

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Природных ресурсов
Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема диссертации
Оптимизация процесса подбора скважин-кандидатов на геолого-технические мероприятия (на примере Крапивинского месторождения)

УДК 622.276.6(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ51	Иванович Кирилл Владимирович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Зав. кафедрой ГРHM	Чернова О.С.	К.Г.-М.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Белозеров В.Б.	Д.Г.-М.Н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Мищенко М.В.	К.Г.-М.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ГРHM	Чернова О. С.	К.Г.-М.Н., доцент		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ51	Иванович Кирилл Владимирович

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	ПОНК
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01. нефтегазовое дело

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Расчет сметной стоимости выполняемых работ, согласно применяемой технике и технологии</i>
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы времени на выполнение определенных видов геоэкологических работ, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы расхода материалов, инструмента</i>
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Страховые взносы 30% Налог на добавленную стоимость 18% Вывозная пошлина 5583 руб./тонну</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	<i>Экономическое обоснование рентабельности данной процедуры</i>
<i>2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	<i>Расчет эксплуатационных затрат и определение периода возврата инвестиций Налоговые отчисления недропользователем</i>
<i>3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	<i>Обоснование экономической эффективности предлагаемого мероприятия</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. «Портрет» потребителя результатов НТИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Белозеров В.Б.	Д.Г.-М.Н.		26.06.2017

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ51	Иванович Кирилл Владимирович		26.06.2017

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ51	Иванович Кирилл Владимирович

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	ПОНК
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01.Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера) 	<p>Рабочим местом является фонд скважин месторождения ОАО «Томскнефть»</p> <p>При проведении ГРП, в частности кислотного возможно отравление пластовых вод хим. примесями.</p> <p>Неисправность оборудования может привести к скачкам напряжения и воспламенению приборов, что влечет за собой вред работающей бригаде.</p> <p>Помимо этого к опасным ситуациям можно отнести – движущиеся машины и механизмы производственного оборудования</p>
<p>2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</p>	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) 	<p>В зависимости от условий работ, работники обеспечиваются следующими средствами индивидуальной защиты:</p> <ul style="list-style-type: none"> - специальной одеждой в зависимости от воздействующих вредных производственных факторов; - касками для защиты головы от травм, вызванных падающими предметами или ударами о предметы и конструкции; - очками защитными, щитками, защитными экранами для защиты от пыли, летящих частиц, яркого света, излучения и т.п.; защитными перчатками; - специальной обувью соответствующего типа; - средствами индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД); - предохранительными поясами для защиты от падения с высоты.
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, 	<p>При гидравлическом разрыве пласта на месторождении будет оказываться негативное воздействие на окружающую среду, такое как:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Нарушение поверхности стока; 2. Нарушение почвенно-растительного покрова; 3. Разлив горюче-смазочных материалов, грунтовок, 4. Смол и других материалов; 5. Захламление территории отходами производства;

<i>профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</i>	<i>Возгорание из-за допуска к работе неисправных технических средств, способных вызвать возгорание.</i>
3. Охрана окружающей среды: – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	<i>Слив остатков жидкости для ГРП в промышленную канализацию Все УВ после проведенных работ собираются и утилизируются или вывозятся При неконтролируемом фонтанировании – сооружение земляного вала Территория вокруг скважины – ограждена и обустроена В случае ущерба – территория рекультивируется</i>
4. Защита в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	<i>Создать бригаду быстрого реагирования со специализированной техникой, которая в случае ЧС может откачать лишнюю воду и вывезти за пределы куста; незамедлительно сообщать начальнику участка о возникновении данной ЧС или о возможном ее возникновении; В случае возникновения отключить всю автоматику; Принять возможные меры по предотвращению ЧС до приезда бригады в случае несвоевременного обнаружения ЧС; Вслучае полной потери связи и невозможности сообщить о ЧС запустить сигнальную</i>
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	<i>Ознакомить бригаду с планом проведения работ Обеспечить бригаду необходимым инструментом Обеспечить рабочих средствами защиты Предупредить потребителей о предстоящих работах</i>
Перечень графического материала:	
<i>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</i>	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Мищенко М.В.	К.Г.-М.Н.		26.06.2017

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ51	Иванович Кирилл Владимирович		26.06.2017

Оглавление

РЕФЕРАТ	7
ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ	8
ВВЕДЕНИЕ	9
1. ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ.....	13
INTRODUCTION	22
LITERATURE REVIEW	25
2.1 Особенности месторождения	31
2.2 Геолого-физическая характеристика месторождения	35
2.3 Особенности тектонического строения.....	37
2.4 Нефтегазоносность	41
3. СОЗДАНИЕ ЭКСПЕРТНОЙ СИСТЕМЫ	44
3.1 Геолого-технические мероприятия.....	44
3.2 Разработка рабочего алгоритма	48
3.3 Анализ проведённых ГТМ.....	57
3.4. Выбор конечного алгоритма	60
3.5 Создание экспертной системы	61
3.6 Анализ и оптимизация работы системы	63
3.7 Анализ рисков и неопределенностей.....	71
4. АНАЛИЗ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГТМ.	74
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	77
5.1. Анализ вредных факторов рабочей зоны и обоснование мероприятий по их устранению	78
Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе	79
Электрический ток.....	85
Пожароопасность и взрывоопасность	87
5.2. Экологическая безопасность	89
Безопасность в чрезвычайных ситуациях	90
Законодательное регулирование проектных решений.....	94
ВЫВОДЫ ПО ПРОДЕЛАННОЙ РАБОТЕ	97
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	99

Результаты обучения

Код	Результаты обучения
1	2
P1	Способность использовать естественнонаучные, математические, экономические, юридические и инженерные знания в области геологии, разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
P2	Способность определять, формулировать и решать междисциплинарные инженерные задачи в области нефтегазовых технологий с использованием профессиональных знаний и современных методов исследования
P3	Способность планировать и проводить исследования в сложных и неопределённых условиях с использованием современных технологий, а также критически оценивать полученные данные
P4	Способность анализировать нестандартные ситуации и быстро выбирать оптимальные решения при разработке нефтяных и газовых месторождений
P5	Способность использовать творческий подход для разработки новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса, а также модернизировать и совершенствовать применяемые технологии нефтегазового производства
P6	Способность разрабатывать многовариантные схемы для достижения поставленных производственных целей, с эффективным использованием имеющихся технических средств
P7	Способность анализировать и систематизировать современные технологические и научные достижения нефтегазовой отрасли, а также выявлять их актуальные проблемы
P8	Способность эффективно работать индивидуально и в качестве члена команды, а также руководить командой, формировать задания, распределять обязанности и нести ответственность за результаты работы
P9	Способность самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в своей профессиональной деятельности
P10	Владеть иностранным языком как средством профессионального общения, на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 98 с., 5 рис., 16 табл., 9 источников.

Ключевые слова: геолого-технические мероприятия, месторождение, пласт, нефть, обводненность, проппант, гидроразрыв пласта, планирование геолого-технических мероприятий, алгоритм, метод решения, машинное обучение, кластеризация данных, методы нечеткой логики, комплексный критерий.

Объектом исследования выпускной квалификационной работы является процесс подбора скважин-кандидатов на ГТМ.

Цель работы – создание экспертной системы, основанной на анализе групп данных, многокритериальном отборе и методах неточной логики, способной отбирать скважины-кандидаты на ГТМ.

В процессе исследования и создание экспертной системы проводилось программирование на Python 3.6.2 © Software.

Степень внедрения: результаты анализа работы системы подтвердили её компетентность в вопросах выбора скважин-кандидатов на ГТМ. Система самостоятельно обучается на вводимых данных и показывает высокую степень сходства с аналитическим решением.

Область применения: может быть применена при последующих мероприятиях ГТМ на месторождениях компании ОАО «Томскнефть».

Полученные результаты и новизна: в результате исследования было доказано, что скважины, выбранные экспертной системой действительно являются скважинами-кандидатами на ГТМ, основываясь на текущих параметрах разработки и коллекторских свойствах. По некоторым скважинам с проведенным ГРП были рекомендованы повторные ГРП. Система разбивает данные на кластеры и работает с ними автономно, основываясь на обучающей выборке.

В будущем планируется дальнейшее исследование по выбранной теме с учетом результатов, полученных при апробации предложенных мероприятий на конкретном предприятии.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

А.О. – абсолютная отметка

АГЗУ – автоматическая замерная установка

ВНК – водонефтяной контакт

ГИС – геофизические исследования скважин

ГНВП – Газонефтеводопроявление

ГРП – гидроразрыв пласта

КРС - капитальный ремонт скважин

НКТ – насосно-компрессорные трубы

ПАВ - поверхностно-активные вещества

ПЗП – призабойная зона пласта

ППД – поддержание пластового давления

РИР – ремонтно-изоляционные работы

СКВ – скважина

ТНМ – теория нечетких множеств

УВ – углеводороды

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства пласта

ФП – функция принадлежности

ВВЕДЕНИЕ

Основной задачей нефтегазодобывающей промышленности является максимально эффективное и полное извлечение УВ из резервуаров любой структуры и сложности. Разработка части месторождений в России начиналась ещё во времена СССР. Однако, ввиду несовершенства технологий и недостатка знаний разработка месторождений велась не столь эффективно – стремительное падение рейтинга добычи, рост обводнённости, недоизвлечение запасов и другие проблемы подобного рода.

Отчасти, это объясняется несовершенством способов разработки, когда поддержание пластового давления осуществляется путем заводнения. В пласт закачивается вода, практически, без какой-либо подготовки. Как результате, происходит биогенное заражение пластов, и повышение уровня обводнённости скважин. Помимо этого, повышается вероятность возникновения процессов коррозии, а также появляются новые типы осложнений – в виде отложений солей и парафина на поверхности нефтедобывающего оборудования и призабойной зоны пласта (ПЗП).

Следовательно, на данном этапе разработки месторождений первостепенными задачами являются:

- повышение эффективности разработки месторождений;
- достижение стабильности уровня добычи.

Эффективность решения данных проблем определяется надёжностью эксплуатируемого нефтепромыслового оборудования, компетентностью персонала, достоверностью и полнотой данных истории разработки.

Следовательно, помимо поиска новых, высокоэффективных методов разведки и введения в эксплуатацию новых месторождений, необходимы исследования, направленные на определение основных факторов, осложняющих процесс разработки. Помимо этого, необходимо проведения

анализа влияния данных факторов на эффективность работы оборудования и создание перспективных технологий и средств его защиты.

Помимо этого, для стабилизации уровня добычи и повышения эффективности разработки проводят геолого-технические мероприятия (ГТМ).

Геолого-технические мероприятия – это комплекс мер геологического, технологического, технического и экономического характера, направленный на реализацию проектных решений в целях обеспечения максимальной добычи углеводородов и получения дополнительной прибыли недропользователем.

ГТМ проводятся при увеличении производительности или ремонтах ее наземного и подземного оборудования. Остановка скважины, управление потоками газа, пуск в эксплуатацию обязательно должны проводиться только оператором по добыче газа или при его участии.

Планирование проведения геолого-технических мероприятий осуществляется инженерно-геологической службой нефтегазодобывающего предприятия, а их осуществление возлагается на бригады подземного и капитального ремонта скважин [1].

Таким образом, процесс подбора скважин-кандидатов на геолого-технические мероприятия на поздней стадии разработки является весьма актуальным вопросом. Для повышения надежности и успешности внедряемых мероприятий необходимо проводить комплексный анализ следующих параметров:

- подвижные запасы нефти (с учетом геологической неоднородности);
- текущие параметры пласта (ФЕС);
- технический режим работы скважины;
- анализ эффективности применяемых ГТМ.

Следовательно, первостепенной целью данной работы является оптимизация процесса подбора скважин-кандидатов на геолого-технические

мероприятия, применяя современные методы и технологии – машинное обучение, нейросетевое программирование, создание экспертных систем.

Целью выпускной квалификационной работы является создание экспертной системы, основанной на анализе групп данных, многокритериальном отборе и методах неточной логики. Создание данной системы будет проводиться с помощью Python 3.6.2 © Software.

Основной задачей проектируемой системы – разработать алгоритм, помогающий оптимизировать процесс подбора скважин-кандидатов на геолого-технические мероприятия. Для достижения поставленной цели необходимо реализовать следующие этапы:

1. Подборный анализ существующих систем и алгоритмов подбора скважин-кандидатов на ГТМ;
2. Детальное изучение фильтрационно-емкостных свойств пласта (ФЕС);
3. Рассмотрение истории разработки месторождения с начала эксплуатации и до текущего момента;
4. Подробное изучение истории проведённых ГТМ (причины проведения, процент успеха и не успеха, причины провалов);
5. Ознакомление с текущим режимом работы месторождения и техническим состоянием скважин;
6. Подбор наиболее эффективных ГТМ и их дизайна на основе проведённого анализа;
7. Предварительная оценка эффективности предложенных ГТМ;
8. Градация скважин-кандидатов по текущим параметрам работы;
9. Кластеризация данных на основе существующих алгоритмов и методов и выбор самого оптимального;
10. Создание обучающей выборки данных и анализ всех работающих скважин;

11. Оптимизация созданного алгоритма;

12. Основные проблемы и неточности могут быть связаны с достоверностью истории разработки. Помимо этого, необходим детальный анализ в случае провалов ГТМ, чтобы оптимизировать и отдалить работу экспертной системы.

Как результат, экспертная программа автономно подбирает скважины-кандидаты на ГТМ согласно многокритериальному отбору, основываясь на загружаемых данных и обучающей выборке.

1. ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

Способы создания методов и алгоритмов эффективного планирования ГТМ, оценки их эффективности, а также разработки соответствующих автоматизированных систем поддержки принятия решений рассматривались такими авторами как: Колтун А.А., Тимонов А.В., Carvalho, M. Bendezu, M. De Oliveira и другие.

В работе Тимонова А.В. [4] рассматривается проблема низкой эффективности комплексного подхода к анализу продуктивности эксплуатации нефтяного месторождения с помощью ГТМ. В работе рассматриваются основные методы эффективного анализа и ранжирования зон месторождения, самых продуктивных с точки зрения добычи. Помимо этого, рассматриваются методы, применяемые при оценке максимальной технологической и экономической эффективности ГТМ.

В представленной работе была разработана система оптимизации режима эксплуатации пластов. В её основе лежит комплексный подход к анализу разработки и планирования ГТМ, основанный на принципе оптимизации каждого этапа бизнес-процесса.

Также был разработан алгоритм проведения факторного анализа эффективности проведения ГТМ, на основе узлового анализа на неустановившемся режиме работы эксплуатационных скважин в приближении последовательной смены стационарных состояний течения.

В работе Колтуна А.А. основной проблемой при планировании ГТМ является отсутствие чёткого алгоритма оценки эффективности предлагаемых ГТМ. В качестве средства решения было предложено разработать программное обеспечение для более точной оценки фактической и прогнозируемой эффективности ГТМ [5].

В качестве решения данной проблемы было проведено целочисленное математическое программирование, решающее задачу выбора множеств

геолого-технических мероприятий из альтернативного списка планируемых ГТМ на заданный плановый период при экономических и производственных ограничениях.

М. De Oliveira, Carvalho, Bendezu, и др. предлагают использовать методы математического моделирования в качестве основного инструмента прогнозирования состояния месторождения после проведения ГТМ [6].

Более подробно методы для планирования и подбора ГТМ были рассмотрены в работах специалистов ПАО «НК «Роснефть».

В работе Гайнуллина М.М., и Шабарова А.Б. [7] использовался метод нечетких множеств, позволяющий работать с большим объемом данных в условиях их неполноты и неточности. Основной алгоритм представлен на **Рисунке 1**.

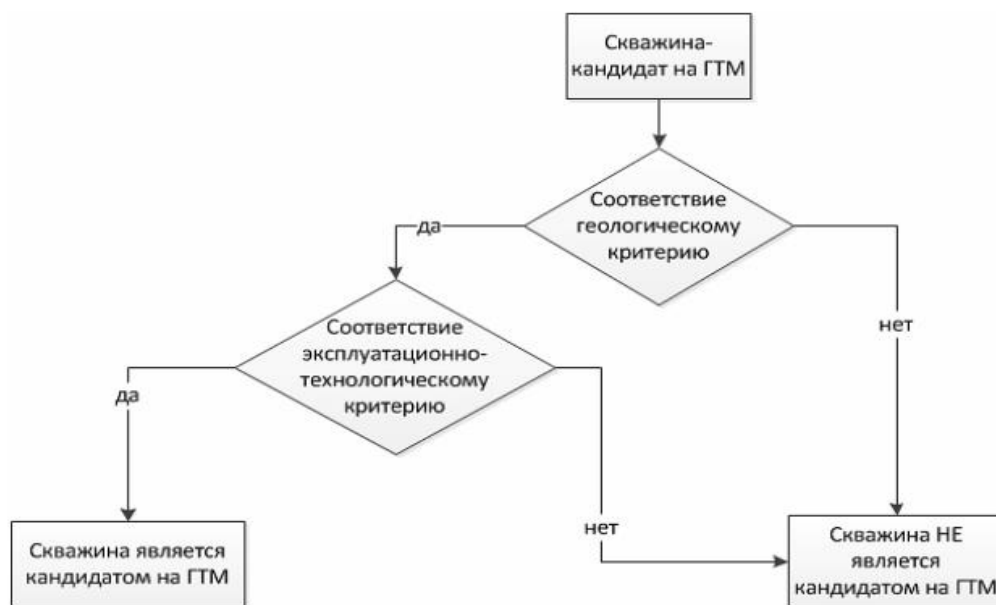


Рисунок 1. Блок-схема для подбора скважин на ГТМ

С целью подбора скважин-кандидатов на ГТМ необходимо соответствие геологическому критерию. В этой работе была использована теория нечетких множеств (ТНМ). В то время как в классической теории множеств используется бинарная система оценки, в ТНМ используется непрерывная оценка степени принадлежности элемента, которая изменяется постепенно и описывается

функцией принадлежности (ФП) $\mu(x)$, которая ставит в соответствие каждому элементу $x \in X$ число $\mu_A(x)$ из интервала $(0,1)$.

ТНМ позволяет работать с большим объёмом данных и ранжировать скважины с точки зрения успешности проведённых ГТМ.

Прежде всего, был сформирован геологический критерий, состоящий из основных геологических свойств пласта. Данный параметр влияет на успешность скважины с точки зрения геологии, поскольку перспективность скважины подтверждается не одним, а сочетанием нескольких факторов.

Для комплексного учета геологических факторов был введен интегральный геологический критерий:

$$\text{ГК} = \left(\prod_{i=1}^n \mu_{ij}(x)^{W_i} \right)^{\frac{1}{\sum_{i=1}^n W_i}} \quad (1)$$

Где:

ГК – геологический критерий,

μ_{ij} – значение функции принадлежности по i -му критерию,

W_i – весовой коэффициент i -го критерия,

n – количество критериев.

Было сделано допущение, что все геологические параметры влияют на успешность скважины в равной степени:

$$\text{ГК} = \prod_{i=1}^n \mu_{ij}(x) \quad (2)$$

Ниже на **Рисунке 2** представлен алгоритм получения геологического критерия.



Рисунок 2. Алгоритм получения геологического критерия

Следующим шагом было построение вариационной кривой по большому количеству входных данных. В свою очередь, вариационная кривая имеет большое число уникальных значений, что не позволяет корректно проинтерпретировать полученный результат. С целью поправки на уникальные значения, был проведён апскейлинг данных. Как пример, минимальное значение мощности нефтенасыщенных толщин было увеличено с 0,2 до 2 метров.

Согласно приведённым данным по запуску скважин после ГРП, выбирается ещё один дополнительный критерий, влияющий на успешность ГТМ, который связан с высотой распространения трещины.

Дополнительный введенный критерий дают оценку вероятности прорыва трещины ГРП, при условии наличия соседних водонасыщенных пластов. Таким образом, скважины находящиеся вне вариационной кривой предлагались на ГТМ.

В работе Т.И. Машканцева и А.В. Князева [3] предлагается использование математического инструмента, позволяющего на основании выделенных критериев, выбирать скважины-кандидаты под отдельные виды ГТМ. Инструмент создан на базе Microsoft Excel 2010 с использованием Visual Basic for Applications (VBA).

Особого внимания у специалистов потребовало установление основных критериев, учитываемых при принятии решения о проведении ГТМ. Поэтому первый этап работы состоял в обобщении опыта проведения ГТМ прошлых лет, выявления критериев для отдельных видов ГТМ и последующего их объединения в группы.

В данной работе при принятии решения о проведения ГТМ на выбранной скважине учитывались следующие критерии:

- величина остаточных запасов нефти, сосредоточенных в зоне дренирования скважины;
- показатели разработки у скважин-соседей
- эксплуатационные параметры выбранной скважины;
- энергетическое состояние пласта;
- показатели работы окружающих нагнетательных скважин;
- дата проведения последнего ГРП и эффект от последнего ГРП;
- техническая исправность скважины

Как и в предыдущей работе, скважины-кандидаты подбираются на основе комплексного параметра. Данный параметр определяется, как произведение частных критериев, которые имеют определенный вес k , отражающий величину критерия.

Вес каждого из критериев был определён с помощью анализа истории проведённых геолого-технических мероприятий. Функция задается в виде:

$$K = k_1 \times k_2 \times k_3 \times \dots \times k_n \quad (3)$$

Где:

k_i – вес i -того параметра

После вычисления комплексного параметра для скважин-кандидатов, вошедших в расчет, основываясь на ранжировании полученных результатов, были отобраны наиболее перспективные скважины для дальнейшего включения в график проведения ГТМ.

Использование данного метода исключает процесс выбора ГТМ вручную и автоматически учитывает все факторы, исключая пропуск критериев при экспертной оценке скважин-кандидатов.

Оценка экономической эффективности данного проекта основывается на двух основных факторах:

- увеличения эффективности выполняемых мероприятий на 10 %
- сокращения трудозатрат в 5 раз.

В работе специалистов ООО «РН-Юганскнефтегаз» Д.Е. Перминова и С.В. Валеева [8] основным предложенным методом был кластерный анализ на основе методов нечёткой логики.

Кластерный анализ предназначен для разбиения совокупности объектов (фонда скважин) на однородные группы (кластеры) так, чтобы различия между группами были максимальны, а внутри группы между объектами – минимальны. В данной работе группа скважин разбивается на кластеры. Для скважин каждого кластера разрабатывается определенный алгоритм действий по подбору ГТМ. Это позволяет значительно упростить и ускорить работу специалиста геологической службы. С помощью новой методики подбора скважин-кандидатов в дальнейшем можно будет полностью исключить заведомо неуспешные ГТМ, значительно повысив эффективность проведения мероприятий в скважинах.

Предлагаемый алгоритм поиска скважин-кандидатов окажет значительную помощь в достижении планируемой от проведения ГТМ добычи нефти. В качестве метода кластеризации выбран наиболее известный и адаптированный под решение широкого спектра задач метод k-средних. Критериями кластеризации являются численные значения выбранных геологических параметров работы скважины. Кластерный анализ имеет ряд важных преимуществ по сравнению с классическим методом статистического анализа данных:

- позволяет рассматривать большие массивы данных, сжимать их, делать компактными и наглядными;
- дает возможность разбивать массивы данных на группы не по одному признаку, а по их набору;
- не имеет ограничений на вид исходных данных, размерность и величину параметров.

Однако существует ряд ограничений, из-за которых на данном этапе невозможно полноценно применить кластерный анализ для обработки данных. Одно из основных ограничений – погрешность/неопределенность исходных данных. Анализ по фонду скважин одного из главных месторождений ООО «РН-Юганскнефтегаз» показал отсутствие прямой зависимости максимального дебита нефти от геологических параметров.

Для того, чтобы метод кластеризации стал более устойчивым к обозначенным выше факторам, воспользуемся отдельными элементами теории нечетких множеств[8].

В качестве исходных данных используются значения геологических параметров работы скважин, большой степени достоверности. Методом экспертных оценок исключаются не влияющие и слабо влияющие на дебит параметры (вязкость нефти, газовый фактор и др.). Высокая степень изменения некоторых параметров во времени определила необходимость автоматизации процесса выгрузки данных из базы данных. Выгрузка и обработка данных происходят в программной среде Microsoft Excel. На выходе специалисту геологической службы предоставляется поименный список скважин, предварительно разбитый на группы по основным видам ГТМ: ЗБС, ГРП, ТКРС. Результаты кластеризации представлены на **Рисунке 3**.

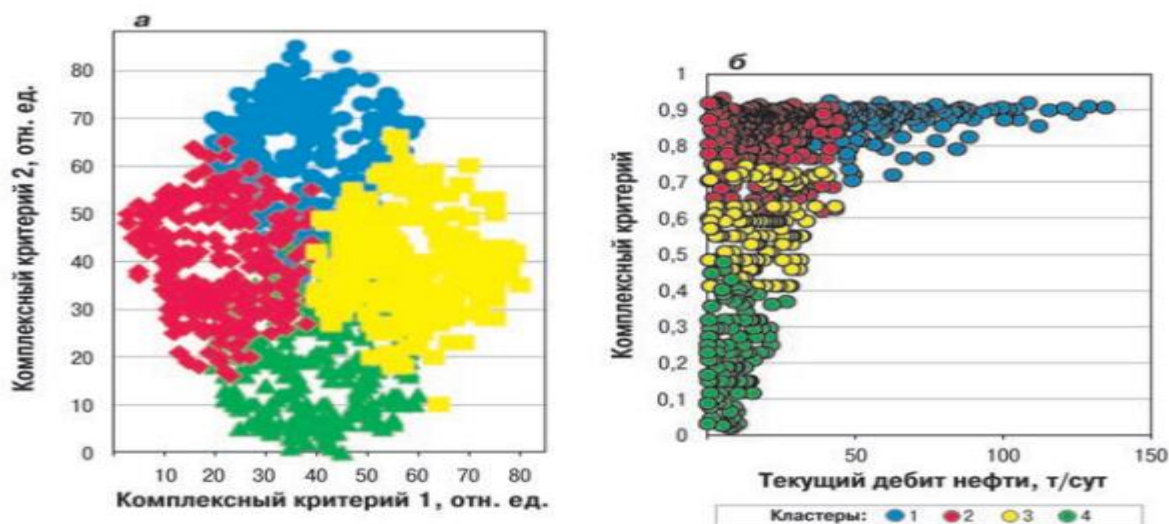


Рисунок 3. Результаты работы алгоритма (а) и зависимость текущего дебита скважины от комплексного критерия (б)

В кластер 1 попали в основном новые скважины и высокодебитные скважины, высокое значение комплексного геологического критерия обеспечивается за счет лучших геологических условий, большого дебита и низкой обводненности.

Скважины кластера 2 находятся в тех же геологических условиях, что и скважины кластера 1, но работают не так эффективно. Следовательно, они являются основными кандидатами для проведения ГТМ.

Скважины кластера 3 находятся в худших геологических условиях по сравнению со скважинами кластеров 1, 2 и обладают большими рисками.

В скважинах кластера 4 проведение ГТМ не рекомендовано.

Как видно из **Рисунка 3**, такой подход позволяет оценить добычные возможности месторождения в целом, поскольку, чем больше скважин входит в кластеры 2 и 3, тем выше геолого-технический потенциал месторождения.

Дальнейший анализ был проведён на основе скважин, вошедших в тот или иной кластер и, соответственно, в базу ГТМ.

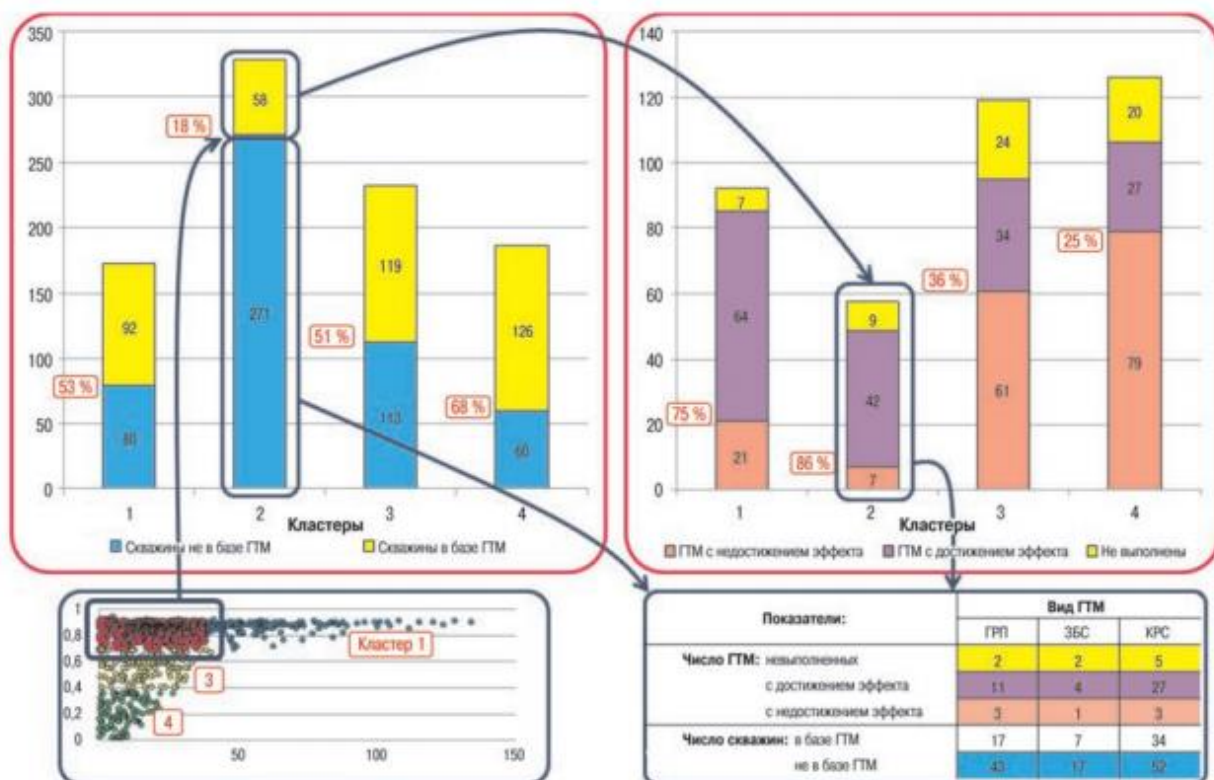


Рисунок 4. Анализ скважин-кандидатов на ГТМ

Основываясь на приведённых выше работах, можно сказать, что существует большое количество алгоритмов и методов подбора скважин-кандидатов на ГТМ. Одним из основных является – ранжирование скважин на основе комплексного геологического критерия.

В последней представленной работе используется метод кластеризации данных, который позволяет более эффективно и оптимально подбирать скважины на ГТМ, проводя анализ не по всей базе данных, а на примере отдельного кластера. Помимо этого, часть скважин отсеивается, что уменьшает затраты времени на столь сложный и наукоёмкий процесс.

INTRODUCTION

The main task of the oil and gas producing industry is to maximize the effective and complete recovery of hydrocarbons from reservoirs of any structure and complexity. The development of part of the reservoirs in Russia began in USSR. However, due to imperfect technologies and lack of knowledge, development of fields was not so effective - a rapid drop in the production rates, increasing of water cut and an underproduction of oil and other problems of this type.

In some way, it can be explained by the imperfection of the methods of development, when the maintenance of reservoir pressure is carried out by water flooding. Water is pumped into the formation, practically, without any preparation. As a result, biogenic contamination of the reservoir occurs, and an increase in the level of water cut in the wells occurs. In addition, the possibility of occurrence of corrosion processes increases, and new types of complications appear - in the form of deposits of salts and paraffin on the surface of the oil production equipment and bottom hole zone.

Therefore, at this stage of field development, the primary tasks are:

- Increasing the efficiency of field development;
- Achieving stable production levels.

The effectiveness of solving of these problems is determined by the reliability of the oilfield equipment in operation, the competence of the personnel, the reliability and completeness of development history data.

Consequently, in addition to searching for new, highly efficient methods of exploration , research is needed to identify the main factors that complicate the development process. In addition, it is necessary to analyze the influence of these factors on the efficiency of equipment and the creation of promising technologies and tools for its protection.

In addition, to stabilize the level of production and improve the efficiency of development, well stimulation procedures (WSP) are carried out.

Well stimulation procedure is a set of geological, technological, technical and economic measures aimed on implementing of the project solutions in order to maximize hydrocarbon production and obtain additional profit from the subsoil user.

WSP are conducted with increasing productivity or repairing of surface and subsurface equipment. Well shutdown, gas flow control, commissioning must be carried out only by the operator

Planning of WSP is carried out by the engineering and geological service of the oil and gas producing companies.

Thus, the process of selection of wells for WSP at a late stage of development is a very important issue. To increase the reliability and success of the implemented measures, it is necessary to conduct a comprehensive analysis of the following parameters:

- Mobile oil reserves (taking into account geological heterogeneity);
- Current reservoir parameters;
- Technical operation of the well;
- Analysis of the efficiency of the carried out WSP.

Therefore, the primary goal of this work is to optimize the process of selection of well-candidates for WSP, applying modern methods and technologies - machine learning, neural network programming, the creation of expert systems.

The purpose of the thesis is to develop the expert system, based on the multi-criteria selection, analysis of groups of parameters and methods of the fuzzy logic. The purpose of the system is to improve selection and planning processes of remedial stimulation for an oil well. To achieve this goal, the following tasks have been set:

1. Analysis of the existing methods and algorithms for selection process of well-candidates.
2. Detailed study of the oil field properties and development history.
3. Evaluation of the current development scheme and well condition.
4. Analysis of history of carried out remedial stimulation: reasons and purposes, success and failure rate.

5. Selection of most effective remedial stimulation operations for further evaluation.
6. Pre-estimation of the efficiency of remedial stimulation.
7. Grading of well-candidates, according to current production profile and well condition.
8. Development of remedial stimulation design according to well structure.
9. Creation of a set of criteria for selection of well-candidates for remedial stimulation.
10. Development and testing of the expert system.
11. Analysis and optimization of the expert system.

Main issues are connected with uncertainties of development and remedial stimulation history. In case of failure the evaluation of its reasons should be carried out for better evaluation of remedial stimulation design. For example, in case of terrigene reservoir acidizing is not so effective as hydraulic fracturing.

Furthermore, estimation of received production rates and evaluation of the economic efficiency must be carried out to confirm the necessity of remedial stimulation.

As the result, the expert system must automatically choose and offer well-candidates for remedial stimulation due to chosen set of criteria. In addition, analysis of the chosen wells should be done to optimize the system behavior.

LITERATURE REVIEW

Methods for creating methods and algorithms of efficient WSP planning, assessing their efficiency, and developing appropriate automated decision support systems were considered by such authors as: Koltun AA, Timonov AV, Carvalho, M. Bendezu, M. De Oliveira and Others.

In the work by Timonov A.V. author considers the problem of the low efficiency of the integrated approach to the analysis of oil field exploitation productivity with the help of WSP. The paper considers the main methods of effective analysis and ranking of the zones of the oil field, the most productive from the point of view of development scheme. In addition, the methods used in assessing the maximum technological and economic efficiency of WSP are considered.

In the presented work, a system for optimizing reservoir operation was developed. It is based on an integrated approach of the analysis of WSP development and planning, based on the principle of optimization of each stage of the business process.

Also, an algorithm was developed for carrying out a factor analysis of the efficiency of WSP, based on a nodal analysis on the unsteady operating mode of production wells.

In the work of an author A. A. Koltun. the main problem in the planning of WSP is the lack of a clear algorithm for assessing the effectiveness of the proposed geological and technical measures. As a solution, it was suggested to develop software for more accurate estimation of the actual and predicted efficiency of WSP.

As a solution to this problem, integer mathematical programming was performed, which solves the problem of selecting sets of geological and technical measures from an alternative list of planned geological and technical measures for a given planning period under economic and production constraints.

M. De Oliveira, Carvalho, Bendezu, suggested the use of methods of mathematical modeling as the main tool for predicting the state of the field after carrying out WSP

In the work of specialists of OOO “RN-Yuganskneftegaz” D.E. Perminova and S.V. Valeev the main proposed method was cluster analysis based on fuzzy logic methods.

Cluster analysis is designed to break up a set of objects (well stock) into homogeneous groups (clusters) so that differences between groups are maximized, and within a group between objects - minimal. In this paper, a group of wells is divided into clusters. For wells of each cluster, a certain algorithm of actions for the selection of WSP was developed. This makes it possible to significantly simplify and accelerate the work of a geological service specialist. With the help of a new technique for selecting well-candidate, it will be possible to completely exclude deliberately unsuccessful WSPs in the future, significantly improving the efficiency of holding works in wells.

. As the method of clustering, the k-averages method, best known and adapted for a wide range of problems, was chosen. The criteria for clustering are the numerical values of the selected geological parameters of the well operation. Cluster analysis has a number of important advantages over the classical method of statistical data analysis:

- allows you to view large data sets, compress them, make them compact and intuitive;
- makes it possible to split data sets into groups not by one attribute, but by their recruitment;
- has no limitations on the type of source data, the dimension and the size of the parameters.

However, there are a number of limitations, due to which at this stage it is impossible to fully implement cluster analysis for data processing. One of the main limitations is the uncertainty of the input data. Analysis of the well stock of one of the main fields of OOO “RN-Yuganskneftegaz” has shown the absence of direct dependence of the maximum oil production rate on geological parameters.

In order for the clustering method to become more stable to the above factors, we use individual elements of the theory of fuzzy sets [8].

As initial data, the values of the geological parameters of the operation of wells of a high degree of reliability are used. The method of expert evaluations excludes non-influencing parameters that have little influence on the flow rate (oil viscosity, gas factor, etc.). A high degree of change in some parameters over time has determined the need to automate the process of uploading data from the database. Downloading and processing of data occurs in the MS Excel software environment. At the output, the geological survey specialist is provided with a well-named list of wells, preliminarily broken down into groups according to the main types of geological and technical measures. The results of clustering are presented in Figure 3.

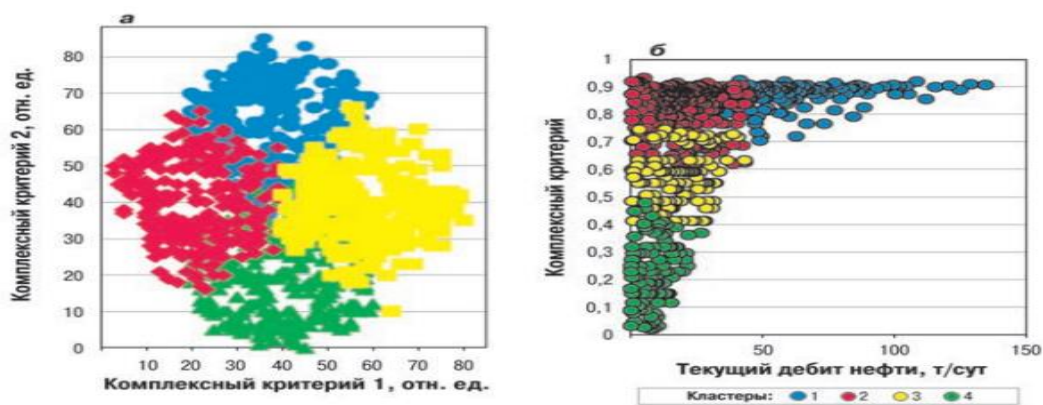


Figure 3. The results of the algorithm (a) and the dependence of the current well production rate on the complex criterion (b)

In cluster 1 mostly new wells and high-yield wells were caught, the high value of the complex geological criterion is provided by the best geological conditions, high production rate and low water cut.

The wells of cluster 2 are in the same geological conditions as cluster 1 wells, but they do not work as efficiently. Consequently, they are the main candidates for the WSP.

The wells of cluster 3 are in worse geological conditions in comparison with the wells of clusters 1, 2 and have greater risks.

In the wells of cluster 4 carrying out of geological and technical measures is not recommended.

As can be seen from Figure 3, this approach allows estimating the field's mining potential as a whole, since the more wells that enter clusters 2 and 3, the higher the geological and technical potential of the field.

Further analysis was carried out on the basis of wells that were included in a particular cluster and, accordingly, in the base of WSP.

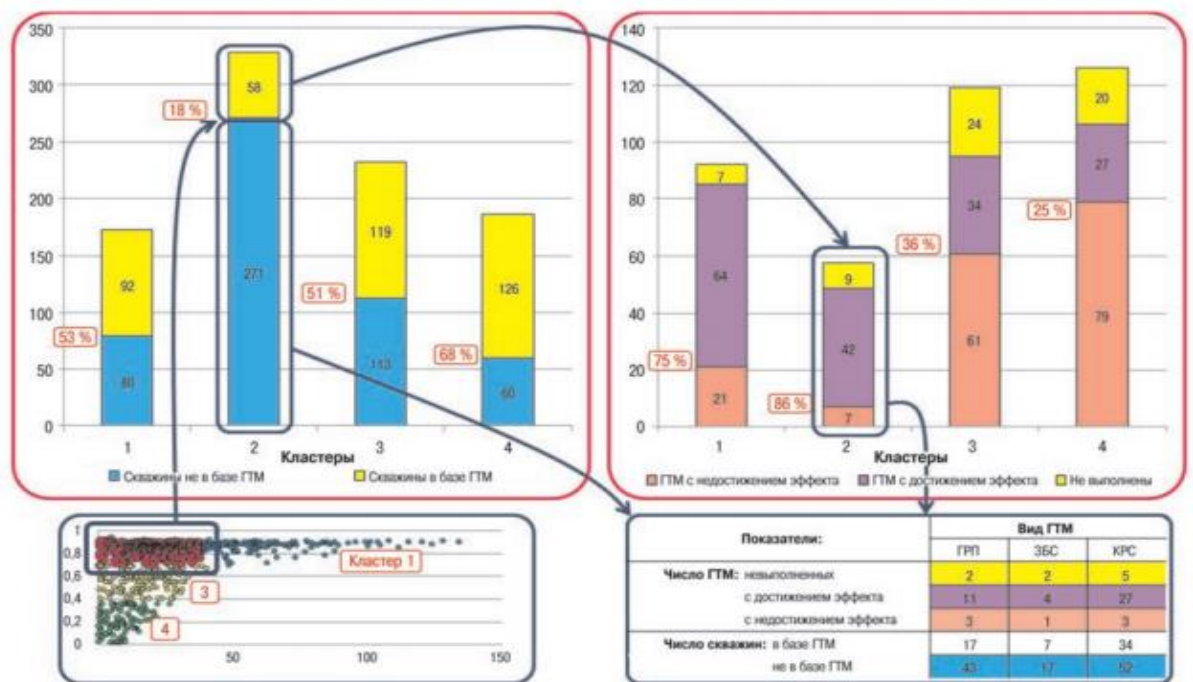


Figure 4. Analysis of well-candidate for WSP

Based on the above works, we can say that there are a large number of algorithms and methods for selecting wells for GTM candidates. One of the main is well rankings based on a comprehensive geological criterion.

In the last paper presented, the data clustering method is used, which allows more efficient and optimal selection of wells for geological and technical measures, analyzing not on the whole database, but on the example of a separate cluster. In addition, some of the wells are eliminated, which reduces the time required for such a complex and science-intensive process.

2. ФИЗИКО-ГЕОГРАФИЧЕСКИЙ ОЧЕРК

Крапивинское нефтяное месторождение расположено на территории Каргасокского района Томской области, в 450 км от г. Стрежевой и 600 км. От Томска, в юго-восточной части Томской области и частично (юго-западный район - скв. №220, №221, №200, №223) входит в состав Омской области. Месторождение по оценке большинства исследователей относится к категории сложнопостроенных, что заключается в значительной латеральной и вертикальной неоднородности резервуара, в совместной локализации в залежах как трудно-, так и хорошо извлекаемых запасов, в большой изменчивости коллекторских свойств по разрезу, в «скачкообразном» поведении водонефтяного контакта (ВНК), неравномерном распределении скважин на высоко и низкопродуктивные, в аномально высоком темпе обводнения отдельных скважин. Освоение таких запасов происходит неравномерно, что приводит к быстрому истощению активных запасов и появлению большого количества низкопродуктивных скважин, к неточностям в первоначальной оценке КИН и в следствие к снижению промышленной и экономической значимости месторождения.

К настоящему времени в пределах Крапивинского месторождения пробурено 32 поисковых и разведочных скважин, отработано свыше 40 сейсмических профилей МОГТ с общей протяженностью более 700 км, часть месторождения расположена на территории Томской области, покрыта 3D сейсмической съемкой (428 км). За период проведения пробной эксплуатации на Крапивинском месторождении были выполнены дополнительные геолого-геофизические исследования сейсморазведка 3D, эксплуатационное и разведочное бурение, исследования кернa в лабораторных условиях.

В результате пробной эксплуатации в 32 разведочных скважинах проведено опробование и гидродинамическое прослушивание, что дало возможность оценить продуктивность залежей как по разрезу, так и по

площади. По результатам работ отмечено, что пласт Ю₁³ наиболее продуктивен в своей верхней части (индексируемой как пачка Ю₁^{3А}). Зона наибольшей продуктивности выделена лишь в пределах северной части месторождения (район эксплуатационного куста №1).

Гидродинамические исследования проведены на 16 эксплуатационных скважинах (8 из них – на установившихся и неуставившихся режимах, 8 – только на неуставившихся режимах, вследствие низких буферных давлений).

Промыслово-геофизические исследования по контролю за разработкой с целью определения профилей притока с попутным определением герметичности эксплуатационных колонн проведены в 15 добывающих скважинах.

На поисковом и разведочном этапе в пределах Каймысовского свода проводились региональные геолого-геофизические работы.

2.1 Особенности месторождения

Крапивинское локальное поднятие было выявлено в 1966 году сейсморазведочными работами. В 1969 г. на площади было начато поисковое бурение. Первые три пробуренные скважины выявили нефтеносные пласты Ю₁² и Ю₁³, оказавшиеся низкопродуктивными. Дальнейшее бурение было приостановлено. Детальные сейсмические исследования 1980 – 1982 гг. МОГТ позволили уточнить строение Крапивинского месторождения, а также Западно-Крапивинского поднятия, расположенного в юго-западной от него части. В результате проводимых изысканий было получено подтверждение промышленной нефтеносности пласта Ю₁³.

В 1984 г. выполнена оперативная оценка запасов нефти по категории С1. Работы проводились ПГО «Томскнефтегазгеологией» с утверждением запасов в ЦКЗ Мингео СССР. Далее приросты запасов осуществлялись практически ежегодно.

На основании «Проекта пробной эксплуатации Крапивинского месторождения» составленного ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК» скважиной 61 месторождение было введено в пробную эксплуатацию в апреле 1998 года. Разведочные скважины №201, 190, 203 и 207 были переведены в эксплуатационный фонд.

В 1996 г. коллективом исполнителей петролого-геохимической лаборатории кафедры минералогии и петрографии ГНФ ТПУ под руководством Столбовой Н.Ф. изучался керн из разведочных скважин Крапивинского месторождения.

Детальные литолого-петрографические исследования продуктивного горизонта Ю-1 васюганской свиты Крапивинского месторождения, направленные на изучение явлений наложенного эпигенеза, ухудшающих ФЕС. В результате рассмотрен компонентный и минералогический состав, ряд характерных структурных признаков. Изучены признаки пород приобретенные

в процессе погружения (обусловленные процессами седиментогенеза, диагенеза, гипергенеза, катагенеза) и признаки, приобретенные в процессе инверсионного этапа развития бассейна (хрупкие деформации и инфильтрация флюидов). Изучались явления битуминизации, сульфидизации, выщелачивание, сопровождаемые новообразованием пор, каверн, полостей и другие процессы.

Петрографические исследования показали, что становление коллекторских свойств продуктивных пластов месторождения большое влияние оказали постседиментационные процессы, разнообразные по многим проявлениям: по связи с тектоническими процессами, по времени проявления, по интенсивности и равномерности развития, по вновь возникающим минеральным продуктам и их ассоциациям, по пространственно-временному отношению к углеводородным флюидам. Установлено, что явлениям наложенного эпигенеза предшествуют тектонические процессы. Они проявляются в развитии послойных тектонических дислокаций, которые, вероятно, не обнаруживаются в геофизических полях, но достаточно четко выявляются петрографическими и геохимическими исследованиями.

Работы выполнялись с апреля 1997 г по декабрь 2000 г. Детально изучен профиль скв. 192, 203, 215 и произведено сопоставление данных с результатами специальных сейсмических исследований по этому профилю.

В дальнейшем работы по прогнозированию продуктивности геологических объектов путем комплексирования геологических, геофизических и геохимических методов исследований и последующей интерпретации полученных данных были продолжены. В 2001 г. коллективом исполнителей петролого-геохимической лаборатории кафедры минералогии и петрографии ГНФ ТПУ под руководством Столбовой Н.Ф. продолжились детальные литолого-петрографические изучение нефтеносных отложений Каймысовского свода с привлечением геохимических методов анализа, реализуемых на Томском исследовательском ядерном реакторе. Это позволило обнаружить литогеохимические аномалии двух типов:

- в связи с проявлением высокоуглеродистых отложений доманикового типа
- в связи с метасоматическими преобразованиями пород в зонах флюидомиграции (явление наложенного эпигенеза).

Геологическое строение пласта Ю₁³ Крапивинского месторождения рассматривалось В.Б. Белозеровым в 1994 г. Рассмотрены процессы и результаты работ по изучению возможностей выделения песчаных тел-резервуаров для залежей нефти и газа на базе комплексных исследований геологических данных и данных сейсморазведки. Проведено сейсмогеологическое моделирование, в результате которого возможно по петрофизическим свойствам горных пород разделять их по литологии и коллекторским свойствам, изучать степень сложности строения целевых нефтегазоносных объектов, прогнозировать их геометрические размеры. Показана сложность пласта-коллектора Крапивинского месторождения.

Рассмотрен основной продуктивный объект – пласт Ю₁³ (подугольная толща васюганской свиты). Особенность нефтеносного резервуара «плавающее» по разрезу положение ВНК с разницей до абсолютных отметок до 80 м. Это связывают с наклонной поверхностью ВНК. Считается, что притоки воды на высоких гипсометрических отметках обусловлены влиянием капиллярных сил в коллекторе. Предлагаемая автором данного отчета альтернативная модель строения залежи базируется на изучении особенностей внутреннего строения резервуара.

По данным В.Б. Белозерова:

- Маломощные прослои аргиллитов и карбонатизированных песчаников в пласте Ю₁³ играют значительную роль в перераспределении нефти внутри резервуара;
- Эти прослои фиксируют границы латерального наращивания песчаного покрова и, располагаясь под углом к кровле и подошве

пласта, разделяют коллектор на ряд обособленных в разрезе и плане резервуаров.

- Перспективные участки доразведки Крапивинского месторождения следует искать м/у 220 и 200;

Неоднородность распределения параметров пористости и проницаемости в разрезе и по латерали выделяются две полосовидные зоны улучшенных коллекторских свойств: первая проходит через скв. №205, №201, №190, №203, а вторая через – скв. №208, №211 и №207. Иванов И.А., Перозио Г.Н. и др. детально изучившие литологию продуктивных отложений месторождения и генезис пород-коллекторов, сделали вывод о том, что эти отложения «относятся к морским мелководным и прибрежно-морским осадкам, предполагая наиболее благоприятными для формирования улучшенных пород-коллекторов отсортированные в седиментогенезе, промытые от глины осадки, существенно кварцевого состава».

Анализом обстановок осадконакопления с привлечением данных гранулометрического метода, занималась Перозио Г.Н. Она пришла к выводу о морских условиях формирования осадка с преобладанием мелководных фаций. Перозио выделила 4 типа фациальных обстановок, характеризующих обстановки движения активных морских течений и прибрежных волн; пассивные подветренные обстановки дюн, отмели и банки; прибрежные отложения низин, заливов и эстуариев; внутренние спокойные места в низинах, заливаемых проливами.

2.2 Геолого-физическая характеристика месторождения

В геологическом строении района Крапивинского месторождения принимают участие отложения двух структурных этажей: палеозойского складчатого фундамента и мезо-кайнозойского платформенного чехла.

Палеозойская группа. Палеозойские отложения вскрыты скважинами №195 и №200. Представлены они зеленокаменными измененными миндалевидными спиллитами, вверх по разрезу интенсивно выветренными, переходящими в кору выветривания. Вскрытая толщина изменяется от 80 до 107 м.

Мезозойская группа. Юрская система. Нижний и средний отделы. Тюменская свита. На отложениях палеозойского складчатого фундамента несогласно залегают континентальные отложения тюменской свиты. Породы представлены неравномерно переслаивающимися темно-серыми и буровато-серыми, иногда полосчатыми аргиллитами, разномерными полимиктовыми песчаниками различной крепости, крепкими алевролитами и каменными углями. Отложения тюменской свиты распространены повсеместно. Полностью последние вскрыты скважинами №195 и №200. Мощность свиты 92 - 216 м.

Верхний отдел. Васюганская свита. Породы васюганской свиты представлены прибрежно-морскими отложениями. По литофациальному составу последняя подразделяется на две подсвиты – нижнюю и верхнюю. Нижняя подсвита, сложена, в основном, плотными аргиллитами. Верхняя подсвита представлена песчаниками с подчиненными прослоями аргиллитов и алевролитов. В ее составе выделяются снизу вверх три литологические ритмотолщи: подугольная (пласт Ю₁³), межугольная (пласт Ю₁^{М^у}), надугольная (пласт Ю₁²).

Пласты Ю₁³ и Ю₁² являются нефтеносными. В целом разрез подугольной ритмотолщи (пласт Ю₁³) относится к регрессивному типу. Ритмотолща подразделяется (снизу вверх) на три ритмопачки – Ю₁^{3В}, Ю₁^{3Б}, Ю₁^{3А}, выделение

границ которых в разрезе осуществляется по снижению естественной гамма - активности от пачки Ю₁^{3В} к пачке Ю₁^{3А}.

Ритмопачка Ю₁^{3В} имеет покровное распространение, глубина залегания изменяется от 2663.8 м. (скв. №191) до 2786.2 м. (скв. №210). Литологически пласт представлен чередованием мелкозернистых, плохо отсортированных песчаников, алевролитов, смешанных пород полимиктового состава. Толщина пачки изменяется от 4.8 до 23.2 метров.

В соответствии с группировкой литофаций в ритмопачке Ю₁^{3В} выделяется три типа разрезов: песчаный, глинисто-алеврито-песчаный и алеврито-глинисто-карбонатный. Средняя глубина залегания пачки - 2735.5 м, сложена она, в основном, мелкозернистыми, плохо отсортированными полимиктовыми песчано-алевролитовыми породами. Толщина пачки 5 - 19.2 м.

Ритмопачка Ю₁^{3А} имеет ограниченное площадное распространение и развита только в северной части месторождения. Залегаем на глубине от 2692.6 м (скв. №208) до 2746.8 м. (скв. №216). В ее составе распространены песчаные породы кварцевого, полевошпат-кварцевого и редко полимиктового состава. Общая толщина изменяется от 4 до 10 м.

Межугольная ритмотолща Ю₁^{МУ} имеет покровное распространение, в ее основании повсеместно прослеживается пласт угля толщиной от 1 до 4 м. Вышележащие отложения сложены преимущественно чередованием углистых аргиллитов и алевролитов, смешанных и ультрасмешанных пород с тонкими слоями угля, реже известняков и песчаников. Мощность толщи изменяется от 4 до 10 м. Пласт Ю12 залегает на глубинах от 2665.8 м до 2746 м. В скважине № 200 отмечается выклинивание последнего. Литологически представлен чередованием песчаных, смешанных и ультрасмешанных и алевритовых пород преимущественно полимиктового, редко полевошпато-кварцевого и кварцевого состава. Мощность пласта изменяется от 0 до 9 м. Общая мощность васюганской свиты составляет 55 – 70 м.

Георгиевская свита. Свита представлена прибрежно морскими глинисто-алеврито-песчаными породами. Мощность свиты от 0.4 до 3 м.

Баженовская свита. Баженовская свита вскрыта всеми пробуренными скважинами. Свита сложена плитчатыми битуминозными аргиллитами от буровато-темносерых до темно-коричневых.

2.3 Особенности тектонического строения

В тектоническом отношении Крапивинское месторождение приурочено к одноименному локальному поднятию, расположенному в юго-западной части Моисеевского куполовидного поднятия, осложняющего южную часть Каймысовского свода. Впервые данное поднятие выявлено и подготовлено к глубокому бурению сейсморазведочными работами в 1966 году, по их результатам Крапивинская структура представляла собой сравнительно простую куполовидную складку субмеридионального простирания, оконтуренную сейсмоизогипсой – 2700 м, с размерами 19х13 км. и амплитудой 100 м.

Проводимые в последующем детализированные исследования МОГТ (2D) уточнили конфигурацию Крапивинской и выявленной Западно-Крапивинской площадей. Результатом обобщения всех геолого-геофизических материалов по южной части Каймысовского свода явилась структурная карта по отражающему горизонту **Па** (подошва баженовской свиты), согласно которой структура осложнена рядом локальных поднятий, разделенных узкими линейными прогибами.

С целью построения трехмерной геолого-детерминированной модели месторождения в 1996-2000 гг. Томский геофизический трест выполнил полевые 3D-сейсмические работы с использованием регулярной крестовой системы наблюдений на площади 428 кв. км. В результате этих работ уточнены

структурные планы по кровле доюрских образований и отражающему горизонту **Па** (подошва баженовской свиты).

Согласно оконтуривающей изогипсе –2870 м, доюрский фундамент Крапивинского участка представляет собой две сложнопостроенных (Западно-Крапивинскую и Крапивинскую) группы эрозионно-вулканических выступов, линейно-гнездовой и вершинно-радиальной морфологии, которые унаследованно сохранялись на протяжении всего юрского периода и убедительно свидетельствует о том, что складчато-блоковая деятельность доюрского времени на Крапивинском участке происходила под преобладающим влиянием магматических и поствулканических процессов.

По отражающему горизонту **Па** в пределах Моисеевского куполовидного поднятия выделяются структуры четвертого порядка, образующие ряд сложнопостроенных групп локальных поднятий или обособленных структур третьего порядка, в число которых входят Крапивинская и Западно-Крапивинская группы.

Крапивинская группа локальных поднятий имеет характерную “вершинно-радиальную” (“звездочко-образную”) форму, имеющую ряд узких структурных мысов, ложбин и локальных поднятий четвертого порядка. Центральное локальное поднятие (в районе скв. №191) оконтуривается по сейсмоизогипсе – 2540 м и имеет субширотное простирание. Северо-Крапивинский структурный мыс Центрально-Крапивинского поднятия имеет субмеридиональное простирание, в пределах его западного склона расположены скв. №212 и №216.

Восточно-Крапивинское локальное поднятие имеет субмеридиональное простирание, по изогипсе – 2580 м. На северном окончании этой структуры расположена скв. №213.

Нижне-, Средне- и Верхне-Крапивинские структурные мысы осложняют западный склон Центрально-Крапивинского локального поднятия, имеют веерообразное западно-юго-западное простирание. По изогипсе –2580 м они

разделяются глубоко вдающимися к вершине Крапивинской группы локальных поднятий (скв. №191) структурными лощинами.

Нижне-Крапивинский структурный мыс является наиболее крупным структурным элементом Крапивинской группы локальных поднятий, опойскованным скв. № 193, №195, №196, №199, №204. На его юго-западных склонах расположены также скв. №209, №210, №226. По изогипсе –2580 м ширина Нижне-Крапивинского мыса изменяется от 2 км на севере до 8 км на юге. В южной части Нижне-Крапивинского мыса по изогипсам –2540 – 2550 м выделяется до четырех малоамплитудных локальных поднятий.

Средне-Крапивинский структурный мыс имеет юго-западное простирание. В его северо-восточной части расположена скв. №192 “водяного коридора”, которая по малоамплитудной структурной лощине отделяется от гипсометрически более низких, но нефтяных разведочных скв. №190, №203, №206 и эксплуатационных скважин куста № 3.

Верхне-Крапивинский структурный мыс имеет преимущественно субширотное простирание. По оконтуривающей изогипсе –2560 м в его центральной части выделяется одноименное локальное поднятие, на северном склоне которого расположена скв. №207, на западном – разведочные скв. №201, №211.

Дальне-Крапивинское локальное поднятие по оконтуривающей изогипсе – 2590 м имеет звездочко-образную морфологию.

Крайне-Крапивинский структурный мыс Дальне-Крапивинского локального поднятия имеет юго-западное простирание, а не субмеридиональное, как это считалось ранее по данным предшествующих 2D-сейсмических съемок. По оконтуривающей изогипсе –2610 м в его пределах выделяется локальное поднятие, неудачно опойскованное скв. № 214.

В целом для Крапивинской группы локальных поднятий характерна асимметричная звездочко-образная форма: западные склоны этой группы локальных поднятий, по сравнению с восточными, более пологие и длинные с

погружением отражающего горизонта **Па** в направлении с востока на запад от – 2525 м (скв. №191) и –2542 м (скв. №199) до –2624 м (скв. №214) и –2626 м (скв. №209).

Центрально- и Нижне-Крапивинские структурные элементы четвертого порядка оконтуриваются по изогипсе –2550 м. По изогипсе –2560 м выделяются Верхне- и Средне-Крапивинские локальные поднятия.

Западно-Крапивинская группа локальных поднятий имеет вид характерной “гантеле-образной” формы. Основными структурными элементами Западно-Крапивинской группы являются:

Южно-Крапивинское локальное поднятие оконтуривается по изогипсе – 2590 м. Форма линейно-вытянутая на юго-запад, северо-западное крыло этой структуры более пологое, юго-восточное крыло более крутое и более изрезанное мелкими структурными лощинами. В пределах Южно-Крапивинского локального поднятия размещаются скв. №200, №222, №225, на его северо-западном склоне – скв. №218 и №221.

Разрывно-Крапивинское локальное поднятие оконтуривается по изогипсе – 2580 м, имеет субмеридиональное простирание. В пределах Разрывно-Крапивинского локального поднятия размещаются скв. №197 и №198. В 500 м на восток от скв. №197 выделено наиболее контрастное разрывное нарушение Крапивинского участка, которое по 3D-сейсмическим данным диагностируется как бескорневой меловой разлом раздвигового типа.

Мало-Крапивинское локальное поднятие оконтуривается по изогипсе – 2580 м, эта структура является фактически седловидной, сочленяющей Западно-Крапивинскую и Тагайскую группу локальных поднятий. На обобщающих структурных картах масштаба 1:100000 Мало-Крапивинское локальное поднятие представляется как структурное осложнение Западно-Тагайского поднятия. В пределах Мало-Крапивинского локального поднятия пробурена скв. №194.

Западно-Крапивинский структурный мыс находится за пределами площади 3D-съемки, имеет северо-западное простирание, субперпендикулярное главной оси Южно-Крапивинской структуры по изогипсе –2620 м.

Остальные структурные элементы Западно-Крапивинской группы локальных поднятий представляют собой склоновые террасовидные участки между изогипсами –2590 м и –2640 м.

2.4 Нефтегазоносность

Промышленная нефтеносность месторождения связана с терригенными отложениями регионально продуктивного горизонта Ю1 - пластами Ю₁² и Ю₁³, разделяющимися по всей площади непроницаемыми углисто-глинистыми отложениями пласта Ю₁^{МУ} толщиной от 4 до 10 м.

Для Крапивинского месторождения характерно отсутствие единой оконтуривающей изогипсы, контролирующей площадь нефтеносности основного пласта Ю₁³. Практически все связанные с ним залежи ограничиваются на значительной площади зоной водонасыщенных пород с низкими ФЕС, имеющих по данным ГИС характеристику коллектора и гипсометрический уровень выше ВНК. По данным опробования и капилляриметрическим исследованиям предполагается наличие капиллярно-экранированного типа большинства залежей пласта Ю₁³.

Сложное литологическое строение нижнего пласта Ю₁³ предопределило выделение в разрезе последнего трех ритмопачек (снизу вверх индексируемых как Ю₁^{3В}, Ю₁^{3Б}, Ю₁^{3А}), характеризующихся различными фильтрационно-емкостными свойствами при различном площадном распространении. К указанным пачкам приурочены 13 залежей нефти.

Следует отметить, что особенностью всех залежей месторождения является низкое газосодержание нефти (в среднем 26.8 м³/т) и довольно значительная ее плотность (средняя в пластовых условиях - 0.790 г/см³, в

поверхностных - 0.860 г/см^3), что предопределяет непродолжительный период фонтанного способа эксплуатации. В то же время, низкое газосодержание существенно повысит эффективность эксплуатации механизированного фонда скважин.

Многообразие залежей нефти в разрезе продуктивного пласта $Ю_1^3$ обусловлено высокой литофациальной изменчивостью состава вмещающих их песчаных тел-коллекторов как по разрезу, так и по площади в узких стратиграфических интервалах разреза пласта $Ю_1^3$. Именно указанные факторы предопределили, по мнению авторов упомянутой работы, различную геометрию залежей, их структурное и пространственное положение, элементы стратиграфического, литологического и капиллярного- литологического экранирования залежей на повышенных участках структуры (отсутствие углеводородного насыщения). Эти же факторы обусловили и изменение в широком диапазоне водонефтяных контактов залежей нефти (от а. о. – 2560 до – 2644 м).

Результаты опробования залежей свидетельствуют о неоднозначной продуктивности последних по площади и разрезу. Безусловно, наиболее продуктивной представляется залежь верхней части пласта $Ю_1^3$ – пачки $Ю_1^{3A}$, менее продуктивными – залежи пачки $Ю_1^{3B}$ и пласт $Ю_1^2$. Различная продуктивность предопределяет, безусловно, и различную степень вовлечения запасов залежей нефти единого объекта эксплуатации пласта $Ю_1^3$ в разработку, различные варианты которой рассматриваются в настоящей работе.

Определение коллекторских свойств проводилось по данным геофизических, гидродинамических и лабораторных исследований.

Коэффициент расчлененности пачки $Ю_1^{3B}$ пласта $Ю_1^3$ изменяется от 1 до 3, песчаности от 0.2 до 0.8, среднее значение равно 0.5. По данным ГИС средневзвешенные значения пористости, проницаемости и нефтенасыщенности соответственно равны 15.2%; 0.0077 мкм^2 ; 0.51; по данным лабораторных исследований – 15.6 %; 0.0068 мкм^2 ; 0.55.

Коэффициент расчлененности пачки Ю₁^{3Б} пласта Ю₁³ изменяется от 1 до 4 в среднем составляет 1.59, среднее значение коэффициента песчаности – 0.73. По данным ГИС средневзвешенные значения пористости проницаемости и нефтенасыщенности пачки соответственно равны 16 %; 0.0187 мкм²; 0.56.

Гидродинамические исследования для пачки Ю₁^{3Б} были проведены в 9 скважинах, при этом среднее значение проницаемости составило 0.033 мкм². По лабораторным данным средние значения равны: пористости – 15.4 %, нефтенасыщенности – 0.67, проницаемости – 0.0181 мкм².

Пачка Ю₁^{3А} пласта Ю₁³ характеризуется преобладанием монолитного типа разреза. Коэффициент расчлененности изменяется от 1 до 3, песчаности от 0.6 до 1.0 среднее значение равно 0.86. По данным лабораторных исследований средние значения пористости, проницаемости и нефтенасыщенности соответственно равны 16.6 %; 0.127 мкм², 0.7; по данным ГИС – 18.5 %; 0.212 мкм²; 0.68. Гидродинамические исследования пачки Ю₁^{3А} проведены в 8 скважинах, по полученным данным среднее значение проницаемости – 0.099 мкм².

По данным ГИС средневзвешенные значения пористости, проницаемости и нефтенасыщенности пласта Ю₁² соответственно равны 15 %; 0.0065 мкм²; 0.61. Гидродинамические исследования для пласта Ю₁² были проведены в семи скважинах, по полученным данным среднее значение проницаемости равно 0.004 мкм². По лабораторным данным средние значения равны: пористости – 15.1 %, нефтенасыщенности – 0.51, проницаемости – 0.0058 мкм². Коэффициент расчлененности по пласту изменяется от 1 до 3, песчаности от 0.1 до 1.0, среднее значение равно 0.61. Таким образом, по месторождению выделяется 2 продуктивных пласта Ю₁² и Ю₁³. Целевым пластом является пласт Ю₁³, который и будет рассматриваться в дальнейшем.

3. СОЗДАНИЕ ЭКСПЕРТНОЙ СИСТЕМЫ

В данной главе будет рассмотрен процесс создания экспертной системы, приведён алгоритм, выбранный для этой цели. Также будет предоставлен анализ данных по месторождению, результаты изучения проведённых ГТМ.

3.1 Геолого-технические мероприятия

Геолого-технические мероприятия (ГТМ) – это работы, проводимые на скважинах с целью регулирования разработки месторождений и поддержания целевых уровней добычи нефти. С помощью геолого-технических мероприятий нефтедобывающие предприятия обеспечивают выполнение проектных показателей разработки месторождений.

Геолого-технические мероприятия отличаются от прочих мероприятий на нефтяных скважинах тем, что в результате реализации этих мероприятий предприятия, как правило, получают прирост добычи нефти. Какие именно мероприятия относить к ГТМ, а какие – к прочим ремонтам каждая нефтедобывающая компания определяет самостоятельно.

Вообще говоря, все работы в скважине подразделяется на капитальный и подземный (текущий) ремонты, при этом

- к капитальному ремонту относятся работы, связанные с изменением объекта эксплуатации скважин, креплением рыхлых коллекторов, восстановлением герметичности обсадной колонны и ликвидацией ее деформации, зарезкой второго ствола, ограничением притоков пластовых, закачиваемых вод и вод из пластов-обводнителей, с ловильными и другими аналогичными работами с подземным оборудованием;

- к подземному (текущему) ремонту относятся работы, связанные с переводом скважин с одного способа эксплуатации на другой, с обеспечением заданного технологического режима работы подземного эксплуатационного оборудования, изменением режимов работы и сменой этого оборудования, очисткой ствола скважины и подъемных труб от песка, парафина и солей.

В большинстве случаев ГТМ относятся к капитальному ремонту скважин. Хотя в некоторых компаниях определенные виды текущего ремонта также могут учитываться как ГТМ (например, смена скважинного насоса с меньшей производительностью на насос с большей производительностью).

Геолого-технические мероприятия проводятся на всех этапах разработки месторождений. Но наиболее интенсивно – на поздних стадиях. На зрелых месторождениях с падающей добычей и растущей обводненностью проведение ГТМ особенно актуально.

Подбор эффективных геолого-технических мероприятий на каждом нефтяном месторождении – одна из основных задач геологической службы предприятия. Как правило, мероприятия ГТМ планируются ежегодно при подготовке бизнес-плана нефтедобывающего предприятия. А впоследствии ежемесячно уточняются и корректируются.

Обычно к ГТМ относятся следующие виды:

Гидравлический разрыв пласта (ГРП)

Цель **гидроразрыва пласта** – увеличение проницаемости призабойной зоны путем создания искусственных или расширения естественных трещин в породе пласта. Достигают этого путем закачки в пласт вязких жидкостей с большим расходом и под большим давлением (выше давления разрыва пород). В образованные трещины жидкостями разрыва транспортируется зернистый материал (проппант), закрепляющий трещины в раскрытом состоянии после снятия избыточного давления.

Обработки призабойной зоны (ОПЗ)

Это, пожалуй, наиболее широкоприменяемый вид ГТМ. Технологий воздействия на призабойную зону пласта существует великое множество. Чаще всего проводят ОПЗ различными кислотными составами. Для карбонатных коллекторов и коллекторов с повышенным содержанием карбонатного цемента наиболее часто используют закачку кислотных составов на основе соляной кислоты. Для терригенных коллекторов - закачку кислотных составов на основе плавиковой кислоты.

Перевод на вышележащий горизонт (ПВЛГ)

Как правило, разработку месторождения начинают с нижних продуктивных пластов. По мере их истощения скважины переводят на вышележащие продуктивные пласты, не охваченные разработкой.

Одновременно-раздельная эксплуатация (ОРЭ)

По Правилам охраны недр следует вести раздельный учет продукции по каждому объекту разработки. Это необходимо для того, чтобы можно было отследить выработку запасов по каждому объекту и оценить достигнутый КИН. Если нижележащий продуктивный горизонт далек от истощения, а выше него существует еще один нефтенасыщенный пласт, выделенный в отдельный объект разработки, то применяют специальное оборудование, позволяющее в одной скважине одновременно эксплуатировать разные объекты разработки с раздельным учетом продукции по каждому объекту. Внедрение системы ОРЭ часто выделяют в отдельный вид ГТМ.

Бурение боковых стволов (зарезка боковых стволов)

Бурение боковых стволов из существующих скважин – эффективный способ капитального ремонта и реконструкции скважин. Технология особенно эффективна для месторождений на поздней стадии разработки.

Ремонтно-изоляционные работы (РИР)

Ремонтно-изоляционные работы осуществляются с целью ликвидации негерметичностей эксплуатационной колонны и ограничения водопритока в

скважину. РИР могут осуществляться различными тампонирующими материалами (цементом, жидким стеклом), установкой пластыря или пакерами (двухпакерными компоновками, например). Особенность этого вида ГТМ в том, что эффективность проведенных работ заключается скорее не в получении дополнительной добычи нефти, а в снижении содержания воды в продукции скважины.

Помимо перечисленных, существуют и другие виды ГТМ. Например, вывод из бездействия, вывод из консервации, реперфорация, дострел, оптимизация ГНО.

ГТМ проводятся также и на нагнетательном фонде скважин. На нагнетательных скважинах проводят работы по очистке забоя скважины, обработке призабойной зоны с целью увеличения приемистости и/или выравнивания профиля приемистости, работы по ликвидации непроизводительной закачки (негерметичности эксплуатационных колонн, заколонных перетоков) и т.п [1].

3.2 Разработка рабочего алгоритма

Начальным этапом создания экспертной системы является – выбор алгоритма и метода подбора скважин кандидатов на ГТМ.

Основываясь на изученной литературе, было решено выбрать алгоритм кластеризации данных, как самый оптимальный метод подбора. Реализация будет проводиться в Python 3.6.2 © Software.

Реализация данного алгоритма подразумевает машинное обучение, которое является подразделом искусственного интеллекта, изучающего методы построения алгоритмов, способных обучаться.

Различают два типа обучения:

- Обучение по прецедентам, или индуктивное обучение, основано на выявлении общих закономерностей по частным эмпирическим данным;
- Дедуктивное обучение предполагает формализацию знаний экспертов и их перенос в компьютер в виде базы знаний. Дедуктивное обучение принято относить к области экспертных систем, поэтому термины машинное обучение и обучение по прецедентам можно считать синонимами;

Машинное обучение находится на стыке математической статистики, методов оптимизации и классических математических дисциплин, но имеет также и собственную специфику, связанную с проблемами вычислительной эффективности и переобучения. Многие методы индуктивного обучения разрабатывались как альтернатива классическим статистическим подходам. Многие методы тесно связаны с извлечением информации и интеллектуальным анализом данных (Data Mining).

Наиболее теоретические разделы машинного обучения объединены в отдельное направление, теорию вычислительного обучения (Computational Learning Theory, COLT).

Машинное обучение — не только математическая, но и практическая, инженерная дисциплина. Чистая теория, как правило, не приводит сразу к методам и алгоритмам, применимым на практике. Чтобы заставить их хорошо работать, приходится изобретать дополнительные эвристики, компенсирующие несоответствие сделанных в теории предположений условиям реальных задач. Практически ни одно исследование в машинном обучении не обходится без эксперимента на модельных или реальных данных, подтверждающего практическую работоспособность метода [2].

При подборе скважин-кандидатов на ГТМ основным параметром являются остаточные запасы, также анализируется карта кН. Для кластеризации данных используются следующие данные:

- Остаточные запасы (V остаточных запасов);
- Остаточная нефтенасыщенность (S_o);
- Проницаемость (k);
- Мощность нефтенасыщенного интервала (H).

Таблица 1. Примеры данных по скважинам

Номер скважины	$V_{ост}, 10^3 \text{ м}^3$	$S_o, \%$	$k, \text{ мД}$	$H, \text{ м}$
10р	140,37	0,71	6,31	3,8
11р	131,26	0,63	26,83	9,0
14р	321,33	0,64	100,68	16,4
16р	551,85	0,69	59,34	15,2
30р	253,13	0,66	191,64	13,8
31р	300,11	0,68	50,84	13,4
32р	411,51	0,68	54,39	15,0
101	254,88	0,64	28,42	11,8
102	251,57	0,68	80,21	14,0
110	240,79	0,6	2,89	8,2

111	253,11	0,56	0,74	10,2
112	258,02	0,65	8,92	11,2
117	299,76	0,61	3,61	13,0
119	133,69	0,58	4,06	15,0
121	295,42	0,57	2,51	14,2
123	300,65	0,57	3,25	12,0

Синим цветом отмечены скважины, на которых проводились ГТМ. Такая таблица с данными была создана для 85 скважин.

Величина остаточных запасов, остаточная нефтенасыщенность и значения проницаемости были взяты из гидродинамической модели, предоставленной ОАО “ТОМСКНЕФТЬ”. Мощность нефтенасыщенной толщи была взята из технических режимов скважины, также предоставленных компанией.

На первом этапе была проведена кластеризация данных с помощью метода k-средних. Суть метода заключается в том, что он стремится минимизировать суммарное квадратичное отклонение точек кластеров от центров этих кластеров. По аналогии с работой Д.Е. Перминова и С.В. Валеева было предложено разбиение 3 кластера.

Ниже приведены методы реализации данного процесса.

```
In [126]: import pandas as pd
import numpy as np
```

```
In [127]: data = pd.read_csv('Datatest.csv', delimiter='\t', header=None)
data.head()
```

```
Out[127]:
```

	0	1	2	3
0	140.368998	0.71	6.31	3.8
1	131.261944	0.63	26.83	9.0
2	321.330273	0.64	100.68	16.4
3	551.852939	0.69	59.34	15.2
4	253.129932	0.66	191.64	13.8

С помощью первого блока In [126] реализуется чтение данных.

```
In [128]: from sklearn.cluster import KMeans
```

Попробуем кластеризовать данные с помощью метода k-means, но для начала необходимо нормализовать данные.

```
In [129]: from sklearn.preprocessing import normalize  
X = normalize(np.array(data))
```

```
In [130]: X.shape
```

```
Out[130]: (85, 4)
```

Посредством блока In [130] проверяем параметры таблицы: нет ли потерь данных, выгружены ли все данные по скважинам.

Разные параметры имеют разную значимость, это необходимо учесть в методе k-means для более точной кластеризации данных, помножив столбцы на соответствующие коэффициенты.

```
In [138]: importances = [4,3,2,1]
X = X.dot(np.diag(importances))
```

```
In [139]: kmeans = KMeans(n_clusters=3, random_state=0).fit(X)
clusters = kmeans.predict(X)
```

```
In [145]: pd.DataFrame(X[clusters==0]).head()
```

```
Out[145]:
```

	0	1	2	3
0	3.994453	0.015153	0.089781	0.027034
1	3.997383	0.007470	0.023988	0.034032
2	3.996729	0.006632	0.005843	0.040266
3	3.993843	0.007546	0.069036	0.043341
4	3.995946	0.006099	0.024061	0.043323

```
In [141]: pd.DataFrame(X[clusters==1])
```

```
Out[141]:
```

	0	1	2	3
0	3.186112	0.006230	1.206073	0.043425
1	3.371378	0.006508	1.073930	0.035732
2	2.761857	0.004652	1.445761	0.026464

```
In [142]: pd.DataFrame(X[clusters==2])
```

```
Out[142]:
```

	0	1	2	3
0	3.910116	0.014075	0.399615	0.067024
1	3.812499	0.005695	0.597271	0.048645

В данном случае, степень значимости параметров задавалась в соответствии с выгрузкой данных, то есть:

- Остаточные запасы – самый важный параметр – **4**;
- Остаточная нефтенасыщенность – менее важный параметр – **3**;
- Проницаемость – важный параметр – **2**;
- Мощность нефтенасыщенного интервала – малозначимый параметр – **1**.

Проведём анализ результатов, предварительно выгрузив данные.

```
In [144]: kmeans = KMeans(n_clusters=4, random_state=0).fit(X)
clusters = kmeans.predict(X)
data['cluster'] = clusters
data.to_csv('result.txt', index=False)
```

Данные выгружаются в файл типа .txt, где напротив каждой скважины стоит номер кластера от 0 до 2. В результате:

- В кластере 0 – 61 скважина;
- В кластере 1 – 3 скважины;
- В кластере 2 – 20 скважин.

Проведем анализ корректности работы программы и точности разбиения на кластеры. Результаты представлены в **Таблице 2**.

Таблица 2. Выборка скважин из общего массива после кластеризации

Номер скважины	$V_{ост}, 10^3 \text{ м}^3$	$S_o, \%$	$k, \text{ мД}$	$H, \text{ м}$	Номер кластера
10p	140,369	0,71	6,31	3,8	0
11p	131,2619	0,63	26,83	9,0	0
14p	321,3303	0,64	100,68	16,4	2
16p	551,8529	0,69	59,34	15,2	2
30p	253,1299	0,66	191,64	13,8	1
31p	300,1104	0,68	50,84	13,4	2
32p	411,51	0,68	54,39	15,0	2
101	254,8788	0,64	28,42	11,8	2
102	251,5683	0,68	80,21	14,0	2
110	240,79	0,6	2,89	8,2	0
111	253,1087	0,56	0,74	10,2	0
112	258,018	0,65	8,92	11,2	0
117	299,7644	0,61	3,61	13,0	0
119	133,6897	0,58	4,06	15,0	0
121	295,4224	0,57	2,51	14,2	0

Рассмотрим кластер 0.

Таблица 3. Скважины, попавшие в кластер 0

Номер скважины	$V_{\text{ост}}, 10^3 \text{ м}^3$	$S_o, \%$	$k, \text{ мД}$	$H, \text{ м}$
10р	140,369	0,71	6,31	3,8
11р	131,2619	0,63	26,83	9,0
110	240,79	0,6	2,89	8,2
111	253,1087	0,56	0,74	10,2
112	258,018	0,65	8,92	11,2
117	299,7644	0,61	3,61	13,0
119	133,6897	0,58	4,06	15,0
121	295,4224	0,57	2,51	14,2

Какой-либо общей закономерности в данном кластере не наблюдается, соответственно, могут быть ошибки в кластеризации данных.

Проведем анализ кластера 2.

Таблица 4. Скважины, попавшие в кластер 2

Номер скважины	$V_{\text{ост}}, 10^3 \text{ м}^3$	$S_o, \%$	$k, \text{ мД}$	$H, \text{ м}$
14р	321,3303	0,64	100,68	16,4
16р	551,8529	0,69	59,34	15,2
30р	253,1299	0,66	191,64	13,8
31р	300,1104	0,68	50,84	13,4
32р	411,51	0,68	54,39	15,0
101	254,8788	0,64	28,42	11,8
102	251,5683	0,68	80,21	14,0

В данном кластере также не отмечается какой-либо однородности или коррелируемости данных.

Потенциальным решением данной проблемы может быть изменение значимости параметров. Проведем повторный анализ при изменении значимости [4,3,2,1] на [4,3,1,2].

```
78 15.924925 0.019965 0.160324 0.108286
79 15.734558 0.019483 0.361555 0.029655
80 15.156385 0.018722 0.636854 0.071323
81 15.985338 0.035200 0.027440 0.080706
```

82 rows x 4 columns

```
In [175]: pd.DataFrame(X[clusters==1])
```

Out[175]:

```
      0      1      2      3
0 11.047428 0.013956 1.445761 0.052928
```

```
In [176]: pd.DataFrame(X[clusters==2])
```

Out[176]:

```
      0      1      2      3
0 12.744448 0.018691 1.206073 0.086849
1 13.485513 0.019525 1.073930 0.071463
```

В результате:

- В кластере 0 – 82 скважины;
- В кластере 1 – 1 скважина;
- В кластере 2 – 2 скважин.

Таким образом, наблюдается слабая степень корреляции между параметрами, то есть, при изменении веса получается полностью отличная от первой кластеризация данных. Данный результат считается неудовлетворительным.

Проведем повторный анализ при изменении значимости [4,3,2,1] на [3,4,2,1]. Результат получается аналогичным с первым случаем:

- В кластере 0 – 61 скважина;

- В кластере 1 – 3 скважины;
- В кластере 2 – 20 скважин.

На основе проведённого анализа можно сказать, что метод k-means не проявил себя, как эффективный. Следующим исследуемым методом будет метод k-NN (Nearest Neighbor). Однако, прежде чем приступить к кластеризации данных этим методом, необходимо провести подробное изучение проведенных ГТМ на данном месторождении по выбранным скважинам.

3.3 Анализ проведённых ГТМ

Согласно данным о “Текущем и капитальном ремонте скважин” по скважинам данного месторождения были проведены следующие процедуры: ГРП, ОПЗ, РИР, КРС, смена ЭЦН, остановка скважин для проведения ГИС и другие.

По отобранным скважинам, согласно данным, взятым из документа о “текущем и капитальном ремонте скважин” и “шахматок”, были проведены:

- По 82 скважинам – ГРП;
- По 3 скважинам – РИР.

Соответственно будет проведен анализ ГРП:

- Дата
- Компания, проводившая ГРП
- Тип ГРП
- Количество закачиваемого проппанта
- Дебит по жидкости до и после ГРП
- Прирост по дебиту в процентном отношении
- Успех или неуспех выбранной процедуры

Результаты по некоторым скважинам представлены в Таблице 5. Из выбранных 85 скважин, по 43 скважинам был проведён ГРП:

- Из 43 проведённых ГРП 24 были успешными
- 16 скважин были введены в добычу с ГРП (отмечены бежевым цветом)

5 ГРП были неуспешными. Результаты по ним представлены в Таблице 6.

Таблица 6. Неуспешные ГРП

Номер скважины	Прирост по нефти, т./сут	Прирост по жидк., м³/сут.
191	-0,9	-1,2
184	-27,2	-26,4
199	-0,3	0,4
173	-0,94	25,4
208	3,08	4,6

По данным скважинам помимо низкого прироста по жидкости и дебиту нефти, наблюдался стремительный рост обводненности, что говорит о возможном достижении трещиной аквифера или высоко обводненной зоны.

Данные скважины будут являться обучающей выборкой, для полученных кластеров.

Средние значения дебита по нефти и по жидкости перед проведением ГРП составляют 14,85 т/сут и 24,81 м³/сут.

Таблица 5. Данные о проведении ГРП по скважинам

Номер скважины	Дата проведения	Компания-подрядчик	Тип ГРП	Кол-во пропанта, т	До ГРП		После ГРП		Прирост по нефти, т	Прирост по жидк, м ³	Прирост по нефти, %	Прирост по жидк, %
					Дебит нефти, т/сут	Дебит жидк, м ³ /сут	Дебит нефти, т/сут	Дебит жидк, м ³ /сут				
207	27.03.2013	"Катконнефть"	Пропантный	14,5	12,8	18,3	32	44,4	19,2	26,1	150	143
206	30.03.2013	"Катконнефть"	Пропантный	14,5			23,8	35,1				
213	27.03.2014	TRICAN	Пропантный	46,0	3,4	17	21,7	44,8	18,3	27,8	538	164
214	27.03.2014	TRICAN	Пропантный	24,7	2,6	38,3	26,5	54,5	23,9	16,2	919	42
205	28.03.2014	TRICAN	Пропантный	45,0	18,9	27,2	30,6	43,1	11,7	15,9	626	58
209	29.03.2014	TRICAN	Пропантный	24,7	3,4	15,1	12,1	25,2	8,7	10,1	256	67
129	01.04.2014	TRICAN	Пропантный	70,0			36,9	198,21	36,9	198,21		
135	02.04.2014	TRICAN	Пропантный	59,7			33,7	63,5	33,7	63,5		
127	03.04.2014	TRICAN	Пропантный	48,5			27,7	53,1	27,7	53,1		
199	04.04.2014	TRICAN	Пропантный	40,0	7,8	28	7,5	28,4	-0,3	0,4	-4	1,4
164	05.02.2015	TRICAN	Пропантный	39,5	48	65	93,1	117,1	45,1	52,1	94	80
172	06.02.2015	TRICAN	Пропантный	59,5			2,84	41,1	2,84	41,1		
173	07.02.2015	TRICAN	Пропантный	54,5	1,4	3,6	0,46	29	-0,94	25,4	-67	706
157	10.02.2015	TRICAN	Пропантный	59,5	29,2	39	70,8	97,9	41,6	58,9	142	151
130	11.02.2015	TRICAN	Пропантный	44,5	12,7	17,7	51,8	65,4	39,1	47,7	308	269

3.4. Выбор конечного алгоритма

Как было упомянуто выше, скважины, на которых был проведён успешный ГРП, будут считаться обучающей выборкой для каждого построенного кластера.

Приведем схему конечного алгоритма, который будет выработан в данной работе.

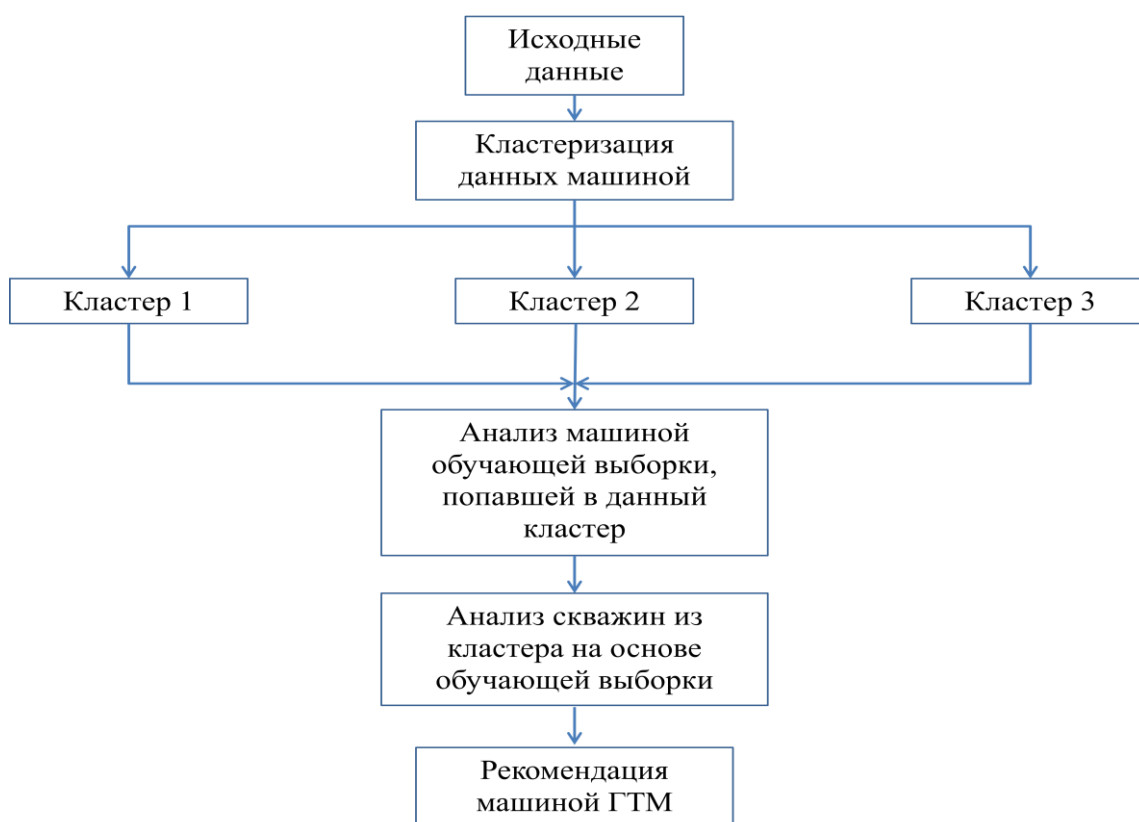


Рисунок 5. Алгоритм, применяемый в данной работе

Согласно данной схеме, каждый кластер будет работать только со своей обучающей выборкой, что позволит более точно и эффективно рекомендовать те или иные ГТМ.

Однако, параметры, необходимые для проведения РИР будут заданы на основе экономической оценки рентабельного дебита, дебита по жидкости и текущей обводненности.

3.5 Создание экспертной системы

Первостепенной задачей является выгрузка полных данных по скважинам. Пример приведен в **Таблице 6**.

Таблица 6. Пример полной выгрузки данных по скважинам.

Но мер скв.	V _{ост} , 10 ³ м ³	S _о , %	k, мД	H, м	На текущий момент		Обв, %	Без ГРП		с ГРП		Налич. ГТМ
					Q _{неф} , т./сут	Q _{жидк} , м ³ /сут.		Q _{неф} , т./сут	Q _{жидк} , м ³ /сут	Q _{неф} , т./сут	Q _{жидк} , м ³ /сут.	
189	551,85	0,56	0,7	11	36	45,45	0	19	29	127	190	1
182	253,12	0,58	0,94	11,5	15,4	20,03	2,93					0

Такой набор данных обусловлен тем, что необходимо дополнить параметры для обучающей выборки скважин, с проведёнными ГТМ. На основе анализа значений дебита по нефти и жидкости до ГРП были выбраны минимальные значения, по которым скважины будут отбираться: 1 – наличие ГТМ, 0 – отсутствие.

Следующим шагом было загрузка обучающей выборки скважин для кластеризации методом k-NN. Система самостоятельно кластеризует данные, опираясь на обучающую выборку и данные по остальным скважинам. Результаты кластеризации представлены в следующем пункте.

Как уже было сказано, скважины разбиваются на кластеры. В каждый кластер попадают скважины, на которых проводились ГТМ. Эти скважины из кластера будут являться обучающей выборкой для анализа всего кластера. Анализу будут подвержены все скважины из кластера, в том числе и скважины с ГТМ. Поскольку было выбрано 3 кластера, то и получится 3 обучающих выборки, с которыми будет работать программа.

Необходимо теперь посчитать средние значения по дебиту нефти и жидкости на обучающей выборке для кластера, а затем остальные значения проверить на этих параметрах.

Дополнительный параметр для РИР был посчитан в конце 4 Главы.

```

1 import pandas as pd
2 import numpy as np
3 import scipy as sp
4 from sklearn.neighbors import KNeighborsClassifier
5 '''выше были загрузки библиотек.
6 1 - DataFrame (или таблицы данных)
7 4 строка - метод ближайших соседей
8 '''
9 #загружаем данные
10 data = pd.read_csv('Learn.txt', header=None, sep='\t') #
11
12 del data[1]
13 #добавил столбец ноликов и единичек для нумерации кластеров обучающей выборки
14 #Y_train хранит кластер каждой строки
15 Y_train = data[5]
16 #удаляем его из даты
17 del data[5]
18 #и присваиваем в обучающую выборку
19 X_train = data
20
21 #обучаем выборку. Первая строка - создаем класс метода, вторая - обучение.
22 #n_neighbors=5 означает, что метод смотрит по 5 ближайшим соседям, этот параметр можно менять
23 #из эмпирического опыта, на результат он не влияет
24 knn = KNeighborsClassifier(n_neighbors=5)
25 knn.fit(X_train, Y_train)
26
27
28 #загружаем тестовую выборку
29 data1 = pd.read_csv('Datafinal.csv', header=None, sep='\t')
30 #выбираем данные по которым будем определять класс
31 X_test = data1[[0,1,2,3]]
32 #ну и определяем
33 y_test_predict = knn.predict(X_test)
34
35 #эти переменные созданы для того, чтобы посчитать суммы кластеров в 8,9 столбцах, с 1 в 10 столбце
36 #например, a1 - сумма элементов 8 столбца 1 кластера, а a2 - второго кластера, 8 столбца
37 #b1 - сумма 1 кластера в 9 столбце
38 a1 = 0
39 a2 = 0
40 a3 = 0
41 b1 = 0
42 b2 = 0
43 b3 = 0
44 one = 0 #сколько таких в 1 кластере с единицей в 10 столбце
45 two = 0
46 three = 0
47
48 #далее суммирование от 0 до длины 10 столбца (нумерация с 0, поэтому индекс 9)
49 for i in range(len(data1[9])):
50     if(data1[9][i] == 1):
51         if(y_test_predict[i] == 1):
52             a1+=data1[7][i]
53             b1+=data1[8][i]
54             one+=1
55         elif(y_test_predict[i] == 2):
56             a2+=data1[7][i]
57             b2+=data1[8][i]
58             two+=1
59         else:
60             a3+=data1[7][i]
61             b3+=data1[8][i]
62             three+=1
63 a1/=one
64 b1/=one
65 a2/=two
66 b2/=two
67 a3/=three
68 b3/=three
69 #print(a1, a2, a3, b1, b2, b3)
70
71
72 for i in range(len(data1[9])):
73     if(y_test_predict[i] == 1 and (data1[4][i]<a1 or data1[5][i]<b1)):
74         print('line', i, ': рекомендовано ГРП/; (Кластер 1)')
75     if(y_test_predict[i] == 2 and (data1[4][i]<a2 or data1[5][i]<b2)):
76         print('line', i, ': рекомендовано ГРП; (Кластер 2)')
77     if(y_test_predict[i] == 3 and (data1[4][i]<a3 or data1[5][i]<b3)):
78         print('line', i, ': рекомендовано ГРП; (Кластер 3)')
79     if(data1[4][i]<1.5 and data1[5][i]<95):
80         print('line', i, ': Рекомендовано РИР')
81
82

```

3.6 Анализ и оптимизация работы системы

Созданная система разбила скважины на следующие 3 кластера. Результаты представлены в Таблицах 7, 8, 9.

Таблица 7. Кластер №1

Номер скв.	$V_{\text{ост}}, 10^3 \text{ м}^3$	Обводненность, %	$S_0, \%$	к, мД	Н, м
16р	551,85	32,78	0,69	59,34	15,20
186	434,32	5,01	0,65	30,23	15,70
32р	411,51	100,00	0,68	54,39	15,00
158	385,66	69,96	0,64	47,99	15,10
187	375,76	34,95	0,63	28,65	15,20
188	372,71	0,00	0,66	49,28	13,20
323	372,68	19,94	0,59	25,29	12,20
147	367,03	1,07	0,67	33,48	12,50
169	363,16	0,00	0,62	27,02	14,00
407	348,88	46,54	0,63	28,44	15,00
148	345,54	0,04	0,64	31,49	14,50
142	343,59	93,82	0,64	63,36	15,40
149	341,76	0,00	0,61	18,06	16,00
168	337,06	2,91	0,63	20,68	13,70
406	333,96	89,98	0,75	349,64	12,80
141	333,50	0,00	0,61	14,25	16,70
164	333,21	2,97	0,65	23,98	13,00

Таблица 8. Кластер №2

Номер скв.	$V_{\text{ост}}, 10^3 \text{ м}^3$	Обводненность, %	$S_0, \%$	к, мД	Н, м
724	331,62	98,01	0,73	60,96	5,00
194	329,95	0,00	0,57	4,24	13,00
146	326,69	0,00	0,62	20,72	15,00
132	325,40	84,89	0,61	17,64	5,40
14p	321,33	43,34	0,64	100,68	16,40
160	320,52	57,72	0,65	38,92	13,80
736	318,76	78,71	0,70	107,15	12,00
126	316,90	10,98	0,67	49,84	15,00
150	315,76	90,18	0,63	39,48	13,40
145	313,16	0,00	0,67	35,65	11,50
153	304,46	0,00	0,62	27,03	16,60
123	300,66	5,25	0,57	3,25	12,00
31p	300,11	3,19	0,68	50,84	13,40
117	299,76	55,07	0,61	3,61	13,00
166	299,38	97,03	0,59	1,28	12,70
402	297,45	0,00	0,60	21,67	13,00
172	296,80	10,02	0,62	9,79	13,00
121	295,42	29,93	0,57	2,51	14,20
193	295,02	0,00	0,57	0,91	11,70
170	293,37	85,97	0,64	82,82	15,50
180	292,77	0,00	0,64	31,21	16,00
124	291,20	2,97	0,59	8,10	12,00
189	285,67	0,00	0,56	0,70	11,00
152	280,72	21,51	0,65	51,39	15,20

195	280,17	3,04	0,61	1,65	13,20
133	279,83	65,53	0,62	14,86	14,60
122	278,71	94,66	0,57	2,39	13,00
196	275,74	0,00	0,57	1,22	13,50
130	273,80	3,53	0,59	3,95	14,80
154	267,60	0,34	0,63	47,04	14,00
135	265,56	83,81	0,55	1,99	12,80
167	264,75	10,24	0,57	4,04	11,00
408	264,71	91,91	0,59	21,32	14,40
405	264,19	93,47	0,68	168,31	11,20
157	263,07	3,01	0,62	20,14	13,00
155	262,30	0,00	0,63	26,43	14,50
321	261,56	25,14	0,55	1,84	14,50
182	260,40	2,94	0,58	0,94	11,50
184	258,91	44,95	0,61	6,26	12,30
112	258,02	3,01	0,65	8,92	11,20
30p	253,13	72,08	0,66	191,64	13,80

Таблица 9. Кластер №3

Номер скв.	$V_{ост}, 10^3 \text{ м}^3$	Обводненность, %	$S_o, \%$	к, мД	Н, м
101	254,88	75,01	0,64	28,42	11,80
111	253,11	16,89	0,56	0,74	10,20
102	251,57	87,20	0,68	80,21	14,00
209	247,45	60,33	0,63	2,27	9,00
140	245,47	5,71	0,67	30,21	15,40
215	245,12	4,32	0,62	4,07	8,80
110	240,79	79,14	0,60	2,89	8,20
198	239,18	36,37	0,63	2,70	11,50

205	238,19	62,96	0,61	1,85	10,00
129	233,76	99,12	0,55	2,84	11,40
191	231,54	70,47	0,57	0,92	12,00
127	229,33	16,02	0,58	5,42	13,20
199	218,97	49,74	0,60	1,53	10,00
185	217,22	40,08	0,57	0,89	12,00
197	215,12	0,00	0,56	0,80	11,20
214	204,64	19,96	0,63	5,64	7,70
202	200,17	74,90	0,60	1,52	8,00
211	192,49	4,92	0,61	5,28	4,00
207	160,93	1,42	0,63	2,21	6,50
206	148,60	2,91	0,62	2,27	3,80
213	147,66	60,12	0,63	2,34	3,50
173	141,02	75,22	0,58	5,20	8,00
10p	140,37	19,98	0,71	6,31	3,80
200	138,25	98,77	0,57	1,06	5,40
119	133,69	17,00	0,58	4,06	15,00
11p	131,26	90,55	0,63	26,83	9,00
208	122,44	89,93	0,62	2,29	6,50

Синим цветом отмечены скважины, на которых были проведены ГТМ. Усредним параметры по каждому кластеру, за исключением водонасыщенности. Результаты представлены в **Таблице 10**.

Таблица 10. Средние значения параметров по кластерам

Номер кластера	V_{ост}, 10³ м³	So, %	k, мД	H, м
1	373,66	0,65	53,27	14,42
2	289,89	0,62	31,54	13,00
3	200,86	0,61	8,55	9,26

При сортировке данным методом наблюдается чёткая разница между сформировавшимися кластерами на основе всех 4 параметров. В кластер №1, где наблюдаются наивысшие значения приведенных параметров, попало всего 2 скважины, на которых были проведены ГТМ, это говорит о хороших коллекторских свойствах, наличии большого количества остаточных запасов и оптимального режима эксплуатации, в кластер №2 – 10, в кластер №3 – 11.

Так как в кластер №1 попало всего 2 скважины с ГРП, был сформирован критерий применимости по 2 скважинам, а именно:

- минимальное значение по дебиту по нефти – 15,5 т./сутки
- минимальное значение по дебиту – 36,15 м³/сутки

Таблица 11. Анализ решений принятых машиной в кластере №1

Номер скв.	Q _{неф} , т./сутки	Q _{жидк} м ³ /сутки	Обводненность, %
16р	49,20	92,42	32,78
186	51,50	68,46	5,01
32р	0,00	67,65	100,00
158	12,00	50,45	69,96
187	35,40	68,72	34,95
188	97,00	122,48	0,00
323	31,80	50,15	19,94
147	48,30	61,65	1,07
169	46,00	58,08	0,00
407	23,10	54,56	46,54
148	48,00	60,63	0,04

142	2,40	49,01	93,82
149	46,90	59,22	0,00
168	20,70	26,92	2,91
406	8,20	103,30	89,98
141	50,00	63,13	0,00
164	60,90	79,25	2,97

По данным скважинам на основе данных из **Таблицы 11**, машиной были предложены следующие ГТМ:

- 32р – РИР
- 158, 406, 168, 142 – ГРП

При собственноручном анализе на скв. №168 не рекомендуется проводить ГРП в виду экономически рентабельного дебита. Как было сказано выше, при анализе всех скважин с ГРП значение минимального дебита по нефти было определено как – 14,85 т./сутки, тогда скв. №168 попадает под общий критерий. Ввиду малого количества скважин на обучающую выборку, могут быть определенные погрешности с определением минимальных значений дебитов по нефти и жидкости.

Рассмотрим кластер №3. В него попало наибольшее количество скважин с ГТМ. Аналогично был сформирован критерий применимости по 11 скважинам, а именно:

- минимальное значение по дебиту по нефти – 19,14 т./сутки
- минимальное значение по дебиту – 47,56 м³/сутки

Таблица 12. Анализ решений принятых машиной в кластере №3

Номер скв.	Qнефти, т./сутки	Qжидк м ³ /сутки	Обводненность, %
101	24,40	123,26	75,01
111	14,90	22,64	16,89
102	3,10	30,58	87,20
209	7,20	22,91	60,33
140	41,50	55,57	5,71
215	18,90	24,94	4,32
110	6,20	37,53	79,14
198	14,40	28,57	36,37
205	25,40	86,58	62,96
129	0,90	128,49	99,12
191	2,70	11,55	70,47
127	43,98	66,11	16,02
199	14,20	35,67	49,74
185	27,40	57,73	40,08
197	31,80	40,15	0,00
214	49,20	77,61	19,96
202	6,40	32,20	74,90
211	15,00	19,92	4,92
207	37,80	48,41	1,42
206	33,70	43,83	2,91
213	11,90	37,67	60,12
173	3,30	16,81	75,22
10p	45,40	71,64	19,98
200	0,20	20,55	98,77

119	32,60	49,59	17,00
11р	9,30	124,19	90,55
208	1,60	20,06	89,93

По данным скважинам на основе данных из **Таблицы 12**, машиной были предложены следующие ГТМ:

- 200, 129 – РИР
- 208, 11р, 173, 211, 199, 191, 209, 102, 198, 215, 206 – ГРП
- 202, 213, 110 – повторный ГРП.

По результатам собственноручного анализа не рекомендуется проводить ГРП на скв. №11р, №208 и №102 ввиду высокой обводненности скважинной продукции, на скв. №206 не рекомендуется проводить ГРП в виду экономически рентабельного дебита.

Как видно из приведенного выше анализа, машина самостоятельно подбирает критерии для ГРП для каждого кластера на основе обучающей выборки. Машина самостоятельно анализирует каждый кластер автономно от других. Также учитывает историю проведенных ГТМ и предлагает повторный ГРП по некоторым скважинам. Для более тщательной оптимизации системы необходимо использовать большее количество данных, что позволит увеличить количество кластеров и отсеять скважины, по которым не рекомендуется проводить ГТМ.

3.7 Анализ рисков и неопределенностей

Значимой частью исследования в данной работе является анализ неопределенностей используемых данных.

Как известно, при интерпретации данных ГИС и определение свойств пласта используются различные методы. Для определения пористости используются следующие методы корреляции:

- Tixer
- Timur
- Coates
- Coates-Dunamoir

Соответственно, специалистом выбирается метод, который отражает наивысшую степень корреляции с кернавыми данными. Следовательно, подбор метода корреляции может внести первые неточности в определение параметров.

На этапе построения геологической модели происходит расселение пластовых свойств. Это сложный и неоднозначный процесс, но в то же время невозможно учесть высокую степень неоднородности пласта, наличие разломов и трещин – высоко- или низкопроводящих. Таким образом, могут возникнуть некоторые неточности в распределении данных и их последующее использование в гидродинамической модели.

Для гидродинамической модели рекомендуется проведение “histoty matching”, что позволяет более полно и точно отобразить историю разработки и показать достоверные данные на текущем этапе.

Как правило, измерение обводненности скважинной продукции проводится с помощью центрифуги методом “отстоя”. Данный метод считается относительно недорогим и недостаточно точным, позволяющим лишь приблизительно определить степень обводненности добытой продукции. Помимо этого, может проводиться усреднение показателей по нескольким

пробам, что опять же ведет к некоторой степени неточности определения нужных параметров. С целью избегания погрешностей в измерении обводненности, можно применять метод Дино-Старка, дающий более точные и достоверные значения, но в то же время более затратный.

При подсчете остаточных запасов на одну скважину главную неопределенность представляет собой радиус дренирования скважины. Как правило, его принимают равным половине расстояния между соседними скважинами – в случае сетки скважин 500×500 $R_{\text{дрен}}=250$ метров. Более точное определение радиуса дренирования поможет существенно сократить неточности в определении остаточных запасов по каждой скважине индивидуально.

Так как со временем происходит выработка запасов, то значение мощности нефтенасыщенной толщи может изменяться. При истощении запасов, нефтенасыщенный интервал начинает обводняться, что приводит к уменьшению толщины продуктивного горизонта. Для того, чтобы снизить погрешности в определении эффективной нефтенасыщенной мощности, необходимо периодическое проведение ГИС.

Помимо всего прочего, по объективным причинам нет возможности постоянного замера дебита по скважинам на АГЗУ, вследствие техногенных неполадок (ремонт, падения напряжения и пр.). Периодически данные могут усредняться с негативной тенденцией, что приводит к занижению истинных показателей разработки.

Также необходимо провести анализ и риски при проведении ГТМ.

При проведении ГРП имеют место следующие риски:

- Прорыв трещиной аквифера, что приводит к резкой обводненности добываемой продукции;
- Достижение трещиной высоко заводненной зоны;
- При переводе скважины с ГРП в фонд ППД – неравновесное распространение трещины.

Однако, в данный период, как правило, проводится строгий контроль и изучение скважин, предложенных на ГРП, с целью избегания данных неприятных ситуаций.

Как правило, неуспех в случае ГРП может быть связан с техническими проблемами, а именно – неисправностью оборудования, перебойной подачей проппанта, что приводит к срыву подачи хим. реагента и закачке всего объёма жидкости ГРП в колонну труб, а не в пласт. В данном случае, средства на проведение ГРП были потрачены впустую. Помимо этого, низкое качество перфорации также может привести к неуспешности проведенного ГТМ.

Проведение РИР также сопряжено с некоторыми рисками и неопределенностями. В скважинах, рекомендованных на РИР, наблюдаются низкое значение дебита и высокое значение обводненности добываемой продукции. Это может быть обусловлено:

- наличием заколонного перетока
- негерметичностью колонны НКТ
- добычей жидкости из аквифера

При наличии заколонного перетока, необходимо выяснить, откуда поступает вода в скважину, определить положение проводящей трещины в цементе. Это сложный и очень ёмкий процесс.

Наблюдались случаи, когда при изоляции обводненного пласта, пласт оказывался поглощающим – вся закачиваемая жидкость для изоляции не приносила никакого эффекта, вследствие просачивания в пласт.

Согласно вышеупомянутым сведениям, подбор скважин на ГТМ проводится в условиях некоторой неточности данных, которую можно нивелировать. Сами же ГТМ сопровождаются определёнными рисками и, как правило, проблемами техногенного характера.

4. АНАЛИЗ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГТМ.

Основным критерием при выборе ГТМ является его экономическая эффективность, соответственно, необходимо провести исследование данного параметра и определить, каким должен быть экономически рентабельным прирост по нефти, чтобы окупить процедуру.

В расчет эффективности ГРП входят следующие параметры:

- Затраты на проведения работы;
- Рентабельный срок разработки;
- Срок окупаемости вложений;
- Операционные затраты на добычу продукции.

Согласно данным, приведённым специалистами из ПАО АНК «Башнефть» стоимость одной процедуры составляет сумму порядка 9 млн. рублей. В эту сумму входят следующие статьи расхода:

- Услуги бригады для проведения ГРП;
- Закупка ингибиторов (солеотложения и т.д.), ПАВ;
- Закупка необходимого оборудования для ГРП.

Как правило, оценка эффективности ГТМ проводится за 1 год. То есть, амортизационные отчисления начисляются только один раз.

Выручка от реализации включает в себя следующие параметры:

- Доля экспорта
- Цена нефти на внутреннем рынке
- Цена нефти на внешнем рынке
- Курс валюты (\$/рубль)

Выручка от реализации рассчитывается по следующей формуле

$$\text{Выручка} = V_{\text{накопл}} \times (A \times 0,3 + B \times 0,7) \quad (4)$$

Где:

$V_{\text{накопл}}$ – накопленная добыча нефти за год;

A – цена нефти на внешнем рынке;

B – цена нефти на внутреннем рынке;

0,3 – доля экспорта;

0,7 – объем нефти, реализуемой на внутреннем рынке.

Согласно ценам, взятым из прогноза Минэкономразвития.

Цена нефти на внешнем рынке, руб/т	21025	21399	22147
Цена нефти на внутреннем рынке, руб/т	17365	17710	18400

Цена одной тонны нефти в ценах 2017 года, при курсе рубля в 67,5 руб./\$ составляет **18463 рубля**.

При добыче нефти часть инвестиций тратится на операционные затраты, направленные на поддержание функционирования системы. В операционные затраты входят следующие статьи расхода:

- Электроэнергия на извлечение нефти – 380 руб./т
- Расходы ППД – 13,5 руб./м³.
- Сбор и транспорт нефти и газа – 2,7 руб./т
- Технологическая подготовка нефти – 85 руб./т
- Общехозяйственные затраты – 530 руб./т
- Содержание и эксплуатация скважин – 260 тыс. руб./т.

Таким образом, эксплуатационные затраты при добыче нефти составляют порядка **3 487 рублей** на тонну.

Чтобы оценить эффективность ГРП, принимаем период возврата равным одному году, то есть, ГРП окупает себя за 365 дней. На основе этих

вычислений можно оценить экономически рентабельный прирост по дебиту, исходя из следующего уравнения:

$$PV = \frac{C}{Q_n \times (D - E - F)} \quad (5)$$

Где:

ПВ – период возврата инвестиций

Q_n – прирост дебита нефти после ГРП

C – стоимость ГРП

D – стоимость одной тонны нефти

E – затраты на операционные расходы

F – сумма НДС (18% от выручки) и вывозной пошлины (5 583 рубля)

Согласно этой формуле, минимально рентабельный прирост по нефти должен составлять $Q_n=5,21$ т./сутки минимум.

В случае РИР рассматривается система 1 добывающая скважина – 1 нагнетательная. В данном случае рассчитывается прибыль за один год. Капитальные затраты не учитываются. Дебит по жидкости и по нефти принимается постоянным в течение года.

Прибыль = Выручка – Операционные затраты - Налоги

Расчет ведется по скважине, приведенной в данной работе.

Номер Сква.	Дебит по нефти, т/сутки	Дебит по жидк, м ³ /сутки	Обводненность, %
166	1,3	55,27	97,03

Для такой скважины прибыль за год составляет **-745102 рублей**. При увеличении дебита по нефти до отметки в $Q_{неф}=1,6$ т./сутки и заданной обводненности в 97% прибыль составляет **312846 рублей**. Таким образом, можно сказать, что на скважинах, с обводненностью выше **95%** и дебитом меньше **1,5 т./сутки** – рекомендовано проводить РИР на основе их экономической неэффективности.

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕСТВЕННОСТЬ

На поздних стадиях разработки месторождений всё чаще применяются ГТМ, направленные на интенсификацию притока жидкости, а также способа разработки залежей с трудно извлекаемыми запасами нефти. В связи с этим возникает необходимость оценки результатов применения данных технологии на процессе извлечения нефти. Согласно приведённым выше результатам, основным проведённым ГТМ является ГРП.

Рабочей зоной инженера по ГРП является куст, скважина. Основной деятельностью инженера ГРП является поддержание правильного режима закачки продавочной жидкости, жидкости песконосителя; контроль параметров разрывапласта; разборка, ремонт и сборка оборудования для гидравлического разрыва и арматуры; обработка паром высокого давления подземного и наземного оборудования скважин и выкидных линий в зимний период;

Работа на кусте ведется круглый год, несмотря на экстремальные погодные условия.

Профессиональная социальная безопасность

Для целостного представления об источниках вредностей и опасностей и всех основных выявленных вредных и опасных факторах на рабочем месте, ниже представлена таблица 13 «Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при ГРП».

Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) проводится с использованием «Классификации вредных и опасных производственных факторов по ГОСТ 12.0.003–74 (с измен. № 1, октябрь 1978 г., переиздание 1999 г.) [3]. Название вредных и опасных

производственных факторов в работе соответствуют приведенной классификации. Определено название характерных видов работ и вредных производственных факторов (ОВПФ).

5.1. Анализ вредных факторов рабочей зоны и обоснование мероприятий по их устранению

Для анализа вредных факторов рабочей зоны рассмотрим основные элементы производственного процесса, приведенные в **Таблице 14**.

Таблица 14. Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при ГРП

Наименование видов работ	Факторы (<i>ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ с измен. 1999г.</i>)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Разборка, ремонт и сборка отдельных узлов и механизмов простого нефтепромыслового оборудования и оборудования необходимого для гидравлического разрыва пласта;	1.Превышение уровней вибрации;	1.Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные)	ГОСТ 12.1.003-83 [1]. ГОСТ 12.1.012-90 [2]. ГОСТ 12.1.005-88[4]. ГОСТ 12.1.030-81 [5]. ГОСТ 12.4.011-89[6]. ГОСТ 12.2.062-81[7].
2. Обработка паром высокого давления оборудования скважин и выкидных линий;	2.Отклонение показателей климата на открытом воздухе;	2.Электрический ток;	ГОСТ 12.2.003-91[8].
3. Контроль параметров гидравлического разрыва;	3.Утечка токсичных и вредных	3.Пожаровзрывоопасность	ГОСТ 12.1.038-82[10]. ГОСТ 12.1.019-79[11]. ГОСТ 12.1.004-91[15]. ГОСТ 12.1.011-78[16]. ГОСТ 12.1.010-76[17].
4. Расшифровка показаний			

Превышение уровней вибрации

В непосредственной близости от места проведения ГРП находится насосный агрегат, который создает уровень звука, не превышающий допустимый (max 80 ДБА) согласно ГОСТ 12.1.003-83[1] (1999). При осуществлении гидравлического разрыва пласта создаются определенные вибрации, в зависимости от скорости подачи жидкости разрыва и жидкости песконосителя. Согласно ГОСТ 12.1.012-90[2] технологическая норма уровня виброскорости составляет 92 дБ, при частоте в 63 Гц. Уровень вибрации при работе в непосредственной близости от места проведения ГРП составляет менее 101 дБ, что превышает норму.

Основные методы борьбы с вибрацией:

- виброизоляция (резинометаллические упоры, поронитовые прокладки, обрезиненные втулки);
- соблюдение режима труда и отдыха;
- виброгашение (применение муфт из эластичных материалов, установка на виброгасящее основание).

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

Резкие изменения температуры окружающей среды, да и просто работа в условиях пониженных температур несет пагубное влияние на человека. Двигательная активность работника обеспечивается всеми жизненными процессами в теле человека. Энергия на преобразование теплообмена используется даже в большей степени, чем на выполнение работы. Нарушение баланса тепла может привести к перегреву либо, наоборот, к переохлаждению человека. Это приводит к нарушению в работе, снижению активности и т.д.

Средняя температура в Парабельского районе составляет: в июле плюс

14-20° С, в январе минус 25-45° С.

Организации, работники которых трудятся на открытом воздухе, обязаны придерживаться ряда ограничений по температурным режимам. Температурные режимы, при которых приостанавливаются работы на открытом воздухе, показаны в **Таблице 15**.

Таблица 15 - Температурный режим, при котором приостанавливаются работы на открытом воздухе [3]

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха °С
При безветренной погоде	– 40
Не более 5,0	– 35
5,1–10,0	– 25
10,0–15	–15
15,1–20,0	–5
Более 20,0	0

Работники, которые все-таки трудятся на открытом воздухе при низких температурах, рискуют получить травмы:

- переохлаждение организма (гипотермия);
- обморожение (руки, пальцы, нос).

Для профилактики обморожений работники должны быть обеспечены специализированной одеждой для низких температур. Одежда должна соответствовать всем требованиям, подходить по размеру и не сковывать движения. Она должна состоять из нескольких слоев, где каждый несет свою функциональность: внутренний слой (нижнее белье); средний слой (свитер); внешний слой (куртка). Помимо одежды к работам должны допускаться работники с хорошей физической формой и годные по состоянию здоровья.

Работники, которые трудятся на открытом воздухе при высоких температурах, рискуют получить травмы:

- перегревание организма (гипертермия);
- солнечный удар.

Профилактика перегревания осуществляется организацией рационального режима труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха в местах с нормальным климатом. От перегрева головного мозга предусматривают головные уборы.

Для защиты от гнуса и клещей работникам выдается набор репеллентов, в состав которого входят аэрозоль и крем для защиты от гнуса и мошки, аэрозоль для защиты от клещей, средство после укусов (бальзам). Летняя спецодежда включает в себя противознцевалитные костюмы.

Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу

При гидравлическом разрыве пласта есть риск возникновения утечек нефти из скважинной арматуры. При этом непременно происходит контакт человека с парами этого вещества, которые опасны не только для его здоровья, но и жизни. Нефть относится к 4-му классу опасности, ее допустимая концентрация составляет 300 мг/л [3]. Не стоит забывать и о продуктах нефтепереработки: масло, бензин, керосин, которые так же несут опасность для здоровья человека.

Путь попадания вредных веществ в организм человека может быть одним из двух:

- через кожу (при попадании вредных веществ на нее);
- через дыхательные пути (вдыхание вредных паров в организм).

В первом случае при частом попадании продуктов нефти на кожу человека, есть риск получить заболевания кожного покрова: аллергия, сыпь, мелкие язвы. Во втором же случае все более серьезно. При вдыхании человеком паров нефти и ее продуктов большой концентрации происходит наркотическое и раздражающее воздействие. Есть риск потери сознания, при этом нарушается сердечная активность. Головокружение, сухость во рту и

тошнота далеко не весь перечень побочных эффектов. При длительном нахождении человека под действием паров нефти и нефтепродуктов, может произойти удушье, и как следствие смерть.

Нефть и нефтепродукты опасны для человека из-за их состава, в котором большое количество сернистых соединений: сероводород, оксид серы, азот. Воздействие на человека, всего перечисленного более подробно представлено в **Таблице 16**.

Таблица 16. Физиологическое воздействие на организм человека некоторых газов, содержащихся в нефти

Газ	Содержание		Длительность и характер воздействия
	об. %	мг/л	
Оксид углерода	0,1	12,5	Через 1 час – головная боль тошнота, недомогание
	0,5	6,25	Через 20-30 минут – смертельное отравление
	1	12,5	Через 1-2 мин – сильное смертельное отравление
Оксиды азота	0,006	0,29	Кратковременное воздействие – раздражение горла
	0,01	0,48	Продолжительное воздействие – опасно для жизни
	0,025	1,2	Смертельное отравление
Сероводород	0,01-0,015	0,15-0,23	Через 1 мин – сильное или смертельное отравление
	0,02	0,031	Через 5-8 мин – сильное раздражение глаз, носа, горла
	0,1-0,34	1,54-4,62	Быстрое смертельное отравление

Каждый работник, который контактирует с нефтью, должен иметь специальные средства защиты. На предприятиях нефтяной промышленности используются противогазы различных типов, и респираторы. Противогазы должны соответствовать индивидуальным размерам человека и соответствовать требованиям по защите.

Если отравление все же произошло, то необходимо непременно обратиться в медицинскую службу. Обеспечить пострадавшему свежий воздух, вынести его из зоны поражения. Проверить пульс, дыхание. Освободить пострадавшего от поясов и ворота. Контролировать состояние до приезда медиков.

5.1 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в том числе грузоподъемные)

При несоблюдении техники безопасности травму можно получить и при движении машин и механизмов. Невнимательность и отсутствие защитных средств, приводит к ушибам, переломам и вывихам различных частей тела человека.

Необходимо проводить мероприятия по устранению возможных механических травм:

- проверка наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов;
- плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств;
- проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81[4] ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. Они должны иметь такие размеры и быть установлены таким образом, чтобы в любом случае исключить доступ человека в опасную зону. При устройстве ограждений должны соблюдаться определенные требования. Запрещается работа со снятым или неисправным ограждением.

В качестве профилактических мер планируется систематически производить проверку наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановую и внеплановую проверку

состояния оборудования и своевременное устранение дефектов (ГОСТ 12.2.003-91[5])

Электрический ток

Опасность поражения электрическим током существует при работе со станцией управления насосом.

Электрический ток оказывает следующие воздействия на человека:

- **Термическое действие** – подразумевает появление на теле ожогов разных форм, перегревание кровеносных сосудов и нарушение функциональности внутренних органов, которые находятся на пути протекания тока.
- **Электролитическое действие** – проявляется в расщепление крови и иной органической жидкости в тканях организма, вызывая существенные изменения ее физико-химического состава.
- **Биологическое действие** – вызывает нарушение нормальной работы мышечной системы. Возникают непроизвольные судорожные сокращения мышц, опасно такое влияние на органы дыхания и кровообращения, таких как легкие и сердце, это может привести к нарушению их нормальной работы, в том числе и к абсолютному прекращению их функциональности. Значение напряжения в электрической цепи должно удовлетворять ГОСТ 12.1.038-82[16].

Аварийный режим работы электроустановок на нефтегазодобывающих предприятиях не допускается.

Поражение человека электрическим током может произойти в следующих случаях[6]:

- при касании человеком, неизолированного от земли, к нетоковедущим металлическим частям электроустановок,

оказавшимся под напряжением из-за замыкания на корпусе;

- при однофазном (однополюсном) прикосновении неизолированного от земли человека к неизолированным токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением.

Все применяемое электрооборудование и электроинструменты должны иметь заземление и подлежат занулению отдельной жилой кабеля с сечением жилы не менее сечения рабочих жил или заземляющий провод диаметром 16 см².

Корпуса и все открытые проводящие части применяемого электрооборудования должны быть защищены от косвенного прикосновения и т.д. в соответствии с требованиями ПУЭ (пункт 1.7.51) путем заземления с помощью заземлителей.

Для защиты персонала от поражения электрическим током при косвенном прикосновении в соответствии с требованиями ПУЭ (пункт 1.7.59), электрооборудование должно быть оборудовано устройством защитного отключения (УЗО).

С целью предупреждения рабочих об опасности поражения электрическим током, широко используются плакаты и знаки безопасности.

Мероприятия по созданию безопасных условий:

- инструктаж персонала;
- аттестация оборудования;
- соблюдение правил безопасности и требований при работе с электротехникой.

Пожароопасность и взрывоопасность

Источником пожара на нефтяных кустах может быть: электрическое оборудование, которое работает неправильно и вследствие нагрева происходит воспламенение; неправильное отношение к продуктам отходов (бутылкам и окуркам); искры от сварки и т.д. Взорваться в свою очередь может баллон с газом или кислородом, канистра с горючим материалом и т.д.

Последствия взаимодействия открытого огня и человека приводит к ожогам различных степеней у последнего, не исключение и летальный исход. Взрыв же для человека опасен, если он находится в эпицентре, но взрыв, как правило, сопровождается пожаром, поэтому опасность нельзя недооценивать.

При обеспечении пожарной безопасности следует руководствоваться «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности ФЗ №123» от 2008 года, РД-13.220.00-КТН-367-06 и другим утвержденным в установленном порядке федеральным законом от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 02.07.2013) [13].

Кусты скважин, где производятся работы, должны быть укомплектованы первичными средствами пожаротушения:

- огнетушители порошковые ОП-10 - 10 шт., или углекислотные;
- ОУ-10 - 10 штук или один огнетушитель ОП-100 (ОП-50 2 шт.);
- лопаты - 2 шт.;
- топор, лом - по 1 шт.

Допуск работников к проведению работ должен осуществляться после прохождения ими противопожарного инструктажа. Если происходит изменение специфики работ, то необходимо провести внеочередной инструктаж.

Вся передвижная техника в зоне проведения работ должна быть обеспечена искрогасителями заводского изготовления.

Машины, компрессоры, опрессовщики, задействованные в производстве подготовительных и огневых работ, должны оснащаться не менее чем двумя огнетушителями ОУ-10, ОП-10.

Тушение пожара производится специальными средствами пожаротушения: огнетушители, стволы с водой, сухой песок. Для постоянного контроля, на пожароопасных работах дежурит пожарный экипаж. Для предотвращения небольшого очага возгорания подойдут подручные средства: одеяла, вода.

5.2. Экологическая безопасность

Таблица 16. Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при проведении ГРП

Природные ресурсы и компоненты ОС	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	Уничтожение и повреждение почвенного слоя, элементов ландшафта, растительности	Соблюдение нормативов отвода земель. Рекультивация земель. Восстановление ландшафта
	Загрязнение почвы химреагентами и др.	Сооружение поддонов, отсыпка площадок для стоянки техники. Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химреагентов, мусора, загрязненной земли и т.д.
Лес и лесные ресурсы	Лесные пожары	Уборка и уничтожение порубочных остатков и другие меры ухода за лесосекой
	Оставление недорубов, захламление лесосек	Оборудование пожароопасных объектов, создание минерализованных полос, использование вырубленной древесины
	Порубка древостоя при оборудовании буровых площадок, коммуникаций.	Попенная плата, соблюдение нормативов отвода земель в залесенных территориях
Вода и водные ресурсы	Загрязнение сточными водами и мусором (буровым раствором, минеральными водами и рассолами и др.)	Отвод, складирование и обезвреживание сточных вод, уничтожение мусора; сооружение водоотводов, накопителей, отстойников, уничтожение мусора
	Загрязнение бытовыми стоками	Очистные сооружения для буровых стоков (канализационные устройства, септики, хлораторные и др.)
	Механическое и химическое загрязнение водотоков в результате сталкивания отвалов, нарушение циркуляции водотоков отвалами, траншеями и др.	Рациональное размещение отвалов, сооружение специальных эстакад и т. д.
	Загрязнение подземных вод при смещении водоносных горизонтов	Ликвидационный тампонаж буровых скважин

	Нарушение циркуляции подземных вод и иссушение водоносных горизонтов при нарушении водоупоров буровыми скважинами и подземными выработками	Оборудование скважин оголовками
Недра	Нарушение состояния геологической среды (подземные воды, изменение инженерно-геологических свойств пород)	Ликвидационный тампонаж скважин. Гидрогеологические, гидрогеохимические и инженерно- геологические наблюдения в скважинах и выработках
	Не комплексное изучение недр	Оборудование и аналитические работы на сопутствующие компоненты, породы вскрыши и отходы будущего производства. Научные исследования по повышению комплексности изучения недр
	Неполное использование извлеченных из недр полезных компонентов	Организация рудных отвалов и складов
Животный мир	Распугивание, нарушение мест обитания животных, рыб и других представителей животного мира, браконьерство	Проведение комплекса природоохранных мероприятий, планирование работ с учетом охраны животных

Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Чрезвычайные ситуации могут возникнуть в результате стихийных бедствий, воспламенения веществ и оборудования, серьезное нарушение герметичности или разрушение корпуса любого элемента, через который подаётся газ, а также при неконтролируемом газонефтеводопроявлении. На случай стихийных бедствий и аварий предусматривается план по ликвидации

их последствий.

Наиболее часто встречающаяся ЧС происходит в следствии серьёзного нарушения герметичности или разрушения корпуса любого элемента, что приводит к утечке газа и возможного воспламенения.

При обнаружении утечек, необходимо принять меры по предотвращению ее самовоспламенения. Обнаружение утечек производят газоанализатором или мыльным раствором.

Мероприятия по устранению ЧС:

- создать бригаду быстрого реагирования со специализированной техникой, которая в случае ЧС может откачать лишнюю воду и вывезти за пределы куста; незамедлительно сообщать начальнику участка о возникновении данной ЧС или о возможном ее возникновении;
- в случае возникновения отключить всю автоматику;
- принять возможные меры по предотвращению ЧС до приезда бригады в случае несвоевременного обнаружения ЧС;
- в случае полной потери связи и невозможности сообщить о ЧС запустить сигнальную ракету, которая расположена в щитке безопасности.

Газонефтеводопроявление (ГНВП) - вид осложнения, при котором поступление флюида из пласта в скважину или через ее устье можно регулировать или приостанавливать с помощью запорного оборудования.

ГНВП не только нарушают процесс бурения, но и являются причиной тяжелых аварий. При интенсивных проявлениях возможны случаи разрушения устьев скважин и бурового оборудования, возникновения взрывов и пожаров, сильного загрязнения окружающей среды и даже человеческих жертв.

Основной способ, позволяющий управлять состоянием скважины в случае начинающегося притока пластовой жидкости и предотвращать нерегулируемые выбросы промывочной жидкости, – герметизация устья

специальным противовыбросовым оборудованием.

Для предотвращения выбросов и открытого фонтанирования в случае начавшегося ГНВП необходимо (согласно «Инструкции по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности» [РД 08-254-98] с учетом специфики работ, проводимых в условиях Западной Сибири):

1) герметизировать устье скважины превенторами, регулярно следить за их исправностью, проверять надежность системы управления ими и своевременно устранять выявленные дефекты;

2) систематически контролировать качество промывочной жидкости, выходящей из скважины, прежде всего плотность и газосодержание; с момента подхода к горизонту с повышенным коэффициентом аномальности, особенно к газонасыщенному, целесообразно контроль плотности и газосодержания вести непрерывно;

3) перед вскрытием горизонтов с повышенными коэффициентами аномальности заблаговременно увеличивать плотность промывочной жидкости в скважине до уровня, достаточного для поддержания небольшого избытка давления над пластовым, но меньше того, при котором возможно поглощение промывочной жидкости;

4) для вскрытия горизонтов со значительно повышенными коэффициентами аномальности применять промывочные жидкости с малой водоотдачей, возможно малым статическим напряжением сдвига (достаточным, однако, для удержания утяжелителя во взвешенном состоянии), малым динамическим напряжением сдвига и практически нулевым суточным отстоем;

5) тщательно дегазировать промывочную жидкость, выходящую из скважины; в случае значительного увеличения газосодержания целесообразно временно приостановить углубление скважины и, не прекращая промывки, заменить газированную жидкость на свежую с несколько повышенной плотностью;

6) тщательно следить за тем, чтобы в дегазаторах практически полностью удалялся из промывочной жидкости пластовый газ; если дегазация неполная, отрегулировать режим работы дегазаторов и при необходимости установить дополнительный дегазатор в очистной системе;

7) если при разбурировании газоносного объекта и нормальной дегазации промывочной жидкости газосодержание в выходящем из скважины потоке опасно велико, уменьшить механическую скорость проходки до уровня, при котором опасность выброса будет практически исключена;

8) иметь на буровой запас промывочной жидкости того качества, которое требуется для вскрытия горизонта с повышенным коэффициентом аномальности, в количестве не менее двух-трех объемов скважины;

9) при подъеме колонны труб доливать в скважину промывочную жидкость с таким расчетом, чтобы уровень ее всегда находился у устья;

10) в составе бурильной колонны иметь обратный клапан или над вертлюгом — шаровой кран высокого давления;

11) не допускать длительных простоев скважины без промывки.

12) при каждой промывке восстанавливать циркуляцию целесообразно при закрытом превенторе на устье.

Открывать превентор можно лишь после того, как вся газированная жидкость вышла из скважины и избыточное давление на выходе из последней снизилось до атмосферного.

Законодательное регулирование проектных решений

Нефтяные и газовые скважины, как и любой предмет человеческой деятельности, несет негативный вред на окружающую среду. И кроме правил и норм эксплуатации скважин, для снижения воздействий на экологию, органами государственной власти приняты ряд законов, регулирующих деятельность нефтеперекачивающих компаний и обслуживающих организаций.

Точно так же, с законодательной стороны регулируются и действия организаций в случае чрезвычайных ситуаций. В основу управления положен закон РФ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» [9].

Чрезвычайная ситуация - это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Целями настоящего Федерального закона являются:

- предупреждение возникновения и развития чрезвычайных ситуаций;
- снижение размеров ущерба и потерь от чрезвычайных ситуаций;
- ликвидация чрезвычайных ситуаций;
- разграничение полномочий в области защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций между федеральными органами исполнительной власти, органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, органами местного самоуправления и организациями.

Основными задачами единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций являются:

- разработка и реализация правовых и экономических норм по обеспечению защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций;
- осуществление целевых и научно-технических программ, направленных на предупреждение чрезвычайных ситуаций и повышение устойчивости функционирования организаций, а также объектов социального назначения в чрезвычайных ситуациях;
- обеспечение готовности к действиям органов управления, сил и средств, предназначенных и выделяемых для предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций;
- сбор, обработка, обмен и выдача информации в области защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций;
- подготовка населения к действиям в чрезвычайных ситуациях, в том числе организация разъяснительной и профилактической работы среди населения в целях предупреждения возникновения чрезвычайных ситуаций;
- организация оповещения населения о чрезвычайных ситуациях и информирования населения о чрезвычайных ситуациях, в том числе экстренного оповещения населения;
- прогнозирование угрозы возникновения чрезвычайных ситуаций, оценка социально-экономических последствий чрезвычайных ситуаций;
- создание резервов финансовых и материальных ресурсов для ликвидации чрезвычайных ситуаций;
- осуществление государственной экспертизы, государственного надзора в области защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций;
- ликвидация чрезвычайных ситуаций;

- осуществление мероприятий по социальной защите населения, пострадавшего от чрезвычайных ситуаций, проведение гуманитарных акций;
- реализация прав и обязанностей населения в области защиты от чрезвычайных ситуаций, а также лиц, непосредственно участвующих в их ликвидации;
- международное сотрудничество в области защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций.

ВЫВОДЫ ПО ПРОДЕЛАННОЙ РАБОТЕ

Актуальность данной работы заключается в том, что машинное обучение и нейросетевое программирование являются очень актуальными вопросами в последние 10 лет. И эти процессы находят применение не только в нефтегазовой отрасли.

Существует огромное количество методов и алгоритмов работы с разнообразными данными. Как было представлено в этой работе, в нефтегазовой отрасли применяют весовое распределение комплексного геологического параметра, метод k-means. Ведется большое количество работ и исследований в данном направлении. Конечной целью всех этих усилий является создание оптимальных систем, алгоритмов или процессов, умеющих обрабатывать огромное количество данных, анализировать их и выводить закономерности или же, как было сделано в данной работе, кластеризовать их.

Кластеризация данных была выбрана как процесс, способствующий отсеиванию части данных и работы лишь с определенными кластерами. Ввиду того, что на некоторых месторождениях фонд скважин достигает отметки в 2000-3000 тысячи скважин, обработка данных по этим скважинам не представляется возможной, учитывая все техногенные причины остановок скважин и прочие факторы, влияющие на достоверность данных.

Поэтому в данной работе была создана система, способная обучаться на входных параметрах, с добавлением лишь небольшой части данных. Полученная система применяет метод k-NN (Nearest Neighbour), который отлично проявил себя при кластеризации данных. Элементы получившихся кластеров имеют схожие значения параметров, на основе которых было проведено их разделение. В свою очередь в каждом кластере была выделена обучающая выборка именно для этого кластера, что говорит о том, что машина самостоятельно принимает решение об обучающей выборке, анализируя загруженные данные.

Участие человека в данном процессе – загрузка исходных данных и введение нескольких дополнительных параметров. Всю остальную работу система проводит сама.

Таким образом, в данной работе был выполнен и представлен анализ следующих данных:

- фильтрационно-емкостные свойства пласта (ФЕС);
- история разработки месторождения с начала эксплуатации и до текущего момента;
- Подробное изучение истории проведённых ГТМ (причины проведения, процент успеха и не успеха, причины провалов);
- Ознакомление с текущим режимом работы месторождения и техническим состоянием скважин;
- Подбор наиболее эффективных ГТМ и их дизайна на основе проведённого анализа;
- оценка эффективности предложенных ГТМ;

Основываясь на этих данных, мною была построена экспертная система, которая включает в себя алгоритм кластеризации данных и самостоятельное обучение по каждому получившемуся кластеру.

Бесспорно, имеется некоторая степень неточности исходных данных, поэтому с целью оптимизации работы системы, необходимо увеличить количество входных данных и их качество.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

Использованные интернет-ресурсы

- 1) <http://vseonefti.ru/upstream/GTM.html>
- 2) [http://www.machinelearning.ru/wiki/index.php?title=Машинное_обучение_\(курс_лекций%2С_К.В.Воронцов\)](http://www.machinelearning.ru/wiki/index.php?title=Машинное_обучение_(курс_лекций%2С_К.В.Воронцов))
- 3) <https://rogtecmagazine.com/wp-content/uploads/2016/09/04-RN-Nyaganneftegaz.pdf>

Использованная литература.

- 4) Тимонов А.В. Системный подход к выбору геолого-технических мероприятий для регулирования разработки нефтяных месторождений: дис. ... канд. техн. наук. – Уфа., 2010. – 151с.
- 5) Колтун А. А. Оценка эффективности и оптимальное планирование геолого-технических мероприятий на нефтяных месторождениях: дис. ... канд. техн. наук. – Москва, 2005. – 112с.
- 6) E. Carvalho, M. Bendezu, M. De Oliveira, D. Roehl, L. Sousa Jr. Finite element modeling of hydraulic fracturing in vertical wells. Buenos Aires, Argentina, 15-18 November 2010 - 7 pages. <http://www.cimec.org.ar/ojs/index.php/mc/article/viewFile/3617/3530>.
- 7) Гайнуллин М.М., Шабаров А.Б. Применение теории нечетких множеств для подбора скважин с целью геолого-технологических мероприятий на нефтяных месторождениях // Вестник Тюмен. гос. ун-та. 2011. № 7. С. 30–37.
- 8) Д.Е. Перминов, С.В. Валеев. Кластерный анализ с использованием элементов нечеткой логики с целью автоматического поиска скважин-кандидатов для проведения геолого-технических мероприятий // Научно-технический вестник ОАО «НК «РОСНЕФТЬ». 2013. № 30. С. 31-35.