемый прирост дебита нефти после ОПЗ.

Добыча жидкости

Планируемый дебит жидкости после ОПЗ вычисляется по формуле:

(1)



где - планируемый дебит жидкости после ОПЗ, м3/сут;



- фактический дебит жидкости до ОПЗ, м3/сут;



- депрессия на фактическое забойное давление после проведения ИДН, атм;



- депрессия на фактическое забойное давление до проведения ОПЗ, атм.



Добыча нефти

Планируемый дебит нефти после ОПЗ вычисляется по формуле:

(2)



где - планируемый дебит нефти после ОПЗ, т/сут;



- планируемый дебит жидкости после ОПЗ, м3/сут;



- планируемое значение обводненности после ОПЗ, %;



- плотность нефти в поверхностных условиях, г/см3.



Планируемый прирост дебита нефти после ОПЗ рассчитывается по формуле:

(3)



где - планируемый прирост дебита нефти после ОПЗ, т/сут;



- планируемый дебит нефти после ОПЗ, т/сут;



- фактический текущий дебит нефти, т/сут.



Планируемые приросты дебита жидкости, нефти после проведения комплексных обработок представлены в табл. 15.

Таблица 15

Планируемые параметры работы скважин после проведения РАСПО+ПСКО

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Месторождение | № скв. | Параметры до ОПЗ | | | Планируемые параметры после РАСПО+ПСКО | | | |
| Q жидкости, м3/сут | Q нефти, т/сут | Обводненность, % | Q жидкости, м3/сут | Q нефти, т/сут | Прирост Q нефти, т/сут | Прирост Q нефти, % |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| Мишкинское | 562 | 43,4 | 12,5 | 71 | 59,5 | 17,2 | 4,6 | 37 |
| Таблица 15 (продолжение) | | | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| Мишкинское | 504 | 30,0 | 19,2 | 36 | 41,2 | 26,4 | 7,2 | 37 |
| Мишкинское | 510 | 80,0 | 20,2 | 75 | 106,1 | 26,8 | 6,6 | 33 |
| Мишкинское | 514 | 29,0 | 13,7 | 53 | 39,2 | 18,6 | 4,8 | 35 |
| Мишкинское | 524 | 96,0 | 26,3 | 73 | 128,7 | 35,2 | 8,9 | 34 |
| Мишкинское | 533 | 75,0 | 13,9 | 82 | 99,5 | 18,4 | 4,5 | 33 |
| Мишкинское | 2075 | 69,9 | 14,3 | 80 | 91,5 | 18,7 | 4,4 | 31 |
| Мишкинское | 347 | 18,0 | 12,7 | 30 | 24,2 | 17,1 | 4,4 | 35 |
| Мишкинское | 1505 | 35,0 | 25,3 | 28 | 45,9 | 33,1 | 7,8 | 31 |
| Мишкинское | 1509 | 27,0 | 19,3 | 29 | 37,3 | 26,6 | 7,3 | 38 |

В целом по проекту по 10 скважинам планируется прирост дебита в количестве 60,7 т/сут.

Коэффициент нефтеотдачи

Рассчитаем коэффициент нефтеотдачи по проекту, при условии его реализации в июле 2007 г. Ожидаемая продолжительность эффекта от проведения РАСПО+ПСКО 1,5 года.

Все скважины кандидаты из списка проекта относятся к верейскому объекту разработки. Начальные балансовые запасы нефти по верейскому объекту разработки составляют 63,6 млн. тонн. Плановая накопленная добыча на 2007 г. составляет 10,296 млн. тонн. Результаты расчета отражены в табл. 16.

Таблица 16

Сравнение КИН при реализации проекта

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  | 2007 г. | 2008 г. |
| Плановая накопленная добыча нефти, млн. тонн | 10,296 | 10,624 |
| КИН | 0,1619 | 0,1670 |
| Плановая накопленная добыча нефти при реализации проекта ПСКО по 10 скважинам, млн. тонн | 10,359 | 10,814 |
| КИН, при реализации проекта ПСКО | 0,1629 | 0,1700 |
| Плановая накопленная добыча нефти при реализации проекта РАСПО+ПСКО по 10 скважинам, млн. тонн | 10,406 | 10,956 |
| КИН, при реализации проекта РАСПО+ПСКО | 0,1636 | 0,1723 |

Реализация проекта РАПО + ПСКО на 10 скважинах Мишкинского месторождения позволит увеличить КИН по верейскому объекту разработки в 2007 г. на 0,0017, а в 2008 г. на 0,0053. При реализации проекта обычного ПСКО увеличение текущего КИН составит 0,001 и 0,003 соответственно.

## Сравнение технологических показателей проектируемого варианта с базовым вариантом

Сравним показатели проведения комплексных обработок РАСПО+ПСКО с показателями, которые мы могли бы получить в том случае, если бы проводились ПСКО по обычной технологии. Результаты сравнения отражены в табл. 17, 18.

Таблица 17

Сравнение проектных показателей с базовым вариантом по скважинам

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Месторождение | № скв. | Параметры после РАСПО+ПСКО (проект) | | | | Параметры после ПСКО (базовый вариант) | | | |
| 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 | 59,5 | 17,2 | 4,6 | 37 | 52,6 | 15,2 | 2,7 | 21,2 |
| Мишкинское | 504 | 41,2 | 26,4 | 7,2 | 37 | 36,4 | 23,3 | 4,1 | 21,2 |
| Мишкинское | 510 | 106,1 | 26,8 | 6,6 | 33 | 94,9 | 24,0 | 3,8 | 18,6 |
| Мишкинское | 514 | 39,2 | 18,6 | 4,8 | 35 | 34,8 | 16,5 | 2,8 | 20,1 |
| Мишкинское | 524 | 128,7 | 35,2 | 8,9 | 34 | 114,7 | 31,4 | 5,1 | 19,5 |
| Мишкинское | 533 | 99,5 | 18,4 | 4,5 | 33 | 89,0 | 16,5 | 2,6 | 18,7 |
| Мишкинское | 2075 | 91,5 | 18,7 | 4,4 | 31 | 82,2 | 16,8 | 2,5 | 17,6 |
| Мишкинское | 347 | 24,2 | 17,1 | 4,4 | 35 | 21,6 | 15,2 | 2,5 | 19,8 |
| Мишкинское | 1505 | 45,9 | 33,1 | 7,8 | 31 | 41,2 | 29,8 | 4,5 | 17,7 |
| Мишкинское | 1509 | 37,3 | 26,6 | 7,3 | 38 | 32,9 | 23,4 | 4,2 | 21,8 |

Таблица 18

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 (предлагаемый проект) | 10 | 23,8 | 29,9 | 6,1 | 60,7 | 26 |
| ПСКО  (базовый вариант) | 10 | 23,8 | 27,3 | 3,5 | 34,7 | 15 |

Как видно из табл. 18, планируемый прирост Q нефти от обработок РАСПО+ПСКО на 2,6 т/сут. больше по сравнению с обычными ПСКО. В целом прирост Q нефти по предлагаемому проекту РАСПО+ПСКО на 26 т/сут. больше по сравнению с ПСКО по обычной технологии.

# ОХРАНА ТРУДА, ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ, БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ В ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЯХ

## Нормативно-правовая база

Охрана труда как система знаний обеспечивает безопасность, сохранение здоровья и работоспособности человека в процессе труда.

Промышленная безопасность и безопасность жизнедеятельности обеспечивается соблюдением техники безопасности и техники пожарной безопасности.

Основным законодательным актом, который устанавливает гарантии осуществления прав трудящихся на охрану труда и обеспечивает единый порядок регулирования отношений в области охраны труда между работодателем и работником является закон «Об основах охраны труда в Российской Федерации (РФ), № 181 – ФЗ, 17.07.1999 г (в редакции. Федеральных законов от 09.05.2005 N 45-ФЗ)

Строительство и эксплуатация объектов нефтедобычи, сбора, транспорта и подготовки добытой продукции допускаются только при условии обеспечения безопасности жизни и здоровья работников этих предприятий и населения в зоне деяния проводимых работ.

Пользователи недр обязаны обеспечить выполнение требований законов стандартов, норм, правил и других нормативно-правовых актов по безопасному ведению работ.

Основными требования по обеспечению безопасного ведения работ, связанных с использованием недрами, являются:

- допуск к работе лиц не моложе 18 лет, имеющих специальную подготовку и квалификацию, а к руководству горными работами — лиц, имеющих соответствующее специальное образование;

- обеспечение лиц, занятых на горных и буровых работах, специальной одеждой, средствами индивидуальной и коллективной защиты;

- применение машин, оборудования и материалов, соответствующих требованиям правил безопасности и санитарным нормам;

- проведение комплекса геологических, маркшейдерских и иных наблюдений, достаточных для обеспечения нормального технологического цикла работ;

- систематический контроль за состоянием атмосферы в районах ведения работ;

- запрещение ведения работ, если содержание вредных и опасных для здоровья людей веществ не соответствует требованиям норм и правил безопасности, санитарных норм;

- осуществление специальных мероприятий по прогнозированию и предупреждению аварийных ситуаций, охрану работников предприятий и населения в зоне ведения работ от их вредного воздействия.

Вопросы охраны труда и безопасности жизнедеятельности в нефтяной и газовой промышленности регламентированы следующими основными документами:

1. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (ПБ 08-624-03) /22/. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 20.04.06 №384;

2. Федеральный закон об основах охраны труда в РФ № 181-ФЗ от 17.07.1999 (в редакции. Федеральных законов от 09.05.2005 N 45-ФЗ);

3. Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов № 116-ФЗ от 21.07.1997 (в редакции Федеральных законов от 09.05.2005 N 45-ФЗ);

4. Трудовой кодекс РФ №197-ФЗ от 30.12.2001 (в редакции Федеральных законов от 30.06.06г. № 90-ФЗ с изменениями, внесенными Постановлением Конституционного Суда РФ от 15.03.2005 N 3-П);

5. Федеральный закон о пожарной безопасности N 69-ФЗ 21.12.1994 (в ред. Федеральных законов от 09.05.2005 N 45-ФЗ, с изменениями, внесенными Федеральным законом от 27.12.2000 N 150-ФЗ определением Конституционного Суда РФ от 09.04.2002 N 82-О);

6. Федеральный закон об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний № 125-ФЗ 24.07.1998 (в редакции Федеральных законов от 01.12.2004 N 152-ФЗ, с изменениями., внесенными Федеральными законами от 02.01.2000 N 10-ФЗ, от 11.02.2002 N 17-ФЗ, от 08.02.2003 N 25-ФЗ, от 08.12.2003 N 166-ФЗ, от 29.12.2004 N 202-ФЗ);

7. Федеральный закон о санитарно-эпидемиологическом благополучии населения № 52-ФЗ 30.03.1999 (в редакции Федеральных законов от 09.05.2005 N 45-ФЗ);

Регламентирующие документы ОАО НК «Роснефть»;

1. Политика компании в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды № П4-05 (Утверждена Приказом от « 28 » марта 2006г. № 55. Введена в действие с «28» марта 2006г);

2. Стандарты компании (Утверждены Приказом от «28» марта 2006 г. №55. Введены в действие с «28» марта 2006г):

а) Корректирующие и предупреждающие действия при выявлении несоответствий в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды № П4-01 С-004;

Б) Подготовка и проведение анализа Интегрированной Системы Управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды № П4-03 С-004;

В) Интегрированная система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды № П4-05 С-009;

Г) Порядок формирования целей и программ в интегрированной системе управления промышленной безопасностью охраной труда и окружающей среды № П4-05 С-009.02;

Д) Управление промышленными рисками № П4-05 С-009.03;

Е) Порядок проведения мониторинга и измерений в Интегрированной Системе Управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды № П4-05 С-009.04;

Ж) Порядок проведения производственного контроля за состоянием промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды № П4-05 С-009.06;

З) Система управления безопасностью дорожного движения № П4-05 С-008.

## Промышленная безопасность

### **Требования к организациям выполняющим работы по воздействию на призабойную зону пласта**

При осуществлении деятельности, связанной с ремонтом или реконструкцией опасных производственных объектов, организации обязаны обеспечить контроль состояния технической базы и технических средств, а также соблюдение установленных процедур планирования, проведения проверки качества и учета ремонтных и наладочных работ.

Выполнение работ по реконструкции скважин, а также выполнение отдельных этапов (операций) этих работ, в том числе проведение работ по неразрушающему контролю и диагностике сооружений и оборудования, продлению сроков эксплуатации технических устройств, может производиться специализированными организациями в установленном порядке.

### **Требования к подготовительным работам на скважине**

Передвижение агрегатов по ремонту скважин и транспортирование оборудования на скважину должно проводиться под руководством ответственного лица, назначенного в установленном порядке.

Запрещается передвижение оборудования при снегопадах, тумане, пылевых бурях при видимости менее 50 м и порывах ветра более 30 м/с.

Территория вокруг ремонтируемой скважины должна быть спланирована, освобождена от посторонних предметов. Подземные коммуникации должны быть четко обозначены, а газопроводы газлифтной скважины заключены в патрон.

Расположение агрегатов, оборудования, вспомогательных объектов на территории ремонтируемой скважины и ее размеры должны соответствовать типовой схеме, утвержденной техническим руководителем организации. Бытовые помещения должны располагаться от устья скважины на расстоянии не менее высоты мачты (вышки) агрегата плюс 10 м.

Агрегаты для ремонта скважин, оборудования должны устанавливаться на передвижные или стационарные фундаменты, выполненные в соответствии с требованиями инструкций по эксплуатации или проектов обустройства кустов скважин.

Работы на высоте при монтаже и ремонте вышек (мачт) запрещается проводить при скорости ветра более 15 м/с, во время грозы, ливня, снегопада и при гололедице, а также в темное время суток без искусственного освещения, обеспечивающего безопасное ведение работ.

Нагнетательные линии должны быть собраны из труб с быстросъемными соединительными гайками и шарнирных колен (угольников) и спрессованы на полуторакратное давление от максимального рабочего давления, предусмотренного планом работ.

Промывочный шланг должен быть обмотан стальным мягким канатом диаметром не менее 8 мм с петлями через каждые 1-1,5 м по всей длине шланга. Концы каната следует крепить к ответным фланцам шланга. Во избежание порыва шланга при работе с ним следует устанавливать на насосном агрегате предохранительный клапан на давление ниже допустимого на шланг на 25 %.

Рабочая площадка для ремонта или освоения скважины должна быть размером не менее 3x4 м и иметь настил, выполненный из металлических листов с поверхностью, исключающей возможность скольжения, или досок толщиной не менее 40 мм. В исключительных случаях, при невозможности размещения площадки данных размеров, по согласованию с органами Госгортехнадзора России допускается установка рабочей площадки размером 2x3 м.

Если рабочая площадка расположена на высоте 60 см и более от уровня земли, необходимо устанавливать перильные ограждения высотой 1,25 м с продольными планками, расположенными на расстоянии не более 40 см друг от друга, и бортом высотой не менее 15 см. Рабочая площадка, расположенная на высоте до 75 см, оборудуется ступенями, на высоте более 75 см лестницами с перилами. Ширина лестницы должна быть не менее 65 см, расстояние между ступенями по высоте должно быть не более 25 см. Ступени должны иметь уклон вовнутрь 2-5°.

Приемные мостки-стеллажи устанавливаются горизонтально или с уклоном не более 1:25. Длина мостков-стеллажей должна обеспечивать свободную укладку труб и штанг без свисания их концов. Стеллажи должны иметь концевые (откидные) стойки. Мостки имеют откидной козырек с трапом. Допускается выполнять настил приемных мостков из рифленого железа или досок толщиной не менее 40 мм. Ширина настила приемных мостков (беговой дорожки) должна быть не менее 1 м.

Во избежание скатывания труб на мостки под каждый ряд труб следует подкладывать деревянные подкладки в количестве не менее двух. Подкладки должны иметь со стороны беговой дорожки утолщения по высоте не менее 30 мм. Во избежание скатывания труб допускается установка металлических стоек, регулируемых по высоте.

Емкость для долива скважины должна быть обвязана с устьем скважины с таким расчетом, чтобы обеспечивался самодолив скважины или принудительный долив с использованием насоса. Емкость должна быть оборудована уровнемером и иметь соответствующую градуировку.

Освещенность рабочих мест и территории ремонтируемой скважины должна соответствовать требованиям санитарных норм и правил.

Открыто положенные кабели должны быть доступны для осмотра. В местах возможных перемещений спецтехники и прохода людей устанавливаются предупредительные знаки и аншлаги.

При ведении ремонтных работ заземлению подлежат: корпусы генераторов передвижных электростанций, ключей АПР-2ВБ, КМУ-32, КМУ-50 и др., светильников, электрических плат, раций и т.п.;

каркасы распределительных щитов станций управления, щитов и пультов управления, магнитных пускателей;

металлические основания культбудки, инструментальная тележка, электростанция, передвижные агрегаты для ремонта скважин, приемные мостки-стеллажи, приустьевая площадка, емкости под раствор для глушения или долива скважины, емкости горюче-смазочных материалов, желобная система.

Перед началом работ по ремонту скважины (до подъема мачты) необходимо провести испытание якорей для оттяжек мачты (вышки).

Пуск в работу смонтированной установки и оборудования производится комиссией, состав и порядок работы которой устанавливается документом, утвержденным техническим руководителем организации.

На кустах скважин с любым основанием (лежневым, насыпным, намывным и др.) с расположенными на поверхности грунта нефтегазопроводами ремонт скважин производится при условии их отключения со стороны скважин и замерного устройства и разряжения избыточного давления.

При работе на кустах скважин, оборудованных центробежными насосами, электрокабели, попадающие в зону перемещения и монтажа оборудования ремонтных бригад и освоения, должны быть обесточены, сняты с эстакад (стоек) и закрыты кожухами (деревянными, металлическими), обеспечивающими сохранность изоляции и безопасность работающего персонала.

До монтажа оборудования, если это предусмотрено планом, производится глушение скважины раствором и составляется акт.

### **Требования к оборудованию и другим техническим устройствам**

Все агрегаты специального назначения, используемые во взрывопожароопасных зонах, должны применяться во взрывозащищенном исполнении, оснащаться аварийной световой и звуковой сигнализацией и системой освещения.

Агрегаты для ремонта скважин должны быть механизированы и оснащены самостоятельным пультом управления спуско-подъемными операциями и контрольно-измерительными приборами, в том числе индикатором веса с записью нагрузки на крюке. С пульта управления агрегатом должны осуществляться все технологические процессы и операции на скважине при обеспечении в ходе их выполнения видимости мачты, лебедки и устья скважины.

Вышки и мачты агрегатов должны укрепляться оттяжками из стального каната.

Агрегат должен быть оснащен искрогасителями двигателей внутреннего сгорания и заслонками экстренного перекрытия доступа воздуха в двигатель (воздухозаборник).

Мачта агрегата должна иметь приспособление для подвешивания ролика кабеля ЭЦН. Ролик должен быть застрахован тросом диаметром 810 мм. На мачте должна быть размещена металлическая табличка, укрепленная на видном месте. На табличке должны быть указаны:

дата изготовления;

завод-изготовитель;

заводской номер установки;

грузоподъемность (номинальная) мачты;

сроки следующей проверки технического освидетельствования подъемного агрегата.

Ходовой конец талевого каната должен крепиться на барабане лебедки с помощью специального приспособления таким образом, чтобы исключить деформацию и истирание каната в месте его крепления. На барабане лебедки при нижнем рабочем положении талевого блока должно оставаться не менее трех витков каната.

Неподвижный конец ветви талевого каната должен быть закреплен на специальном приспособлении, надежно соединенном с металлоконструкциями платформы агрегата.

Передвижные насосные установки, предназначенные для работы на скважинах, должны снабжаться запорными и предохранительными устройствами, иметь приборы, контролирующие основные параметры технологического процесса, выведенные на пульт управления.

Оборудование для текущего ремонта скважин с использованием канатной техники должно быть укомплектовано лебедкой с приводом, обеспечивающим вращение барабана с канатом в любых желаемых диапазонах скоростей и с фиксированной нагрузкой на канат.

Вырезающие устройства для забуривания новых стволов из обсаженных скважин должны быть разработаны, изготовлены, испытаны и допущены к применению в установленном порядке.

### **Требования безопасности при закачке химреагентов**

Работы по нагнетанию в скважину газа, пара, химических и других агентов проводятся в соответствии с планом, утвержденным нефтегазодобывающей организацией. В плане должны быть указаны порядок подготовительных работ, схема размещения оборудования, технология проведения процесса, меры безопасности, ответственный руководитель работ.

При закачке химреагентов, пара, горячей воды на нагнетательной линии у устья скважины должен быть установлен обратный клапан.

Нагнетательная система после сборки до начала закачки должна быть опрессована на полуторакратное ожидаемое рабочее давление.

При гидравлических испытаниях нагнетательных систем обслуживающий персонал должен быть удален за пределы опасной зоны, устанавливаемой планом работ. Ликвидация пропусков под давлением запрещается.

Перед началом технологического процесса на скважине с применением передвижных агрегатов руководитель работы обязан убедиться в наличии двусторонней переговорной связи.

Перед началом работы по закачке реагентов, воды и после временной остановки в зимнее время необходимо убедиться в отсутствии в коммуникациях насосных установок и нагнетательных линиях ледяных пробок.

Обогревать трубопроводы открытым огнем запрещается.

Обработка призабойной зоны и интенсификация притока в скважинах с негерметичными колоннами и заколонными перетоками запрещаются.

Передвижные насосные установки необходимо располагать на расстоянии не менее 10 м от устья скважины, расстояние между ними должно быть не менее 1 м. Другие установки для выполнения работ (компрессор, парогенераторная установка и др.) должны размещаться на расстоянии не менее 25 м от устья скважины. Агрегаты устанавливаются кабинами от устья скважины.

Технологические режимы ведения работ и конструктивное исполнение агрегатов и установок должны исключить возможность образования взрывопожароопасных смесей внутри аппаратов и трубопроводов.

Работы должны выполняться с применением необходимых средств индивидуальной защиты и в соответствии с требованиями инструкции по применению данного реагента.

На месте проведения работ по закачке агрессивных химреагентов (серной, соляной, фторной кислоты и т.д.) должен быть:

аварийный запас спецодежды, спецобуви и других средств индивидуальной защиты;

запас чистой пресной воды;

нейтрализующие компоненты для раствора (мел, известь, хлорамин).

После закачки химреагентов или других вредных веществ до разборки нагнетательной системы агрегата должна прокачиваться инертная жидкость объемом, достаточным для промывки нагнетательной системы.

Для определения концентрации паров серной кислоты и серного ангидрида бригада должна быть обеспечена газоанализаторами.

### **Меры безопасности при проведении обработок призабойной зоны**

Для обеспечения нормальных и безопасных условий работы при выполнении технологических операций по обработке призабойной зоны скважин и воздействию на пласт рекомендуются следующие мероприятия.

Проведение любого воздействия на пласт и обработка призабойной зоны скважин должны проводиться по плану, утвержденному главным инженером или главным геологом нефтегазодобывающего управления, с указанием мероприятий по безопасности работ и руководителя работ – ответственного инженерно-технического работника.

В плане работы должны быть указаны геолого-технические данные скважины, в том числе диаметр эксплуатационной колонны и допускаемое для неё давление, порядок проведения подготовительно-заключительных работ и закачки растворов рабочей жидкости, давление и скорость закачки (подача насоса) растворов, а также их физико-химические свойства. В плане работы должны быть указаны меры по ликвидации возможных аварий.

При обработке призабойной зоны скважины следует руководствоваться Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности и инструкциями по безопасности труда, разработанными институтами, предприятиями применительно к конкретному методу. До начала работ руководитель (мастер бригады или ведущий геолог промысла) должен ознакомить обслуживающий персонал с планом проведения технологического процесса, его особенностями, с порядком и правилами безопасности ведения его на данной скважине.

Работы по приготовлению кислотных и других химических растворов, слив, налив, перекачка, разведение, транспортировка должны быть максимально механизированы и осуществляться по закрытой системе.

На скважине, где намечается проведение технологических операций по обработке призабойной зоны, подготавливается площадка в радиусе 30 метров от устья скважины. Насосные агрегаты устанавливают на расстоянии не менее 10 метров от устья скважины так, чтобы расстояние между ними было не менее 1 метра, а кабины не были обращены к устью скважины. Гидравлические части насосных установок должны иметь щиты или закрывающие кожухи.

До начала работ проверяют исправность насосных агрегатов. После обвязки насосных установок и устья скважины следует произвести опрессовку нагнетательных трубопроводов на полуторакратное давление от ожидаемого максимального рабочего давления. На площадке должен быть необходимый запас воды для технологических операций и бытовых нужд.

На период опрессовки устанавливается опасная зона в радиусе 50 метров от скважины.

Работы по обработке призабойной зоны выполняются в защитных касках, суконных костюмах, прорезиненных фартуках, защитных очках, резиновых перчатках.

Предусматривается наличие на площадке необходимого содового раствора для промывки глаз, защитные дерматологические средства (мою-щие средства, мази, пасты, кремы), аптечки для оказания первой доврачеб-ной помощи.

Обработка скважин кислотными, химическими и другими реагентами предусматривается в дневное время.

Насосные агрегаты комплектуются медицинскими аптечками, огнетушителями. Выхлопные трубы насосных установок и других спецагрегатов оборудуются искрогасителями.

Автоцистерны для перевозки кислоты, нефти и других химических реагентов должны иметь заземляющие устройства для отвода статического электричества во время переездов и сливо-наливных операциях. На скважины должна доставляться кислота требуемой концентрации с добавками ПАВ, ингибиторами, стабилизаторами и т.д. После завершения кислотной обработки скважины пресной водой промывают насосные агрегаты, автоцистерны, манифольды и другое вспомогательное оборудование, которое имело кон-такт с кислотой.

На площадке, где проводятся работы по обработке призабойной зоны скважин предусматривается наличие пожарных постов с ящиками с песком, лопатами, огнетушителями, кошмами.

В зоне проведения работ курение запрещается.

## Санитарно-гигиенические требования

Предметом гигиены труда является изучение всей производ­ственной обстановки с целью разработки комплекса организа­ционных, санитарно-гигиенических и лечебно-профилактических мероприятий, необходимых для оздоровления производственных условий и повышения производительности труда. Как научная дисциплина гигиена труда является базой для практической и законодательной работы в области санитарной охраны труда. Одной из задач гигиены труда является установление допусти­мых концентраций химических веществ в воздухе и параметров физических факторов, к которым относятся: неблагоприятные метеорологические условия, воздействие большой интенсив­ности ультрафиолетового излучения, наличие рентгеновского и радиоактивного излучения, токов высокой частоты, шума, ви­брации, ультразвука, повышенное или пониженное атмосферное давление.

Не только факторы внешней среды, но и организация техно­логического и трудового процесса влияют на здоровье работаю­щих, их работоспособность и производительность труда. Поэтому задачей гигиены труда является разработка и внедрение ком­плекса мероприятий, направленных на обеспечение оптимальных условий труда: устранение или оздоровление тех участков про­изводственного процесса, которые могут нанести ущерб здо­ровью работающих; рациональная организация труда и отдыха; разработка индивидуальных средств защиты; проведение меди­цинских мероприятий, направленных на предупреждение заболе­ваний; получение научно обоснованных материалов для законо­дательных актов по оздоровлению условий труда.

Производственная санитария изучает вопросы устройства, эксплуатации и содержания предприятий и оборудования с точки зрения охраны здоровья работающих.

Задачей производственной санитарии является разработка и внедрение системы организационных и санитарно-технических мероприятий и средств, предотвращающих воздействие на рабо­тающих вредных производственных факторов.

Работу на нефтегазодобывающих предприятиях часто ведут на открытом воздухе, поэтому она связана с воздействием на работающих различных метеорологических условий (темпера­туры, влажности воздуха, ветра, естественных излучений).

Метеорологические условия подвержены сезонным и суточ­ным колебаниям. Внутри производственных помещений они в значительной степени зависят от характеристики зданий и технологических процессов, происходящих в них.

Неблагоприятные метеорологические условия могут явиться причиной несчастных случаев. При высокой температуре воз­духа понижается внимание, появляются торопливость и неос­мотрительность; при низкой — уменьшается подвижность конеч­ностей вследствие интенсивной теплоотдачи организма.

На основании результатов исследования влияния метеороло­гических условий на работающих разработаны санитарные нормы. В холодный и переходный периоды года при темпера­туре наружного воздуха ниже +10°С температура воздуха в по­мещениях с незначительными тепловыделениями (20 ккал/м3-ч и менее) допускается в пределах 17—22 °С при легкой работе и 13—18°С — при тяжелой. В помещениях со значительными теп­ловыделениями (более 20 ккал/м3-ч) в тот же период года до­пускается температура 17—24°С при легкой работе, 13—17°С при тяжелой работе.

Предельная температура, ниже которой не могут производиться работы на открытом воздухе на объектах ОАО «Удмуртнефть» устанавливается 30°С ниже нуля.

При температуре воздуха от 25°С до 30°С ниже нуля, рабочим на открытом воздухе, а также в закрытых не обогреваемых помещениях - применять перерывы для обогревания продолжительностью 10-20 минут через каждый час работы. Время перерыва входит в счет рабочего времени.

При температуре воздуха -30°С и ниже обход фонда скважин необходимо производить механизированным способом, а именно с применением автотехники.

При скорости ветра 6 м/сек, запрещается производить работы на высоте.

Там, где прекращение работ влечет за собой общественные бедствия или остановку всего или части производства, прекращение работ заменяется установлением чередующихся смен работающих (по согласованию с профсоюзным комитетом).

## Противопожарная безопасность

Организационные мероприятия по обеспечению пожарной безопасности сводятся к установлению противопожарных нормативов, составленных в соответствии с законом «О пожарной безопасности», № 69 –ФЗ, 21.12.1994 г. (в ред. Федеральных законов от 09.05.2005 N 45-ФЗ, с изменениями., внесенными Федеральным законом от 27.12.2000 N 150-ФЗ, определением Конституционного Суда РФ от 09.04.2002 N 82-О)

Мероприятия по пожарной безопасности разделяются на четыре основные группы:

- предупреждение пожаров, т.е. исключение причин их возникновения;

- ограничение сферы распространения огня;

- обеспечение успешной эвакуации людей и материальных ценностей из сферы пожара;

- создание условий эффективного тушения пожаров.

Главные задачи профилактической работы:

разработка и осуществление мероприятий, направленных на устранение причин, которые могут вызвать возникновение пожаров;

-ограничение распределения возможных пожаров и создание условий для успешной эвакуации людей и имущества в случае пожара;

- обеспечение своевременного тушения пожара.

Профилактическая работа включает следующее:

- ежедневные проверки состояния пожарной безопасности объекта в целом и его отдельных участков силами пожарной части и боевых расчетов пожарного караула, а также своевременным выполнением предложенных мероприятий;

- постоянный контроль за проведением пожароопасных работ, выполнение противопожарных требований, норм и правил на объектах нового строительства, при реконструкции и переоборудовании цехов, складов и других помещений;

- проверку исправности и правильного содержания автоматических и первичных средств пожаротушения, противопожарного водоснабжения и систем извещения о пожарах;

- проведение инструктажей, бесед и специальных занятий с работниками и служащими объекта по вопросам пожарной безопасности (так же с временными работниками) и других мероприятий по пожарной пропаганде и агитации;

- подготовку личного состава пожарной дружины и боевых расчетов для проведения профилактической работы и тушения возможных пожаров и загораний;

- ежегодное проведение пожарно-технических обследований объекта с вручением дирекции объекта предписания Государственного надзора;

- осуществление мероприятий по оборудованию в цехах, на установках, складах, отдельных агрегатах и помещениях установок и систем пожарной автоматики.

## Безопасность жизнедеятельности в чрезвычайных ситуациях

### **Рекомендации по составлению планов ликвидации аварий на взрывопожароопасных объектах**

1. План ликвидации аварий (ПЛА) должен быть составлен на каждый взрывопожароопасный объект или его взрывопожароопасный участок, цех и т.п.

2. В ПЛА должны предусматриваться:

2.1. Возможные аварии, места их возникновения и условия, опасные для жизни людей.

2.2. Мероприятия по спасению людей, застигнутых аварией.

2.3. Мероприятия по ликвидации аварий в начальной стадии их возникновения, а также первоочередные действия производственного персонала при возникновении аварий.

2.4. Места нахождения средств для спасения людей и ликвидации аварий.

2.5. Порядок взаимодействия с газоспасательными, пожарными и противофонтанными отрядами.

3. ПЛА разрабатываются комиссией, состоящей из специалистов, назначенных приказом по предприятию. ПЛА пересматриваются 1 раз в три года. При изменении технологии, условий работы, правил безопасности в ПЛА должны быть внесены соответствующие изменения и дополнения в установленном порядке.

4. ПЛА в количестве пяти экземпляров утверждается техническим руководителем предприятия при наличии актов проверки: состояния систем контроля технологического процесса; состояния вентиляционных устройств; наличия и исправности средств для спасения людей, противопожарного оборудования и технических средств для ликвидации аварий в их начальной стадии; исправности аварийной сигнализации, связи, аварийного освещения.

5. ПЛА должен содержать:

5.1. Оперативную часть, в которой должны быть предусмотрены все виды возможных аварий на данном объекте, определены мероприятия по спасению людей и ликвидации аварии, а также лица, ответственные за выполнение мероприятий, и исполнители, места нахождения средств для спасения людей и ликвидации аварий, действия газоспасателей, пожарных и других подразделений.

5.2. Распределение обязанностей между отдельными лицами, участвующими в ликвидации аварии.

5.3. Список должностных лиц и учреждений, которые должны быть немедленно извещены об аварии.

5.4. Схемы расположения основных коммуникаций (технологическая схема).

5.5. Списки инструментов, средств индивидуальной защиты, материалов, находящихся в аварийных шкафах (помещениях), с указанием их количества и основной характеристики.

6. В оперативной части ПЛА должны быть предусмотрены:

6.1. Способы оповещения об аварии (сирена, световая сигнализация, громкоговорящая связь, телефон и др.), пути выхода людей из опасных мест и участков в зависимости от характера аварии.

6.2. Действия лиц технического персонала, ответственных за эвакуацию людей и проведение предусмотренных мероприятий.

6.3. Режим работы вентиляции при возникновении аварии, в том числе включение аварийной вентиляции (при наличии).

6.4. Необходимость и последовательность выключения электроэнергии, остановки оборудования, аппаратов, перекрытия источников поступления вредных и опасных веществ.

6.5. Выставление на путях подхода (подъезда) к опасным местам постов для контроля за пропуском в загазованную и опасную зоны.

6.6. Способы ликвидации аварий в начальной стадии. Первоочередные действия технического персонала по ликвидации аварий (пожара), предупреждению увеличения их размеров и осложнений. Осуществление мероприятий по предупреждению тяжелых последствий аварий. Порядок взаимодействия с газоспасательными и другими специализированными службами.

7. Ознакомление с ПЛА производственно-технического персонала должно быть оформлено документально в личных картах инструктажа под расписку.

8. ПЛА (или его оперативная часть) должен быть вывешен на видном месте, определенном руководителем объекта (участка). Полные экземпляры ПЛА должны находиться у технического руководителя предприятия, в диспетчерской, у газоспасателей, в отделе техники безопасности и на рабочем месте.

9. Ответственность за своевременное и правильное составление ПЛА и его соответствие действительному положению на производстве несут руководитель объекта и технический руководитель предприятия.

10. Периодичность проведения учебно-тренировочных занятий по выработке навыков выполнения мероприятий ПЛА, кроме случаев, оговоренных настоящими Правилами, устанавливается организацией с учетом конкретных условий, но не реже одного раза в год.

### **Оперативная часть плана ликвидации аварий**

Авария - разрушение сооружений и (или) технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, неконтролируемые взрыв и (или) выброс опасных веществ.

Вид аварии – по нефтегазодобывающей и газоперерабатывающей промышленности, геологоразведочным работам:

* неконтролируемые выбросы нефти и газа при строительстве, эксплуатации и ремонте скважин (открытый фонтан (ОФ) – это неуправляемо истечение пластовых флюидов через устье скважины в результате отсутствия, технической неисправности, негерметичности, разрушения противовыбросового оборудования или вследствие грифонообразований.);
* полное или частичное разрушение и (или) падение буровых вышек (мачт) и их частей;
* падение талевой системы на буровых установках, агрегатах для ремонта скважин;
* взрывы и пожары на подконтрольных объектах;
* полное или частичное разрушение объектов добычи и подготовки нефти и газа, внутри промысловых трубопроводов, сопровождающееся или приведшее к разливу (утечке) нефти в объеме 10 и более кубометров или утечкой природного (попутного) газа в объеме 10 тысяч и более кубометров;
* несанкционированные взрывы на скважинах при проведении прострелочно–взрывных и сейсморазведочных работ, а также в геологоразведочных горных выработках.

Инцидент – отказ или повреждение технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, отклонение от технологического процесса, нарушение положений настоящего Федерального закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», а также нормативных правовых актов Российской Федерации, а также нормативных технических документов, устанавливающих правила ведения работ на опасном производственном объекте.

Газонефтеводопроявление (ГНВП) – вид осложнения отклонение от технологического процесса, при котором поступление флюида из пласта в скважину или через устье можно регулировать или приостанавливать с помощью противовыбросового оборудования.

1. Первый, заметивший один из основных признаков НГВП, немедленно предупреждает всех членов вахты.

2. Во всех случаях, при возникновении признаков НГВП, старший вахты обязан:

* принять неотложные меры по герметизации устья скважины, сообщить о случившемся в ЦИТС и установить дежурство у устья скважины и радиотелефона.
* если старшему вахты необходимо принимать решения на устье скважины (в случае не герметичности), то сообщает о нестандартной ситуации в ЦИТС его заместитель (пом. бурильщика, оператор).

3. Запорная компоновка ПВО должна находиться на рабочей площадке у устья скважины в исправном состоянии с открытой задвижкой, шаровым затвором, шаровым краном, с установленными переводниками по типу и размеру погружного оборудования до начала работ.

4. Во всех случаях простоя и перерыва в работе, устье скважины должно быть загерметизировано.

5. При эксплуатации ПВО не позволяющего герметизировать устье скважины с кабелем, нельзя оставлять устье без внимания.

6. При промывке скважины под рабочей трубой устанавливается обратный клапан.

7. Работы по ликвидации НГВП на устье скважины проводятся только искробезопасным инструментом.

8. Все работы на скважине при газонефтеводопроявлении после герметизации устья, ведутся под руководством мастера или ответственного руководителя из числа ИТР, обученных по курсу «Контроль скважины. Управление скважиной при возможных газонефтепроявлениях».

9. Машинист подъемного агрегата выполняет все указания старшего вахты (бурильщика, ст. оператора).

10. При СПО с кабелем, если ПВО не позволяет герметизировать трубу с кабелем, кабель перерубается приспособлением для рубки канатов и закрепляется к трубе клямсами.

11. Замер газовоздушной среды производится ежесменно перед началом работ, согласно карте отбора проб воздуха на кустовой площадке.

## Затраты на проведение мероприятий в рамках темы дипломного проекта

Затраты на охрану труда и промышленную безопасность учтены в стоимости бригадо-часа КРС, и составляют 58,6 руб. В эту стоимость входят затраты на: спецодежду, средства индивидуальной защиты, обучение рабочих и ИТР.

По проекту планируется провести 10 комплексных обработок РАСПО+ПСКО. Средняя продолжительность одного ремонта скважины составляет 150 бригадо-часов. В целом затраты на охрану труда и промышленную безопасность по проекту на 10 скважин составят 87 900 руб.

ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ И ОХРАНА НЕДР

## Нормативно-правовая база

Настоящая глава написана в соответствии с РД 153-39-007-96 и других нормативных документов по охране окружающей среды и недр.

Район разработки нефтяного месторождения является территорией повышенной техногенной нагрузки на окружающую среду. Загрязнению в этом районе подвергается воздушный бассейн, почва, растительность, животный мир, поверхностные и подземные воды, памятники природы и недра. Разработка Мишкинского месторождения также сопровождается неизбежным техногенным воздействием на объекты природной среды. Для устранения отрицательного влияния существующей и намечаемой деятельности объектов нефтедобычи на окружающую природную среду и недра предусматривается комплекс мероприятий, направленный на ее охрану и восстановление.

При выполнении данного раздела выбраны и учтены санитарно-гигиенические и экологические ограничения (водоохранные зоны, зоны санитарной охраны водозаборов подземных вод, санитарно-защитные зоны, уровни физического воздействия, природные особенности).

Выбор проектных решений и дальнейшая эксплуатация объектов должна проводиться с учетом российских нормативно-правовых актов и региональных инструктивно-методических указаний в области охраны окружающей природной среды, безопасных и комфортных условий проживания населения, в том числе:

* Закон РФ «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ;
* Закон РФ «О недрах» от 21 февраля 1991 г № 2395-1, в ред ФЗ от 03.03.1995 № 27-ФЗ, от 10.02.1999 № 32-ФЗ, от 02.01.2000 № 20-ФЗ, от 14.05.2001 № 52-ФЗ, от 08.08.2001 № 126-ФЗ, от 29.05.2002 № 57-ФЗ;
* Водный кодекс РФ, № 167 -ФЗ, 18.10.1995;
* Закон РФ «Об экологической экспертизе», 1995;
* Закон РФ «Об особо охраняемых природных территориях» от 14.03.1995 № 33-ФЗ;
* Закон РФ «О животном мире» от 24.04.1995 г., № 52-ФЗ;
* Лесной кодекс РФ, № 22-ФЗ, 29.01.1997;
* Земельный Кодекс РФ, № 136-ФЗ от 25.10.2001 г.
* Закон РФ «Об отходах производства и потребления», от 24 июня 1998 г. № 89-ФЗ, в ред. ФЗ от 29.12.2000 № 169-ФЗ г.;
* Закон РФ «Об охране атмосферного воздуха», от 4 мая 1999 № 96-ФЗ;
* Кодекс РФ «Об административных правонарушениях, № 195-ФЗ от 30.12.2001 г.

## Источники воздействия на атмосферу, гидросферу, литосферу, биоту

Предприятие на месторождение имеет согласованные проекты нормативов предельно допустимых выбросов (ПДВ) в атмосферу, предельно допустимых сбросов (ПДС), проект нормативов образования отходов и лимитов на их размещение. Все выбрасываемые и сбрасываемые вещества предложены в качестве нормативов ПДВ, ПДС. Также получены лимиты на размещение отходов производства и потребления. Промышленных объектов, а также полигонов хранения и утилизации промышленных отходов в контуре месторождения нет.

Основным источником загрязнения атмосферы на Мишкинском месторождении являются нефтепромысловые объекты, расположенные на площадках ДНС-1, сепараторы, насосы, факел сжигания газа. В атмосферный воздух выделяются оксиды углерода и азота, диоксид азота, серы диоксид, сероводород, смеси углеводородов.

Отходы производства и потребления

В процессе эксплуатации Мишкинском месторождения отходы образуются на всех этапах работы. При эксплуатации ДНС и скважин образуются следующие виды отходов производства и потребления:

- нефтешлам при зачистке оборудования;

- изношенные ремни;

- отработанная сальниковая набивка;

- обтирочный материал, загрязненный маслами;

- лом и отходы черных металлов;

- мусор от бытовых помещений организаций несортированный;

- отходы из выгребных емкостей.

Ликвидацией аварийных разливов нефти занимается ООО «Нефтетрубопроводсервис», ремонтом скважин занимается ООО «ТОТ», обслуживанием энергохозяйства и сменой ламп занимается ООО «Удмуртэнергонефть», на всех входящих в состав предприятий ООО «РЦСУ-Ижевск» и ОАО «Удмуртнефть». Образующиеся отходы накапливаются в специально отведенных местах.

## Оценка уровня воздействия на атмосферу, гидросферу, литосферу, биоту

В результате работ по мониторингу отмечается, что уровень загрязнения атмосферного воздуха объектами с повышенной техногенной нагрузкой находится на низком уровне. В связи с этим, основное внимание при прогнозе уделяется водным объектам и почве.

## Методы уменьшения уровня воздействия на окружающую среду

Воздействие на водные ресурсы

Поверхностные воды

Воздействие на поверхностные воды может иметь место, в основном, при попадании в них загрязняющих веществ в случае аварийной ситуации. После приема загрязненных стоков происходит ухудшение физических свойств воды (замутнение, изменение цвета, вкуса, запаха). Осаждение нефтепродуктов и солей на дно водоемов вызывает загрязнение донных отложений.

При аварийных ситуациях миграция загрязненных стоков в поверхностные водотоки возможна по поверхности земли только при разрушении обваловок площадок, а также аварий на трубопроводах. При возникновении аварийной ситуации, учитывая расчетное время продвижения загрязняющих веществ, необходимо принять меры по сокращению распространения фронта сточных потоков.

Водоводы и трассы дорог расположены с учетом того, что полотно дороги будет служить преградой поверхностному стоку в водотоки. В пониженных местах в водопропускных трубах предусматриваются шибера.

Прямых сбросов сточных вод при эксплуатации скважин в поверхностные водотоки не предусмотрено. В условиях нормальной эксплуатации, при соблюдении запроектированных природоохранных мероприятий опасность загрязнения поверхностных вод сводится к минимуму.

Подземные воды

Загрязнение подземных вод возможно при разливе нефти и минерализованных вод в результате инфильтрации загрязненных стоков через зону аэрации в водоносные горизонты. Нефтяное загрязнение относится к «умеренно опасным» (4 класс опасности). В подземных водах под влиянием биогенного разложения и химического окисления нефть разрушается, при этом образуются нафтеновые кислоты, фенолы, эфиры, карбонильные соединения. Загрязнение подземных вод минерализованными водами происходит в основном, сульфатами и хлоридами (4 класс опасности), которые благодаря высокой активности и миграционной активности за короткое время быстро насыщают водовмещающие и водоупорные толщи, остальные химические компоненты сточной воды в результате сорбционных процессов удерживаются в породах зоны аэрации. По стойкости хлориды являются не разлагающимися и несорбирующимися веществами, поэтому последствия их загрязняющего действия могут проявляться долго.

Воздействие на геологическую среду

На этапе обустройства под эксплуатацию нефтяного месторождения воздействие на геологическую среду будет осуществляться в пределах четвертичных и верхнепермских отложений при строительстве нефтепромысловых объектов, трасс коммуникаций (дорог, трубопроводов, ЛЭП и т.д.) При строительстве нефтепромысловых объектов нарушается поверхностный и подземный сток, изменяются фильтрационные и физико-механические свойства грунтов.

К постоянным факторам воздействия на недра следует отнести сам процесс добычи нефти, химические реагенты, используемые для обработки призабойной зоны и восстановления приемистости скважины, ППД.

При добыче нефти изменения в виде деформации массива пород возможны лишь при длительном вытеснении нефти нагнетанием в пласт воды без соблюдения параметров отбора жидкости (водонефтяной эмульсии) и нагнетания воды. По показателям разработки нефтяных залежей превышение закачки жидкости над отбором составляет 115-130%, которое не должно привести к негативным геологическим процессам. Существующие нормативы на качество воды, используемой в системе поддержания пластового давления, регламентируют содержание в ней механических примесей (КВЧ) и нефтепродуктов в количестве 50 мг/л. Водоносный комплекс, используемый для закачки, надежно изолирован от поверхности земли и открытых водоемов, не имеет связи с другими водоносными горизонтами, используемыми для водоснабжения или других хозяйственных целей.

При проведении работ по восстановлению приемистости пласта применяется ряд кислот, растворителей. Применяемые вещества относятся к 3 и (или) 4 классу опасности. Кислоты в процессе применения практически полностью взаимодействуют с пластом, а отработанные продукты можно классифицировать как взвешенные вещества. После обработки отреагировавшую кислоту вместе с продуктами реакции вымывают на поверхность обратной промывкой.

В эксплуатационных скважинах производится контроль гидрохимической и гидродинамической обстановки разрабатываемых горизонтов.

Воздействие на почвенно-растительный слой

Загрязнение почв напрямую связано с возможными аварийными ситуациями. При аварийных ситуациях на площадке скважин загрязнения участков почвенно-растительного покрова нефтью имеет достаточно локальный и временный характер. Прогнозировать масштаб загрязнения практически невозможно, так как оно носит эпизодический характер и связано, в основном, с аварийными ситуациями, предотвращение или минимизация которых гарантируется проектными решениями.

Воздействие на почвенный покров при штатном режиме функционирования в значительной мере связано с загрязнением выхлопами автотранспорта и выбросами загрязняющих веществ, возможными эрозионными процессами, связанными как с природными, так и с антропогенными факторами.

Наиболее значительное воздействие на почву оказывают:

- уплотнение;

- эрозия в результате изменения наклона поверхности и запруживания воды;

- изменение условий стекания воды;

- загрязнение в результате сбросов, утечек, дренажа и случайных разливов, связанных с эксплуатацией промысловых объектов.

Потенциально-опасными объектами с точки зрения воздействия на почвенный покров, как при нормальном функционировании, так и в случае аварийных ситуаций, являются все кусты скважин, подъездные пути, трассы коммуникаций, а/д.

Воздействие отходов на окружающую среду

Организованные места временного хранения отходов при соблюдении правил хранения отходов и периодичности вывоза не являются источниками загрязнения атмосферного воздуха, поверхностных и подземных вод, почвы. Также на месторождении предусмотрен постоянный визуальный контроль за состоянием мест временного хранения и своевременного вывоза отходов. При выполнении этих правил воздействия отходов на окружающую среду не будет.

Аварийные ситуации

При аварийной ситуации приземные концентрации загрязняющих веществ кратковременно превышают ПДК рабочей зоны на санитарно-защитной зоне.

Ущерб окружающей среде при аварийных ситуациях, сопровождающейся разливами нефти, оценивается в каждом конкретном случае индивидуально, с учетом объема потерь и конкретных природных условий.

При возникновении аварийной ситуации действия персонала должны проводиться в четком соответствии с планом ликвидации возможных аварий с применением средств защиты органов дыхания и оповещением всех необходимых служб. При необходимости должна быть организована эвакуации людей, не задействованных на ликвидации аварии, и жителей ближайших населенных пунктов на безопасное расстояние.

В целом, проектные решения предусматривают ведение технологического процесса с учетом всех требований и норм проектирования, в том числе норм пожарной и экологической безопасности. Планируемые природоохранные мероприятия направлены на минимизацию производимого влияния при штатном режиме функционирования и возникающей аварийной ситуации. Предусмотрен запас сорбентов и применение других профилактических мер, направленных на быструю ликвидацию аварийных ситуаций.

## Расчет затрат при превышении норм ПДВ И ПДС

Результаты расчета приземных концентраций по всем загрязняющим веществам на границе санитарно-защитной зоны (300м) показали, что выбросы не превышают значений ПДКм.р., все выбрасываемые вещества предложены в качестве нормативов ПДВ.

Данные по мониторингу основных загрязняющих веществ выбрасываемых в атмосферу за 2002-2004 гг. приведены в табл. 19.

Таблица 19

Изменение среднего уровня загрязнения атмосферного воздуха и максимальные разовые концентрации загрязняющих веществ за 2002-2004 гг.

| Месторождение | год | NO | | NO2 | | SO2 | | H2S | | CO | | C1 - C10 | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| сред | max | сред | max | сред | max | сред | max | сред | max | сред | max |
| Мишкинское | 2002 | 0,001 | 0,01 | 0,036 | 0,057 | 0,008 | 0,021 | 0 | 0,001 | 2,0 | 2 | 5,69 | 8,07 |
| 2003 | 0 | 0 | 0,007 | 0,012 | 0,006 | 0,007 | 0 | 0 | 2,0 | 2 | 2,15 | 2,25 |
| 2004 | 0 | 0,003 | 0,004 | 0,012 | 0,009 | 0,013 | 0,001 | 0,001 | 3,0 | 3,0 | 1,19 | 1,28 |

Содержание загрязняющих веществ в атмосферном воздухе на Мишкинском место­рождении исследовалось в пяти точках мониторинга.

Относительно высокое значение максимальной разовой концентрации диоксида азота Смах = 0,14 ПДК; ССред. = 0,05 ПДК вызвано расположением пунктов мониторинга рядом с ав­тодорогами, Содержание в атмосферном воздухе оксида азота близко к нулю. Уровень за­грязнения диоксидом серы Смах=0,026ПДК; Ссред. = 0,018 ПДК и оксидом углерода С = 0,6 ПДК несколько вырос по сравнению с 2003 г.

В соответствии с программой мониторинга замеры основных загрязняющих веществ (оксид и диоксид азота, диоксид серы, сероводород, оксид углерода, предельные углеводороды) проводятся в пунктах наблюдения минимум 25 раз в год. Выполненные измерения позволяют считать уровень загрязнения воздушного бассейна на Мишкинском месторождении низким.

Организационные и технико-технологические мероприятия в области охраны окружающей среды.

Предлагаемые мероприятия должны привести к стабилизации экологической обстановки на месторождении при его эксплуатации. При обустройстве месторождения главным критерием должно быть безоговорочное выполнение всех проектных решений, в том числе и по охране окружающей среды. В общем виде перечень основных мероприятий по охране природного комплекса выглядит следующим образом:

Мероприятия по охране атмосферного воздуха

- Выбор оборудования, соответствующего технологическому режиму. Полная герметизация всей системы сбора и транспортировки нефти и газа. Соблюдение технологических регламентов и правил технической эксплуатации всех систем сбора, транспорта и подготовки нефти.

- Внедрение трубопроводов с внутренним изоляционным покрытием для снижения аварийности.

- 100 % контроль сварных соединений при строительстве трубопроводов.

- Газ с предохранительных клапанов направляется на факел сжигания газа. Попутный газ будет использоваться для нагрева водонефтяной эмульсии на УПН. Тем самым уменьшается выброс вредных веществ в атмосферу.

- Предусмотрена автоматизация и блокировка технологического процесса для предупреждения аварийных ситуаций.

Мероприятия по охране водных объектов

Источником водоснабжения дожимных насосных станций ДНС-2, 3, 5, 7 служат арте­зианские скважины №№ 5003, 70581, 5004, 5005 и водовод с водозабора «Сива». Вода из ар­тезианских скважин, используется на хозяйственно-бытовые нужды. Вода с водозабора «Си­ва» используется на противопожарные нужды ДНС. Хозяйственно-бытовые стоки поступают в подземные емкости. По мере накопления стоки спецмашиной вывозятся на очистные со­оружения г. Воткинска.

- Надежное обвалование площадок нефтепромысловых объектов.

- Мероприятия по охране пресных подземных вод от загрязнения в результате заколонных перетоков разрабатываются при бурении скважин и учитываются в соответствующем разделе.

- Для контроля за состоянием подземных и поверхностных вод предусматривается проведение гидрохимических исследований.

- Принятые технические решения предусматривают бережное отношение к водным ресурсам.

Мероприятия по охране почвенного покрова

- Максимальное использование малоценных земель под строительство нефтепромысловых объектов.

- Перед проведением любых строительно-монтажных работ:

- снятие плодородного слоя на определенную глубину;

- перемещение плодородного слоя почвы в места временного складирования и хранения для повторного использования при восстановлении земель.

- Прокладка трубопроводов и коммуникаций в одном коридоре для сокращения отводимых земель.

- Своевременное проведение технической и биологической рекультивации и противоэрозионных работ.

Мероприятия по охране геологической среды

- Вскрытие нефтенасыщенных пластов осуществляется буровым раствором, плотность которого обеспечивает создание гидростатического давления в скважине, превышающее пластовое на 10-15 %;

- Для исключения загрязнения водоносных горизонтов хозяйственно-питьевого назначения вскрытие их осуществляется с использованием промывочной жидкости, приготовленной на основе малотоксичных материалов, а при креплении скважины направлением и кондуктором, подъем тампонажного раствора в затрубном пространстве осуществляется до устья;

- Применяемые в процессе строительства скважины и при ОПЗ химические вещества классифицированы по токсикологическому, санитарно-токсикологическому, санитарному и органолептическому показателям. Они практически полностью используются в технологическом процессе, а содержание их в отработанных растворах не превышает ПДК и, следовательно, не будет оказывать отрицательного воздействия на компоненты природной среды. Все используемые химреагенты сертифицированы.

- Для предотвращения сероводородного заражения пластовых жидкостей необходимо проводить обработку нагнетаемой воды бактерицидами. Кроме того, закачка минерализованных вод для целей ППД позволит уменьшить вероятность образования сульфатвосстанавливающих бактерий.

Мероприятия по охране биоты

- Очистку, раскорчевку участков, выделенных для буровых площадок и трасс коммуникаций, не следует проводить в период гнездования птиц;

- Во избежание гибели животных необходимо производить ограждение движущихся частей машин и механизмов.

Специальные мероприятия

- Организация системы мониторинга на месторождении силами специализированных аккредитованных организаций.

- Проведение комплекса геолого-промысловых и геофизических исследований состояния пластов, эксплуатационных и нагнетательных колонн и своевременная профилактика противокоррозионных процессов.

Природоохранная деятельность. Производственный мониторинг

ОАО «Удмуртнефть», как головное предприятие, так и его подразделения имеют планы природоохранной деятельности, планы внедрения системы экологического менеджмента. ОАО «Удмуртнефть» в июле 2003г. получило международный сертификат соответствия ГОСТ ИСО 14001 («Система управления окружающей средой»). Среди постоянно проводимых мероприятий являются замена трубопроводов на трубы с внутренним полиэтиленовым покрытием, строительство и восстановление обваловок, поддержание чистоты и порядка, ликвидация замазученности, утилизация попутного газа, строительство ливневой канализации, установка пакеров, поведение геофизических исследований на скважинах и утилизация нефтешламов, снижение аварийности.

Полная программа экологического мониторинга предусматривает организацию наблюдений за источниками и факторами техногенного воздействия, изменениями природных компонентов и комплексов. Для контроля за состоянием основных компонентов природной среды (гидросферы и почвенного покрова) сформирована система ведомственного экологического мониторинга. Основными методами контроля в процессе эксплуатации месторождения будут являться визуальный и инструментальный (физико-химические, гидрохимические) методы анализа.

Визуальный метод контроля заключается в осмотре территории месторождения и регистрации места нарушения и загрязнения. Эти работы выполняются службами, на которые возложены функции технической эксплуатации месторождения.

Инструментальный метод контроля проводится группой мониторинга и химико-аналитической лабораторией ОАО «Удмуртнефть».

Гидромониторинг

Отбор проб производится на постоянных точках на реках Шаркан, Березовка, Сидоровка и ручей Тронин Лог. Результаты химических анализов поверхностных вод за 2004 гг. приведены в табл. 20.

Таблица 20

Химический анализ поверхностных вод за 2004 г.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Место отбора | р. Шар кап выше мос­та, п. 52-01 | р. Шаркан верховье Боткин, пруда, п. 52-02 | р.Березовка мост у АБЗ п.52-03 | р.Березовка центр, н/л  п.52-04 | р. Сидоров­ка, 350 м  В к 10  п. 52-05 | ручей Тронин Лог, 18 ряд.  п. 52-06 | ручей Тронин Лог, н/л, к.24.  п. 52-07 | р.Сидо-ровка 350м ЮВ к.23. п. 52-08 | р.Сидо-ровка мост на Кель-чинском тракте  п. 52-09 |
| Дата отбора | 20.10.04 | 09.08.04 | 25.10.04 | 25.10.04 | 21.10.04 | 21.10.04 | 21.10.04 | 21.10.04 | 21.10.04 |
| Компоненты | Содержание мг/дм | | | | | | | | |
| Жесткость,  м моль/дм | 5,085 |  | 9,595 | 7,676 | 3,355 |  |  | 4,41 | 5,528 |
| РН | 8,28 |  | 7,83 | 8,02 | 7,84 |  |  | 7,74 | 7,96 |
| Кальций | 60,89 |  | 133,6 | 105,3 | 44,82 |  |  | 64,7 | 79,5 |
| Минерализация | 515,8 |  | 931,2 | 691,4 | 279,9 |  |  | 335,9 | 501 |
| Гидрокарбона­ты | 335,5 |  | 187,3 | 154,3 | 148,2 |  |  | 151,9 | 159,2 |
| Хлориды | 36,5 | 28,6 | 420 | 300 | 47,3 | 1400 | 350 | 81,2 | 177 |
| Магний | 24,89 |  | 35,62 | 29,48 | 13,6 |  |  | 20,29 | 62,87 |
| Сульфаты | 14,81 |  | 18,93 | 12,35 | 10,7 |  |  | 9,876 | 9,876 |
| Натрий+Калий | 49,68 |  | 146,1 | 95,7 | 21,68 |  |  | 20,29 | 62,87 |
| Нефтепродукты | 0,4 | <0,05 | <0,05 | <0,05 | <0,05 | <0,05 | <0,05 | <0,05 | <0,05 |
| Сухой остаток | 390 | 250 | 870 | 650 | 310 | 2900 | 980 | 440 | 470 |

Степень влияния нефтепромысла на качество речных вод имеет от слабовыраженной до опасной. По результатам исследований наиболее загрязненными являются р. Берёзовка и ручей Тронин Лог. Как и в предыдущие годы, воды имеют высокое содержание сухого ос­татка и хлоридов: от 0365 до 2,9 г/дм3 (0,65-2,9 ПДК) и 300-1400 мг/дм3 (1,0 - 4,6 ПДК) соот­ветственно. В сравнении с 2003 годом загрязнение данных водотоков минерализованной во- дой возросло. В реках Шаркан и Сидоровка концентрации хлоридов колеблются от 28,6 до 177 мг/дм3 (ниже ПДК). Нефтепродукты не обнаружены.

Подземные воды

Подземные пресные воды представляют наибольший интерес с точки зрения воздей­ствия на окружающую среду, т.к. они используются для водоснабжения и с другой стороны они в значительно большей степени подвержены воздействию различных возможных загряз­нений, чем минерализованные воды нижележащих горизонтов. Результаты химических ана­лизов поверхностных вод за 2004 гг. приведены в табл. 21.

Таблица 21

Результаты химических анализов подземных вод за 2004 г.

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Место отбора | 14 ряд, арт.скв.5002 | ДНС-2, арт.скв.5003 | ДНС-5, арт.скв.5004 | ДНС-7, арт.скв.5ОО5 | ДНС-3, арт.скв.70581 | п/х «Лес­ное поле», арт.скв.844 |
| Дата отбора | 25.10.04 | 04.02.04 | 25.10.04 | 20.10.04 | 21.10.04 | 06.08.04 |
| Компоненты | Содержание мг/дм | | | | | |
| Жесткость м моль/дм3 | 4,929 | 8,456 | 10,30 | 0,401 | 4,2 |  |
| рН | 8,09 | 7,89 | 7,65 | 9,1 | 7,87 |  |
| Кальций | 61,94 | 84,22 | 115,4 | 3,383 | 45,67 |  |
| Минерализация | 349,7 | 602,8 | 798,4 | 492,7 | 333,5 |  |
| Гидрокарбонаты | 155,6 | 195,2 | 193,4 | 329,4 | 182,4 |  |
| Хлориды | 79,9 | 230 | 350 | 4,23 | 32,3 | 14,5 |
| Магний | 22,35 | 51,73 | 55,27 | 2,822 | 23,35 |  |
| Сульфаты | 21,67 | 6,64 | 11,44 | 14,58 | 7,695 |  |
| Нитраты | 0,095 | 4,355 | 4 | 1,975 | 32,43 |  |
| Натрий + Калий | 8,19 | 33,6 | 73,14 | 136,3 | 9,65 |  |
| Железо |  | 0,181 |  |  |  |  |
| Нефтепродукты | <0,05 | <0,05 | <0,05 | <0,05 | <0,05 | <0,05 |
| Сухой остаток | 371,6 | 654,8 | 780 | 387,1 | 292,3 | 236,8 |

В сравнении с предыдущими годами состояние подземных вод остается неизменным. Напорные подземные воды уржумской водоносной серии остаются относительно чистыми. Величина сухого остатка вод составляет не более 0,40 г/дм3, и только в районе ДНС-2 и ДНС-5 увеличивается до 0,78 г/дм3. Повышенное содержание хлоридов остается в скважинах № 5003, 5004, 70580, от 211 до 350 мг/дм3 (0,6-1,0 ПДК). В этих же скважинах повышенное содержание железа в концентрациях до 1,8 ПДК и высокая жесткость 8,5-10,3 ммоль/дм (1,21-1,47 ПДК). Нефтепродукты отсутствуют.

Состояние качества грунтовых вод (первого от поверхности водоносного горизонта) в сравнении с прошлыми годами ухудшилось. Загрязнение грунтовых вод носит локальный характер и наиболее сильно проявляется на территориях со значительной техногенной на­грузкой (УПН, ДНС, ряды скважин). Минерализация воды на особенно загрязненных участках изменяется от 1,1 до 9,1 г/дм , содержание хлоридов от 366 до!600 мг/дм (1,05-4,6 ПДК).

В качестве контролирующих параметров рассматривается общая минерализация, ионный состав воды, содержание нефтепродуктов, взвешенных веществ.

Гидрохимические показатели, определяемые при наблюдении за подземными водами, следует принять следующие: рН, жесткость, сухой остаток, минерализация, Сl- , SO42-, НСОз-, Са2+, Na+ + K+, Mg2+, СО3-, нефтепродукты.

Почвенный мониторинг

Почвенный мониторинг включает в себя контроль за нефтяным загрязнением почв и его последствиями и должен осуществляться вблизи наиболее вероятных мест загрязнения. Для ранней диагностики развития неблагоприятных изменений свойств почв будет производиться отбор их образцов 1 раз в год на потенциально опасных местах - вблизи производственных площадок, трасс коммуникаций. Отбор проб почв фоновый, с участков подлежащих рекультивации и в потенциально-опасных местах на содержание рН, органического вещества, Hr, S, V, P2O5, K2O, плотного осадка, хлоридов, нефтепродуктов.

Для ранней диагностики развития неблагоприятных изменений на Мишкинском месторождении необходимо:

* Осуществлять регулярный визуальный контроль на производственных площадках кустов скважин, подъездных путях к ним, а/д.
* При возможной аварийной ситуации отбор образцов производят в начальной стадии аварийной ситуации на загрязненной почве и вблизи ее, и после проведения восстановительных работ.

## Расчет затрат от воздействия на атмосферу, литосферу, гидросферу, биоту

Плата за загрязнение окружающей природной среды по видам загрязнения определяется путем умножения соответствующих ставок платы на величину указанных видов загрязнения. Нормативы платы за выбросы в атмосферный воздух загрязняющих веществ от стационарных источников приняты в соответствии с Постановлением Правительства РФ «О нормативах платы за выбросы в атмосферный воздух загрязняющих веществ стационарными и передвижными источниками, сбросы загрязняющих веществ в поверхностные и подземные водные объекты, размещение отходов производства и потребления».

В соответствии с приложением 2 к указанному Постановлению Правительства РФ, к расчету платы вводится коэффициент, учитывающий экологические факторы (состояние атмосферного воздуха и почвы), по территориям экономических районов РФ. Как следует из письма Министерства экономики УР от 25.06.03г. №05-17/078, Удмуртская Республика относится к Уральскому экономическому району Российской Федерации. Соответственно, по данному району коэффициент для атмосферного воздуха равен 2. Расчет платежей за загрязнение атмосферного воздуха на период строительства и на период эксплуатации проектируемых объектов представлен в табл. 22.

Таблица 22

Расчет платы за выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух в течение года

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Наименование загрязняющих веществ | Выброс, т/год | Норматив платы за выброс 1 т загрязняющих веществ, руб | Плата с учетом коэффициента, учитывающего экол. Факторы по территориям экон. районов РФ, руб/год |
| Период эксплуатации | | | |
| Предельные углеводороды С1-С10 | 15,7752 | 5 | 157,75 |
| Сероводород | 0,2450 | 257 | 125,93 |
| Метанол | 0,0012 | 5 | 0,012 |
| Изопропиловый спирт | 0,0088 | 3,7 | 0,07 |
| Период строительства | | | |
| Оксиды железа | 0,060583 | 52 | 6,300 |
| Марганец и его соединения | 0,00443194 | 2050 | 18,04 |
| Диоксид азота | 0,1032782 | 52 | 10,4 |
| Соединения кремния | 0,004060 | 21 | 0,17 |
| Углерод черный (сажа) | 0,013368 | 80 | 2,08 |
| Сернистый ангидрит | 0,011625 | 21 | 0,462 |
| Вториды | 0,0038 | 410 | 3,12 |
| Оксид углерода | 0,485229 | 0,6 | 0,58 |
| Керосин | 0,066118 | 2,5 | 0,33 |
| Оксид азота | 0,14999 | 52 | 15,6 |

Определение ущерба от выбросов строительной и передвижной техники, сварочных постов (период строительства) не проводилось, а в случае, если используемые транспортные средства, сварочные посты стоят на балансе подрядных организаций, привлекаемых к строительным работам, данные предприятия самостоятельно вносят плату за выбросы в установленном порядке.

Расчет платежей за загрязнение водных объектов

Согласно проектным материалам, в период эксплуатации Мишкинского нефтяного месторождения загрязнений поверхностных и подземных вод не произойдет. Соответственно, ущерб, нанесенный водным объектам, будет равен 0.

Расчет платежей за размещение отходов производства и потребления.

Расчет платы за размещение отходов не приводится, т.к. все отходы, образующиеся в период эксплуатации объектов Мишкинского месторождения, подлежат переработке на других предприятиях.

Расчет за использование земельных ресурсов

Плата за землю производится за использование сельскохозяйственных угодий в штатном режиме на основании Постановления Правительства РФ от 07.05.2003 г. №262 «Правила возмещения собственникам земельных участков, землепользователям, землевладельцам и арендаторам земельных участков убытков, причиненных изъятием или временным занятием земельных участков, ограничением прав собственников земельных участков, землепользователей, землевладельцев и арендаторов земельных участков, либо ухудшение качества земель в результате деятельности других лиц», Акта об определении убытков и затрат сельскохозяйственного производства.

Плата за землю на лесных угодьях нелесного фонда производится в штатном режиме на основании Постановления Правительства РФ №278 от 29.04.2002 г. и в соответствии с Правилами взимания и учета платы за перевод лесных земель в нелесные и за изъятие земель лесного фонда (с изменениями на 11 июля 2003 года), Постановления Правительства РФ №55 от 03.09.2004 года, Постановления Правительства РФ от 17.11.2004 года № 647 «О расчете и возмещении потерь лесного хозяйства при переводе лесных земель в нелесные земли для использования их в целях, не связанных с ведением лесного хозяйства, пользованием лесным фондом, и при переводе лесных земель лесного фонда в земли других категорий», Актом об определении убытков и потерь лесохозяйственного производства.

Ущерб при аварийных ситуациях

Ущерб от аварий на опасных производственных объектах включает полные, разовые потери организации, эксплуатирующей опасный производственный объект, на котором произошла авария; расходы на ликвидацию аварии, социально-экономические потери, связанные с травмированием и гибелью людей, вред, нанесенный окружающей среде, материальный ущерб и потери государства от выбытия трудовых ресурсов.

Экологический ущерб определен как сумма ущербов от различных видов вредного воздействия на объекты окружающей природной среды:

Пэкол=Эа+Эв+Эп+Эб+Эо (4)

где Пэкол – экологический ущерб, руб.;

Эа – ущерб от загрязнения атмосферы, руб.;

Эв - ущерб от загрязнения водных ресурсов, руб.;

Эп - ущерб от загрязнения почвы, руб.;

Эб – ущерб, связанный с уничтожением биологических (в т.ч. лесных) ресурсов, руб.;

Эо – ущерб от засорения территории обломками (осколками) зданий, сооружений, оборудования и т.д.

При аварийных ситуациях на Мишкинском нефтяном месторождении воздействие будет оказано на все компоненты природного комплекса, соответственно, ущерб от загрязнения определяется для всех компонентов природной среды.

Основные выводы

Приведенные материалы свидетельствуют о том, что:

Экологических и санитарно-гигиенических ограничений для хозяйственной деятель­ности на Мишкинском месторождении нет.

Уровень химического и физического загрязнения находится в допустимых пределах;

При соблюдении общепринятых природоохранных мероприятий (обваловка, обуст­ройство амбаров, герметичность колонн и т.д.) можно исключить и поверхностные загрязне­ния почв, грунтовых вод и поверхностных водотоков;

В случае аварийных ситуаций на сложных участках трассы трубопроводов возможно локальное загрязнение почвенно-растительного покрова и водных объектов.

Воздействие, связанное с загрязнением атмосферы выбрасываемыми веществами, не оказывает заметного влияния на флору и фауну.

Исходя из вышеприведенных выводов, можно сделать комплексное заключение о том, что на стадии эксплуатации Мишкинского месторождения нефти, природоохранная деятельность дифференцируется в соответствии со способностью биоты восстанавливаться и оставаться в исходном состоянии под воздействием нефтепромысловой нагрузки на террито­рию. Биотическим сообществам свойственны вследствие процесса синантропизации, упро­щенная структура, высокая резистентность по отношению к нефтепромысловому воздейст­вию и значительные восстановительные способности.

Возможные аварийные ситуации приведут к трансформации биоты, но значимых по­следствий для биоты Воткинского района Удмуртской Республики не будет.

Соблюдение регламентирующих и рекомендованных требований, а также применение передовых методов в области охраны окружающей среды не приводит к нарушению (дегра­дации) природного комплекса в целом.

При сложившейся техногенной нагрузке и полном выполнении природоохранных ме­роприятий, загрязнение окружающей природной среды находится в допустимых пределах.

Проводимые мероприятия по охране окружающей природной среды позволяют ми­нимизировать возможный ущерб от эксплуатации месторождения и при возникновении аварий­ных ситуаций.

# ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

## Обоснование показателей экономической эффективности

Для расчета прогнозируемых экономических показателей проекта использовали совокупность критериев, описанных в РД 153-39-007-96.

Эффективность проведения РАСПО+ПСКО оценим системой рассчитываемых показателей, выступающих в качестве экономических критериев, экономическая эффективность предлагаемого проекта будет заключаться в дополнительно добытой нефти.

Для оценки проекта предлагается использовать следующие основные показатели эффективности:

- дисконтированный поток денежной наличности (NPV), должен быть больше 0;

- индекс доходности (PI), в НК «Роснефть» при PI больше 1 предлагаемый проект может быть принят к реализации;

- период окупаемости вложенных средств (Пок), в НК «Роснефть» период окупаемости вложенных средств должен быть не более 5 лет, при соблюдении этого параметра проекты принимаются к реализации.

- экономический эффект от внедрения мероприятия.

В систему оценочных показателей включаются также:

- эксплуатационные затраты на добычу нефти;

- доход государства (налоги и платежи, отчисляемые в бюджетные и внебюджетные фонды страны).

Для экономической оценки вариантов разработки могут использоваться базисные, текущие (прогнозные), расчетные и мировые цены.

## Нормативная база, исходные данные для расчетов экономических показателей проекта и расчет показателей

Исходные данные для расчета экономических показателей проекта представлены в табл. 23.

Таблица 23

Исходные данные для расчетов экономических показателей

|  |  |
| --- | --- |
| Показатель | Значения |
| Цена реализации нефти, руб. | 4 374,85 |
| Налоги учитываемые в себестоимости, руб. | 2 221,19 |
| Стоимость бригадо-часа КРС, руб. | 2 460,00 |
| Продолжительность КРС, бригадо-час. | 150,00 |
| Стоимость РАСПО, руб/т. | 18 000,00 |
| Стоимость комплекса ГИС, руб. | 89 000,00 |
| Дополнительная добыча нефти, тонн | 1. 141,30 |

### 

### **3.2.1.Выручка от реализации**

Выручка от реализации продукции (Вt) рассчитывается как произведение цены реализации нефти на объем добычи:

(5)



где Цн, - соответственно цена реализации нефти в t-м году;

Qн, - соответственно добыча нефти в t-м году.

В нашем случае выручка от реализации будет идти от дополнительно добытой нефти. Рассчитаем показатели за 1 год.

Цена реализации нефти в 2007 г. – 4 734,85 руб.

Дополнительная добыча нефти от реализации проекта отражена в табл. 15.

Так по скважине 562 выручка от реализации составит:

4 734,85 руб. \* 1 696,00 тонн = 8 030 171,83 руб.

По остальным скважинам приведем данные в табл. 24.

Таблица 24

Выручка от реализации по проекту

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Месторождение | № скв. | Прирост Q нефти, т/сут | Дополнительная добыча нефти за 1 год, тонн | Выручка от реализации, руб. |
|
| Мишкинское | 562 | 4,6 | 1696,0 | 8 030 171,83 |
| Мишкинское | 504 | 7,2 | 2609,8 | 12 357 182,46 |
| Мишкинское | 510 | 6,6 | 2404,8 | 11 386 533,44 |
| Мишкинское | 514 | 4,8 | 1765,2 | 8 357 739,09 |
| Мишкинское | 524 | 8,9 | 3265,5 | 15 461 630,15 |
| Мишкинское | 533 | 4,5 | 1652,4 | 7 823 730,12 |
| Мишкинское | 2075 | 4,4 | 1606,7 | 7 607 285,80 |
| Мишкинское | 347 | 4,4 | 1603,8 | 7 593 533,42 |
| Мишкинское | 1505 | 7,8 | 2860,5 | 13 544 010,61 |
| Мишкинское | 1509 | 7,3 | 2676,8 | 12 674 061,63 |
| В целом по проекту | | 60,7 | 22141,3 | 104 835 878,53 |

### **Эксплуатационные затраты**

При оценке вариантов разработки эксплуатационные затраты могут быть определены по видам расходов - статьям калькуляции или элементам затрат. В настоящих методических рекомендациях изложен способ расчета этих затрат, базирующийся на статьях калькуляции.

Эксплуатационные затраты рассчитываются в соответствии с удельными текущими затратами и объемными технологическими показателями в разрезе следующих статей:

- обслуживание добывающих и нагнетательных скважин:

- энергетические затраты для механизированной добычи жидкости;

- поддержание пластового давления;

- сбор и транспорт нефти и газа;

- технологическая подготовка нефти;

- капитальный ремонт скважин;

- амортизация скважин.

Затраты на обслуживание добывающих скважин определяются в зависимости от количества действующих скважин и включают в себя заработную плату (основную и дополнительную) производственных рабочих, цеховые расходы, общепроизводственные расходы, а также затраты на содержание и эксплуатацию оборудования.

Энергетические затраты рассчитываются в зависимости от объема механизированной добычи жидкости. При расчете этих затрат исходят из средней стоимости электроэнергии и ее удельного расхода.

Расходы на сбор, транспорт нефти и газа, технологическую подготовку нефти рассчитываются в зависимости от объема добываемой жидкости без учета амортизационных отчислений.

Расходы по поддержанию пластового давления складываются из затрат на обслуживание нагнетательных скважин, затрат на закачку воды. При определении затрат на закачку воды исходят из объема закачиваемой в пласт воды, ее стоимости и энергетических затрат. Норматив для определения энергетических затрат при закачке воды в пласт устанавливается, исходя из удельного расхода электроэнергии и стоимости 1 кВтЧч электроэнергии.

По проекту РАСПО+ПСКО эксплуатационные затраты будут складываться из: затрат на капитальный ремонт скважин, проведение ГИС, затрат на РАСПО.

Стоимость капитального ремонта скважины определяется как произведение стоимости бригадо-часа работы бригады КРС – 2 460 руб., на продолжительность ремонта скважины – 150 бригадо-часов:

2 460 руб. \* 150 бр.-час. = 369 000 руб.

Стоимость комплекса ГИС по одной скважине составляет 89 000 руб.

Стоимость 1 тонны РАСПО – 18 000 руб.

Полностью все эксплуатационные затраты по каждой скважине отражены в табл. 25.

Таблица 25

Эксплуатационные затраты по проекту

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Месторождение | № скв. | Затраты  на КРС, руб. | Затраты на ГИС, руб. | Затраты на РАСПО, руб. | Всего эксплуатационных затрат, руб. |
|
| Мишкинское | 562 | 369000,00 | 89000,00 | 138600,00 | 596 600,00 |
| Мишкинское | 504 | 369000,00 | 89001,00 | 143640,00 | 601 641,00 |
| Мишкинское | 510 | 369000,00 | 89002,00 | 113400,00 | 571 402,00 |
| Мишкинское | 514 | 369000,00 | 89003,00 | 152460,00 | 610 463,00 |
| Мишкинское | 524 | 369000,00 | 89004,00 | 178920,00 | 636 924,00 |
| Мишкинское | 533 | 369000,00 | 89005,00 | 126000,00 | 584 005,00 |
| Мишкинское | 2075 | 369000,00 | 89006,00 | 131040,00 | 589 046,00 |
| Мишкинское | 347 | 369000,00 | 89007,00 | 22680,00 | 480 687,00 |
| Мишкинское | 1505 | 369000,00 | 89008,00 | 95760,00 | 553 768,00 |
| Мишкинское | 1509 | 369000,00 | 89009,00 | 131040,00 | 589 049,00 |
| В целом по проекту | | 3690000,00 | 890045,00 | 1233540,00 | 5 813 585,00 |

### **Платежи и налоги**

Оценка вариантов разработки должна проводиться в соответствии с налоговой системой, установленной в законодательном порядке.

Ниже следует перечень налогов, отчисляемых в бюджетные и внебюджетные фонды страны, и показан порядок их расчета (см табл. 26).

От фонда оплаты труда исчисляются платежи в размере 26 %.

Плата за землю рассчитывается в зависимости от размера площади месторождения и установленных ставок в руб./га.

Таблица 26

Перечень налогов, отчисляемых в бюджетные и внебюджетные фонды

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Показатели | Ед. изм. | Значения |
| 1.Налог на добавленную стоимость | % | 18,0 |
| 2. Единый социальный налог | % | 26,0 |
|  | | |
| Показатели | Ед. изм. | Значения |
| 3. Обязательное страхование от несчастных случаев | % | 0,5 |
| 4. Налог на добычу полезных ископаемых | руб./т. | 290,00 |
| 5. Налог на имущество | % | 2,2 |
| 6. Добровольное личное страхование | % | 3,0 |
| 7. Налог на прибыль | % | 24,0 |
| 8. Подоходный налог | % | 13,0 |

Таблица 27

Составляющие затрат учитываемые в себестоимости

|  |  |
| --- | --- |
| Статья затрат |  |
| Сырье, материалы и топливо, % | 2,48 |
| Энергия, % | 3,68 |
| Заработная плата, % | 3,01 |
| Амортизация, входящая в себестоимость, % | 6,61 |
| Затраты на капитальный и текущий ремонт всех основных средств, % | 4,78 |
| Затраты на геофизику и сейсморазведочные работы, % | 0,66 |
| Затраты на проведение ГТМ (зарезка 2-х стволов и др.), % | 2,63 |
| Затраты на транспорт, % | 2,51 |
| Имущественные платежи, % | 0,25 |
| Другие расходы, % | 6,81 |
| Налоги и платежи, учитываемые в себестоимости, % | 67,35 |

### **Прибыль от реализации (nt)**

Прибыль от реализации - совокупный доход предприятия, уменьшенный на величину эксплуатационных затрат с включением в них амортизационных отчислений и общей суммы налогов, направляемых в бюджетные и внебюджетные фонды. Расчет прибыли производится с обязательным приведением разновременных доходов и затрат к первому расчетному году. Дисконтирование осуществляется путем деления величины прибыли за каждый год на соответствующий коэффициент приведения.

(6)



где nt- прибыль от реализации продукции;

Т - расчетный период оценки деятельности предприятия;

Bt - выручка от реализации продукции в t-м году;

Эt - эксплуатационные затраты с амортизацией в t-м году;

Ht - сумма налогов;

Ен - норматив дисконтирования, доли ед.(0,1);

t, tp - соответственно текущий и расчетный год.

Рассчитаем прибыль от реализации по скважине 562:



Прибыль от реализации по остальным скважинам и в целом по проекту представлены в табл. 28.

Таблица 28

Прибыль от реализации по проекту

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Месторождение | № скв. | Выручка от реализации, руб. | Эксплуатационные затраты, руб. | Сумма налогов, руб. | Прибыль от реализации, руб. |
| Мишкинское | 562 | 8 030 171,83 | 596 600,00 | 3 767 068,14 | 3 333 185,18 |
| Мишкинское | 504 | 12 357 182,46 | 601 640,00 | 5 796 930,54 | 5 416 919,92 |
| Мишкинское | 510 | 11 386 533,44 | 571 400,00 | 5 341 585,24 | 4 975 952,91 |
| Мишкинское | 514 | 8 357 739,09 | 610 460,00 | 3 920 734,61 | 3 478 676,80 |
| Мишкинское | 524 | 15 461 630,15 | 636 920,00 | 7 253 271,23 | 6 883 126,29 |
| Мишкинское | 533 | 7 823 730,12 | 584 000,00 | 3 670 223,39 | 3 245 006,12 |
| Мишкинское | 2075 | 7 607 285,80 | 589 040,00 | 3 568 686,27 | 3 135 963,21 |
| Мишкинское | 347 | 7 593 533,42 | 480 680,00 | 3 562 234,83 | 3 227 835,08 |
| Таблица 28 (продолжение) | | | | | |
| Месторождение | № скв. | Выручка от реализации, руб. | Эксплуатационные затраты, руб. | Сумма налогов, руб. | Прибыль от реализации, руб. |
| Мишкинское | 1505 | 13 544 010,61 | 553 760,00 | 6 353 688,55 | 6 033 238,23 |
| Мишкинское | 1509 | 12 674 061,63 | 589 040,00 | 5 945 583,08 | 5 581 307,77 |
| В целом по проекту | | 104 835 878,53 | 5 813 540,00 | 49 180 005,88 | 45 311 211,51 |

## Расчет экономических показателей проекта

### **Поток наличности (NPV)**

Дисконтированный поток денежной наличности - сумма прибыли от реализации, амортизационных и инвестиционных отчислений, уменьшенная на величину инвестиций, направляемых на освоение нефтяного месторождения - определяется как сумма текущих годовых потоков, приведенных к начальному году.

(7)



где NPV - дисконтированный поток денежной наличности;

nt - прибыль от реализации в t-м году;

At - амортизационные отчисления в t-м году;

Kt - первоначальные инвестиции в проект в t-м году.

Амортизационных отчислений в связи с отсутствием капитальных затрат по данному проекту нет.

Рассчитаем поток наличности по скважине 562:



Поток наличности по остальным скважинам и в целом по проекту приведен в табл. 29.

Таблица 29

Поток наличности по проекту

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Месторождение | № скв. | Эксплуатационные затраты, руб. | Прибыль от реализации, руб. | Поток наличности, руб. |
| Мишкинское | 562 | 596 600,00 | 3 333 185,18 | 2 487 804,70 |
| Мишкинское | 504 | 601 640,00 | 5 416 919,92 | 4 377 527,20 |
| Мишкинское | 510 | 571 400,00 | 4 975 952,91 | 4 004 139,01 |
| Мишкинское | 514 | 610 460,00 | 3 478 676,80 | 2 607 469,81 |
| Мишкинское | 524 | 636 920,00 | 6 883 126,29 | 5 678 369,36 |
| Мишкинское | 533 | 584 000,00 | 3 245 006,12 | 2 419 096,47 |
| Мишкинское | 2075 | 589 040,00 | 3 135 963,21 | 2 315 384,74 |
| Мишкинское | 347 | 480 680,00 | 3 227 835,08 | 2 497 413,71 |
| Мишкинское | 1505 | 553 760,00 | 6 033 238,23 | 4 981 343,85 |
| Мишкинское | 1509 | 589 040,00 | 5 581 307,77 | 4 538 425,25 |
| В целом по проекту | | 5 813 540,00 | 45 311 211,51 | 35 906 974,10 |

### **Индекс доходности (PI)**

Индекс доходности (PI) характеризует экономическую отдачу вложенных средств и представляет собой отношение суммарных приведенных чистых поступлений (прибыли от реализации нефти и амортизационных отчислений) к суммарному дисконтированному объему капитальных вложений:

(8)



где nt- прибыль от реализации продукции;

Т - расчетный период оценки деятельности предприятия;

At - амортизационные отчисления в t-м году;

Kt - первоначальные инвестиции в проект в t-м году.

Ен - норматив дисконтирования, доли ед.;

t, tp - соответственно текущий и расчетный год.

Амортизационных отчислений в связи с отсутствием капитальных затрат по данному проекту нет.

Индекс доходности по скважине 562 составит:



Индекс доходности по остальным скважинам и в целом по проекту приведен в табл. 30.

Таблица 30

Индекс доходности по проекту РАСПО+ПСКО

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Месторождение | № скв. | Эксплуатационные затраты, руб. | Прибыль от реализации, руб. | Индекс доходности, PI |
| Мишкинское | 562 | 596 600,00 | 3 333 185,18 | 5,59 |
| Мишкинское | 504 | 601 640,00 | 5 416 919,92 | 9,00 |
| Мишкинское | 510 | 571 400,00 | 4 975 952,91 | 8,71 |
| Мишкинское | 514 | 610 460,00 | 3 478 676,80 | 5,70 |
| Мишкинское | 524 | 636 920,00 | 6 883 126,29 | 10,81 |
| Мишкинское | 533 | 584 000,00 | 3 245 006,12 | 5,56 |
| Мишкинское | 2075 | 589 040,00 | 3 135 963,21 | 5,32 |
| Мишкинское | 347 | 480 680,00 | 3 227 835,08 | 6,72 |
| Мишкинское | 1505 | 553 760,00 | 6 033 238,23 | 10,90 |
| Мишкинское | 1509 | 589 040,00 | 5 581 307,77 | 9,48 |
| В целом по проекту | | 5 813 540,00 | 45 311 211,51 | 7,79 |

### **Период окупаемости вложенных средств**

Период окупаемости (Пок) – это продолжительность периода, в течении которого начальные негативные значения накопленной денежной наличности полностью компенсируются её положительными значениями. Период окупаемости для предлагаемого проекта может быть определен из следующего равенства:

(9)



Данные по периоду окупаемости предлагаемого проекта представлены в табл. 31.

Таблица 31

Период окупаемости по проекту РАСПО+ПСКО

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Месторождение | № скв. | Период окупаемости, лет. |
| Мишкинское | 562 | 0,29 |
| Мишкинское | 504 | 0,19 |
| Мишкинское | 510 | 0,20 |
| Мишкинское | 514 | 0,29 |
| Мишкинское | 524 | 0,16 |
| Мишкинское | 533 | 0,30 |
| Мишкинское | 2075 | 0,31 |
| Мишкинское | 347 | 0,25 |
| Мишкинское | 1505 | 0,16 |
| Мишкинское | 1509 | 0,19 |
| В целом по проекту | | 0,22 |

## Экономическая оценка проекта

Требования НК «Роснефть» к принимаемым к реализации проектам: индекс доходности больше 1, период окупаемости проекта не более 5 лет. По этим критериям предлагаемый к реализации проект РАСПО+ПСКО полностью подходит: индекс доходности 7,79, период окупаемости 0,22 года.

Проект будет рентабельным при снижении цены реализуемой нефти с 4 734,85 руб. до 2 780 руб. При цене реализуемой нефти 2 780 руб. PI проекта составит 1,03, период окупаемости увеличится до 1 года суток. При снижении цены реализуемой нефти ниже 2 780 руб. PI проекта будет уже ниже 1.

## Сравнение технико-экономических показателей проектируемого варианта с базовым вариантом

Сравним технико-экономические показатели проекта РАСПО+ПСКО с проектом обычного ПСКО. Результаты сравнения представлены в табл. 32.

Таблица 33

Сравнение ТЭП проекта РАСПО+ПСКО с проектом ПСКО

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Показатели | Проект РАСПО+ПСКО (предлагаемый) | Проект ПСКО (базовый) | Отклонение |
| Дополнительная добыча нефти за 1 год, тонн | 22 141,33 | 12 652,19 | 9 489,14 |
| Выручка от реализации, руб. | 104 835 878,53 | 59 906 216,31 | 44 929 662,23 |
| Эксплуатационные затраты по проекту, руб. | 5 813 540,00 | 4 334 000,00 | 1 479 540,00 |
| Прибыль от реализации, руб. | 45 311 211,51 | 24 972 141,64 | 20 339 069,87 |
| Поток наличности, руб. | 35 906 974,10 | 18 761 946,95 | 17 145 027,15 |
| Индекс доходности | 7,79 | 5,76 | 2,03 |
| Период окупаемости вложенных средств, лет. | 0,22 | 0,28 | - 0,06 |
| КИН | 0,1731 | 0,1705 | 0,0026 |

Как видно из табл. 29 несмотря на большие эксплуатационные затраты по проекту РАСПО+ПСКО, предлагаемый проект принесет большую добычу нефти, большую прибыль, а так же имеет более высокий индекс доходности и меньший период окупаемости вложенных средств по сравнению с проведением ПСКО по обычной технологии.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В последние годы на Мишкинском месторождении происходит снижение удельной эффективности ПСКО. Это связано с кратностью обработок, высокая расчлененность и неоднородность по проницаемости разрабатываемых объектов, а так же с эффектом экранизации поверхности порового пространства пород, за счет АСПО, неизменная технология проведения обработок.

Анализ эффективности проведенных ГТМ, по Мишкинскому месторождению показывает, что проведение комплексных обработок РАСПО+ПСКО с целью снижения эффекта экранизации, увеличения глубины проникновения в пласт кислоты, увеличение степени охвата пласта воздействием, недопущения образования агрегатированных структурообразующих жидкостей и как следствие снижение количества отказов оборудования.

Рекомендуется проводить обработки РАСПО+ПСКО на скважинах, где в последнее время наблюдается снижение забойного давления и притока жидкости в скважину.

Проведение комплексных обработок РАСПО+ПСКО влечет за собой большее увеличение прироста дебита скважин по сравнению с обычными ПСКО, снижение количества отказов насосного оборудования.

Предлагаемый проект РАСПО+ПСКО является экономически более привлекательным по сравнению с обычными ПСКО за счет увеличения дополнительной добычи нефти, увеличения индекса доходности, снижения периода окупаемости.

Список использованных источников

1. Протокол № 5992, утверждения запасов нефти Мишкинского месторождения, г. Москва, 1970 г.
2. Технологическая схема разработки Мишкинского нефтяного месторождения. Отчет. Бугульма, УКО «ТатНИПИнефть», 1986 г.;
3. «Авторский надзор за разработкой Мишкинского месторождения нефти», Филиал ОАО «Сиданко» в г. Ижевске «Ижевский нефтяной научный центр», 2004, 293 с.
4. Сучков Б.М. Проведение СКО в динамическом режиме, Нефтяное хозяйство – 1987. № 6. С. 52-55.
5. Амиян В. А., Уголев В.С. Физико-химические методы повышения производительности скважин, М.: Недра. 1970. – 279 с.
6. Сургучев М.Л., Калганов В. И., Гавура А. В. и др. Извлечение нефти из карбонатных коллекторов. М.: Недра. 1987. – 230 с.
7. Мартос В.Н. Новая технология интенсификации притока жидкости в глубоких скважинах //ВНИИОЭНГ, РНТС Серия «Нефтепромысловое дело». 1972. № 2. С. 30-32.
8. Амиян В.А., Галлямов М.Н., Илюков В.А. и др. Обработка карбонатных коллекторов кислотными пенами // ВНИИОЭНг. РНТС. Серия «Нефтепромысловое дело». 1977. № 3. С. 14-17.
9. Амиян В.А., Амиян А.В., Казакевич Л.В., Бекин Е.П. Применение пенных систем в нефтедобыче М.: Недра. 1987. 229 с.
10. Богомольный Е.И. Обработка призабойной зоны скважин композициями на основе соляной кислоты и водорастворимого ПАВ на месторождениях Удмуртской АССР // Тез. докл. Всесоюз. конферен. Проблемы развития нефтегазового комплекса страны / Москва. 1991. 41 с.
11. Кудинов В.И., Сучков Б.М. Интенсификация добычи вязкой нефти из карбонатных коллекторов. Самара: Кн. изд., 1996. 440 с.
12. Мустафин Г.Г., Лерман Б.А. Анализ эффективности методов воздействия на призабойную зону пласта //ВНИИОЭНГ. РНТС Сер. Нефтепромысловое дело., 1983. № 7. С. 7-8.
13. Богомольный Е. И. Интенсификация добычи высоковязких парафинистых нефтей из карбонатных коллекторов Удмуртии. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований. 2003. 271 с.
14. Кудинов В.И., Дацик М.И., Зубов Н.В. и др. Промышленное развитие высокоэффективных технологий теплового воздействия на Гремихинском месторождении Удмуртии // Нефтепромысловое дело. 1993. № 10. С. 169-176.
15. Кудинов В.И. Совершенствование тепловых методов разработки месторождений высоковязких нефтей. — М.: Нефть и газ, 1996. 282 с.
16. Байбаков Н.К., Гарушев А.Р. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений. — М.: Недра. 1989. 343 с.
17. Мустаев Я. А., Илюков В. А., Мавлютова И. И. Пароциклическое воздействие на призабойную зону пласта // Нефтепромысловое дело. 1979. № 8. С. 9-11.
18. Сургучев М.Л., Кузнецов О. Л., Симкин Э.М. Гидродинамическое, акустическое тепловое циклическое воздействие на пласт. М.: Недра. 1975. 195 с.
19. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. М.: Недра. 1985. 308 с.
20. Стандарт НК «Роснефть» «Порядок подбора кандидатов на проведение, расчета эффекта и оценки эффективности ГТМ». М. 2005.
21. «Технологический режим работы скважин по состоянию на май месяц» по НГДУ «Воткинск».
22. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (ПБ 08-624-03). Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 20.04.06 №384.