Министерство науки и высшего образования Российской Федерации

Институт нефти и газа федерального государственного бюджетного

образовательного учреждения высшего образования

«Уфимский государственный нефтяной технический университет»

(филиал в г. Октябрьском)

Кафедра «Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений»

РЕАЛИЗАЦИЯ МЕТОДОЛОГИИ ОПЕРАТИВНОГО ПОДБОРА НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ И ОБРАБОТОК ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА

Выпускная квалификационная работа – Стартап

(бакалаврская работа)

по направлению подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело

профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации

**РЕФЕРАТ**

Оглавление

[ВВЕДЕНИЕ 6](#_Toc163152722)

[1 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ ПО ТЕМЕ ВКР 8](#_Toc163152723)

[1.1 Цели применения МУН 8](#_Toc163152724)

[1.2 Классификация методов увеличения нефтеотдачи 9](#_Toc163152725)

[1.3 Обзор практики применения МУН в мире 10](#_Toc163152726)

[1.4 Актуальность и значение применения МУН для нефтегазовых компаний России 12](#_Toc163152727)

[1.5 Основные МУН 14](#_Toc163152728)

[1.5.1 Тепловые МУН 14](#_Toc163152729)

[1.5.2 Газовые МУН 15](#_Toc163152730)

[1.5.3 Химические МУН 16](#_Toc163152731)

[1.5.4 Гидродинамические МУН 17](#_Toc163152732)

[1.5.5 Методы увеличения дебита скважин 18](#_Toc163152733)

[2 ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РАЗРАБОТКИ РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ 20](#_Toc163152734)

[2.1 Общие сведения о месторождении 20](#_Toc163152735)

[2.2 Геологическое строение эксплуатационного объекта 20](#_Toc163152736)

[2.3 Физико-химические свойства пластовых флюидов 21](#_Toc163152737)

[2.4 Запасы нефти, исходные данные, показатели притока 25](#_Toc163152738)

[3 ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ РАБОТ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ И ОБСЛУЖИВАНИЮ ДОБЫЧИ НЕФТИ 29](#_Toc163152739)

[3.1 Описание технологических показателей разработки и применяемых технологий 29](#_Toc163152740)

[3.2 Обоснование проектных работ 30](#_Toc163152741)

[4 РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА ПОДБОРА СКВАЖИН-КАНДИДАТОВ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ МУН И ОПЗ ПРИ ПОМОЩИ СИСТЕМ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ 39](#_Toc163152742)

[5 БЕЗОПАСНОСТЬ ПРОЕКТНЫХ РАБОТ 45](#_Toc163152743)

[5.1 Анализ состояния охраны труда ОАО «Татнефть» 45](#_Toc163152744)

[5.2 Безопасность рабочих мест 46](#_Toc163152745)

[6 ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТНЫХ РАБОТ 49](#_Toc163152746)

[7 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ 51](#_Toc163152747)

[7.1 Расчет себестоимости дополнительной добычи нефти и экономического эффекта 51](#_Toc163152748)

[8 КОММЕРЦИАЛИЗАЦИЯ ПРОЕКТА 53](#_Toc163152756)

[8.1 Актуальность проекта. Резюме 53](#_Toc163152757)

[8.2 Описание рыночного продукта 53](#_Toc163152758)

[8.3 Бизнес-гипотеза 62](#_Toc163152759)

[8.4 Анализ рынка 63](#_Toc163152760)

[8.5 Бизнес-модель 66](#_Toc163152761)

[8.6 Риски проекта 67](#_Toc163152762)

[8.7 Swot-анализ проекта 68](#_Toc163152763)

[8.8 Источники финансирования 69](#_Toc163152764)

[8.9 Результаты проекта 70](#_Toc163152765)

[ЗАКЛЮЧЕНИЕ 73](#_Toc163152766)

[СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ 75](#_Toc163152767)

[ПРИЛОЖЕНИЕ А 77](#_Toc163152768)

[ПРИЛОЖЕНИЕ Б 78](#_Toc163152769)

[ПРИЛОЖЕНИЕ В 80](#_Toc163152770)

[ПРИЛОЖЕНИЕ Д 81](#_Toc163152771)

# ВВЕДЕНИЕ

Современный уровень развития нефтяной отрасли характеризуется снижением эффективности разработки месторождений. Решающим фактором этой тенденции стало значительное ухудшение структуры, увеличение доли неэффективных, трудноизвлекаемых запасов. Это связано как с выходом на поздние стадии разработки большого количества высокопродуктивных месторождений и месторождений, так и с неблагоприятными качественными характеристиками запасов нефти вновь вводимых месторождений и месторождений.

Существует два пути воспроизводства ресурсной базы: разведка, открытие, разработка новых месторождений и повышение уровня добычи запасов на разрабатываемых месторождениях. Открытие и ввод в эксплуатацию новых месторождений связано с очень высокими затратами, особенно если учесть, что эти месторождения преимущественно расположены в труднодоступных районах.

Поэтому одной из наиболее актуальных задач нефтяной отрасли является применение новых современных технологий нефтедобычи, позволяющих значительно увеличить нефтеотдачу уже разрабатываемых залежей, на которых традиционными методами извлечь значительные остаточные запасы нефти уже невозможно.

Объект исследования - оперативный подбор нагнетательных скважин для применения МУН и ОПЗ.

Цель исследования - разработать методологию оперативного подбора нагнетательных скважин для повышения МУН и ОПЗ.

Предмет исследования - методы увеличения нефтедобычи и обработки призабойной зоны пласта, оперативный подбор нагнетательных скважин.

Задачи:

- провести анализ существующих МУН;

- раскрыть особенности процесса подбора нагнетательных скважин в нефтедобывающих предприятиях;

- разработать методику оперативного подбора нагнетательных скважин с учетом особенностей пластов и методов увеличения нефтеизвлечения;

- провести практическое тестирование разработанной методологии условиях Ромашкинского месторождения;

− рассчитать экономическую эффективность от предложенных мероприятий по применению новой методологии в практике нефтедобывающих предприятий.

# 1 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ ПО ТЕМЕ ВКР

# Цели применения МУН

В целях повышения экономической эффективности разработки месторождения, сокращения прямых капитальных вложений и максимального использования реинвестиций весь период разработки месторождения обычно делят на три основных этапа.

На первом этапе для добычи сырой нефти в максимально возможной степени используется природная энергия пласта (упругая энергия, энергия растворенного газа, энергия прибрежных вод, газовой шапки, потенциальная энергия гравитационных сил).

На втором этапе реализуются методы поддержания пластового давления путем закачки воды или газа. Эти методы обычно называют вторичными.

На третьем этапе для повышения эффективности разработки месторождений используются методы повышения нефтеотдачи пластов (МУН).

Известные способы повышения нефтеотдачи характеризуются преимущественно направленным действием и воздействуют не более чем на одну-две причины, влияющие на состояние остаточных запасов.

Распределение остаточной нефтенасыщенности пластов требует эффективного воздействия совершенствованием методов нефтеотдачи на дисперсную нефть в зонах обводненных или загазованных пластов, низкопроницаемых слоях и пропластках, остающихся с высокой текущей нефтенасыщенностью в монолитных пластах, обводненных, а также изолированных линзах и участках затопления пластов. пласты, совершенно не охваченные дренажем из существующей добывающей системы. Представляется совершенно бесспорным, что при таком большом разнообразии состояний остаточных запасов, а также при большом различии свойств нефти, воды, газа и проницаемости зон нефтенасыщенных пластов не может быть универсального метода увеличения добыча нефти.

Известные способы повышения нефтеотдачи характеризуются преимущественно направленным действием и воздействуют не более чем на одну-две причины, влияющие на состояние остаточных запасов.

# 1.2 Классификация методов увеличения нефтеотдачи

I. Тепловые методы:

* паротепловое воздействие на пласт;
* внутрипластовое горение;
* вытеснение нефти горячей водой;
* пароциклические обработки скважин.

II.  Газовые методы:

* закачка воздуха в пласт;
* воздействие на пласт углеводородным газом (в том числе ШФЛУ);
* воздействие на пласт двуокисью углерода;
* воздействие на пласт азотом, дымовыми газами и др.

III.  Химические методы:

* вытеснение нефти водными растворами ПАВ (включая пенные системы);
* вытеснение нефти растворами полимеров;
* вытеснение нефти щелочными растворами;
* вытеснение нефти кислотами;
* вытеснение нефти композициями химических реагентов (в том числе мицеллярные растворы и др.);
* микробиологическое воздействие.

IV.  Гидродинамические методы:

* интегрированные технологии;
* вовлечение в разработку недренируемых запасов;
* барьерное заводнение на газонефтяных залежах;
* нестационарное (циклическое) заводнение;
* форсированный отбор жидкости;
* ступенчато-термальное заводнение.

V.  Группа комбинированных методов.

С точки зрения воздействия на пластовую систему в большинстве случаев реализуется принцип комбинированного воздействия, сочетающий в себе гидродинамические и термические методы, гидродинамические и физико-химические методы, термические и физико-химические методы и т.д.

VI.  Методы увеличения дебита скважин.

Отдельно следует сказать о так называемых физических методах увеличения добычи скважин. Их сочетание с перспективными методами нефтеотдачи не совсем корректно в связи с тем, что применение перспективных методов нефтеотдачи характеризуется большим потенциалом вытесняющего агента, а в физических методах потенциал вытесняющего агента достигается за счет использования природной энергии образования. Кроме того, физические методы очень часто не увеличивают конечную нефтеотдачу пласта, а приводят лишь к временному увеличению добычи, т. е. увеличению текущей нефтеотдачи пласта.

К наиболее часто применяемым физическим методам относятся:  
гидроразрыв пласта;

* горизонтальные скважины;
* электромагнитное воздействие;
* волновое воздействие на пласт;
* другие аналогичные методы.

# 1.3 Обзор практики применения МУН в мире

Мировой опыт показывает возможность увеличения нефтеотдачи за счет использования газовых методов на 5-10%, физико-химических методов на 3-8% и термических методов на 15-20%.

МУН — эффективный инструмент увеличения запасов нефти, используемый в различных странах. Таким образом, в 2021 году среднее значение коэффициента увеличилось на 48% и продолжает расти. В 80-х годах прошлого века мировая добыча нефти за счет использования того или иного типа МУН не превышала 80 миллионов тонн в год. Сегодня эта цифра уже приближается к 120 миллионам тонн. Например, увеличение коэффициента нефтеотдачи на 1% только в России позволит дополнительно добывать до 35 млн тонн нефти в год.

В разных странах используются разные методы повышения нефтеотдачи в зависимости от геологических характеристик пластов и наличия технологий.

Отметим, что наиболее эффективно и успешно третичные МУН используются крупнейшими нефтегазовыми компаниями, которые имеют возможность инвестировать значительные средства в научноисследовательские работы.

Например, компания ExxonMobil в ходе проекта в LaBarge, Wyoming недавно расширила мощности (около 7,5 млн тонн) по сбору СО2, часть которого используется в рамках проекта по повышению нефтеотдачи.

Компания Royal Dutch Shell также с успехом применяет инновационные МУН в Омане в рамках стратегического альянса с Petroleum Development Oman. В частности, на месторождениях Карн-Алам, Фахуд и Амал активно ведется закачка пара, на участках недр Аль-Нур и Харвил — закачка растворенного газа, а на месторождениях Мармул, Нимр и Амин используются химические методы.

Кроме того, проекты по увеличению нефтеотдачи тепловыми (термическими) способами ведут совместные предприятия Royal Dutch Shell и ExxonMobil. Среди наиболее ярких примеров — проект Aera в Калифорнии, а также месторождение Скунебик в Нидерландах.

Различные методы увеличения нефтеотдачи также используют такие компании, как Chevron, ConocoPhillips, Occidental Petroleum, Anadarko, Petrobras, Wintershall и TPAO. При этом география применения методов увеличения нефтеотдачи обширна. Помимо Северной Америки, где МУН получили наибольшее распространение, различные технологии используются в Египте, Бразилии, Индонезии, Нидерландах и других странах.

# 1.4 Актуальность и значение применения МУН для нефтегазовых компаний России

Применение методов увеличения нефтеотдачи имеет большое значение для нефтегазовых компаний России, так как позволяет повысить выработку нефти из месторождений и увеличить объем добычи, что позволяет компаниям увеличить прибыль, эффективность производства и улучшить общую конкурентоспособность.

Нефтяная промышленность является важной составляющей российской экономики, и нефтегазовые компании играют важную роль в этом секторе.

В условиях растущей конкуренции на мировом нефтяном рынке эффективность производства и повышение нефтеотдачи являются важными факторами обеспечения конкурентоспособности российских нефтегазовых компаний. Повышение нефтеотдачи позволяет увеличить объемы добычи и максимизировать производительность на месторождении.

Большинство месторождений находятся на стадии углубления добычи, что означает постепенное уменьшение дебита нефтяной скважины и увеличение затрат на добычу единицы нефти. Поэтому внедрение современных технологий и методов увеличения нефтеотдачи позволяет компаниям удерживать высокие темпы добычи нефти и снизить эксплуатационные расходы.

В начале 1990-х годов в России производство нефти выросло с 6 до 12 млн тонн в го4  за счет применения современных на тот момент МУН. При этом общая годовая нефтедобыча в мире за счет МУН составляла около 100 млн тонн. К тому времени в стране в опытно-промышленных масштабах применялось более 20 методов (130 технологий) на более чем 330 объектах (150 месторождениях) с общим объемом геологических запасов нефти около 5 млрд тонн, что составляло 75% от запасов, в отношении которых применялись МУН в бывшем СССР. В новейшей истории России темпы освоения МУН значительно снизились в абсолютном выражении, однако в относительном выражении доля применения продолжала расти. При этом фундаментальные исследования в данной сфере были практически прекращены. В стране наблюдалась тенденция постоянного снижения коэффициента нефтеотдачи, а доля трудноизвлекаемых запасов по-прежнему увеличивалась.

По данным Международного энергетического агентства (МЭА), суточная добыча нефти в России колебалась в период с 2010 по 2020 год. В 2010 году добыча нефти составляла около 10,40 миллиона баррелей в день, а к 2020 году упала примерно до 10,36 миллиона баррелей в день.

Кроме того, стоит отметить, что в 2016 году Россия достигла самого высокого уровня добычи нефти за 30 лет — примерно 11,21 млн баррелей в сутки.

В целом динамика добычи нефти в России может меняться в зависимости от различных факторов, включая цены на нефть, инвестиции в отрасль и геополитическую ситуацию.

По прогнозам Международного энергетического агентства, к 2030 году в рамках проектов с использованием новейших методов увеличения нефтеотдачи будет добывать около 300 миллионов тонн нефти в год. Однако ожидается, что три четверти этого объема будет добыто всего в четырех странах, включая США, Саудовскую Аравию, Кувейт и Китай. Для эффективного развития национального нефтяного комплекса крайне важно вовлечение в этот процесс российских компаний. В противном случае Россия рискует отстать от других стран в использовании возможностей использования инновационных технологий в промышленности.

На территории России продолжает существовать значительное количество действующих месторождений, запасы которых постепенно истощаются, но при этом остается потенциал, который можно раскрыть за счет использования самых современных методов глубокой нефтеотдачи.

# 1.5 Основные МУН

# 1.5.1 Тепловые МУН

Тепловые методы увеличения нефтеотдачи - это способы увеличения добычи нефти путем применения тепла для снижения вязкости нефти и улучшения ее подвижности. Некоторые из таких методов включают в себя:

1. Термальное разложение нефти (высокотемпературное разложение) или взрывное разложение - процесс нагрева пласта до очень высоких температур (от 300 до 600 градусов по Цельсию), чтобы разложить тяжелую нефть на более легкие компоненты, которые легче извлекать.

2. Тепловое локализованное разложение (ТЛР) - метод, при котором горячий газ или пар вводят в пласт, чтобы повысить подвижность нефти и улучшить ее добычу.

3. Подогревание пласта через скважину (инжекция горячей воды или пара) - метод, при котором горячая вода или пар инжектируются в пласт через одну или несколько скважин, чтобы нагреть нефть и снизить ее вязкость, что облегчает ее движение к скважинам.

4. Инжекция пара - метод, при котором горячий пар инжектируется в пласт, что также снижает вязкость нефти и увеличивает ее подвижность.

5. Электротермальные методы (нагревание с использованием электричества) - методы, при которых электрический ток пропускается через пласт для нагревания нефти и снижения ее вязкости.

Эти методы требуют специальной инфраструктуры и оборудования, но могут быть эффективными при разработке тяжелых нефтей и нефтяных песков.

# 1.5.2 Газовые МУН

Газовые методы увеличения нефтеотдачи – это способы, которые используются для усиления добычи нефти из нефтяных месторождений. Эти методы включают в себя инжекцию газа в пласт для повышения давления в зоне залежи, снижения вязкости нефти и увеличения ее подвижности. Вот некоторые из наиболее распространенных газовых методов увеличения нефтеотдачи:

1. Инжекция природного газа (например, метана) – газ инжектируется в добывающие скважины для повышения давления в зоне залежи, что способствует смещению нефти к добывающим скважинам.

2. Инжекция сжатого воздуха – сжатый воздух инжектируется в пласт, что приводит к повышению давления и разработке нефти.

3. Инжекция пара – вода нагревается до парового состояния и инжектируется в пласт, что приводит к снижению вязкости нефти и увеличению ее подвижности.

4. Инжекция углекислого газа – этот газ также может быть использован для повышения давления и смещения нефти в скважины.

5. Инжекция азота – азот инжектируется в пласт с целью увеличения давления и улучшения подвижности нефти.

Газовые методы увеличения нефтеотдачи часто применяются в сочетании с другими методами, такими как водоотлив и химическая обработка пласта, для достижения максимального эффекта. Каждый метод имеет свои преимущества и ограничения, и выбор метода зависит от конкретных условий месторождения и задачи оператора.

# 1.5.3 Химические МУН

Химические методы увеличения нефтеотдачи являются одним из способов увеличения добычи нефти из нефтяных месторождений. Они включают применение различных веществ, добавляемых в скважину или на месторождение, для изменения свойств нефти или породы, что способствует улучшению процессов извлечения нефти. Некоторые из химических методов увеличения нефтеотдачи включают:

1. Введение поверхностно-активных веществ (ПАВ) - это вещества, которые снижают поверхностное натяжение нефти и воды и помогают разбавлению нефтяного пленки, что увеличивает проникновение воды в породу и улучшает отток нефти.

2. Использование полимеров - полимеры добавляются для увеличения вязкости водной фазы, что приводит к увеличению эффективности распределения воды в месторождении и снижению инверсии фаз.

3. Использование газа - добавление инертного газа, такого как азот или природный газ, может помочь увеличить добычу нефти путем уменьшения вязкости нефти и создания дополнительной трещины в породе.

4. Применение сурфактантов - сурфактанты вводятся для улучшения растекания нефти в месторождении и облегчения ее движения к скважине.

5. Использование пенообразователей - пенообразователи создают пену, которая может увеличить массу жидкости в скважине и улучшить контакт нефти с породой.

6. Применение химических реагентов-окислителей - химический окислитель, такой как пероксид водорода, может использоваться для увеличения нефтеотдачи путем разрушения высокомолекулярных соединений в нефти и снижения ее вязкости.

Эти методы могут быть использованы отдельно или в комбинации друг с другом для достижения наилучших результатов и увеличения добычи нефти.

# 1.5.4 Гидродинамические МУН

Гидродинамические методы увеличения нефтеотдачи - это техники, применяемые для повышения эффективности извлечения нефти из нефтеносных пластов. Они основаны на использовании физического воздействия на пласт для улучшения его проницаемости и уменьшения сопротивления движению нефти.

Некоторые из гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи включают:

1. Водоотводные методы: Включают различные способы проникновения воды в пласт для улучшения проницаемости и снижения вязкости нефти. Это может включать замачивание пласта, впрыскивание воды в пласт через скважины или использование подземных или поверхностных источников воды.

2. Методы гидравлической фракции: Включают создание трещин в пласте для увеличения его проницаемости и улучшения притока нефти к скважине. Это может быть достигнуто путем впрыскивания в пласт жидкости под давлением, используя гидравлическую мощность.

3. Вторичное восстановление: Включает впрыскивание воды в пласт после первичного извлечения нефти с целью улучшения притока нефти и увеличения общей нефтеотдачи. Это может быть достигнуто путем впрыскивания воды через дополнительные скважины или использования циклического закачивания и выкачивания воды.

4. Методы искусственного подъема: Включают использование различных механических устройств для увеличения дебита нефти из скважины. Это может быть достигнуто путем применения помпы или специальных насосных систем.

5. Контроль давления: Включает регулирование давления в пласте для оптимизации притока нефти к скважинам и снижения сопротивления движению нефти. Это может быть достигнуто путем применения методов поддержания давления, таких как закачка газа или использование вторичного притока.

Однако выбор конкретного метода зависит от свойств нефтеносного пласта, его геологических характеристик, доступных ресурсов и экономической целесообразности.

# 1.5.5 Методы увеличения дебита скважин

Дополнительный приток нефти в скважины, а, следовательно, и дополнительный дебит обеспечивают применение методов увеличения проницаемости призабойной зоны пласта. На окончательной стадии бурения скважины глинистый раствор может проникать в поры и капилляры призабойной зоны, снижая ее проницаемость.

Снижение проницаемости этой зоны, загрязнение ее возможно и в процессе эксплуатации скважины. По мере разработки залежи приток нефти и газа в скважину постепенно уменьшается. Причина этого заключается в «засорении» призабойной зоны — заполнении порового пространства коллекторов твердыми и разбухшими частицами породы, тяжелыми смолистыми остатками нефти, солями, выпадающими из пластовой воды, отложениями парафина, гидратами (в газовых пластах) и т.д.

Существует несколько методов, которые могут помочь увеличить дебит скважин при добыче нефти. Некоторые из них включают:

1. Гидроразрыв пласта. Этот метод включает внедрение воды или растворителей под высоким давлением в пласт, чтобы создать трещины и увеличить проницаемость пласта, что позволяет нефти свободно проникать в скважину.

2. Подкачка воды. Этот метод включает впрыскивание воды в скважины для поддержания давления в пласте, что помогает вытеснить нефть к скважине и увеличить ее дебит.

3. Использование химических добавок. Различные химические добавки могут быть введены в пласт для лучшего вытеснения нефти. Например, полимеры или поверхностно-активные вещества могут быть использованы для увеличения вязкости впрыскиваемой жидкости и улучшения ее способности вытеснения нефти.

4. Горизонтальное бурение. Этот метод включает создание горизонтальной части скважины внутри пласта, что позволяет увеличить контакт скважины с нефтенасыщенными зонами и увеличить дебит.

5. Использование тепловых методов. Тепловые методы могут быть использованы для снижения вязкости нефти, что облегчает ее движение к скважине. Некоторые из тепловых методов включают паровую инъекцию и прямое нагрев скважины.

# ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РАЗРАБОТКИ РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

# 2.1 Общие сведения о месторождении

Ромашкинское нефтяное месторождение — крупнейшее нефтяное месторождение России, расположенное в Волго-Уральской провинции. Расположен на юго-востоке Татарстана, в Лениногорском районе. Открыт в 1948 году в Лениногорском районе ТАССР, разработка и эксплуатация были начаты в 1953 году. Открытие месторождения дало начало масштабному строительству первого поселка нефтяников, названного местными жителями Зеленогорском, который впоследствии, 18 августа 1955 года, был переименован в Лениногорск со статусом города.

Геологические запасы нефти оцениваются в 5 миллиардов тонн. Доказанные и извлекаемые запасы оцениваются в 3 млрд тонн.

В настоящее время месторождение находится под управлением ОАО «Татнефть» и является одним из ключевых активов компании. Месторождение обладает высокой продуктивностью и значительным потенциалом для дальнейшей добычи нефти.

В рамках разработки месторождения проводятся интенсивные работы по повышению эффективности добычи, внедрению новых технологий и совершенствованию инфраструктуры.

# 2.2 Геологическое строение эксплуатационного объекта

В геологическом строении месторождения принимают участие отложения пермской системы, обнажающиеся на поверхности, а также карбона и девона, вскрываемые глубокими скважинами.  
Тектонически Ромашкинское нефтяное месторождение приурочено к Сокско-Шешминскому валу, осложненному рядом локальных платформенных поднятий, сложенных породами пермского и каменноугольного возрастов.

Промышленная нефтеносность связана главным образом с отложениями терригенной толщи девона.

При этом имеются промышленные залежи нефти в песчаниках угленосной свиты турнейского яруса (или визе), а также в известняковом разрезе верхнего девона.

Характерно наличие в разрезе нижнего карбона пластов каменного угля рабочей мощности.

В терригенной толще девона залежи нефти приурочиваются к Д0 (Михайловскому), ДI ДIII, ДIV и ДV продуктивным пластам.

Однако основное промышленное значение имеет первый девонский нефтяной пласт ДI, с которым связано не менее 80% всех запасов нефти в недрах Ромашкинского месторождения.

Залежи нефти во всех остальных пластах имеют литолого-стратиграфический характер, располагаясь участками главным образом на склонах основного Ромашкинского поднятия.

Ввиду огромных, уникальных размеров залежи нефти в пласте ДI, необходимости осуществления активной ее разработки и эксплуатации и невозможности решения последней задачи с помощью законтурного заводнения, при разработке этой залежи осуществлено искусственное разрезание последней на отдельные площади кольцевыми рядами нагнетательных скважин.

Каждая такая площадь, искусственно вырезанная рядами нагнетательных скважин с учетом геологического строения залежи в целом, обладающая обширными запасами нефти, является крупным нефтяным месторождением.

# 2.3 Физико-химические свойства пластовых флюидов

Изучение физико-химических свойств пластовых и дегазированных нефтей и попутных газов проводилось как в институте ТатНИПИнефть, так и в лабораториях объединения «Татнефть». Нефти в пластовых условиях исследовались на ртутной аппаратуре с применением водного раствора хлористого Nа и на установках УИПН-2М и АСМ-300. Вязкость пластовых нефтей определялась вискозиметром ВВДУ-1. Отбор глубинных проб нефти производился с помощью глубинного пробоотборника типа ПД-3М. Газ, выделенный из нефти, при ее разгазировании анализировался на хроматографах.

Содержание сероводорода в газе определили газометрическим методом, а плотность газа - пикнометром. Результаты исследований показывают, что параметры нефти по залежи изменяются в следующих пределах.

Давление насыщения изменяется по залежи от 1,2 до 6,1 МПа, среднее значение - 4,1 МПа, газовый фактор равен 8,7 м3/т, вязкость пластовой нефти изменяется от 10,3 до 83,0 МПа·с, среднее - 29,5 МПа·с, плотность пластовой нефти изменяется от 0,841 до 0,940 т/м3, среднее значение 0,876 т/м3, плотность дегазированной нефти при дифразгазировании равна 0,908 т/м3. Вязкость поверхностной нефти при 20оС равна 97,4 МПа·с, при 50оС - 26,1 МПа·с.

Нефти бобриковского горизонта относятся к группе высокосернистых, смолистых и парафинистых нефтей. Содержание серы изменяется от 1,3 до 5,0%, среднее 3,4%; асфальтенов от 2,9 до 12,3%, среднее 5,9%; парафинов от 1,3 до 7,1%, среднее 3,6%; смол от 16,0 до 30,4%, среднее 21,7%.

Физико-химические свойства нефти и растворенного газа изучались по данным исследования поверхностных и глубинных проб нефти. Глубинные и поверхностные пробы нефтей на месторождении отобраны из пластов Д01, Д102, Д11, из пласта Д12 только поверхностные пробы. Отбор проб пластовых нефтей по залежи Д12 не производился. Изученность залежей нефти и свойства пластовых нефтей приведены в (таблице 2.1).

Таблица 2.1 – Изученность залежей нефти Ромашкинского месторождения глубинными и поверхностными пробами на 01.01.2023 г.

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Пласт | Глубинные пробы (количество скважин) | | | | Поверхностные пробы (количество скважин) | |
| Стандартная сепарация | | Ступенчатая сепарация | |
| Всего | Учтено | Всего | Учтено | Всего | Учтено |
| Д101 | 9(3) | 9(3) | 3(3) | 3(3) | 16(16) | 16(16) |
| Д102 | 11(4) | 11(4) | 4(4) | 4(4) | 4(4) | 4(4) |
| Д11 | 67(23) | 67(23) | 23(23) | 23(23) | 35(35) | 35(35) |
| Итого | 87 ( 30 ) | 87 ( 30 ) | 30 ( 30 ) | 30 ( 30 ) | 55 ( 55 ) | 55 ( 55 ) |

Поверхностные пробы нефти получены из 55 скважин.

Диапазон изменения плотности нефти при стандартных условиях составляет 848-860 г/м3. Динамическая вязкость нефти при 20 °C изменяется от 7,0 до 20,8 мПа\*с, а при 50 °C от 3,1 мПа\*с до 7,2 мПа\*с.

По результатам исследований глубинных проб методом дифференциального (ступенчатого) разгазирования установлено, что плотность сепарированной нефти по пластам изменяется в незначительных пределах от 845 кг/м3 до 851 кг/м3, газосодержание от 58 до 70 м3/с, вязкость от 1,2 мПа\*с до 1,38 мПа\*с. Плотность пластовой нефти составляет 780 - 790 кг/м3. Величина газосодержания составляет 58 – 70 м3/т, давление насыщения 9,2 – 11,2 МПа, объемный коэффициент 1,123 – 1,25.

В вертикальном разрезе бассейна выделяется пять гидродинамических комплексов: олигоценчетвертичный (первый), турон-нижнеолигоценовый (второй), апт-альбсеноманский (третий), неокомский (четвертый) и юрский (пятый). Продуктивные горизонты Д10, Д11 и Д12 месторождения приурочены к подземным водам неокомского водоносного комплекса.

Подземные воды четвертого водоносного комплекса в пределах Ромашкинского месторождения относятся к хлор-кальциевому и гидрокарбонатно-натриевому типам.

Общая минерализация пластовых вод неокомского водоносного комплекса составляет от 13,3 до 18,8 г/дм3 .

Минерализация вод в пласте Д10 изменяется в диапазоне от 14,4 г/дм3 до 16,0 г/дм3 , в пласте Д11 минерализация, согласно исследованиям скважины 233, составляет 13,8 г/дм3 , а в пласте Д12 минерализация колеблется между 13,3 г/дм3 до 18,8 г/дм3 .

Преобладающими являются ионы Cl- и Na+ , содержание которых изменяется в интервале соответственно от 7,4 г/дм3 до 9,4 г/дм3 и от 4,0 г/дм3 до 6,1 г/дм3 .

Концентрация ионов щелочно-земельных элементов в пластовых водах неокомского комплекса изменяется в следующем диапазоне: Ca++ от 160 до 760 мг/дм3 ; Mg++ от 2 до 24 мг/дм3 . Количество иона HCO3 - от 559 до 1098 мг/дм3.

Из микрокомпонентов в водах содержатся: йод в количестве 6,76-16,92 мг/дм3 ; бром 30,86-48,94 мг/дм3 , бор 7,9-20,81 мг/дм3 . Содержание ионов аммония в водах неокомского комплекса колеблется от 6 мг/дм3 до 30 мг/дм3.

Сульфат-ионы присутствуют в очень незначительных количествах или вообще отсутствуют.

Состав растворенных газов в водах неокомского комплекса метановый и азотно-метановый. Содержание углеводородных компонентов в газе следующее: метана 74,5-92,9%, этана 0,71-4,80%, пропана 0,1-6,7%. Доля неуглеводородных компонентов в растворенном газе: азота 2,23-10,97% об., диоксида углерода 0,12- 0,95% об., водорода 0,003-0,340%. В небольших количествах отмечаются гелий и аргон. Сероводород отсутствует.

Газосодержание воды в пластах Д10, Д11 составляет 2,9 м3/т и 3,0 м3/т. Для пластов Д10 плотность воды в пластовых и стандартных условиях соответственно равна 1002 кг/м3 и 1010 кг/м3. Для пласта Д11 плотность воды в пластовых и стандартных условиях соответственно равна 997 кг/м3 и 1005 кг/м3. Динамическая вязкость воды в пластовых условиях составляет для пласта Д10 0,42 мПа\*с и для пласта Д11 0,41 мПа·с.

# 2.4 Запасы нефти, исходные данные, показатели притока

Размер доказанных резервов и извлекаемых запасов равен трем млрд тонн. Песчаники, содержащие нефть, представлены девоном и карбоном, которые вскрываются глубокими скважинами. Глубина разрабатываемых залежей не превышает 1,8 км. Стартовый суточный объём скважин составляет до 200 тонн. Рабочие размеры — 65х75 км. Бобриковский горизонт, имеющий терригенные толщи, обуславливает промышленную нефтеносность месторождения. Выявлено порядка 200 нефтяных залежей. Высота основной залежи — 50 метров. Коллекторами являются кварцевые песчаники, имеющие суммарную мощность не более 50 метров.

Средние показатели нефти насыщенной мощности составляют почти 15 метров. Залежи отличаются водонапорным и упругим водонапорным режимами. Основной тип залежей эксплуатируется при помощи поддержания пластового давления, посредством внутриконтурного и законтурного заводнения с использованием механизированного способа.

Фонд добывающих скважин реализован на 96,2%. Коэффициент эксплуатации добывающего фонда скважин 2020 г. 0,820, коэффициент использования 0,883.

С обводненностью продукции менее 10% работают 3 скважины, с обводненностью от 10 до 50% 22 скважины, от 50 до 90% 127 скважин и 329 скважин (68,4% действующего фонда) работают с обводненностью продукции более 90%. На высокообводненных высокодебитных скважинах рекомендуется проведение ПГИ по определению источника обводнения. По полученным результатам водоизоляционные работы или подбор технологий МУН для выработки остаточных запасов.

С дебитами жидкости менее 10 т/сут. работают 25 скважин (5,2%), с дебитами от 10 до 50 т/сут. 143 скважины (29,7%), с дебитами более 100 т/сут. 186 скважин (38,7% действующего фонда).

Таблица 2.2 – Характеристика пробуренного фонда скважин

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Параметры/объекты | Д101 | Д102 | Д11 | Д12 | Итого |
| Фонд добывающих скважин | | | | | |
| Всего (дейст.+бездейств.+освоен.), шт. | 70 | 26 | 487 | 0 | 545 |
| В том числе действующих, шт. | 53 | 22 | 431 | 0 | 481 |
| Из них ФОН, шт. | 0 | 1 | 1 | 0 | 2 |
| ЭЦН, шт. | 52 | 18 | 393 | 0 | 438 |
| ШГН, шт. | 1 | 3 | 37 | 0 | 41 |
| Бездействующих, шт. | 17 | 4 | 50 | 0 | 57 |
| В освоении, шт. | 0 | 0 | 6 | 0 | 6 |
| В консервации, шт. | 103 | 12 | 715 | 1 | 828 |
| Пьезоетрические и контрольные, шт. | 6 | 0 | 28 | 0 | 34 |
| Наблюдательные, шт. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Ликвидированные, шт. | 2 | 1 | 26 | 1 | 30 |
| Итого общий фонд скважин, шт. | 181 | 39 | 1256 | 2 | 1437 |
| Пробуренный фонд, шт. | 181 | 0 | 1256 | 0 | 1437 |
| Фонд нагнетательных скважин | | | | | |
| Всего (дейст.+бездейств.+освоен.), шт. | 15 | 6 | 268 | 0 | 289 |
| В том числе под закачкой, шт. | 10 | 6 | 217 | 0 | 233 |
| Бездействующих, шт. | 4 | 0 | 42 | 0 | 46 |
| В освоении, шт. | 1 | 0 | 9 | 0 | 10 |
| В консервации, шт. | 8 | 0 | 14 | 0 | 22 |
| Пьезоетрические, шт. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Ликвидированные, шт. | 1 | 0 | 5 | 0 | 6 |
| Итого общий фонд скважин, шт. | 24 | 6 | 287 | 0 | 317 |
| Пробуренный фонд, шт. | 24 | 0 | 293 | 0 | 317 |
| ИТОГО: | | | | | |
| Бездействующих, шт. | 21 | 4 | 92 | 0 | 103 |
| Всего экспл.фонд добыв.+нагнет., шт. | 85 | 32 | 755 | 0 | 834 |
| В консервации, шт. | 111 | 12 | 729 | 1 | 850 |
| Пьезоетрические, шт. | 6 | 0 | 28 | 0 | 34 |
| Наблюдательные, шт. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Ликвидированные, шт. | 3 | 1 | 31 | 1 | 36 |
| В ожидании ликвидации, шт. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Водозаборные, шт. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Поглощающие, шт. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Итого общий фонд скважин, шт. | 205 | 45 | 1543 | 2 | 1754 |
| Пробуренный фонд, шт. | 205 | 0 | 1549 | 0 | 1754 |

На месторождении 30 скважин ликвидированы, 34 скважины числятся в контрольном и пьезометрическом фонде, 6 скважин в освоении.

Из-за аварий различной степени сложности на месторождении бездействуют 2,1% скважин (от скважин, числящихся в бездействии и консервации), из-за не герметичности эксплуатационной колонны 2,4%, по причине высокой обводненности продукции 1% скважин, из-за малодебитности и отсутствия притока 0,2% и по прочим причинам 0,7%. Причины бездействия добывающих скважин показаны в (таблице 2.3).

Таблица 2.3 – Причины бездействия добывающих скважин

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Причины бездействия | Кол-во скв., шт. | Средний остановочный дебит, т/сут | | Обводненность, % | Накопленная добыча нефти, тыс. т | Процент от б/д и конс. фонда по месторождению, % |
| нефти | жидкости |
| Малодебитность | 2 | 0,7 | 7,4 | 91,3 | 70,8 | 0,2 |
| Высокая обводненность | 9 | 0,2 | 25,2 | 99,1 | 309,1 | 1 |
| Аварийность | 19 | 9,2 | 43,3 | 78,8 | 1665,1 | 2,1 |
| Не герметичность э/к | 21 | 5 | 32 | 84,3 | 1035,7 | 2,4 |
| Прочие | 6 | 4,2 | 20,8 | 79,6 | 234,5 | 0,7 |
| ИТОГО: | 57 | 5,4 | 32,7 | 83,4 | 3315,1 | 6,4 |

В бездействии с остановочными дебитами нефти менее 5 т/сут. находится 37 скважин (92,3 %), потенциал данных скважин невелик и составляет 2,5 т/сут. по нефти и 23,5 т/сут. по жидкости. С остановочными дебитами нефти от 5 до 10 т/сут. в бездействии находится 9 скважин, потенциал по этим скважинам составляет 7,4 т/сут. по нефти и 75,7 т/сут. по жидкости. С дебитами более 10 т/сут. остановлено 11 скважин, потенциал по нефти в среднем составляет 10 т/сут., по жидкости 64,6 т/сут.

Нагнетательный эксплуатационный фонд состоит из 289 скважин, из них 233 скважины по состоянию на 1.01.2022 г. действующие. В неработающем фонде находится 84 нагнетательных скважин (26,5%), в том числе: в бездействии 46 скважин (14,5%), в освоении 10 (3,1%), в консервации 22 (6,9%), ликвидировано 6 скважин. Проектный нагнетательный фонд реализован на 96,4%. Коэффициент использования скважин нагнетательного фонда составляет 0,806, коэффициент эксплуатации довольно высок 0,908. В период с 2020 по 2022 г. наблюдается увеличение действующего фонда нагнетательных скважин (с 216 до 233), из добывающего фонда под закачку за этот период переведено 17 скважин. На объекте Д11 в отдельных блоках наметился переход на блочно-замкнутую систему заводнения. Выборочно под закачку переведены единичные скважины первых добывающих рядов (по причине необходимости смещения фронта заводнения ближе к зоне стягивания).

Основной причиной бездействия и консервации нагнетательных скважин является подготовка к проведению циклического заводнения. 21,4% нагнетательных скважин бездействуют по техническим причинам. Также часть нагнетательных скважин месторождения была остановлена в связи со значительной выработкой запасов на некоторых участках залежей пластов.

Для выработки остаточных запасов углеводородов основного объекта разработки (Д11) необходимо продолжить формирование блочно-замкнутой системы заводнения, под закачку может быть переведена часть добывающих скважин, числящаяся в бездействии и консервации.

# 3 ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ РАБОТ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ И ОБСЛУЖИВАНИЮ ДОБЫЧИ НЕФТИ

# 3.1 Описание технологических показателей разработки и применяемых технологий

При изучении строения основного продуктивного горизонта Ромашкинского месторождения выявлено несоответствие принятой системы заводнения нефтяных пластов их геологическим характеристикам, а именно широкое развитие глинистых коллекторов. Ухудшение структуры запасов и начало резкого снижения уровня добычи активизировали работы по поиску методов эффективного гидродинамического воздействия на глинистые пласты.

В течение 2020 – 2023 г на ОАО «Татнефть» с целью выравнивания профиля приемистости (ВПП) нагнетательных скважин использовались 13 различных рецептур химических реагентов. Такое разнообразие рецептур объясняется различными свойствами вытесняющих реагентов, и соответственно, их функциональным назначением.

Для удобства анализа эффективности химических обработок с целью ВПП имеющиеся композиции реагентов скомпонованы в четыре группы:

1) микроэмульсии-2(М/Э-2);

2) гелеообразующий состав (ГОС);

3) вязкоупругий состав (ВУС);

4) комбинированные обработки.

За 2023 г на ОАО «Татнефть» проведено 242 химических обработки с целью выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин, получено 124817 т дополнительной добычи нефти, с эффективностью 5,9 т/с нефти на 1ГТМ, продолжительностью эффекта 89 сут. По Ромашкинскому месторождению за 2023 г проведено 148 ГТМ с целью ВПП, получено 85785 т дополнительной добычи, с эффективностью 6,7 т/с нефти на 1 ГТМ, продолжительностью эффекта 88 сут., суммарным эффектом на 1 ГТМ 580 т. Эффективность применения физико-химических МУН на ОАО «Татнефть» показана в (таблице 3.1)

Таблица 3.1 – Эффективность применения физико-химических МУН

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Наименование | Кол-во обработок | Эффект на 1 ГТМ, т | Технологический эффект, тыс. т |
| ГОС | 70 | 611 | 42,770 |
| ВУС | 26 | 429 | 16,545 |
| М/Э-2 | 35 | 646 | 22,610 |
| комбинированные | 9 | 399 | 3,591 |
| Всего | 140 |  | 85,785 |

Наиболее масштабное применение в качестве метода повышения нефтеотдачи технология «Темпоскрин» получила на месторождениях ОАО «Татнефть» за период с 2019-2022 гг. (таблица 3.2).

Таблица 3.2 – О реализации программ по повышению нефтеотдачи при воздействии ПГС «Темпоскрин»

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Пласт | Количество скважино-операций | Дополнительная добыча, тыс. т | | | |
| всего | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
| Д1-5 | 135 | 11,125 | 46,03 | 17,518 | 73,478 |
| Д10 | 23 |  |  | 0 | 77,936 |
| Д10 | 158 |  |  | 53,495 | 173,37 |
| Д10 | 23 |  |  | 11,406 | 0 |
| БС1 | 3 |  |  | 0 | 2,881 |
| Всего по технологии | 342 | 11,125 | 46,03 | 82,419 | 327,65 |

Промысловые работы по закачке реагента в нагнетательные скважины участка были проведены в марте 2022 г., а в ноябре суммарный прирост добычи по участку Д8 составил 1160 т, а по участку Д9 составил 1907 т.

# 3.2 Обоснование проектных работ

Основной объем проведенных ГТМ осуществлялся на фонде скважин данного объекта разработки Ромашкинкого месторождения.

За анализируемый период было проведено 24 мероприятия по переводу скважин на пласт Д11, бурение 2 горизонтальных скважин, 92 ГРП, дострелов и перестрелов, 739 ОПЗ химреагентами, РИР и ВИР, гидродинамические методы (форсированный отбор жидкости, повышение давления закачки, УОС), скважино-операций по ВПП. Динамика проведения ГРП в скважинах пласта Д11 и дополнительная добыча нефти показана в (таблице 3.3).

Таблица 3.3 – Динамика проведения ГРП в скважинах пласта Д11 и дополнительная добыча нефти

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Параметр | Год разработки | | | | | | Итого |
| 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
| Количество скважино-операций | 64 | 9 | 1 | 1 | 16 | 1 | 92 |
| Дополнительная добыча нефти, тыс. т | 178,8 | 16,7 | 4,7 | 0,3 | 57,1 | 0,9 |  |
| Накопленная дополнительная добыча от мероприятий данного года, тыс. т | 499,2 | 61,5 | 8,5 | 0,3 | 99,8 | 0,9 | 670,2 |
| Технологическая эффективность от мероприятий данного года,  тыс. т/скв.-опер. | 7,8 | 6,8 | 8,5 | 0,3 | 6,2 | 0,9 | 7,3 |

Применение ГРП в дальнейшем перспективно в южной части залежи, где отмечается ухудшение коллекторских свойств пласта. Проведение данного мероприятия позволит повысить проницаемость и увеличить область дренирования запасов. Для стабилизации динамики снижения добычи на пласте рекомендуется массовое проведение повторного ГРП в добывающих скважинах второго уплотняющего и первого стягивающего рядов. В центральной и северной частях залежи необходим адресный подход к подбору скважин для проведения мероприятий по гидроразрыву пласта.

Бурение горизонтальных скважин

В 2022 г. были пробурены 2 горизонтальные скважины №№ 9003Г и 9004Г расположенных в ВНЗ. Поскольку эффект от мероприятия продолжается в 2023 г., накопленная добычи нефти на 1 скважину превысит 20 тыс. т. Динамика дополнительной добычи нефти от бурения горизонтальных скважин пласта Д11 показана в (таблице 3.4).

Как показала практика эксплуатации ГС, перспективно забуривание вторых стволов скважин с горизонтальным окончанием из скважин в ЧНЗ, в частности, в юго-западной части залежи, в краевых зонах или скважин, значительно снизивших свою производительность в процессе эксплуатации.

Таблица 3.3 – Динамика дополнительной добычи нефти от бурения горизонтальных скважин пласта Д11

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Параметр | Год разработки | | | | | | Итого |
| 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
| Количество пробуренных скважин | 0 | 0 | 0 | 2 | 0 | 0 | 2 |
| Дополнительная добыча нефти, тыс. т | 0 | 0 | 0 | 4,5 | 12,0 | 14,5 | 31,0 |
| Средний дебит по нефти, т/сут | 0 | 0 | 0 | 33,2 | 22,3 | 42,7 | 30,6 |
| Обводненность, % | 0 | 0 | 0 |  |  |  |  |

Все перфорационные работы на месторождении проводились до 2022 г.

Всего от проведения перфорационных работ на добывающем фонде дополнительно получено 323,3 тыс. т нефти, на нагнетательном 30,7 тыс. т нефти. Динамика проведения перфорационных работ скважин пласта Д11 и дополнительная добыча нефти показана в (таблице 3.4).

Таблица 3.4 – Динамика проведения перфорационных работ скважин пласта БС11 и дополнительная добыча нефти

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Параметр | Год разработки | | | | | | Итого |
| 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
| Добывающий фонд | | | | | | | |
| Количество скважино-операций | 2 | 8 | 35 | 30 | 0 | 0 | 75 |
| Дополнительная добыча нефти, тыс. т | 4,0 | 0,9 | 24,0 | 14,3 | 0 | 0 |  |
| Накопленная дополнительная добыча от мероприятий данного года, тыс. т | 5,8 | 64,8 | 146,2 | 106,4 | 0 | 0 | 323,3 |
| Технологическая эффективность от мероприятий данного года,  тыс. т нефти/ скв.-опер. | 2,9 | 8,1 | 4,2 | 3,6 | 0 | 0 | 4,3 |
| Нагнетательный фонд | | | | | | | |
| Количество скважино-операций | 3 | 1 | 1 | 3 | 0 | 0 | 8 |
| Дополнительная добыча нефти, тыс. т | 0,2 | 0,03 | 2,1 | 3,3 | 0 | 0 |  |
| Накопленная дополнительная добыча от мероприятий данного года, тыс. т | 17,1 | 0,03 | 5,7 | 7,9 | 0 | 0 | 30,7 |
| Технологическая эффективность от мероприятий данного года,  тыс. т нефти/ скв.-опер. | 5,7 | 0,03 | 5,7 | 2,6 | 0 | 0 | 3,8 |

Перспективы продолжения перфорационных работ заключаются в перестрелах нагнетательных скважинах и дострелов продуктивных интервалов в нефтяных скважинах по данным ИННК сочетании их с различными видами физико-химических ОПЗ.

ОПЗ химреагентами. Наиболее массовым мероприятием по интенсификации добычи нефти на месторождении являются ОПЗ различного вида соляно- и глинокислотные обработки, малообъемные закачки ПАВ, очистка от отложений и тому подобное. Динамика проведения ОПЗ химреагентами скважин пласта Д11 и дополнительная добыча нефти показана в (таблице 3.5).

Таблица 3.5 - Динамика проведения ОПЗ химреагентами скважин пласта Д11 и дополнительная добыча нефти

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Параметр | Год разработки | | | | | | Итого |
| 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
| Добывающий фонд | | | | | | | |
| Количество скважино-операций | 41 | 64 | 7 | 16 | 1 | 14 | 143 |
| Дополнительная добыча нефти, тыс. т | 5,0 | 15,7 | 2,6 | 9,4 | 0,02 | 21,9 |  |
| Накопленная дополнительная добыча от мероприятий данного года, тыс. т | 30,7 | 65,6 | 3,4 | 21,0 | 0,02 | 21,9 | 142,5 |
| Технологическая эффективность от мероприятий данного года, тыс. т нефти/ скв.-опер. | 0,7 | 1,0 | 0,5 | 1,3 | 0,02 | 1,6 | 1,0 |
| Нагнетательный фонд | | | | | | | |
| Количество скважино-операций | 116 | 94 | 140 | 132 | 50 | 64 | 596 |
| Дополнительная добыча нефти, тыс. т | 14,5 | 13,0 | 13,6 | 49,7 | 30,7 | 66,2 |  |
| Накопленная дополнительная добыча от мероприятий данного года, тыс. т | 169,7 | 52,2 | 107,5 | 213,8 | 60,9 | 66,2 | 670,4 |
| Технологическая эффективность от мероприятий данного года,  тыс. т нефти/ скв.-опер. | 1,5 | 0,6 | 0,8 | 1,6 | 1,2 | 1,0 | 1,1 |

Ремонтно-изоляционные работы в период 2018-2023 г. проводились только в скважинах пласта Д11. Динамика проведения РИР скважин пласта Д11 и дополнительная добыча нефти показана в (таблице 3.6).

Таблица 3.6 - Динамика проведения РИР скважин пласта Д11 и дополнительная добыча нефти

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Параметр | Год разработки | | | | | | Итого |
| 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
| Добывающий фонд | | | | | | | |
| Количество скважино-операций | 6 | 1 | 1 | 0 | 1 | 0 | 9 |
| Дополнительная добыча нефти, тыс. т | 1,6 | 0,03 | 2,2 | 0 | 0,08 | 0 |  |
| Накопленная дополнительная добыча от мероприятий данного года, тыс. т | 1,8 | 0,03 | 2,2 | 0 | 0,08 | 0 | 4,1 |
| Технологическая эффективность от мероприятий данного года,  тыс. т нефти/ скв.-опер. | 0,3 | 0,03 | 2,2 | 0 | 0,08 | 0 | 0,45 |
| Нагнетательный фонд | | | | | | | |
| Количество скважино-операций | 5 | 2 | 2 | 3 | 2 | 0 | 14 |
| Дополнительная добыча нефти, тыс. т | 0,05 | 0,05 | 0,4 | 0,2 | 0 | 0 |  |
| Накопленная дополнительная добыча от мероприятий данного года, тыс. т | 1,7 | 0,7 | 0,5 | 0,2 | 0 | 0 | 3,1 |
| Технологическая эффективность от мероприятий данного года,  тыс. т нефти/ скв.-опер. | 0,35 | 0,36 | 0,25 | 0,1 | 0 | 0 | 0,22 |

На месторождении широко применялись такие гидродинамические методы интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пласта, как форсированный отбор жидкости, повышение давления закачки нагнетательных скважин и циклическая закачка. Динамика проведения мероприятий по форсированному отбору и повышения давления закачки показана в (таблице 3.7).

Таблица 3.7 - Динамика проведения мероприятий по форсированному отбору и повышения давления закачки

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Параметр | Год разработки | | | | | | Итого |
| 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
| Добывающий фонд | | | | | | | |
| Количество скважино-операций | 76 | 95 | 176 | 63 | 41 | 22 | 473 |
| Дополнительная добыча нефти, тыс. т | 4,4 | 5,8 | 13,4 | 5,8 | 6,7 | 9,0 |  |
| Накопленная дополнительная добыча от мероприятий данного года, тыс. т | 24,9 | 38,1 | 96,1 | 35,2 | 22,7 | 9,0 | 226,0 |
| Технологическая эффективность от мероприятий данного года,  тыс. т нефти/ скв. опер. | 0,32 | 0,4 | 0,55 | 0,56 | 0,55 | 0,4 | 0,48 |
| Нагнетательный фонд | | | | | | | |
| Количество скважино-операций | 9 | 8 | 10 | 4 | 3 | 0 | 34 |
| Дополнительная добыча нефти, тыс. т | 2,6 | 1,4 | 6,5 | 5,3 | 6,4 | 0 |  |
| Накопленная дополнительная добыча от мероприятий данного года, тыс. т | 5,0 | 5,5 | 6,5 | 5,3 | 6,4 | 0 | 28,7 |
| Технологическая эффективность от мероприятий данного года,  тыс. т нефти/ скв. опер. | 0,56 | 0,69 | 0,65 | 1,3 | 2,1 | 0 | 0,85 |

Одним из основных способов перемены фильтрационных потоков является выравнивание профиля приемистости. До 2020 г. на месторождении выполнялся большой объем работ по ВПП более 290 скважино-операций в 2018-2019 г.г. и 44 скважино-операции в 2020 г. в связи с прекращением применения ВПП на месторождении.

Проведенные работы по ВПП характеризуются достаточно устойчивым эффектом 0,9-1,1 тыс. т нефти/скважино-операцию, а в 2020 г. даже около 2,0 тыс. т нефти/скважино-операцию. Всего за счет проведения ВПП дополнительно добыто 703,8 тыс. т нефти, или 6,6% всей добычи нефти из пласта за период 2020-2023 г.

Динамика проведения ВПП в скважинах пласта БС11 и дополнительная добыча нефти показана в (таблице 3.8).

Таблица 2.13 - Динамика проведения ВПП в скважинах пласта Д11 и дополнительная добыча нефти

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Параметр | Год разработки | | | | | | Итого |
| 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
| Количество скважино-операций | 295 | 296 | 44 | 0 | 0 | 0 | 629 |
| Дополнительная добыча нефти, тыс. т | 132,5 | 129,2 | 86,2 | 0 | 0 | 0 | 347,9 |
| Накопленная дополнительная добыча от мероприятий данного года, тыс. т | 284,6 | 331,9 | 87,3 | 0 | 0 | 0 | 703,8 |
| Технологическая эффективность от мероприятий данного года,  тыс. т нефти/ скв. опер. | 1,0 | 1,1 | 2,0 | 0 | 0 | 0 | 1,1 |

Прекращение работ в 2020 г. по выравниванию профиля приемистости нагнетательных скважин в основном связано с отсутствием необходимых ресурсов бригад КРС. Вместе с тем сочетание ВПП с нестационарным способом заводнения обводненных пластов является перспективным направлением повышения нефтеотдачи пласта Д11.

Целесообразно в дальнейшем на основе вновь разработанной программы нестационарного заводнения предусмотреть возобновление работ по ВПП в комплексе с проведением сопутствующих мероприятий по воздействию на призабойную зону пласта.

Пласт Д101

За анализируемый период было проведено 18 мероприятий по переводу скважин на пласт Д101, 5 ГРП, в том числе 1 ГРП при вводе скважины из бурения, 1 дострел, 33 ОПЗ химреагентами, 5 скважино-операций по ВПП, а также 14 скважино-операций по форсированному отбору жидкости и 6 скважино-операций по повышению давления закачки.

Перфорационные работы. Единственным мероприятием этого вида ГТМ за анализируемый период был перестрел пласта в 2020 г., за счет чего было дополнительно добыто 0,138 тыс. т нефти.

Перевод скважин на пласт. От проведения 18 возвратов скважин на пласт Д101дополнительно добыто 14,9 тыс. тонн нефти при средней технологической эффективности 0,8 тыс. т нефти/скважино-операцию.

ОПЗ химреагентами. За счет проведения 33 мероприятий по обработке призабойной зоны пласта химреагентами было получено 61,1 тыс. т дополнительной нефти при средней технологической эффективности 1,9 тыс. т нефти/скважино-операцию. Единственное мероприятие по ОПЗ нагнетательной скважины за этот период оказалось неэффективным.

Гидроразрыв пласта. Дополнительная добыча нефти за анализируемый период за счет проведения 4 ГРП составила 109,8 тыс. т, технологическая эффективность 27,4 тыс. т/скважино-операцию. При вводе скважин из бурения был проведен 1 гидроразрыв пласта, который оказался неэффективным и при котором было получено 0,1 тыс. т дополнительной нефти.

Выравнивание профиля приемистости. Операции по ВПП на месторождении по пласту Д101 проводились только в период 2020-2021 г. Всего было проведено 5 скважино-операций, дополнительная добыча составила 2,2 тыс. т, технологическая эффективность 0,4 тыс. т/скважино-операцию.

Гидродинамические методы. На месторождении применялись такие гидродинамические методы интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пласта, как форсированный отбор жидкости, повышение давления закачки нагнетательных скважин и циклическая закачка. В добывающих скважинах было проведено 14 скважино-операций по ФОЖ, за счет чего дополнительно добыто 12,6 тыс. т нефти при средней технологической эффективности 0,9 тыс. т/скважино-операцию. От проведения 6 мероприятий по повышению давления закачки в нагнетательных скважинах было получено дополнительно 4,2 тыс. т нефти при средней технологической эффективности 0,7 тыс. т/скважино-операцию.

Всего дополнительная добыча за счет этих мероприятий составила 16,8 тыс. т нефти.

Циклическое заводнение. Проведение циклического заводнения пласта Д101 позволило обеспечить дополнительную добычу 3,8 тыс. т нефти.

Всего за счет мероприятий дополнительно добыто 208,8 тыс. т нефти.

Пласт Д102

За анализируемый период было проведено 9 мероприятий по переводу скважин на пласт Д102, 22 ГРП, 14 ОПЗ химреагентами, а также 16 скважино-операций по форсированному отбору жидкости и 1 скважино-операция по повышению давления закачки.

Гидроразрыв пласта. Дополнительная добыча нефти за анализируемый период за счет проведения 22 ГРП составила 727,7 тыс. т, технологическая эффективность – 33,1 тыс. т/скважино-операцию.

Перевод скважин на пласт. От проведения 9 переводов скважин на пласт Д102 дополнительно добыто 6,8 тыс. т нефти при средней технологической эффективности 0,8 тыс. т нефти/скважино-операцию.

ОПЗ химреагентами. За счет проведения 14 мероприятий по обработке призабойной зоны пласта химреагентами было получено 6,4 тыс. т дополнительной нефти при средней технологической эффективности 0,45 тыс. т нефти/скважино-операцию.

Гидродинамические методы.

В добывающих скважинах было проведено 16 скважино-операций по ФОЖ, за счет чего дополнительно добыто 3,8 тыс. т нефти при средней технологической эффективности 0,2 тыс. т/скважино-операцию. Единственное мероприятие по повышению давления закачки в нагнетательной скважине оказалось неэффективным.

Циклическое заводнение.

Проведение циклического заводнения пласта Д102 эффекта не имело дополнительная добыча нефти составила всего 3 т нефти. Всего за счет вышеперечисленных мероприятий дополнительно добыто 744,7 тыс. т нефти.

Пласт Д12

Единственным мероприятием по интенсификации добычи нефти и повышению нефтеотдачи пласта Д12 было проведение ГРП в 2020 году, которое эффекта не имело дополнительная добыча нефти всего 1,2 т нефти. В настоящее время пласт не разрабатывается.

# 4 РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА ПОДБОРА СКВАЖИН-КАНДИДАТОВ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ МУН И ОПЗ ПРИ ПОМОЩИ СИСТЕМ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ

Классическая методика подбора скважин-кандидатов для проведения ГТМ включает автоматизированный поиск скважин, удовлетворяющих критериям отбора и экспертную оценку успешности мероприятия на каждой скважине на основании полученных данных, расчёт прогнозного дебита жидкости и нефти после проведения ГТМ для удаления нерентабельных скважин из списка кандидатов.

Применение классической методики требует значительных временных затрат специалиста, который осуществляет большое количество итераций при поиске скважин-кандидатов для проведения ГТМ.

Предлагаемое ПО было разработано авторами для оптимизации процесса поиска скважин-кандидатов для ГТМ и уменьшения доли ручного труда. Методика использует для расчёта стандартные формы «Технологический режим добывающих скважин» и «Рейтинг бурения». По всему фонду скважин рассчитываются прогнозные запускные дебиты жидкости и нефти после проведения операций ГРП или обработки призабойной зоны пласта; объединяются результаты расчётов потенциала каждой скважины после проведения ГТМ и ранжируются по приростам дебита нефти. Применение разработанной методики позволяет массово и одновременно рассчитывать прогнозные дебиты воды и нефти действующего фонда скважин после ГРП и ОПЗ по всем пластам, а работа специалиста по ГТМ сводится лишь к экспертному выбору оптимальных вариантов, предложенных после расчёта.

Более детально процесс работы «Подбор участков на МУН и ОПЗ» в базу данных КИС АРМИТС для подбора скважин-кандидатов состоит из следующих этапов.

1. Сбор и подготовка данных:

- Собрать и подготовить данные о ранее проведенных МУН и ОПЗ на скважинах с указанием успешности выполнения этих операций. Входными данными могут быть параметры скважин (геологическая информация, физико-химические показатели и т.д.), а также результаты применения МУН и ОПЗ.

- Провести очистку и предобработку данных, включающую удаление выбросов, заполнение пропущенных значений и преобразование параметров в числовой формат.

2. Выбор и обучение модели машинного обучения:

- Выбрать подходящую модель машинного обучения для решения задачи классификации (например, модель Random Forest или Gradient Boosting).

- Разделить подготовленные данные на обучающую и тестовую выборки.

- Обучить модель на обучающей выборке, используя алгоритм машинного обучения.

- Оценить качество модели на тестовой выборке, используя метрики, такие как точность, полнота и F-мера.

3. Отбор скважин-кандидатов:

- Применить обученную модель к новым данным скважин для предсказания их потенциала для успешного проведения МУН и ОПЗ.

- Отобрать скважины-кандидаты, для которых предсказание показывает высокую вероятность успешной реализации МУН и ОПЗ.

4. Проверка результатов:

- Провести МУН и ОПЗ на отобранных скважинах-кандидатах.

- Оценить результаты проведенных операций и сравнить их с предсказаниями модели.

- Провести анализ ошибок, если такие имеются, и произвести коррекцию модели, если это необходимо.

5. Работа в режиме обновления:

- Регулярно обновлять обучающую выборку данных, основываясь на реальных результатах МУН и ОПЗ.

- Периодически повторять процесс обучения модели с использованием обновленных данных для повышения качества предсказаний.

Важно отметить, что конкретные детали и параметры алгоритма будут зависеть от характера исходных данных, используемых моделей машинного обучения и требований к решаемой задаче. Необходимо провести детальный анализ и эксперименты для определения оптимального подхода.

Технологии представленные в данной программе основаны на применении полиакриламида Poly-T101. Данный полимер был разработан специально для работ по увеличению нефтеотдачи пластов на месторождениях ОАО «Татнефть».

Параметры гелевых систем создаваемых данным полимером легко регулируются и позволяют создавать повышенные сопротивления движению воды в широком диапазоне геолого-физических факторов. Тем самым, решая задач по выравниванию профиля вытеснения и, соответственно, увеличению нефтеотдачи пластов. Варианты технологии с предоторочками RD-Agent и DI-Agent предназначены для скважин призабойная зона которых загрязнена различными отложениями.

CL-Systems

Технология по модификации профиля приемистости нагнетательных скважин с целью повышения нефтеотдачи пластов. Суть технологии заключается в создании в нагнетаемой жидкости структурных сшитых систем полиакриламида. Средний объем композиции СL-System на 1 нагнетательную скважину составляет 650 м3. Закачка СL-System проводится 2-мя оторочками. Основная (80 %) с концентрацией ПАА 0,4% и концентрацией АХ (ацетата хрома) – 0,04%. Подкрепляющая – (20 %) с концентрацией ПАА 0,6% и концентрацией АХ – 0,06%

CD-Systems

Суть технологии в создании в потоке жидкости специальных гель-дисперсных наполнителей представляющих собой упругие деформируемые частицы. Они образуются в результате мгновенной сшивки разветвленных молекул полимера. Эти частицы имеют прочный упругий центр и мягкую оболочку из сшитой полимерной системы. Гель-дисперсные системы лежащие в основе технологии CD-Systemsлишены недостатков технологий с «жесткими наполнителями» Технология CD-Systemsпозволяет создавать в трещинах различного происхождения зоны высокого сопротивления. Причем благодаря хорошей седиментационной устойчивости процесс легко конролировать, а благодаря плотной упаковке и легкой фильтрации в трещинах зоны повышенного сопротивления создаются даже при минимальной раскрытости трещин.

В технологии СD-System объём первой оторочки составляет 50-70 м3, и состоит из 1% раствора полиакриламида марки АК-631 и 0,1 % хромкалиевых квасцов. Объём второй оторочки рассчитывается аналогично объёму композиции в технологии СL-System.

RD-Agent+СL-System

Технология обработки призабойной зоны скважины RD-Agent+СL-Systemпредназначена для обработки нагнетательных скважин с предварительной очисткой призабойной зоны скважины от загрязнения АСПО, парафинами и другими органическими веществами вносимыми в пласт с технической водой системы ППД. Суть технологии в дозировании в нагнетаемую жидкость смеси высокоэффективных ПАВ и органических растворителей в соотношении 1:1 и общей концентрацией в растворе 1-3%. Объем оторочки RD-Agentсоставляет 50-150 м3 Объём второй оторочки рассчитывается аналогично объёму композиции в технологии СL-System.

DI-Agent+CL-System

Технология обработки призабойной зоны скважины DI-Agent+CL-Systemпредназначена для предварительной очистки призабойной зоны нагнетательной скважины от загрязнения твердыми минеральными частицами и локального увеличения проходимости поровых каналов путем разрушения скелета породы для снижения фильтрационных сопротивлений вызванных несовершенством интервала перфорации и привнесенными в пласт загрязнениями.

DI Agent® предназначен для получения водных многокомпонентных кислотных растворов применяемых при обработках нагнетательных и добывающих скважин. Свойства раствора DI Agent®, аналогичны распространенным глинокислотным обработкам. В тоже время раствор DI Agent® значительно превосходит обычные кислотные растворы по эффективности применения за счет предотвращения вторичного осадкообразования, замедленной скорости реакции позволяющей обрабатывать удаленные от ствола скважины зоны, а также низкая коррозионная активностью. Концентрация состава DI-Agent в предоторочке составляет 10%, объем в среднем рекомендуется исходя из 1,5-2 м3 на 1 м перфорированной толщины пласта. Объём второй оторочки рассчитывается аналогично объёму композиции в технологии СL-System.

Выбор технологий ПНП по нагнетательным скважинам осуществляется на основании следующих данных:

1) приёмистости скважины;

2) данных ГДИ;

3) данных ГИС;

4) геолого-технологических характеристик скважины.

В представленной программе выбор технологий осуществлялся на основании данных по приёмистости скважины на последнюю дату.

В случае если приёмистость изменяется в пределах 250-500 м3/сут выбиралась технология CL-System;

Если суточная приёмистость по скважине оказывалась ниже 250 м3/сут, то предлагалась комплексная технология (интенсификация + СПС).

Технология интенсификации выбиралась, опять же, основываясь на данных по приёмистости.

Технология обработки КПАС применяется для воздействия на призабойную зону добывающих скважин с целью интенсификации притока нефти, а так же для повышения приемистости нагнетательных скважин.

Сущность технологии и механизм воздействия

Высокая эффективность действия кислотного поверхностно-активного состава на терригенный пласт определяется наличием неионогенного моющего ПАВ, смеси ингибированной соляной и плавиковой кислот, а также специально подобранного растворителя асфальто-смолистых и парафиновых отложений (АСПО).

Внедряются две технологические схемы закачки КПАС.

Первая схема включает циклическую закачку по 6 - 8 м3 КПАС с продавкой в пласт каждой порции кислотного раствора. Максимальное количество технологических циклов при обработке КПАС добывающей скважины – 4 (оптимальное 2-3 цикла).

По второй схеме весь объем КПАС закачивают в виде одной порции. Объем КПАС выбирают из расчета 0,8-1,5 м3 на 1 метр интервала перфорации.

Состав КПАС

С целью повышения эффективности очистки призабойной зоны пласта нагнетательных и добывающих скважин состав КПАС содержит:

1) смесь ингибированной соляной и плавиковой кислот;

2) реагент РДН-0, разработанный и изготовляемый в ОАО "ОТО" (сертификат на применение реагента РДН-1 и его марок (РДН-0 и РДН-1И) в технологических процессах добычи нефти на территории РФ № ТЭК RU.ХПОЗ.245810.080.ОКП 245813, гигиеническое заключение на применение реагента типа РДН № 63.СЦ.06.245.П.01961.09.00)

# 5 БЕЗОПАСНОСТЬ ПРОЕКТНЫХ РАБОТ

# [5.1 Анализ состояния охраны труда](file:///C:\Users\User\Downloads\VKR_Gilyazetdinov_R_A%20(2).docx#_Toc131408377) ОАО «Татнефть»

ОАО «Татнефть» имеет систему управления охраной труда, которая соответствует законодательству Российской Федерации и международным стандартам. Компания проводит регулярную оценку условий труда, обучение работников по вопросам безопасности и здоровья, а также организует медицинские осмотры сотрудников.

Система управления охраной труда содержит комплекс взаимосвязанных элементов, устанавливающих политику и цели в области охраны труда и процедуры по достижению этих целей. Общие требования к организации работы по охране труда, принципам и методам управления, задачам, правам, обязанностям и ответственностью по созданию здоровых и безопасных условий труда устанавливает «Положение о системе управления охраной труда».

В Компании действует Комитет по охране труда, в функции которого входит организация совместных действий исполнительных органов и профсоюзного комитета по обеспечению требований охраны труда, предупреждению производственного травматизма и профессиональных заболеваний и сохранению здоровья работников. В состав Комитета на паритетной основе входят 16 человек – по 8 представителей с каждой из сторон партнёрства. Так же, совместные комитеты по охране труда созданы в каждом структурном подразделении Компании.

Комитет по охране труда организует проведение проверок условий и охраны труда, информирует работников о результатах указанных проверок, осуществляет сбор предложений к разделу об охране труда коллективного договора. Уполномоченные по охране труда, избираемые профсоюзными организациями подразделений, содействуют созданию здоровых и безопасных условий труда, а также осуществляют общественный контроль за состоянием условий труда на рабочих местах.

Кроме того, в компании есть процедуры обеспечения безопасности на производстве, контроль за выполнением правил по охране труда, а также механизмы реагирования на возможные аварийные ситуации.

В целях обеспечения профилактических мер по сокращению производственного травматизма и профессиональных заболеваний в Компании действует «Положение об организации обучения и проверки знаний требований охраны труда, подготовки и аттестации по промышленной безопасности работников».

Руководители и специалисты проходят специальное обучение по охране труда в образовательных учреждениях и учебных центрах в течение первого месяца при поступлении на работу, далее – по мере необходимости, но не реже одного раза в три года, прочие работники - в комиссиях по проверке знаний требований охраны структурных подразделений, предприятий, по утвержденным программам обучения.

Все работники рабочих профессий, после первичного инструктажа на рабочем месте и стажировки перед допуском к самостоятельной работе, проходят проверку знаний требований охраны труда. Очередная проверка знаний работников проводится с периодичностью не реже 1 раза в 12 месяцев. Работники, связанные с выполнением работ или обслуживанием опасных производственных объектов, установок, в том числе электроустановок, оборудования, являющегося источником повышенной опасности, иных объектов повышенной опасности, проходят первичную и периодическую проверку знаний по безопасности труда в сроки, установленные соответствующими регламентирующими документами.

# 5.2 Безопасность рабочих мест

В целях повышения эффективности работы по созданию безопасных и здоровых условий труда в Компании ежегодно заключаются Соглашения по охране труда, которые регулируют отношения между работодателем и работниками и определяют взаимную ответственность сторон, а также планирование, обеспечение и проведение разнообразных мероприятий по охране труда.

На проведение мероприятий по охране труда, предусмотренных Соглашениями по охране труда, в 2022 году направлено более 1,9 млрд рублей. Затраты на 1 работника составили 29,1 тыс. рублей.

С целью разработки и реализации мероприятий, направленных на улучшение условий труда работников, снижения рисков воздействия вредных и опасных производственных факторов в Компании проводится специальная оценка условий труда: плановая – 1 раз в 5 лет и внеплановая специальная оценка условий труда на рабочих местах в структурных подразделениях Компании. В 2022 году проведена специальная оценка условий труда на 12 964 рабочих местах. По результатам специальной оценки условий труда разработаны мероприятия по улучшению условий труда на рабочих местах.

В целях обеспечения здоровых условий труда, выполнения требований санитарных норм и правил к технологическим процессам, оборудованию, транспорту, организации рабочих мест, режимам труда, отдыха и санитарно-бытовому обслуживанию, предупреждения воздействия на здоровье вредных и опасных факторов, предупреждения профессиональных заболеваний работников на рабочих местах осуществляется производственный контроль за соблюдением санитарных правил. В 2022 году проведены санитарно-гигиенические исследования рабочих мест на сумму 37,8 млн рублей.

Ежегодно в соответствии с требованиями законодательства, в целях динамического наблюдения за состоянием здоровья работников, своевременного выявления начальных форм профессиональных заболеваний, ранних признаков воздействия вредных и (или) опасных производственных факторов рабочей среды, трудового процесса на состояние здоровья работников, выявления медицинских противопоказаний к осуществлению отдельных видов работ, проводятся обязательные периодические медицинские осмотры работников, психиатрические освидетельствования (в том числе, в части наркологических заболеваний).

Действуют программы добровольного медицинского страхования, реабилитационно-восстановительного лечения и санаторного оздоровления работников. Для снижения заболеваний опорно-двигательного аппарата на рабочих местах со значительными физическими нагрузками используются поясничные экзоскелеты.

В целях профилактики и нивелирования возможных последствий пандемии COVID-19 продолжается работа по предупреждению заболеваемости. Осуществляется реабилитация сотрудников, переболевших COVID-19.

# 6 ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТНЫХ РАБОТ

Компания придерживается принципов Глобального договора ООН и оценивает воздействия планируемой и осуществляемой деятельности на окружающую среду при принятии управленческих и инвестиционных решений наряду с другими значимыми факторами, а также в решении экологических проблем, вопросов промышленной безопасности и охраны труда.

При осуществлении своей деятельности Компания отдает приоритет мероприятиям, направленным на предупреждение возможного негативного воздействия на окружающую среду. Выявление опасностей, оценка и управление рисками в области обеспечения охраны окружающей среды, климатическими рисками осуществляется на всех этапах жизненного цикла производства, начиная с предпроектных изысканий.

Утвержденная «Стратегия развития в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды Группы „Татнефть“ до 2030 года» определяет цели и ответственность Компании в области климатических аспектов и выбросов парниковых газов. Компания применяет в своей производственной деятельности передовые научные достижения и инновационные технические решения, системы и процессы с учётом мирового опыта и наилучших доступных технологий в целях предотвращения изменения климата, а также снижения негативного воздействия на окружающую среду.

При проведении работ необходимо соблюдать требования по охране окружающей среды согласно нормативным документам:

– Федеральный закон «Об охране окружающей среды»;

– Федеральный закон «О недрах»;

– Федеральный закон «Об отходах производства и потребления»;

– Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха»;

–постановление «О порядке организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории РФ».

Одной из основных задач по подбору промышленных решений защиты окружающей среды считается присутствие природоохранных ограничений хозяйственной деятельности. При работе со скважинами следует придерживаться условий по охране окружающей среды, определенные законодательством по охране природы СНиП 12–01–2004. Организация на промысле обладает согласованными планами нормативов предельно допустимых выбросов в воздух, предельно допустимых сбросов, планом нормативов создания формирования отходов, а также лимитов на их расположение. Произведем анализ воздействия ремонтно-изоляционных работ на атмосферу, гидросферу и литосферу.

# 7 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ

# 7.1 Расчет себестоимости дополнительной добычи нефти и экономического эффекта

Показателем экономической эффективности мероприятия является экономический эффект, он определяется как превышение стоимостной оценки результатов над стоимостной оценкой совокупных затрат ресурсов.

Исходные данные для расчета представлены табл. 7.1.

Таблица 7.1 – Технико-экономические показатели

|  |  |
| --- | --- |
| Показатели | Значение |
| Количество закачек,скв. | 2 |
| Дополнительная добыча нефти, тыс. т | 7,143 |
| Цена нефти (за 1т), руб. | 23000 |
| Условно-переменные затраты, руб./т  на добычу 1 т. нефти (50,2% от с/с) | 930 |
| Себестоимость нефти до мероприятия, руб./т | 3100 |
| Налог на прибыль, % | 24 |

Стоимостная оценка результата базируется на технологическом режиме, по мероприятию, связанному с увеличением добычи, равна:

1. Дополнительная выручка от добычи нефти:

Дополнительная добыча нефти = 7,143 т

Цена нефти = 23000 руб./т

Дополнительная выручка = 7,143 т \* 23000 руб./т = 164,329 тыс. руб.

2. Условно-переменные затраты на добычу дополнительной нефти:

Условно-переменные затраты на добычу 1 т нефти = 930 руб./т

Условно-переменные затраты на добычу 7,143 т нефти = 930 руб./т \* 7,143 т = 6,655,290 руб.

3. Прибыль от дополнительной добычи нефти:

Дополнительная выручка - Условно-переменные затраты = 164,329 тыс. руб. - 6,655,290 руб. = 157,673 тыс. руб.

4. Налог на прибыль:

Прибыль от дополнительной добычи нефти = 157,673 тыс. руб.

Налог на прибыль = 24%

Налог = 157,673 тыс. руб. \* 24% = 37,841,52 тыс. руб.

5. Чистая прибыль от дополнительной добычи нефти:

Прибыль от дополнительной добычи нефти - Налог на прибыль = 157,673 тыс. руб. - 37,841,52 тыс. руб. = 119,831,48 тыс. руб.

Таким образом, экономический эффект от дополнительной добычи нефти составляет 119,831,48 тыс. руб.

# 8 КОММЕРЦИАЛИЗАЦИЯ ПРОЕКТА

# 8.1 Актуальность проекта. Резюме

Программа для оптимизации процесса поиска скважин-кандидатов для методов увеличения нефтеотдачи и уменьшения доли ручного труда представляет собой инновационное решение, которое поможет геологам и инженерам быстро и эффективно найти наиболее перспективное месторождение и применения современных технологий добычи нефти.

Программа использует алгоритмы машинного обучения для анализа геологических данных, сейсмических обследований, гидродинамических моделей и других параметров, что позволяет автоматизировать и ускорить процесс принятия решений при выборе месторождений для разработки.

С помощью программы возможно оптимизировать рабочие процессы, сократить время и затраты на поиск и подготовку кандидатов, а также минимизировать риск ошибок и неудачных инвестиций.

Программа обладает удобным и интуитивно понятным интерфейсом, что позволяет использовать ее как опытным специалистам, так и начинающим геологам. Благодаря своей гибкости и масштабируемости, она может быть адаптирована под конкретные потребности и требования заказчика.

В результате использования программы пользователь получает доступ к современным методам и технологиям в области геологии и добычи нефти, что позволяет повысить эффективность работы, увеличить добычу нефти и снизить воздействие на окружающую среду.

# 8.2 Описание рыночного продукта

Для расчета закачки композиции мною предлагается выбрать скважину 107 пласта Д11 Ромашкинкого месторождения, так как данный очаг подходит под критерии применимости метода (таблица 8.1), также метод сшитых полимерных систем показал хорошую эффективность при данных геолого-физических условиях. Расчет произведен с помощью программы.

Таблица 8.1 – Геологофизическая характеристика скважины 1107 пласта Д11

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование критерия | Характеристика, величина |
| Тип коллектора | терригенный |
| Вид коллектора | поровый |
| Стадия разработки | падающая добыча |
| Система заводнения | очагово-избирательная |
| Средняя обводненность добываемой продукции по участку, % | 90,5 |
| Проницаемости, мкм2 | 53,9\*10-3 |
| Коэффициент расчлененности, ед. | 2,5 |
| Глубина залегания пласта, м | от 2635 до 2650 |
| Температура прискважинной зоны пласта, 0С | 83 |
| Приемистость скважины при рабочем давлении нагнетания, м3/сут | 383 |

На основании полученных данных можно сделать вывод о целесообразности использования метода сшитых полимерных систем для закачки композиции в скважину 107 пласта Д11 Ромашкинкого месторождения. Данный метод может значительно увеличить производительность скважины и добычу нефти. Рекомендуется провести пилотное испытание для подтверждения эффективности данного метода на данной скважине.

Следовательно, можно рекомендовать метод сшитых полимерных систем под закачку данного очага. Исходные данные приведены в (таблице 8.2).

Таблица 8.2 – Исходные данные для расчета объема закачки

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование | Значение |
| Глубина скважины Н, м | 2655 |
| Пластовое давление Р, МПа | 25,2 |
| Длина колонны НКТ L, м | 2614 |
| Наружный диаметр НКТ d, м | 0,073 |
| Внутренний диаметр НКТ dвн, м | 0,062 |
| Внутренний диаметр ОК D, м | 0,1247 |
| Эфективная толщина пласта h, м | 15 |
| Текущая приемистость Q, м3/сут | 383 |
| Коэффициент приемистости Кпр, м3/сут\*МПа | 25,6 |

Так как приёмистость изменяется в пределах 250-500 м3/сут выбирается технология CL-System.

Из технологии проведения работ известно, что средневзвешенные объёмы композиции СПС при обработке нагнетательных скважин с высокой приёмистостью составляют 500 – 550 м3.

Исходя из рассмотренных данных по геофизическим условиям месторождения, состоянию его разработки, свойствам полимерных композиций, предлагается следующая усредненная технология СПС:

1) средний объем композиции СПС Vкомп на 1 нагнетательную скважину составляет 550м3.

2) закачка СПС проводится 2-мя оторочками. Основная – 450 м3 с концентрацией ПАА – 0,4% и концентрацией АХ – 0,04% и вторая – 100 м3 с концентрацией ПАА - 0,6% и концентрацией АХ – 0,06%.

3) расход реагентов на 1 скважинную операцию определяется по формуле

m=ρ1\*V1+ρ2\*V2, кг,

где ρ1, ρ2 – плотность реагента в первой и второй оторочке, кг/м3;

V1, V2 – объм первой и второй оторочки, м3.

Исходя из формулы рассчитаем расход реагентов:

mПАА = 4 кг/м3 \* 450 м3 + 6 кг/м3 \*100 м3 =1800+600=2400 кг

mАХ = 0,4 кг/м3 \* 450 м3+ 0,6 кг/м3 \*100 м3 =180+ 60=240 кг

4) рассчитаем параметры закачки 550 м3 композиции.

До того как раствор композиции дойдет до забоя, в пласт проникнет некоторое количество воды находящееся в скважине Vс, которое определяется как сумма объема колонны НКТ Vнкт  и подпакерного пространства Vпакер.

Объем колонны НКТ Vнкт определяется по формуле

Vнкт =d2вн\*π\*L/4= 0,0622\*3,14\*2614/4 = 7,88 м3,

где Vнкт - объем колонны НКТ, м3;

dвн - внутренний диаметр НКТ, м;

L - длина колонны НКТ, м.

Объем подпакерного пространства Vпакер

Vпакер=D2\*π\*(Н-L)/4=0,12472\*3,14\*(2655-2614)/4=0,5 м3,

где Vпакер - объем подпакерного пространства, м3;

D - внутренний диаметр обсадной колонны, м;

Н - глубина скважины, м.

Объем воды в скважине Vс определяется по формуле

Vс=Vнкт+Vпакер=7,88+0,5=8,38 м3

где Vс - объем воды в скважине, м3.

Объем продавочной жидкости (воды) Vпж определяется из условия 2 м3 воды на 1 м эффективной толщины пласта

Vпж=h\*В=15\*2=30 м3,

где h - эффективная толщина пласта, м;

В - объем продавочной жидкости на 1м толщины пласта, м3/м.

Тогда количество жидкости V, которое необходимо закачать в пласт, будет равно

V=Vc+Vкомп+Vпж=8,38+550+30=588,38 м3,

где V – общий объем жидкости, м3.

5) для приготовления суспензии и закачки жидкости необходим насосный агрегат с определенными паспортными характеристиками.

Подберем и рассчитаем режим работы оборудования для закачки композиции.

За основу расчета темпов закачки растворов используется формула Дюпюи

Qж=Кпр\*(Рзаб-Рпл),

где Qж – приемистость скважины, м3/сут;

Kпр – коэффициент приемистости скважины, м3/сут\*МПа;

Рпл – пластовое давление, МПа;

Рзаб – забойное давление при закачке, МПа.

Из формулы определяем забойное давление

Рзаб=Qж/Кпр+Рпл=383/25,6+25,2=40,1 МПа

Чтобы не произошел гидроразрыв пласта необходимо создать такое забойное давление в скважине, чтобы оно не превышало допукаемое, т.е. объем закачки при перепаде давлений не должен быть больше текущей приемистости скважины. Для этого надо определить максимальное давление агрегата Рагр, которое находится из условия

Рзаб=Ргс+Рагр, МПа

где Ргс - гидростатическое давление столба жидкости в скважине, МПа;

Рагр - давление развиваемое агрегатом, МПа.

Из формулы найдем гидростатическое давление

Ргс=p\*g\*H = 1060\*9,81\*2655=27,6 МПа,

где р - плотность воды, кг/ м3;

g=9,81м/с2;

Н-глубина скважины, м.

тогда

Рагр=Рзаб-Ргс=40,1-27,6=12,5 МПа

Найденное давление агрегата создает перепад давлений на забое при котором максимальная подача равна

Qзак=Кпр\*(Рзак-Рпл) = 25,6\*(40,1-25,2)=381,44 м3/сут =4,41 дм3/с,

где Qзак- производительность насосного агрегата, м3/сут;

Рзак - давление на забое при закачке, МПа.

Это означает, что производительность насосного агрегата должна быть около 4,45 дм3/с.

Технология СПС базируется на применении полимерных гелеобразующих композиций на основе гидролизованных полимеров и ацетата хрома в качестве сшивающего агента.

Для применения технологии СПС на месторождениях ОАО «Татнефть» рекомендован полиакриламид POLY-T-101. Данный полимер выбран на основе испытаний, включающих физико-химические и фильтрационные эксперименты, а также конъюнктуры рынка реагентов.

Испытания реагента проводились по программе, включающей определение физико-химических характеристик полимера, реологических свойств растворов, исследование кинетики гелеобразования в присутствии сшивающего агента, а также фильтрационных характеристик гелей в пористой среде.

Эффективность применения сшитых полимерных систем определена для очага скважин 389, 391 реагирующие скважины (331, 358, 389, 391, 450, 451, 4340, 4341, 4342, 8380). Закачка проводилась в мае 2023 г. Расчет технологических показателей произведен с использованием программы КИС АРМИТС, в основе которого лежат методы расчета по характеристикам вытеснения. Характеристики вытеснения получены на основе обобщения промысловых данных и широко используются как в нашей стране, так и за рубежом при определении прогнозных уровней добычи нефти на поздних стадиях разработки.

Расчет и алгоритм работы:

1) Задаваясь исходными данными годовыми добычами нефти, воды и жидкости с начала разработки месторождения, а также обводненностью находим накопленную добычу нефти, воды и жидкости (Приложение А).

2) Зная параметр (Qн, Qв, Qж, ∑Qн, ∑Qв, ∑Qж) рассчитываются необходимые параметры по каждому из методов (Приложение Б).

3) Графические зависимости согласно каждому из методов, проведя к каждой зависимости линию тренда с определением эмпирического коэффициента (рисунок 8.1 – 8.5).

Рисунок 8.1 - Зависимость ∑Qж\*∑Qн=∑Qж

Рисунок 8.2 - Зависимость 

Рисунок 8.3 - Зависимость ∑Qж/∑Qн=∑Qв

Рисунок 8.4 - Зависимость ∑Qн/∑Qж=∑Qн

4) Зная эмпирические коэффициенты и расчетные формулы для каждой из методик ПО может спрогнозировать добычу без применения сшитых полимерных систем (Приложение В) и найти прирост в добычах (Приложение Г).

5) Определяя среднюю разницу в добычах по методам с большей корреляцией, отразим диаграмму текущей и спрогнозированной добычи и наглядно предтален технологический эффект (рисунок 8.5).

Рисунок 8.5 - Технологическая эффективность

6) Выводим диаграмму среднесуточной добычи и обводненности (таблица 8.6)

Рисунок 8.6 – Зависимость среднесуточной добычи и обводненности от времени

# 8.3 Бизнес-гипотеза

Бизнес-гипотеза заключается в том, что существует спрос на программное обеспечение, которое помогает нефтяным компаниям оптимизировать процесс поиска скважин-кандидатов для методов увеличения нефтеотдачи. Существующие методы поиска скважин требуют больших затрат времени и ресурсов, при этом результаты могут быть неэффективными.

Предлагаемое программное обеспечение будет использовать алгоритмы машинного обучения и геоинформационные системы для анализа больших объемов данных и выявления потенциально перспективных месторождений. Это позволит компаниям существенно сократить время и затраты, а также повысить вероятность успешного бурения и добычи нефти.

Для проверки данной гипотезы необходимо провести исследование рынка и потенциальных клиентов, определить основные требования к программному обеспечению, разработать прототип и протестировать его на реальных данных. В случае успешного тестирования и заинтересованности потенциальных клиентов, можно приступить к коммерциализации разработки и масштабированию бизнеса.

# 8.4 Анализ рынка

Методы увеличения нефтедобычи являются ключевым направлением работы для большинства нефтяных компаний, так как они позволяют увеличить объем добычи и улучшить экономические показатели производства нефти. Одним из наиболее распространенных методов увеличения нефтедобычи является технология гидроразрыва пласта (гидрофракция). Этот метод заключается в создании в пласте трещин с целью увеличения проницаемости породы и увеличения дебита скважины. Гидроразрыв пласта позволяет добывать нефть из тех пластов, которые ранее не могли быть эксплуатированы.

Активно применяются методы горизонтального бурения и многоступенчатого гидроразрыва пласта. Горизонтальное бурение позволяет увеличить контакт пласта с скважиной и увеличить добычу нефти, а многоступенчатый гидроразрыв пласта позволяет эффективно использовать гидравлическую фракцию для многих скважин одновременно.

Так же, активно развиваются методы использования инновационных технологий, таких как нанотехнологии и наноматериалы, для улучшения процессов добычи нефти. Нанотехнологии позволяют улучшить характеристики флюидов в пласте, улучшить скважинную обстановку и увеличить добычу нефти.

Процесс накопления цифровых технологий привел к становлению и развитию цифровизации сначала в наиболее динамичных и технологических отраслях, которые, в свою очередь, обусловили применение цифрового инструментария в сфере промышленности – прежде всего, нефтегазовой. Результаты проведенных зарубежных исследований ВЭФ и McKinsey в 2020–2021 гг. позволили сделать вывод о том, что нефтегазовые компании, в качестве первопроходцев эффективно адаптировавшие и внедрившие технологические инструменты индустрии 4.0, увеличат выручку на 122 %.

Основные тренды на рынке разработки программного обеспечения для подбора скважин в России включают в себя:

- увеличение использования алгоритмов машинного обучения для повышения точности и эффективности подбора скважин;

- развитие геоинформационных систем и цифровых технологий для анализа геологических данных и определения наиболее перспективных месторождений;

- повышенный спрос на программное обеспечение, способное интегрироваться с другими системами управления производством и мониторинга параметров скважин.

На российском рынке присутствует ряд крупных компаний, специализирующихся на разработке программного обеспечения для нефтегазовой отрасли, а также небольшие стартапы, предлагающие инновационные решения для оптимизации процесса подбора скважин.

 Следует привести ряд таких проектов в различных зарубежных нефтяных компаниях (данные «Вестника Евразийской науки»):

1. «Умные» скважины – Smart Wells (Schlumberger);

2. «Умные» операции – Smart Operations (Petoro);

3. «Интегрированные» операции – Integrated Operations (Statoil, OLF);

4. «Электронное» управление – eOperations (North Hydro);

5. «Управление в режиме реального времени» – Real Time Operations (Halliburton);

6. «Правильное» направление – eDrift (OD);

7. «Интегрированная модель управления активами» – Integrated Asset Operation Model (IAOM), ADCO;

8. «Умное» месторождение – Smart Field (Shell);

9. «Интеллектуальное» месторождение – i-field (Chevron);

10. «Месторождение будущего» – Field of the future (BP);

11. «Цифровое» нефтяное месторождение будущего – Digital oil field of the future DOFF (CERA);

12. Оптимизация «интеллектуального» месторождения и удаленное управление – Intelligent Field Optimisation and Remote Management/INFORM (Cap Gemini) и другие.

Несмотря на различные наименования и ключевые точечные цели, все эти ИТ-продукты имеют схожий функционал: моделирование большого количества оптимальных и/или кризисных ситуаций и дифференциация вариантов развития их в производственной сфере нефтегазового сектора, в том числе захватывая наиболее эффективное управление персоналом нефтегазовых компаний.

Стоит отметить, что у российских компаний степень цифровизации скважин отстает от показателей ведущих мировых корпораций, но тем не менее уже составляет около 30 % от общего объема (по доле в добыче). Приоритеты государства в области цифровой трансформации нефтегазового сектора и ТЭК в целом зафиксированы в следующих документах:

1. 18 показателей, входящих в оценку «цифровой зрелости» отрасли «Энергетическая инфраструктура».

2. Национальная программа «Цифровая экономика Российской Федерации».

3. Энергетическая стратегия России на период до 2035 г.

4. Комплексный план модернизации и расширения магистральной инфраструктуры на период до 2024 года: федеральные проекты «Технологии освоения трудноизвлекаемых углеводородов», «Гарантированное обеспечение доступной электроэнергией» и «Гарантированное обеспечение транспорта нефти, нефтепродуктов, газа и газового конденсата».

5. Ведомственный проект Минэнерго России «Цифровая энергетика».

Однако, рынок все еще имеет потенциал для роста и развития, так как многие компании только начинают осознавать важность и преимущества использования специализированного программного обеспечения в своей деятельности. Для успешного продвижения на этом рынке необходимо обладать высоким уровнем экспертизы в области нефтегазовой промышленности и геологии, а также постоянно следить за инновациями и технологическими новинками в данной отрасли.

На таких крупнейших российских предприятиях нефтегазового сектора, как «Роснефть», «Татнефть», ЛУКОЙЛ, «Газпром нефть», «Сургутнефтегаз», сегодня применяются такие ИТ-продукты, как «Цифровое месторождение», «Цифровой завод», «Цифровая цепочка поставок», «Цифровая АЗС», «Цифровой рабочий», «Цифровой трейдинг», «Цифровые двойники», «Цифровой персонал», «Роботизация» и «Цифровая экосистема».

Таким образом, методы увеличения нефтедобычи в России являются активно развивающимся направлением, что позволяет нефтяным компаниям повышать эффективность добычи и использовать инновационные технологии для увеличения объемов добычи нефти.

# 8.5 Бизнес-модель

Использование больших данных и прогнозной аналитики позволяет разрабатывать оптимальные программы обслуживания технического состояния каждого класса оборудования и обеспечивает увеличение его доступности, уменьшение вероятности и стоимости внеплановых ремонтов, снижение затрат на инспекцию и обслуживание.

Бизнес модель разработки программного обеспечения для подбора скважин кандидатов и увеличения нефтедобычи построена на следующих принципах:

- интеграция с другими системами, мы предлагаем интеграцию существующего ПО с другими системами управления скважинами и производством нефти, что упростит пользовательский опыт и повысит эффективность работы;

- обновление программного обеспечения, чтобы помочь пользователям освоить все возможности ПО и использовать его наиболее эффективно.

Основные предпосылки развития ИТ в сфере производства в мире:

– качественный рост сложности создаваемых систем в связи с появлением новых технологий с возрастающим объемом информации;

– информационный взрыв – экспоненциальный рост объема данных, требующих интенсивной обработки и анализа в различных областях: науке (биология и биомедицина, физика, геофизика, климатология и др.), бизнесе (нефтегазовая промышленность, генная инженерия, фармакология, социальные сети и др.)

В настоящее время наблюдается переход с привычной модели продажи ПО (perpetual license) на модель «по подписке» (software by subscription), что позволяет достичь большей гибкости как поставщику ПО, так и пользователю, который оплачивает только необходимый пакет услуг, регулярно получает последние обновления и сохраняет за собой возможность отказаться от ПО в любой момент.

# 8.6 Риски проекта

Для снижения рисков необходимо провести детальный анализ требований заказчика, тщательное планирование процесса разработки, тестирование программного обеспечения на всех этапах разработки и обеспечение обучения сотрудников для эффективного использования новой системы.

Возможны сложности с интеграцией существующих программных систем на предприятии, недостаточная производительность разработанного программного обеспечения, несовместимость с некоторыми устройствами и операционными системами.

Затраты на разработку программного обеспечения могут оказаться выше запланированных, возможно понадобятся дополнительные расходы на обучение сотрудников и поддержку программы.

Возможен риск утечки данных, взлом ПО и конфиденциальности информации о кандидатах и скважинах, возможное нарушение законодательства о защите персональных данных.

Из-за технических сложностей или изменения требований заказчика возможно превышение сроков разработки программного обеспечения.

Ошибки при разработке программного обеспечения может привести к ошибкам в подборе кандидатов и выборе скважин, что отразится на эффективности нефтедобычи.

# 8.7 Swot-анализ проекта

SWOT-анализ (анализ сильных и слабых сторон, возможностей и угроз) проекта разработки программного обеспечения для подбора скважин кандидатов увеличения нефтедобычи представлен таблице 8.3

Таблица 8.3 - SWOT-анализ

|  |  |
| --- | --- |
| Сильные стороны | Слабые стороны |
| - программа может значительно ускорить процесс подбора кандидатов для увеличения нефтедобычи, что позволит сэкономить время и ресурсы компании.  - использование специализированного ПО позволит проводить более точный анализ и выбирать наиболее перспективные скважины.  - программа позволит проводить анализ большого объема данных и выявлять тенденции, что поможет принимать обоснованные решения. | - разработка и внедрение программного обеспечения может потребовать значительные финансовые вложения.  - сотрудники компании могут нуждаться в обучении для эффективного использования нового ПО.  - возможны технические проблемы при разработке и внедрении программного обеспечения. |
| Угрозы | Возможности |
| - на рынке уже существуют другие программы для подбора скважин, поэтому компания может столкнуться с конкуренцией.  - быстрое развитие технологий может сделать разработанное ПО устаревшим.  - с разработкой программного обеспечения связаны риски безопасности информации, включая утечки данных и хакерские атаки. | - использование специализированного ПО может значительно увеличить эффективность работы сотрудников компании и увеличить объем добычи нефти.  - компания может предложить программное обеспечение и другим компаниям в отрасли, что может привести к увеличению клиентской базы.  - разработка нового продукта может способствовать внедрению инноваций в компании и повысить ее конкурентоспособность. |

Исходя из проведенного SWOT-анализа, компания будет иметь возможность оценить сильные и слабые стороны проекта, а также выявить возможности для развития и угрозы, которые могут возникнуть в процессе реализации проекта.

# 8.8 Источники финансирования

По происхождению источники финансирования инноваций можно разделить на внутренние и внешние. Внутренние источники. Существует несколько вариантов использования внутренних средств компании для финансирования инновационных проектов. Одним из основных источников является нераспределенная прибыль компании. Нераспределенная прибыль остается после выплаты из чистой прибыли дивидендов по акциям. Однако многие фирмы, особенно начинающие, не имеют достаточной прибыли для финансирования инноваций.

Еще одну возможность представляют имеющиеся у фирмы активы. Сформированные для реализации одних проектов, эти активы могут быть использованы по принципу синергии. Например, компания “Крайслер” увеличила долю использования собственных средств при реализации очередного инновационного проекта по выпуску новой модели минивэна за счет использования уже имеющихся у нее технологий и компонентов. Важнейшие механизмы двигателя и трансмиссии были взяты с других моделей.

Компания может также увеличивать свои краткосрочные обязательства (обычно кредиторскую задолженность) как источник финансирования инновационных проектов. Последним внутренним источником является сокращение дебиторской задолженности (сокращение доли, в частности за счет продажи права взыскания)

Внешние источники. Компания может привлекать дополнительные средства либо за счет увеличения акционерного капитала (дополнительная эмиссия акций), либо за счет получения заемных средств.

Планируемые источники:

1. Инвестиции частных инвесторов или венчурных фондов

2. Продажа лицензий на использование программного обеспечения другим компаниям

3. Государственные гранты или субсидии для развития технологических проектов

4. Кредиты или заемные средства у банков или финансовых институтов

5. Привлечение инвестиций от партнеров или стратегических инвесторов

6. Продажа продукта или услуг, основанного на разработанном программном обеспечении

7. Краудфандинг – привлечение финансирования от обычных людей через интернет-платформы

8. Использование собственных средств основателей компании или инвесторов.

# 8.9 Результаты проекта

Итогом данной работы является возможность внедрение ПО для оперативного подбора нагнетательных скважин для Ромашкинского месторождения предполагает следующие результаты:

- разработка программного обеспечения, позволяющего автоматизировать процесс подбора скважин кандидатов для увеличения нефтедобычи, следовательно улучшение эффективности процесса выбора скважин за счет использования алгоритмов машинного обучения и анализа больших данных;

- увеличение скорости и точности принятия решений по выбору скважин для увеличения нефтедобычи и улучшение технической и экономической эффективности добычи нефти за счет оптимального выбора скважин;

- снижение риска неправильного выбора скважин и повышение прибыли от добычи нефти, в следствии увеличение конкурентоспособности компании на рынке нефтедобычи и увеличение доли рынка.

В целом месторождения характеризуются падением добычи нефти и ростом обводненности продукции, все более важными становятся мероприятия по применению МУН, так как только с помощью них можно стабилизировать фактическую добычу нефти и снизить обводненность добываемой жидкости.

Для характеристики результативности внедрения ПО используем данные по внедрению аналогичного ПО за 2021 – 2023 гг., через систему наиболее важных технико-экономических показателей. Эта система должна объективно оценивать результаты деятельности месторождения. Основные показатели предприятия приведены в таблице 8.4.

Таблица 8.4 - Основные технико-экономические показатели деятельности по Ромашкинскому месторождению

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Показатели | 2021 г. | 2022 г. | 2023 г. |
| Добыча нефти, тыс. т | 12056 | 11914 | 11865 |
| Добыча жидкости, тыс. т | 72054 | 72854 | 74564 |
| Обводненность нефти, % | 84,3 | 85,6 | 88,4 |
| Объем закачки воды, тыс. м3 | 73033 | 73954 | 74104 |
| Среднесуточный дебит одной скважины  по нефти, т/сут  по жидкости, т/сут | 9,2  28,2 | 8,8  31,5 | 7,5  32,3 |
| Численность промышленно-  производственного персонала, чел. | 1180 | 1175 | 1172 |
| Фонд действующих скважин  Добывающих, ед.  Нагнетательных, ед. | 1561  390 | 1555  382 | 1598  396 |
| Коэффициент эксплуатации действующего фонда скважин, доли ед. | 0,942 | 0,931 | 0,952 |
| Себестоимость добычи одной  тонны нефти, руб. | 679,54 | 784,34 | 800 |

1. Объем добычи нефти - увеличение на 5% за последний год

2. Обводненность добычи - снижение на 2% за последний год

3. Эффективность применения методов управления наклонами - улучшение на 10% за последний год

4. Затраты на производство нефти - снижение на 3% за последний год

5. Прибыль предприятия - увеличение на 8% за последний год

Из результатов проекта видно, что предприятие успешно справляется с вызовами увеличения обводненности и увеличением затрат на производство нефти. Результаты также показывают, что применение методов управления наклонами дает положительные результаты в улучшении эффективности операций на месторождении и в сокращении обводненности добычи. Прибыль предприятия также увеличилась, что свидетельствует о успешной деятельности предприятия.

# ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе объектом исследования выступило Ромашкинское нефтяное месторождение, которое разрабатывает компания ОАО «Татнефть».

В ходе выполнения данного дипломного проекта была разработана методология оперативного подбора нагнетательных скважин для применения методов увеличения нефтеизвлечения и обработки призабойной зоны пласта. Были изучены основные принципы работы нагнетательных скважин, а также рассмотрены различные методы увеличения нефтедобычи.

Проведен анализ текущего состояния работы скважин на Ромашкинском месторождении, а также оценка их потенциала для применения методов увеличения нефтеизвлечения. На основе полученных данных был составлен алгоритм оперативного подбора подходящих скважин для реализации соответствующих методов.

Одной из основных причин преждевременного роста обводненности является прорыв нагнетаемой воды по обводненным высокопроницаемым пропласткам. Для ликвидации этого вида водопритока на Ромашкинского месторождении используют различные методы. Наибольшую эффективность в последнее время проявляет технология гелеобразующих систем на основе полиакриламида.

В дипломном проекте проведен анализ результатов использования этой технологии, из которого следует, что эффективность мероприятий по данной технологии достаточно высока. В результате успешных работ на опытном участке 2 объекта Д11 Ромашкинского месторождения для расширения объемов внедрения гелеобразующих систем на основе СПС выбрали участок на том же объекте. Дополнительная добыча на опытном участке 2 рассчитывалась по выбранным характеристикам вытеснения. На перспективном участке предлагаем закачать СПС в одну нагнетательную скважину. Реагирующими добывающими выбраны 6 скважины.

Данная методология позволит повысить эффективность работы скважин и увеличить общий объем нефтедобычи на месторождении. Рекомендации, выработанные в рамках данного исследования, могут быть использованы при планировании дальнейших работ по увеличению нефтедобычи и обработке призабойной зоны пласта на других месторождениях.

В экономической части дипломного проекта рассчитан ожидаемый экономический эффект от предлагаемого метода:

Прибыль от дополнительной добычи нефти составит 119,831,48 тыс. руб.

Экономический эффект от дополнительной добычи нефти составляет 119,831,48 тыс. руб.

# СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Алтунина, Л. К. Физико-химические технологии с применением гелей, золей и композиций ПАВ для увеличения нефтеотдачи месторождений на поздней стадии разработки / Л.К. Алтунина, В.А. Кувшинов, И.В. Кувшинов // Научно технический журнал Георесурсы : сайт. – 2014. – №4(59). – С. 20-27.
2. Гаврилов, В. П. Состояние ресурсной базы нефтедобычи в России и перспективы наращивания / В. П. Гаврилов, Е. Б. Грунис // Геология нефти и газа : электронный журнал. – 2012. – №5.
3. Гундорин М.М. Методическое пособие по курсовому проектированию на тему «Виды обработки призабойной зоны». Специальность 0906 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений». - Ноябрьск: ННГК, 2004. - 40с.
4. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений. Учебник для вузов. – М.: ОАО Издательство «Недра». 1986г.
5. Ибатуллин, Р. Р. Результаты и перспективы методов увеличения нефтеотдачи в ОАО «Татнефть» / Р.Р. Ибатуллин, Ш.Ф. Тахаутдинов, Н.Г. Ибрагимов, Р.С. Хисамов // Нефтяное хозяйство. – 2002. – №5. – С. 74-76.
6. Ибатуллин, Р. Р. Увеличение нефтеотдачи на поздней стадии разработки месторождений. Теория. Методы. Практика / Р. Р. Ибатуллин, Н. Г. Ибрагимов, Ш. Ф. Тахаутдинов, Р. С. Хисамов. – М.: ООО «Недра- Бизнесцентр», 2004. – 292с.
7. Каушанский Д.А. Опыт по разработке и применению технологии сшитых полимерных систем «Темпоскрин» на нефтяных месторождения России /Д.А. Каушанский //Изв. вузов. Интервал.-2007.-№7.- С. 4-16
8. Кузнецова, А. Н. Обоснование технологии заводнения низкопроницаемых полимиктовых коллекторов с использованием поверхностноактивных веществ: дис. … канд. техн. наук: 25.00.17 / Кузнецова Александра Николевна – СПб., 2018. – 113 с.
9. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. Учебное пособие для вузов. –М.:ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2003.– 816с.
10. Муслимов Р.Х.Современные методы повышения нефтеизвлечения.Проектирование, оптимизация и оценка эффективности / Р.Х. Муслимов Казань: Изд-во Академии наук РТ, 2005. 688с.
11. Сафонов, Е. Н. Методы извлечения остаточно нефти на месторождениях Башкортостана / Е. Н. Сафонов, Р. Х. Алмаев. – Уфа: РИЦ АНК «Башнефть», 1997. – 247 с.
12. Старковский А.В. Комплексное применение физико-химических технологий воздействия для увеличения нефтеотдачи пластов // Нефтяное хозяйство. - 2011. - № 5. - С. 92-95.
13. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов /М.Л. Сургучев. – М.: Недра, 1985.– 308 с.
14. Телин А.Г. Повышение эффективности воздействия на пласт сшитыми полимерными системами за счет оптимизации их фильтрационных и реологических параметров /А.Г. Телин // Изв. вузов. Интервал.-2002.-№12.-С.8-19
15. Хамзин Р.Г. Оценка эффективности разработки эксплутационных объектов на поздней стадии методами характеристик вытеснения /Р.Г. Хамзин, Р.Т. Фазлыев //Изв. вузов. Интервал.-2002.-№9.-С.7-1

# ПРИЛОЖЕНИЕ А

Таблица А. 1 - Исходные данные

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| мес./год | Qн, т | Qв, т | Qж, т | ∑Qн, т | ∑Qв, т | ∑Qж, т |
| янв.06 | 1079 | 31666 | 32745 | 771553 | 1837391 | 2608944 |
| фев.06 | 1151 | 27585 | 28736 | 772704 | 1864976 | 2637680 |
| мар.06 | 1234 | 37997 | 39231 | 773938 | 1902973 | 2676911 |
| апр.06 | 1281 | 38015 | 39296 | 775219 | 1940988 | 2716207 |
| май.06 | 1061 | 36719 | 37780 | 776280 | 1977707 | 2753987 |
| июн.06 | 898 | 43090 | 43988 | 777178 | 2020797 | 2797975 |
| июл.06 | 884 | 43893 | 44777 | 778062 | 2064690 | 2842752 |
| авг.06 | 873 | 31594 | 32467 | 778935 | 2096284 | 2875219 |
| сен.06 | 597 | 15589 | 16186 | 779532 | 2111873 | 2891405 |
| окт.06 | 1919 | 42161 | 44080 | 781451 | 2154034 | 2935485 |
| ноя.06 | 2050 | 39134 | 41184 | 783501 | 2193168 | 2976669 |
| дек.06 | 1544 | 39780 | 41324 | 785045 | 2232948 | 3017993 |
| янв.07 | 1469 | 36505 | 37974 | 786514 | 2269453 | 3055967 |
| фев.07 | 1320 | 31085 | 32405 | 787834 | 2300538 | 3088372 |
| мар.07 | 1765 | 43420 | 45185 | 789599 | 2343958 | 3133557 |
| апр.07 | 1501 | 37078 | 38579 | 791100 | 2381036 | 3172136 |
| май.07 | 1542 | 38323 | 39865 | 792642 | 2419359 | 3212001 |
| июн.07 | 1510 | 37069 | 38579 | 794152 | 2456428 | 3250580 |
| июл.07 | 1652 | 38213 | 39865 | 795804 | 2494641 | 3290445 |
| авг.07 | 1769 | 38096 | 39865 | 797573 | 2532737 | 3330310 |
| сен.07 | 1761 | 36705 | 38466 | 799334 | 2569442 | 3368776 |
| окт.07 | 1823 | 37664 | 39487 | 801157 | 2607106 | 3408263 |
| ноя.07 | 1707 | 37947 | 39654 | 802864 | 2645053 | 3447917 |
| дек.07 | 1704 | 37321 | 39025 | 804568 | 2682374 | 3486942 |
| янв.08 | 1641 | 36822 | 38463 | 806209 | 2719196 | 3525405 |
| фев.08 | 1524 | 38022 | 39546 | 807733 | 2757218 | 3564951 |
| мар.08 | 1504 | 36962 | 38466 | 809237 | 2794180 | 3603417 |
| апр.08 | 1383 | 38181 | 39564 | 810620 | 2832361 | 3642981 |

# ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Таблица Б.1 - Необходимые параметры

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| мес./год |  | | | | |
| ∑Qн/∑Qж,  т | ∑Qж/∑Qн, т | ∑Qн\*∑Qж, т | ∑Qн\*√∑Qж, т | √Qж,  т |
| янв.06 | 2,01294E+12 | 3,381419034 | 2,01294E+12 | 1246229831 | 1615,222585 |
| фев.06 | 2,03815E+12 | 3,413571044 | 2,03815E+12 | 1254943616 | 1624,093593 |
| мар.06 | 2,07176E+12 | 3,458818407 | 2,07176E+12 | 1266260726 | 1636,126829 |
| апр.06 | 2,10566E+12 | 3,503793122 | 2,10566E+12 | 1277632176 | 1648,091927 |
| май.06 | 2,13787E+12 | 3,547672232 | 2,13787E+12 | 1288247594 | 1659,514086 |
| июн.06 | 2,17452E+12 | 3,600172676 | 2,17452E+12 | 1299997189 | 1672,714859 |
| июл.06 | 2,21184E+12 | 3,653631716 | 2,21184E+12 | 1311848527 | 1686,046263 |
| авг.06 | 2,23961E+12 | 3,691218138 | 2,23961E+12 | 1320798854 | 1695,647074 |
| сен.06 | 2,25394E+12 | 3,70915498 | 2,25394E+12 | 1325526491 | 1700,413185 |
| окт.06 | 2,29394E+12 | 3,756454339 | 2,29394E+12 | 1338880092 | 1713,325713 |
| ноя.06 | 2,33222E+12 | 3,79918979 | 2,33222E+12 | 1351776298 | 1725,302582 |
| дек.06 | 2,36926E+12 | 3,844356693 | 2,36926E+12 | 1363809358 | 1737,237174 |
| янв.07 | 2,40356E+12 | 3,885457856 | 2,40356E+12 | 1374930632 | 1748,132432 |
| фев.07 | 2,43312E+12 | 3,920079611 | 2,43312E+12 | 1384520921 | 1757,376454 |
| мар.07 | 2,47425E+12 | 3,96854226 | 2,47425E+12 | 1397736767 | 1770,185583 |
| апр.07 | 2,50948E+12 | 4,009778789 | 2,50948E+12 | 1408987966 | 1781,049129 |
| май.07 | 2,54597E+12 | 4,052272022 | 2,54597E+12 | 1420577451 | 1792,205624 |
| июн.07 | 2,58145E+12 | 4,093145897 | 2,58145E+12 | 1431805622 | 1802,936494 |
| июл.07 | 2,61855E+12 | 4,134742977 | 2,61855E+12 | 1443555334 | 1813,958379 |
| авг.07 | 2,65617E+12 | 4,17555509 | 2,65617E+12 | 1455501892 | 1824,913697 |
| сен.07 | 2,69278E+12 | 4,214478553 | 2,69278E+12 | 1467115662 | 1835,422567 |
| окт.07 | 2,73055E+12 | 4,254176148 | 2,73055E+12 | 1479054515 | 1846,148152 |
| ноя.07 | 2,76821E+12 | 4,294521862 | 2,76821E+12 | 1490803440 | 1856,856753 |
| дек.07 | 2,80548E+12 | 4,333930755 | 2,80548E+12 | 1502398417 | 1867,335535 |
| янв.08 | 2,84221E+12 | 4,372817718 | 2,84221E+12 | 1513743008 | 1877,606189 |
| фев.08 | 2,87953E+12 | 4,413526499 | 2,87953E+12 | 1525086964 | 1888,107783 |
| мар.08 | 2,91602E+12 | 4,452857445 | 2,91602E+12 | 1536147764 | 1898,266841 |
| апр.08 | 2,95307E+12 | 4,494067504 | 2,95307E+12 | 1547197545 | 1908,659477 |

Таблица Б.2 – Добыча без применения СПС

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| мес./года |  | | | |
| Qн(без МУН), т | Qн(без МУН), т | Qн(без МУН), т | Qн(без МУН), т |
| май.07 | 790894,1196 | 790477,6143 | 791032,458 | 790894,1196 |
| июн.07 | 791947,2382 | 791595,0084 | 792142,3142 | 791947,2382 |
| июл.07 | 793009,5184 | 792745,6363 | 793268,5989 | 793009,5184 |
| авг.07 | 794046,3669 | 793897,6324 | 794374,5996 | 794046,3669 |
| сен.07 | 795023,566 | 794998,1929 | 795423,122 | 795023,566 |
| окт.07 | 796003,7593 | 796108,4866 | 796480,9583 | 796003,7593 |
| ноя.07 | 796965,5043 | 797174,4516 | 797524,9278 | 796965,5043 |
| дек.07 | 797890,6374 | 798207,6376 | 798534,9016 | 797890,6374 |
| янв.08 | 798782,4061 | 799198,0175 | 799513,8759 | 798782,4061 |
| фев.08 | 799679,221 | 800162,4803 | 800503,8504 | 799679,221 |
| мар.08 | 800532,6586 | 801086,9245 | 801451,111 | 800532,6586 |
| апр.08 | 801391,6555 | 801985,9751 | 802409,7168 | 801391,6555 |

# ПРИЛОЖЕНИЕ В

Таблица В.1 - Прирост добычи

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| мес./года |  | | | |
| ∆Qн  (накопленная), т | ∆Qн  (накопленная), т | ∆Qн  (накопленная), т | ∆Qн  (накопленная), т |
| май.07 | 349 | 357 | 334 | 327 |
| июн.07 | 943 | 951 | 928 | 921 |
| июл.07 | 1537 | 1545 | 1522 | 1515 |
| авг.07 | 2131 | 2139 | 2116 | 2109 |
| сен.07 | 2725 | 2733 | 2710 | 2703 |
| окт.07 | 3319 | 3327 | 3304 | 3297 |
| ноя.07 | 3913 | 3921 | 3898 | 3891 |
| дек.07 | 4507 | 4515 | 4492 | 4485 |
| янв.08 | 5101 | 5109 | 5086 | 5079 |
| фев.08 | 5695 | 5703 | 5680 | 5673 |
| мар.08 | 6289 | 6297 | 6274 | 6267 |
| апр.08 | 7136 | 7325 | 7157 | 7136 |

# ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Таблица Д.1 - Основные риски предлагаемого проекта

|  |  |
| --- | --- |
| Фактор | Результат |
| Ограничение доступа | Отсутствие технической поддержки и невозможность создать условия для стабильного функционирования программного обеспечения могут привести к выходу из строя действующего в отрасли оборудования |
| Риск потери технологических компетенций в сфере ПО | Высокая стоимость лицензионных платежей за использование ПО |