

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Институт инженерной физики и радиоэлектроники  
Кафедра экспериментальной физики и инновационных технологий

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_ В.А.Орлов  
подпись инициалы, фамилия  
«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

## МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

«Адаптивное управление параметрами модели оценки эффективности проекта  
обустройства нефтяных месторождений»

27.04.05 Инноватика  
27.04.05.01 Управление инновациями

Руководитель	_____	<u>доцент, к. ф.-м. наук</u> должность, ученая степень	<u>А. К. Москалев</u> ициалы, фамилия
Рецензент	_____	<u>проф., д-р. тех. наук</u> должность, ученая степень	<u>В.А. Охорзин</u> ициалы, фамилия
Выпускник	_____	<u>Луценко В.С.</u> ициалы, фамилия	

Красноярск 2021

## **РЕФЕРАТ**

Магистерская диссертация по теме «Адаптивное управление параметрами модели оценки эффективности проекта обустройства нефтяных месторождений» содержит 121 страница текстового документа, 26 рисунков, 8 формул, 12 таблиц, 56 использованных источников, 3 приложения.

**АДАПТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ, ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОЕКТА, НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, НЕЙРОСЕТЕВОЕ ПРОГНОЗИРОВАНИЕ, ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ, NEURALTOOLS.**

Объект – инфраструктура обустройства нефтяного месторождения.

Предмет – методы анализа и прогнозирования обустройства нефтяного месторождения.

Цель работы – применение адаптивных технологий (нейросетевого модуля) для оценки эффективности нефтяного месторождения.

Показано, что рассматриваемый вопрос является актуальным и требует детального изучения. Итогом работы стала проверка возможности прогнозирования эффективности обустройства нефтяного месторождения с помощью нейросетевого алгоритма и сравнение полученных данных с фактическими.

Получена адаптивная модель, применимая в проектах обустройства нефтяных месторождений.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение .....	5
1. Обустройство нефтяных месторождений .....	8
1. 1 Характеристика нефтяных месторождений .....	8
1. 2. Технология бурения нефтяных скважин .....	11
1. 3. Стоимость оборудования и работ по обустройству скважин .....	18
1.4. Адаптивное управление параметрами модели оценки эффективности ...	25
2. Обоснование применения нейросетевого моделирования в нефтегазовом деле с помощью логико-структурного подхода.....	29
2. 1. Моделирование процесса формирования проекта обустройства нефтяного месторождения в программном средстве.....	37
2. 2. Построение системы сбалансированных показателей проекта обустройства нефтяного месторождения в программном средстве Business Studio .....	45
3. Использование нейросетевого модуля для решения проблем нефтегазового дела.....	50
3. 1. История развития искусственных нейронных сетей .....	50
3. 2. Современное состояние в области применения искусственных нейронных сетей .....	60
3. 3. Пример использование нейросетевого модуля для прогнозирования паводковых ситуаций в Красноярском крае .....	67
4. Построение модели прогнозирования с помощью нейросетевого подхода ...	69
4. 1. Выбор и обоснование нейросреды для реализации.....	69
4. 2. Обоснование выбранных показателей для расчета эффективности .....	73
4. 3. Расчет эффективности месторождения с помощью нейронных сетей ....	81
4. 4. Адаптивное управление параметрами эффективности .....	88

Заключение .....	90
Список использованных источников .....	92
Приложение А Статистические данные по добыче нефти и запасах разных категорий по отобранным пластам .....	99
Приложение Б Значения финансовых показателей деятельности нефтяной компании в разрезе определенного месторождения (пласта) .....	106
Приложение В Значение входных параметров по каждому пласту при их линейном изменении.....	118

## **ВВЕДЕНИЕ**

Для получения высокой прибыли нефтегазовым компаниям необходимо постоянно разрабатывать новые месторождения, но каждое месторождение является уникальным и на его освоение приходится тратить огромные суммы денег. Освоение новых месторождений осложняется тем, что большинство из них находятся в труднодоступных территориях и требуют больших ресурсов для их освоения.

Нефтедобывающие компании наработали огромный опыт в разработке месторождений и, благодаря этому, имеют постоянно обновляющуюся обширную базу данных со множеством параметров, которые влияют на итоговую эффективность обустройства месторождения. Нефтегазовые компании, как в России, так и за рубежом вводят в свою практику различные интеллектуальные технологии, среди которых особое внимание заслуживает комплекс «умного» месторождения. К достоинствам этого подхода оптимизации подготовки и эксплуатации месторождения относят: оценка сценариев разработки, добычи и производственных ситуаций, снижение капитальных и эксплуатационных издержек и упорядочение технологических операций.

Комплекс методов, которые позволяют получать данные для систем управления при изменении возмущающих параметров принято называть адаптивным управлением. С использованием адаптивных технологий выполняется обработка больших массивов данных, как следствие ведется поиск новых подходов для адаптации модели к изменениям в техническом процессе. Одним из перспективного направления в адаптивном управлении является использование нейросетевого моделирования.

Адаптивному управлению в технических системах посвящено значительно число публикаций как в отечественной, так и зарубежной литературе. Основные ссылки на работы можно найти в фундаментальной монографии.

Быстро развивающимся направлением интеллектуального анализа данных является классификация, процедура которой решается с помощью

аналитических моделей. Классификации востребованы вследствие сравнительной простотой алгоритмов и методов её реализации, и высокой интерпретируемостью результатов по сравнению с другими технологиями анализа данных. Имеется большое количество различных видов классификаторов, для построения которых используются как статистические методы, так и методы машинного обучения. Одним из таких подходов является нейронные сети.

В этом направлении имеются публикации следующих авторов – Майкл Нейсен, Кристофер Бишоп, Роберт Каллан, Я.С. Коровин, П.Ф. Казначеев, А.Н. Горбань и т.д.

Нейронные сети являются непараметрическими моделями, не требующими предположений о вероятностном распределении данных, и это делает их универсальными классификаторами, позволяя получать результаты даже в случаях, когда параметрические и метрические классификаторы не обеспечивают приемлемого решения. Анализ литературы показал, что это перспективное направление не использовалось для оценки эффективности деятельности нефтегазовой отрасли.

Объектом работы является процесс обустройства нефтяного месторождения.

Предметом – адаптивных технологий оценки эффективности эксплуатации нефтяного месторождения.

В этой связи целью работы является применение нейросетевого модуля как элемента адаптивных технологий для оценки эффективности эксплуатации нефтяного месторождения.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- анализ процесса обустройства нефтяного месторождения и определение его «критических точек»;
- обоснование использования адаптивных технологий для данной области, в частности использование нейросетевого модуля;

- анализ разных нейросетевых программ и выбор наиболее подходящей для предметной области исследования;
- сбор и формирование базы данных показателей, необходимых для прогнозирования эффективности;
- нейросетевое моделирование для получения прогноза выходных данных и сравнение полученные значения с фактическими данными за 2020 год.

Научная новизна заключается в оптимизации процесса выбора наиболее эффективного месторождения по выбранным выходным показателям, а также их адаптация к изменяющимся входным данным.

Практическая значимость заключается в совмещении геолого-физических показателей (как устроено месторождение, его особенности) с финансовыми и объемами добычи для расчета эффективности месторождения.

Теоретической основой исследования является специальная литература по обустройству нефтяных месторождений и нейросетевого анализа.

Структурно исследование состоит из введения, четырех глав, заключения и трех приложений.

В первой главе описан процесс обустройства нефтяных месторождения и структура стоимости оборудования и работ по обустройству, а также описаны принципы адаптивного управления. Во второй главе с помощью логико-структурного подхода дано обоснование применения нейросетевого моделирования как элемента адаптивного управления в нефтегазовом деле. Третья глава посвящена классификации нейронных сетей и описанию современного состояния в данной области. В качестве примера использования данного подхода приведены собственные результаты по прогнозированию чрезвычайных ситуаций с использованием нейросетевого моделирования. В четвертой главе описан выбор программы для моделирования, а также сам процесс и полученные выходные значения.

# **1. Обустройство нефтяных месторождений**

## **1. 1 Характеристика нефтяных месторождений**

Нефтегазовая отрасль промышленности является одной из лидирующих в российской индустрии, так как от нее зависят многие другие отрасли хозяйства. Так состояние и развитие нефтегазовой промышленности влияет на темпы роста экономики, уровень национальной конкурентоспособности и благосостояния страны в целом. Россия лидирует по добыче и экспорту нефти, но отстает по уровню нефтехимического производства, из-за труднодоступности и удаленности месторождений. Чтобы непрерывно получать стабильный доход в данной отрасли, необходимо непрерывно разрабатывать и обустраивать новые месторождения нефти и газа. Так эксплуатацию нефтяного месторождения можно разделить на два основных этапа: поиск и добыча. Поиск приблизительно занимает около 5 лет и охватывает:

- процесс открытия месторождения. Чтобы найти нефтяные залежи в горных породах, проводят специальные сейсмические исследования;
- процесс оценки запасов открытых месторождений. На данном этапе бурят специальные оценочные и разведочные скважины и классифицируют запасы по категориям А, Б, С.

Так на данном этапе рассчитывается экономическая эффективность и целесообразность разработки конкретного месторождения по прогнозным уровням добычи нефти и затрат, которые планируется понести на его обустройство.

Добыча нефти из конкретного месторождения составляет около 20-30 лет и включает в себя следующие этапы:

а) подготовка к освоению месторождения [1, 2]. Для этого сначала разрабатываются «Технологическая схема разработки» и «Проект обустройства месторождения». В документах рассчитывают:

- 1) необходимое количество скважин и их расположение;

- 2) наиболее подходящий способ разработки месторождения;
  - 3) экономическая оценка оборудования и зданий;
  - 4) систему сбора и подготовки нефти;
- б) непосредственная добыча нефти. Этот период состоит из нескольких стадий:
- 1) стадия роста добычи;
  - 2) поддержание уровня добычи на плато (максимальный уровень);
  - 3) стадия падения добычи;
  - 4) завершение эксплуатации месторождения.
- в) ликвидация месторождения. После того как уровень добычи становится ниже рентабельного, разработку месторождения прекращают, а лицензию возвращают в государственные органы.

По величине извлекаемых запасов нефтяные месторождения можно разделить на:

- уникальные – более 300 млн. т. нефти;
- крупные – от 30 до 300 млн. т. нефти;
- средние – от 5 до 30 млн. т. нефти;
- мелкие – от 1 до 5 млн. т. нефти;
- очень мелкие – менее 1 млн. т. нефти.

В настоящее время нефтегазовая промышленность России занимает одно из лидирующих мест в мире. В данной отрасли работает около 800 крупных и средних промышленных предприятий и около 100 научно- и проектно-конструкторских компаний и научно-исследовательских центров [3]. Доля экспорта нефтепродуктов и самой нефти в общей выручке государства составляет около 30% при экспорте в 200 млн. тонн нефти с ежегодным увеличением этого значения.

Одним из важнейших показателей нефтяной области является добыча нефти, осуществляемая непосредственно на кустовых площадках месторождений [4].

Объем нефти, который добыли в единицу времени называется дебит. Суточный дебит нефтяной скважины также является одним из основных показателей месторождения. Чем больше значение дебита, тем больше будет заработка компании за счет продажи и переработки [5].

Перед началом процесса бурения необходим этап подготовки. Так как чаще всего нефтяные месторождения находятся вдали от населенных пунктов где-нибудь в лесном массиве, то данный этап включает в себя следующее:

- вырубка деревьев;
- формирование жилой инфраструктуры;
- подготовка для основания буровой установки.

К этапу подготовки оборудования для непосредственного бурения нефтяных скважин относят:

- установка и проверка техники и оборудования;
- формирование инфраструктуры энергоснабжения;
- монтаж основания для вышки.

Нефтяные густы – группа нефтяных скважин, которые расположены на одной небольшой площадке. Остановка нефтедобычи может привести к существенных денежным потерям, поэтому при проектировании месторождения нужно учитывать все параметры, которые могут повлиять на эксплуатацию.

К технологическим сооружениям, которые расположены на кустовой площадке относятся [3]:

- технологические трубопроводы;
- ёмкости для сбора нефти;
- замерные установки;
- трансформаторные подстанции.

Наличие описанных технологических сооружений для каждого месторождения подбирается индивидуально и зависит от:

- темпов добычи;
- ожидаемых запасов нефти;
- давления на устье скважин;

– концентрации газа.

Данные факторы необходимо учитывать организациям, которые разрабатывают месторождение. Но если принимать эти решения без должного расчета и обоснования, то это может приводить к использованию оборудования больших мощностей, чем необходимо или перерасходу материалов, из-за чего увеличивается:

- сроки выполнения строительно-монтажных работ;
- стоимость материалов и оборудования и их транспортировки.

Поэтому все чаще используется понятие – управление проектом в строительстве, что означает обеспечение исполнения поставленных целей, задач и параметров точно в срок, в необходимом объеме, а при возникновении трудностей – своевременное их устранение и исправление [6].

Придерживание принципов управления проектами в строительстве может позволить лучше контролировать инвестиционную деятельность предприятия. Таким образом, подрядчик, заказчик и инвестор должны слаженно исполнять свои обязанности, для завершения строительства в срок, при должном качестве и требуемом бюджете.

## **1. 2. Технология бурения нефтяных скважин**

Бурение можно определить, как воздействие специализированной техники на почву, с целью образования скважины для добычи ценных ресурсов. Данный процесс может подразделяться на горизонтальное, вертикальное или наклонное бурение. Тип бурения зависит от того, как расположен горный или почвенный пласт.

Бурение можно подразделить на три основных этапа:

- геологоразведка;
- разведочное бурение;
- эксплуатационное бурение и испытание скважины.

Целью геологоразведки является обнаружение и комплексная оценка нефтяных запасов. На первом этапе геологоразведочных работ (ГРР) проходят стадии прогнозирования нефтегазоносности и оценки зон нефтегазонакопления. Запасы, которые были оценены на данном этапе получают категорию D1 и D2.

На этапе ГРР происходит выявление и подготовка объектов для поискового бурения определение геолого-физических свойств пластов, рассчитывается запас открытых залежей.

Далее приступают к оценке месторождения и подготовке к разработке месторождения. Заключением данного этапа являются: данные по запасам нефти и данные по экономической эффективности проведенных работ.

После ГРР приступают к разведочному бурению. На данном этапе происходит бурение скважин (поисковых, разведочных, опорных). Прежде чем начинать разведочное бурение, нужно рассчитать его объемы и разработать технический проект на строительство скважины.

Объем разведочного бурения в количественной мере можно определить, как отношение запланированного прироста запасов к эффективности геологоразведочным работам. Так объем разведочного бурения будет постоянно расти, наращивая производственные мощности предприятия.

Третьим этапом является эксплуатационное бурение. Его проводят в залежах, продуктивность которых уже доказана на прошлом этапе. На данных участках уже должна быть построена соответствующая инфраструктура (строительство дорог для обеспечения процесса). С помощью эксплуатационных скважин происходит непосредственно добыча нефти и газа.

При бурении горизонтальных или наклонно-направленных скважин используют специально предназначенные навигационные системы, которое передает на поверхность местоположение долота и основные параметры процесса бурения. Его устанавливают в низу бурильной колонны, и он передает сигналы с помощью толчков по буровому раствору. После чего эти сигналы расшифровываются и анализируются на поверхности. Как правило, у горизонтальных скважин дебит выше, чем у обычных скважин.

Эксплуатационное бурение отличается от разведочного тем, что все эксплуатационные скважины – горизонтальные или наклонно-направленные, когда как разведочные – вертикальные.

Бурение эксплуатационных скважин отличается от разведочного бурения как раз именно тем, что все эксплуатационные скважины наклонно-направленные, а разведочные скважины – вертикальные.

Еще одним отличием данных видов бурения являются те исследования, которые проводятся в самих скважинах. В разведочных объём промысловогеофизических работ намного больше, чем в эксплуатационных, где эти работы сводятся к минимуму. Так, затраты при разработке разведочной скважины гораздо больше, чем при эксплуатационной.

В отличие от водных скважин для бурения нефтяных должно использоваться только тяжелое и специализированное оборудование.

Сам процесс условно подразделяется на следующие этапы:

- подготовка к бурению (размещение техники на участок);
- бурение шахты. В данный процесс входят работы по углублению ствола, при помощи регулярного промывания и дальнейшего разрушения горной породы;
- укрепления пласта, во избежание разрушения ствола скважины и дальнейшего засора. Для этого используют специальный процесс – тампонирование (соединенные трубы между собой прокладывают в пустое пространство и закрепление их цементным раствором);
- формирование призабойной зоны, отток жидкости и непосредственно сам процесс освоения [7].

При бурении нефтяных скважин используют шурф для опускания ведущей трубы в то время, когда не производится бурение. Под шурфом бурят турбобуром или ротором.

За несколько дней до запуска процесса бурения, после подготовительного этапа, собирается специальная конференция, куда входят геологи, инженеры и бурильщики, для решения следующих вопросов:

- конструктивные особенности скважины;
- геолого-физические параметры и схема разрабатываемого пласта;
- анализ рисков и возможных осложнений для каждого конкретного случая в процессе бурения;

В начале бурения диаметр ствола достигает до 80 см, а в конце до 17 см.

Само процесс строительства скважины проходит в несколько этапов:

- с помощью бурового оборудования формируется углубление для скважины;
- очистка обломков и мусора из шахты;
- закрепление ствола из труб с помощью цемента;
- выявление продуктивных нефтяных участков;
- цементирование глубины.

По глубине шахты могут подразделяться на следующие виды:

- небольшой глубины (до 1500 метров);
- средней глубины (до 4500 метров);
- углубленные (до 6000 метров);
- сверхуглубленные (больше 6000 метров).

При бурении скважин могут быть выявлены технические проблемы, которые сильно замедлят работу, к ним относятся:

- обвалы или разрушение ствола скважины;
- размывание почвы жидкостью (для удаления частей породы);
- аварийное состояние шахты или оборудования;
- критические ошибки в сверлении ствола.

В процессе бурения скважины, снаряд, движущийся по часовой стрелке, сначала доходит до места забоя, затем поднимается обратно. Проведение скважины доходит до коренных пластов, в которые происходит врезка до 1,5 м. Чтобы избежать размывания скважины, в её начало ставится труба, которая служит средством проведения промывочного раствора прямо в желоб.

Шпиндель и буровой снаряд могут вращаться с разной частотой и скоростью. Данный показатель зависит от характеристики горной породы и

диаметра отверстия. Параметр скорости зависит от уровня нагрузки на коронку для бурения и задается через регулятор. Так в процессе работы создается создаётся требуемое давление, которое оказывается на стены забоя и резцы снаряда.

Перед процессом бурения нефтяной скважины, как правило составляется проект-чертеж, где указываются следующие аспекты:

- свойства горных пород (твёрдость или устойчивость к разрушению);
- угол наклона скважины и ее глубина;
- конечный диаметр шахты;
- конструктивные особенности скважины;
- метод бурения скважины.

Скважина для добычи нефти может разрабатываться следующими способами:

- роторный;
- турбинный;
- объёмный.

Роторное бурение (рис. 1) скважин представляет собой один из видов вращательного бурения. Суть заключается в том, что породоразрушающий инструмент, расположенный внутри скважины, приводится в действие за счет электродвигателя или газотурбинного оборудования.

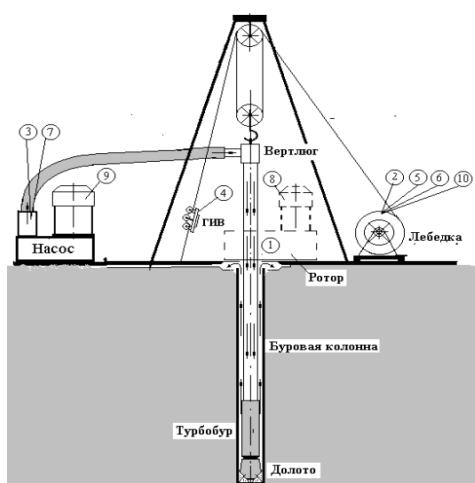


Рисунок 1 – Роторный способ бурения

Роторное бурение наиболее распространенный метод, так как достаточно эффективен и прост в применении.

Бурение при помощи турбины производится посредством передачи вращающегося момента колонне от мотора. Такой же способ позволяет передавать и энергию гидравлики. При этом методе функционирует только один канал подачи энергии на уровне до забоя.

Турбобур – это особый механизм, который преобразует энергию гидравлики в давлении раствора в механическую энергию, которая и обеспечивает вращение.

Существует несколько современных видов бурения скважин:

- метод комбинированного бурения;
- метод опорного бурения;
- метод колонкового бурения.

Метод комбинированного бурения предполагает использование всех способов бурения (вращательный, роторный, турбинный, электробуром, алмазный и т.п.) для создания скважины.

При проведении разведки для создания более глубоких скважин используется колонковый (керновое) и бескерновый способ бурения. Сначала с помощью бескернового метода проходят слои грунта, которые не несут информативных данных. После достижения нужного слоя бурение происходит с помощью колонкового метода. Основные методы бурения представлены на рисунке 2.

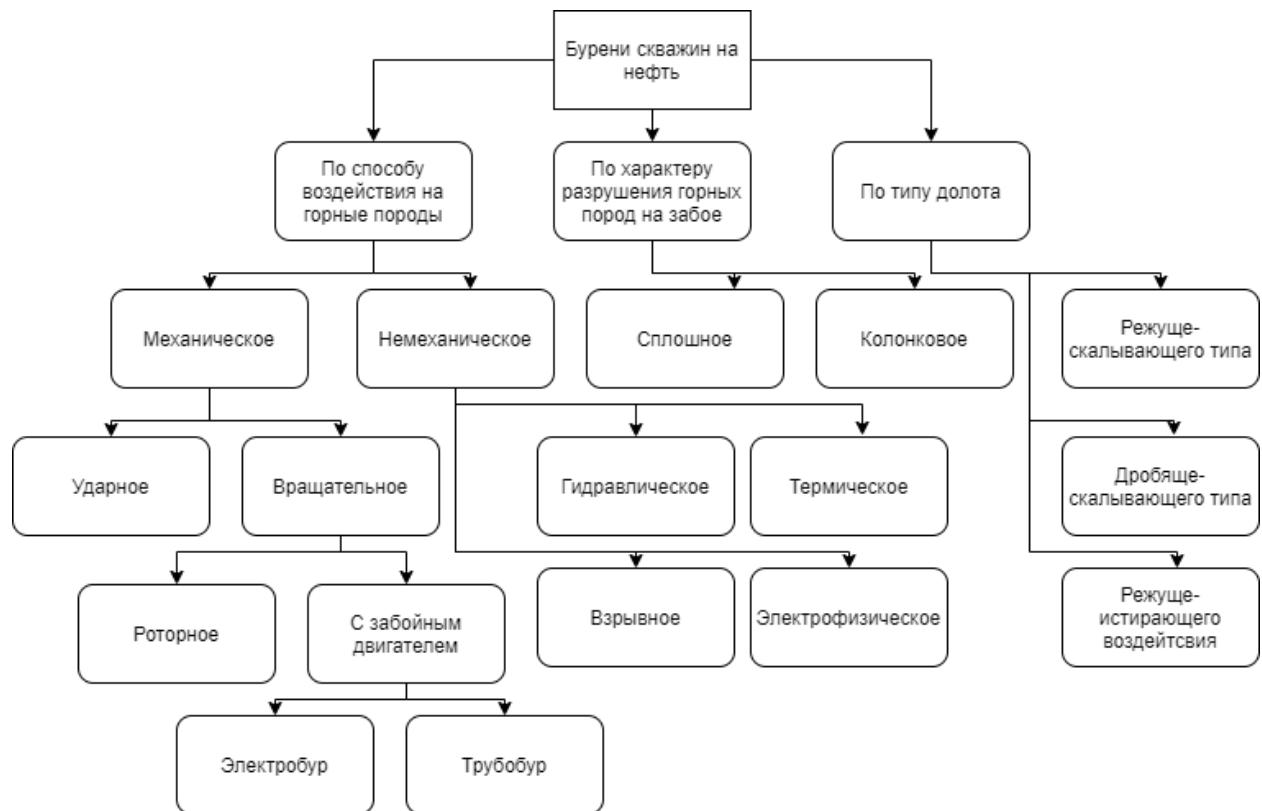


Рисунок 2 – Основные методы бурения

Бескерновое бурение – разрушение породы по всей площади забоя скважины, в отличие от кернового бурения, при котором породу разрушают по кольцевой площади, а в центре забоя – неразрушенная порода, которая при углублении скважины образует столб породы – керн.

При разработке глубоких нефтяных скважин используется чаще всего комбинированный метод бурения. Вязкопластичный грунт проходится с применением роторного способа бурения, а скальные слои – с применением электрических и турбированных буров.

Метод опорного бурения применяется для получения информации о нефтяных и газовых месторождениях. При данном способе происходит процесс создания глубоких скважин, которые используются для изучения геологофизических свойств пластов.

Данные, которые были получены с помощью аэромагнитных, гравиметрических и других исследований служат основанием для бурения

скважин. При обычном бурении проводят геологические и геофизические исследования слоев, которые требуется вскрыть в процессе бурения.

Колонковое бурение происходит с использованием буровых установок, которые могут опускать и поднимать рабочий инструмент, а также вращать и подавать буровой снаряд. Чем качественнее состав грунта, тем больше разного вида буровых коронок применяется [8].

### **1. 3. Стоимость оборудования и работ по обустройству скважин**

Одно из важнейших условий для повышения эффективности нефтедобывающего предприятия – уменьшение стоимости строительства скважин, что в свою очередь приводит к уменьшению себестоимости добычи нефти, так как почти треть от затрат на добычу составляет амортизация скважин.

Сам процесс строительства проходит, основываясь на ранее утвержденной проектно-сметной документации.

Строительство скважин осуществляется на основе утвержденной в установленном порядке проектно-сметной документации. Для определения сметной стоимости строительства скважины в составе рабочего проекта составляется сводный сметный расчет, а в составе рабочей документации разрабатывается порядка трех десятков сметных расчетов [9].

Сметная стоимость скважины включает:

$$C_{\text{см}} = C + \Pi = Z_{\text{п}} + H_p + \Pi + D + A + \text{ПИР} \quad (1)$$

где  $C$  – сметная себестоимость строительства скважины, руб.;

$Z_{\text{п}}$  – прямые затраты, руб.;

$H_p$  – накладные расходы в процентах от суммы прямых затрат, руб.;

$\Pi$  – плановые накопления, руб.;

Д – прочие работы и затраты (вознаграждение за выслугу лет, надбавки за работу на севере, лабораторные работы), руб.;

А – авторский надзор, руб.;

ПИР – проектные и изыскательные работы, руб.

Для определения сметной стоимости строительства могут применяться следующие методы:

- ресурсный;
- базисно-индексный;
- ресурсно-индексный;
- на основе укрупненных сметных нормативов, в том числе банка данных о стоимости ранее построенных или запроектированных объектов аналогов.

Ресурсный метод определения стоимости представляет калькулирование в текущих (прогнозных) ценах и тарифах ресурсов, необходимых для реализации проектного решения. Калькулирование ведется на основе выраженной в натуральных измерителях потребности в материалах, изделиях, конструкциях; данных о расстояниях и способах доставки ресурсов на место строительства; расхода энергоносителей на технологические цели; времени эксплуатации бурового оборудования; затрат труда рабочих. Физические объемы потребления указанных ресурсов принимаются из рабочего проекта на строительство скважины.

Базисно-индексный метод определения стоимости строительства основан на использовании системы текущих и прогнозных индексов по отношению к стоимости, определенной в базисном периоде. Приведение в уровень текущих (прогнозных) цен производится путем перемножения элементов затрат или итогов базисной стоимости на соответствующий индекс.

Ресурсно-индексный метод предусматривает сочетание ресурсного метода с системой индексов на ресурсы, используемые в строительстве.

Метод применения укрупненных нормативов и банка данных о стоимости ранее построенных или запроектированных объектов – это использование при

проектировании объекта стоимостных данных по ранее построенным или запроектированным аналогичным сооружениям

На данный момент нефтедобывающие компании применяют две основные формы организации строительства скважин [10]:

- «под ключ»;
- на условиях раздельного сервиса.

При выборе строительства скважин «под ключ» проектом занимается один генеральный подрядчик, который уже в свою очередь может нанимать сторонние организации для специфических видов работ.

Договор с главным подрядчиком подразумевает под собой сдачу готовой скважины, которая удовлетворяет ранее оговоренным условиям, которые описаны в проектно-сметной документации. При данном виде сотрудничества подрядчик несет полную ответственность за конечный результат, но получает не ограниченную заказчиком свободу действий в пределах проектной документации и нормативно-технических регламентов.

При форме строительства скважины в условиях раздельного сервиса заказчик путем проведения тендерных заказов выбирает предприятия, решения которых наиболее удовлетворяют условиям по цене и качеству. Причем предметом тендеров являются отдельные виды работ, такие как:

- подготовительные работы для строительства скважин;
- процесс бурения скважин;
- геолого-физические и промысловогеофизические исследования;
- цементирование;
- поставка материалов и оборудования (буровые растворы, забойные двигатели, долота и тд.).

Так привлечение специализированных компаний, которые обладают передовыми технологиями, наиболее квалифицированным персоналом и оборудования специального назначения под каждый конкретный вид работ позволяет повысить качество строительства скважин.

Примером компании, которая сама выполняет все работы по строительству скважин, является ОАО «Сургутнефтегаз». Для выполнения необходимых объемов бурения было сформировано четыре Управления по бурению скважин (3 из которых специализируются на эксплуатационных).

Разницы между сметной стоимостью и плановыми накоплениями можно определить как сметную себестоимость работ по бурению скважин. Плановая стоимость по строительству скважин рассчитывается для всех подразделений в своде затрат на строительство скважин, который в отличие от смет на строительство скважин, составляется для определенных условий предприятия на данный период времени.

Финансовый результат производственно-хозяйственной деятельности нефтедобывающей компании можно определить через сопоставление себестоимость планового объема работ по строительству скважин в своде затрат со сметной стоимостью. Так разность между данными значениями показывает величину плановой прибыли от реализации работ.

На технико-экономические показатели буровых работ можно отнести следующие экономико-географические условия:

- рельеф;
- плотность населения;
- климат;
- снабжение энергией;
- транспортная освоенность.

Так, например на основании рельефа местности определяется объем подготовительных работ и дорожного строительства.

Себестоимость строительства скважины можно условно разделить на следующие пункты:

- подготовительные работы к строительству скважин (затраты на вырубку леса, устройство подъездных путей, прокладку трубопроводов, постройка световых и телефонных линий);
- монтаж и демонтаж оборудования;

– бурение скважины (материалы, заработка плата, расходы по эксплуатации);

– испытание продуктивности скважин;

– промыслово-геофизические исследования в скважинах;

– расходы по управлению, организации и обслуживанию буровых работ.

Затраты в процессе бурения делят на две группы:

– затраты, которые зависят от времени бурения;

– затраты, которые зависят от объема работ.

К первым затратам относятся оплата труда буровой команды, материалы, содержание бурового оборудования, амортизация бурового оборудования. Обычно затраты данного вида составляют примерно 60-70% от общих расходов на бурение.

К затратам второго вида (от объема работ) относят те затраты, которые зависят от глубины и конструкции скважин: затраты на обсадные трубы, цемент, долота и тд.

Общая структура себестоимости строительства скважин по различным районам может отличаться, но затраты, которые зависят от времени бурения присутствуют всегда. Именно поэтому главные направления снижения себестоимости работ по бурению скважин включают в себя уменьшение времени бурения скважин за счет использования новых типов оборудования.

Уменьшение затрат, которые зависят от объема работ, достигаются за счет упрощения конструкций скважин, заключение контрактов с более выгодными поставщиками и уменьшением диаметров скважин.

Главной задачей анализа экономической эффективности нефтегазовых месторождений можно выделить расчет основных экономических показателей вариантов оценки и выбор оптимального сценария разработки из этих показателей, который отвечает критерию достижения максимального чистого дисконтированного дохода (NPV) от максимально полного извлечения из пластов нефти.

Расчет капитальных вложений проводится по отдельным направлениям, куда относят затраты на бурение скважин, промышленное обустройство, оборудование, не входящее в сметы строек, а также строительство социально-непроизводственных объектов [11].

Главную проблему вопроса по оценке эффективности нефтяного месторождения можно выделить, как сложность в самой оценке. Условно ее можно разделить на четыре составляющие: оценка подземной части, оценка наземной части, оценка физических показателей и выбор оптимального сценария разработки месторождения. Разберем каждую из них подробнее.

Первая часть главной проблемы – сложность в оценке подземной части месторождения.

При расчете технологических показателей разработки исходными данными являются [12]:

- геолого-промышленные сведения о районе месторождения;
- географическое и административное расположение, климат, инфраструктура, рельеф местности;
- геологическая характеристика месторождения;
- тектоника, нефтегазоносность, гидрогеологические условия, т.е. геологическая изученность района;
- геологическая характеристика залежи – площадь, толщина, размеры нефтяных, газовых, водонасыщенных зон.

В процессе геолого-промышленного анализа уточняются тип и размеры залежи, ее структурные и тектонические особенности (размывы, тектонические нарушения, поверхности несогласий и др.). Процесс бурения зависит от типа почвы, где располагается пласт и это необходимо учитывать в разработке. Так же существуют различные типы нефти (в основном зависят от содержания сероводородов) и варианты добычи для каждого типа различаются.

К сложностям оценки подземной части также относится недостаточное количество статистической информации о пласте. К этому вопросу относится сама архитектура и расположение пласта, так как каждое месторождение

уникально и очень сложно заранее, не изучив разрабатываемый участок, дать точную оценку.

Второй частью главной проблемы является сложность в оценивании наземной части месторождения. Сюда относятся проблемы в выборе видов кустовых площадок, трубопроводов и материалов для строительства [13].

ГОСТ 58367-2019 регламентирует обустройство промышленных сооружений [14]. Основываясь на данном документе и на техническом задании для разрабатываемого месторождения, определяются и рассчитываются необходимые типы и количество трубопроводов и сооружений.

К третьей части главной проблемы можно отнести решение вопроса: «Как именно бурить?». Второй проблемой можно выделить сложность выбора сценария разработки (рациональный, эффективный и агрессивный). Данную проблему можно разделить на сложность в выборе плотности размещения скважин, различных темпов бурения, вовлечения количества геологических запасов в разработку и технологического режима [11].

В процессе геолого-промышленного анализа уточняются характеристики неоднородности объекта разработки – средние значения и вариации параметров, коэффициенты песчанистости, расчлененности, выполняется построение карт этих параметров для выбранных объектов продуктивного пласта (пачек, слоев и т.д.).

И, наконец, к четвертой проблеме относятся вопросы оценки количества персонала, потребности в ремонтных работах, потребности в электроснабжении и затрат, связанных с ошибками [14].

Из главной проблемы в сложности оценки эффективности нефтяного месторождения вытекают проблемы:

- сложность генерации альтернативных решений;
- большие объемы данных.

Представленные проблемы напрямую зависят от того количества информации, которую необходимо собрать для успешной оценки эффективности

(подземная часть, сценарий разработки, наземная часть и физические показатели).

Сложность в определении альтернативных решений не позволяет учитывать все возможные сценарии разработки и из-за этого получается недостаточная обоснованность принимаемых решений, так как есть возможность, что наилучшее было упущено.

Из-за большой базы данных стандартные средства, используемые в нефтяных компаниях, показывают недостаточно высокую скорость вычисления и недостаточную точность предоставляемых решений. Из-за этого растут сроки и стоимость итоговой оценки эффективности.

#### **1.4. Адаптивное управление параметрами модели оценки эффективности**

Развитие международных отношений и усугубление мирового кризиса тесно связаны с расширяющимися возможностями использования новых приемов и методов управления. Во-первых, существует необходимость реформирования современного общественного производства. Во-вторых, без современных методов управления очень трудно своевременно решить сложныеправленческие задачи, которые возникают из-за обустроенной конкурентной борьбы.

Принципы адаптации применимы для огромного количества объектов. Это количество возрастает пропорционально техническому развитию систем управления. Можно выделить две группы для которых применимы принципы адаптации:

- постоянное изменение и сложность параметров объектов и внешней среды (климатические, нагрузочные, механические и т.д.);
- постоянно возрастающее требование к максимизации точности расчетов по технико-экономическим характеристикам.

При введение адаптивных элементов система усложняется, что снижает ее результативность и надежность, поэтому необходимо сначала доказать целесообразность и эффективность внедрение данных принципов.

Адаптация – процесс изменения показателей или структуры управляющих воздействий или систем. Изменения происходят из-за новой информации, которая подается во время управления для достижения оптимального качества управления при изменяющихся условий работы.

Адаптивной считают такую систему, которая может приспосабливаться к изменяющимся условиям — как внутренним, так и внешним.

Адаптивным управлением можно назвать такое управление с обратной связью, которое принимает во внимание внешние факторы и анализирует их до того, как будет получен итоговый результат деятельности системы [15].

Для получения недостающей информации в данных при адаптивном методе используется текущая информация. Описываемый подход может быть использован тогда, когда применение другого подхода в теории возможно, но для его реализации необходимо провести огромную работу по предварительному определению функций распределения.

В таких системах обработки информации и управления происходит приспособление к изменяющимся условиям среды и неизвестным характеристикам изучаемого объекта. Адаптивные системы управления могут быть описаны двумя основными принципами [16]:

– на основе определенных критериев выбирается структура управления с точностью до настраиваемых параметров. Так при получении новой информации, блок адаптации перестраивает параметры объекта управления. Общий вид двух блоков идентификации принципов данных систем показан на рисунке 3;

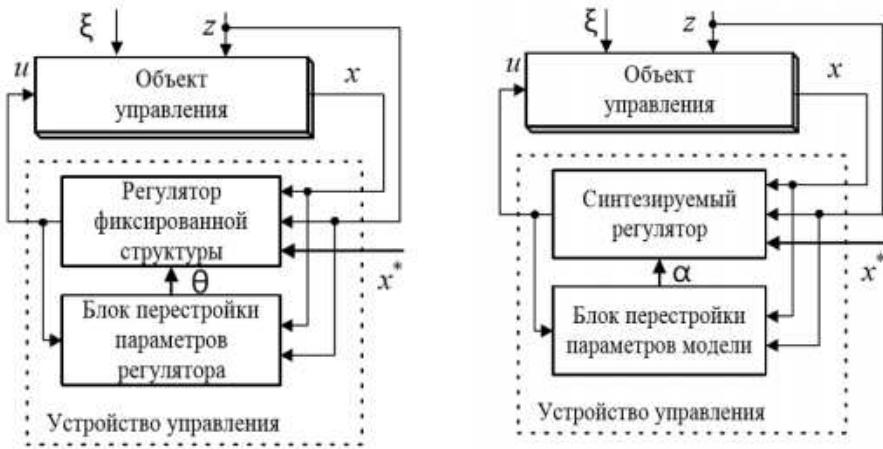


Рисунок 3 – Блоки идентификации

– использование модели объекта. Точно настраивается структура модели по отдельным показателям и на ее основе из критериев оптимальности мы получаем управление, которое в свою очередь зависит от параметров модели. Так параметры модели изменяются с помощью блока перестройки непрерывно по мере получения новой информации об объекте [17].

Одним из основных направлений повышения качества проектирования, контроля и управления разработкой месторождений – это использование цифровых геолого-технологических моделей месторождений.

Так, главным средством поддержки принятия решений является постоянно действующая геолого-технологическая модель (ПДГТМ). Это имитация изучаемого месторождения, с помощью которой можно исследовать и прогнозировать процессы, которые проходят при разработке месторождения. Модель постоянно дополняется и уточняется на основе новых данных на протяжении всего цикла эксплуатации месторождения [18].

ПДГТМ позволяет:

- расчет разных вариантов разработки месторождения;
- прогнозирование объема добычи;
- оптимизация режима работы добывающих скважин;

- обновление геолого-физических показателей пластов в процессе бурения новых скважин;
- разработка геолого-технических мероприятий (ГТМ) и их расчет экономической эффективности.

При обзоре литературы было выявлено, что применение данных методов в нефтегазовом деле ограничено следующими факторами:

- отсутствие оперативного сбора и хранения геолого-физической информации об актуальном состоянии разработки месторождения;
- низкое качество адаптации ПДГТМ на текущее состояние разработки месторождения;
- низкое качество проводимых ГТМ, вследствие предыдущего пункта;
- отсутствие возможности оперативно прогнозировать состояние разработки месторождения [19].

Одним из видов адаптивных систем управления можно назвать нейронные сети, которые в процессе моделирования постоянно обучаются и совершенствуются. В следующей главе будет описано обоснование использования нейросетевого модуля в оценке эффективности обустройства нефтяного месторождения через процессный подход.

## **2. Обоснование применения нейросетевого моделирования в нефтегазовом деле с помощью логико-структурного подхода**

При планировании деятельности предприятия определяется итоговая цель проекта, задачи, которые нужно решить для достижения данной цели, общий эффект от ее реализации. Необходимо предвидеть возможные рисковые ситуации, которые могут возникнуть, назначить ответственных за каждый конкретный вид работ, составить план действий и оценить сколько потребуется денег и времени на достижение главной цели. По итогу прохождения цикла логико-структурного подхода (ЛСП), предприятие способно оценить все факторы, которые влияют на главную цель.

В большинстве организаций используемые процедуры ЛСП, формы и содержание документов весьма детально регламентированы и встроены в общие процессы разработки и реализации проектов, использующие широко известные методы Управления проектами. Можно выделить следующие основные этапы ЛСП:

- анализ заинтересованных сторон;
- анализ проблем;
- анализ целей;
- формулировка основных предположений и факторов риска;
- определение показателей прогресса достижения целей;
- составление логико-структурной схемы процесса;
- система управления проектом;
- мониторинг [20].

Первым этапом рассматриваемого процессного подхода будет определение заинтересованных сторон данного проекта для получения параметров управляющего воздействия.

К основным заинтересованным сторонам (ЗС) можно определить:

- нефтедобывающие компании (является заказчиком процесса оценки эффективности месторождения);

- научно-исследовательские центры и геологоразведочные институты при нефтедобывающих компаниях и проектные институты, оказывающие инжиниринговые услуги (выполняют саму оценку и предоставляют итоговые показатели эффективности, по которым заказчик уже будет решать, принимать месторождение в разработку как есть или изменить целевые факторы);
- РосНедра (без их разрешения нефтедобывающие компании не могут начать разрабатывать месторождения);
- команда проекта;
- конкуренты.

К ключевым заинтересованным сторонам (ЗС) относятся Министерство энергетики РФ и торговые субъекты, реализующие нефтяную продукцию. Первые контролируют основные процессы, связанные с нефтедобычей, а вторые имеют заинтересованность в снижении цен на нефтепродукты за счет увеличению эффективности разработки месторождений.

Заинтересованные стороны, а также их интерес в проекте, условия долгосрочности сотрудничества и возможное участие представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень заинтересованных сторон

Группа заинтересованных сторон	Каков их интерес в проекте?	При каких условиях стороны заинтересованы в долгосрочности проекта?	Возможное участие (роль)
<b>Основные</b>			
Нефтедобывающие компании	Уменьшение затрат на разработку и освоение месторождения;	Достижение видимых результатов;	Финансирование; Организатор; Заказчик;
Научно-исследовательские центры и геологоразведочные институты при нефтедобывающих компаниях	Повышение эффективности принимаемых решений;	Достижение видимых результатов;	Организатор; Консультации

## Окончание таблицы 1

Группа заинтересованных сторон	Каков их интерес в проекте?	При каких условиях стороны заинтересованы в долгосрочности проекта?	Возможное участие (роль)
Проектные институты, оказывающие инжиниринговые услуги	Повышение эффективности принимаемых решений; Заключение более выгодных контрактов на оценку эффективности с нефтедобывающими компаниями;	Программный модуль производит оценку лучше, чем имеющиеся аналоги;	Покупатель; Консультации
РосНедра	Выдача лицензий	Создание ГЧП;	Контроль;
Команда проекта	Получение прибыли; Внедрение собственного продукта;	Достижение видимых результатов;	Исполнитель
Конкуренты	Возможное сотрудничество;	Разделение прибыли и славы;	Соорганизатор; Соисполнитель;
Вспомогательные			
Фрилансеры	Получение прибыли;	Подписание выгодного контракта;	Исполнитель;
Работники технического обслуживания	Получение прибыли;	Подписание выгодного контракта;	Исполнитель;
Ключевые			
Министерство энергетики РФ	Повышение эффективности разработки месторождений;	Достижение видимых результатов;	Контролирующий орган;
Торговые субъекты, реализующие нефтяную продукцию	Уменьшение цены на продукцию;	Программный модуль производит оценку лучше, чем имеющиеся аналоги;	

Проблему можно определить как сложны вопрос, на изучение и решение которого необходимо направить немало сил. Выделяется основная проблема,

анализируются основные причины ее возникновения и составляются действия для ее решения, это и будет являться планом действий проекта.

Проблема обосновывается с использованием построенной ранее карты анализа заинтересованных сторон. Дерево проблем включает в себя корень, ствол и крону. Корень – те причины, из-за которых возникла решаемая проблема. Ствол – главная проблема, которую изначально нужно было решить. Крона – последствия, к которым приводит существование центральной проблемы. Схематично на дереве причины изображаются внизу, а следствия вверху. Между объектами расставляются причинно-следственные связи, изображенные стрелками, которые направлены от причины к следствию.

Дерево проблем представлено на рисунке 4.

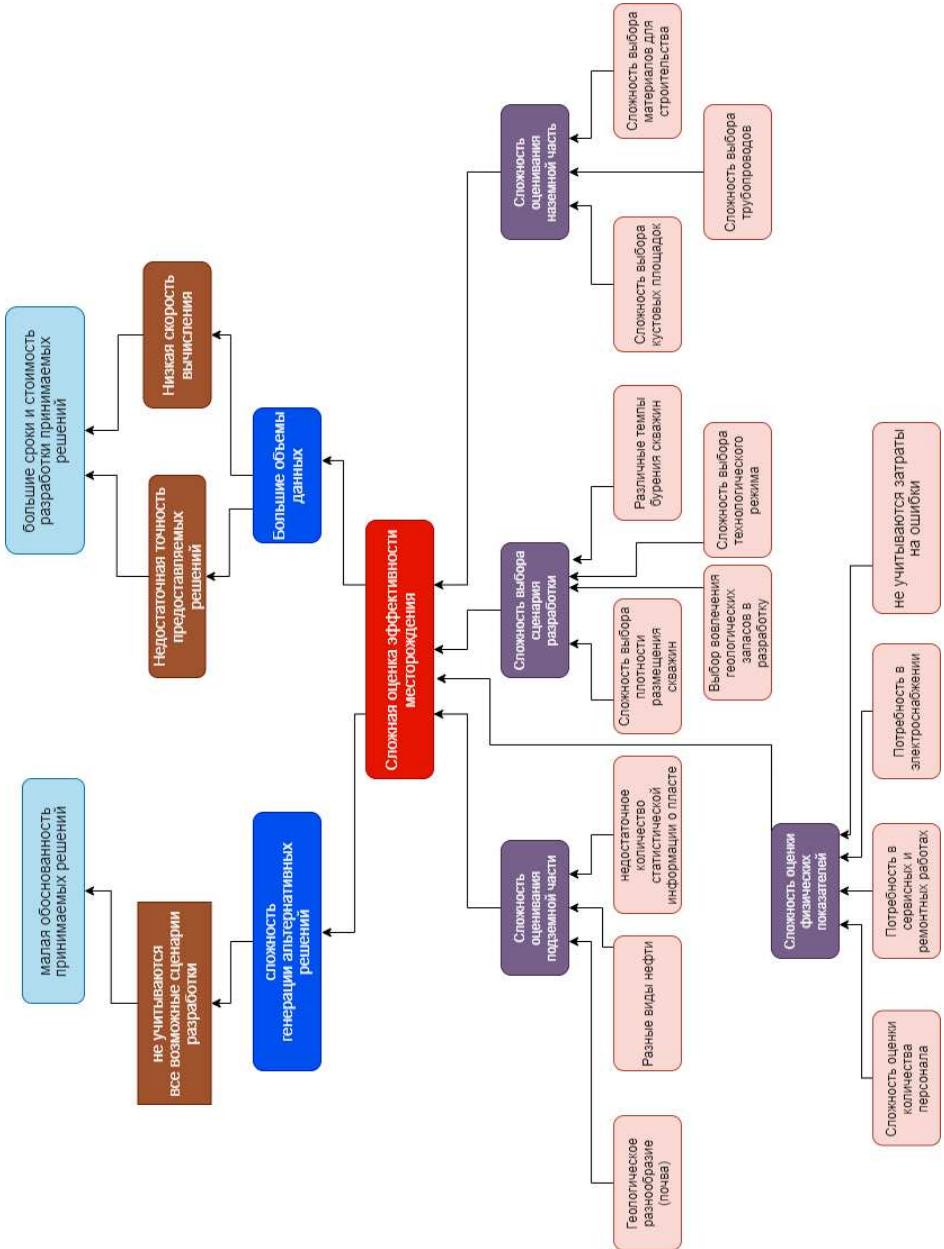


Рисунок 4 – Дерево проблем

Во время работы нефтедобывающие компании набирают огромный объем информации о различных процессах и этот объем накладывает существенные ограничения на время обработки и эффективность управляющих решений. Из-за большого количества и трудной структуризации данных использование классических систем поддержки принятия решений (СППР) может быть недостаточно точным и эффективным.

Таким образом, в нефтегазодобывающей промышленности возникает необходимость разработки и внедрения в производственные технологические процессы новых методов и средств обработки информации в режиме реального времени.

Из-за специфики нефтегазовой области к новому методу существуют следующие требования:

- необходимо малое время на принятие решения;
- автономный и непрерывный режим функционирования;
- работа в условиях неопределенности и неполноты информации.

Применение методов нейросетевой обработки информации при разработке СППР и оценке эффективности нефтяных месторождений удовлетворяет требованиям выше [21, 22].

На сегодняшний день множество крупнейших нефтяных предприятий тратят огромные суммы на разработку систем поддержки принятия решений, в основе которых лежит искусственный интеллект, в том числе и нейросети.

То, что нефтегазовая отрасль уже активно использует решения на базе искусственного интеллекта, подтверждает объем рынка этих решений: в 2019 году добывающая промышленность потратила на них больше \$2 миллиардов, а через 6 лет рынку предрекают двукратный рост. Фокусные области, в которых ИИ востребован: геологоразведка, добыча и стратегическое планирование [23].

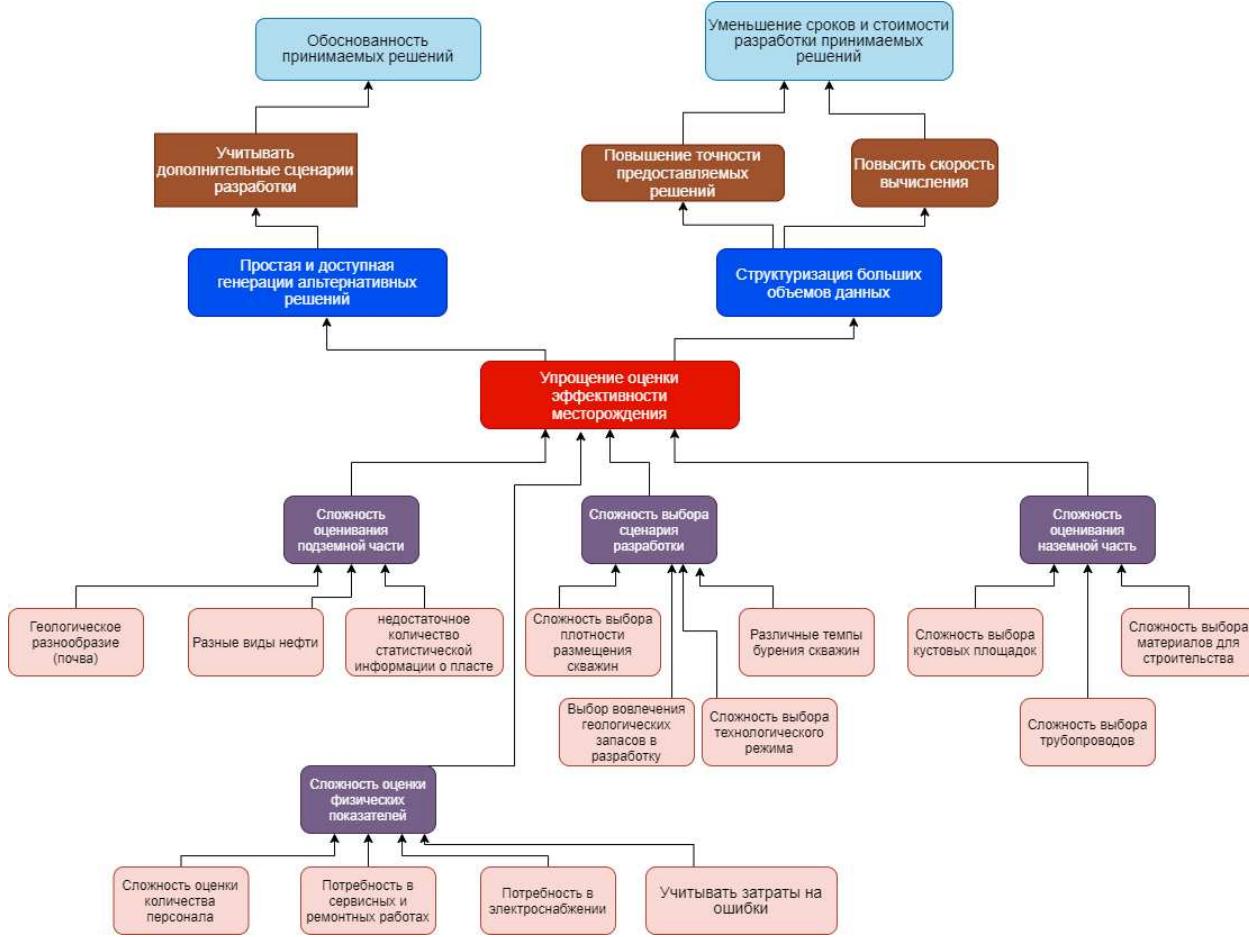
Полезность ИНС в любой области доказывается их возможностью обработки огромные массивы данных, работой с нелинейными

взаимосвязями, обучаться и способностью адаптироваться к меняющимся условиям [24].

Нейросетевой подход позволит объединить в себе информацию о модели пласта, обустройстве и разработке месторождения в одну общую модель. Интеграция данных блоков позволит получить на выходе наиболее обоснованное решение [25].

Так же применение нейросетевого подхода в оценке эффективности нефтяного месторождения позволит получить результаты по различным сценариям разработки и обустройства. Наличие различных сценариев на ранних этапах позволит эффективнее проводить оценку и сократить затраты на нее. Благодаря данному подходу большая база данных будет более структурирована, так как нейросеть способна работать с ней даже без посторонней помощи. Итоговое дерево целей представлено на рисунке 5.

Рисунок 5 – Дерево целей



## **2. 1. Моделирование процесса формирования проекта обустройства нефтяного месторождения в программном средстве**

Инициатором подготовки проектно-технологической документации (ПТД) является недропользователь, им готовится техническое задание (ТЗ) на выполнение работы научной организацией

Входом главного процесса является техническое задание разработки нефтяного месторождения [26] – документ, в котором недропользователем ставятся задачи, которые необходимо решить при выполнении ПТД. На основе этого технического задания проектной организацией составляется календарный план выполнения работы. При необходимости ключевые моменты работы согласуются с заказчиком.

В процессе рассмотрения документация обновляется и на выходе получаем показатель эффективности нефтяного месторождения, по которому и решается – разрабатывать месторождение при данных параметрах или что-то изменить.

Ресурсами, с помощью которых осуществляются данные процессы, являются:

- база данных (хоть и каждое месторождение является по своей сути уникальным, все равно в своих решениях необходимо отталкиваться от прошлых проектов по оценке эффективности и их показателей для минимизации рисковых ситуаций. Играет очень важную роль при нейросетевом моделировании, так как именно от объема и корректности базы данных зависит качество итоговой оценки);
- персонал (люди являются одним из главных ресурсов, так как именно они будут обустраивать месторождение);
- данные по геологическим параметрам почвы и документация по различным типам нефти (база данных по геологическим параметрам поможет лучше оценить подземную часть, так как на основание данных ресурсов оценка будет произведена точнее);

- цены на нефтепродукты (на их основании делается оценка эффективности);
- документация по различным типам нефти (необходима для точной оценки подземной части);
- данные по запасам (на их основе оценивается количество вовлеченных запасов в разработку);
- энергетическая характеристика залежи (на ее основе выбирается плотность размещения скважин);
- обоснование экологической безопасности, конструкций, скважин и технологии (на их основе определяется технологический режим разработки);
- программное и компьютерное обеспечение для расчета сценария разработки (программное обеспечение, которое по собранным характеристикам месторождения рассчитает итоговый показатель эффективности).

Далее рассмотрим управляющие воздействия и определим требованием какой заинтересованной стороны они являются.

Органы местного самоуправления оказывают влияние на такой управляющий параметр, как «Закон о недрах» (настоящий «Закон о недрах» регулирует отношения, возникающие в области геологического изучения, использования и охраны недр, разработки технологий геологического изучения, разведки и добычи трудноизвлекаемых полезных ископаемых, использования отходов добычи полезных ископаемых) [27].

Нефтедобывающие компании регулируют такие элементы управления, как:

- технологическая схема разработки нефтяного месторождения;
- технологическая схема опытно-промышленной разработки месторождения;
- требования и общие технические условия к электроснабжению (заказчик закладывает необходимые требования и общие технические условия, которые передаются проектировщику линии).

Технологическую схему опытно-промышленной разработки составляют для отдельных залежей, эксплуатационных объектов, участков или месторождений в целом, находящихся на любой стадии разработки, для проведения промышленных испытаний.

Технологическая схема разработки является проектным документом, определяющим систему разработки месторождения на период его разбуривания [28].

Эти две схемы были отнесены к нефтедобывающим компаниям, потому что они являются заказчиками проведения экономической оценки и им необходимо составить соответствующие технологические схемы, в которых будут отмечены целевые результаты проведения оценки.

Оказываемые научно-исследовательскими центрами и геологоразведочными институтами управляющие воздействия:

- методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных месторождений [29];
- методические указания по геолого-промышленному анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений [12];
- методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов;
- ГОСТы по характеристикам материалов (после определения типа нефти и нефтедобычи, выбираются материалы, которые подходят лучше всего);
- нормативы по персоналу (какое количество и какими компетенциями должен обладать персонал);
- методы принятия решений (методы, которые принятые в практике оценки нефтяных месторождений и используются на данный момент).

Методические рекомендации и указания представляют собой набор действия, которые проектировщик должен выполнить для достижения максимально возможного извлечения сырьевых ресурсов.

Все, описанные выше, управляющие воздействия, ресурсы, вход и выход представлены на контекстной диаграмме (рис. 6).

При оценке эффективности всего месторождения нас интересуют те проблемы, которые были выделены ранее: оценка подземной части, оценка наземной части, оценка физических показателей и расчет сценария разработки месторождения (рис. 7). После завершения каждого процесса на данном этапе на выход идет документация, в которой отражены основные показатели, которые подвергались оценке.

Затем мы декомпозириуем процесс «Расчет сценария разработки» (рис. 8), так как целью данной работы является именно оценка эффективности месторождения. Данный процесс подразумевает под собой выбор целевых показателей (КИН, плотность размещения скважин, определение технологического режима), которые необходимо определить для успешного освоения месторождения, в соответствие с выполненной ранее оценкой подземной, наземной частей и физических показателей и расчет по полученным данным показателя эффективности, который бы удовлетворял заказчику. Процесс «расчет сценария разработки» предполагает определение и анализ того итога, которого хочет добиться нефтяная компания в условиях конкретного месторождения.

Следующий декомпозируемый процесс – «Определение показателя эффективности» (рис. 9). Показатель рассчитывается на основе выбранного сценария разработки месторождения и данных по ранее произведенной оценке. В первую очередь на основе требуемого технического задания определяются показатели, которые интересны заказчику и которые в дальнейшем необходимо рассчитать. Затем с помощью ранее предложенного нейросетевого метода производится сама оценка с применением полученных ранее значений оценки и на основе базы данных по различным месторождениям. После этого полученный показатель проверяется и решается удовлетворяет ли он условиям заказчика или нет.

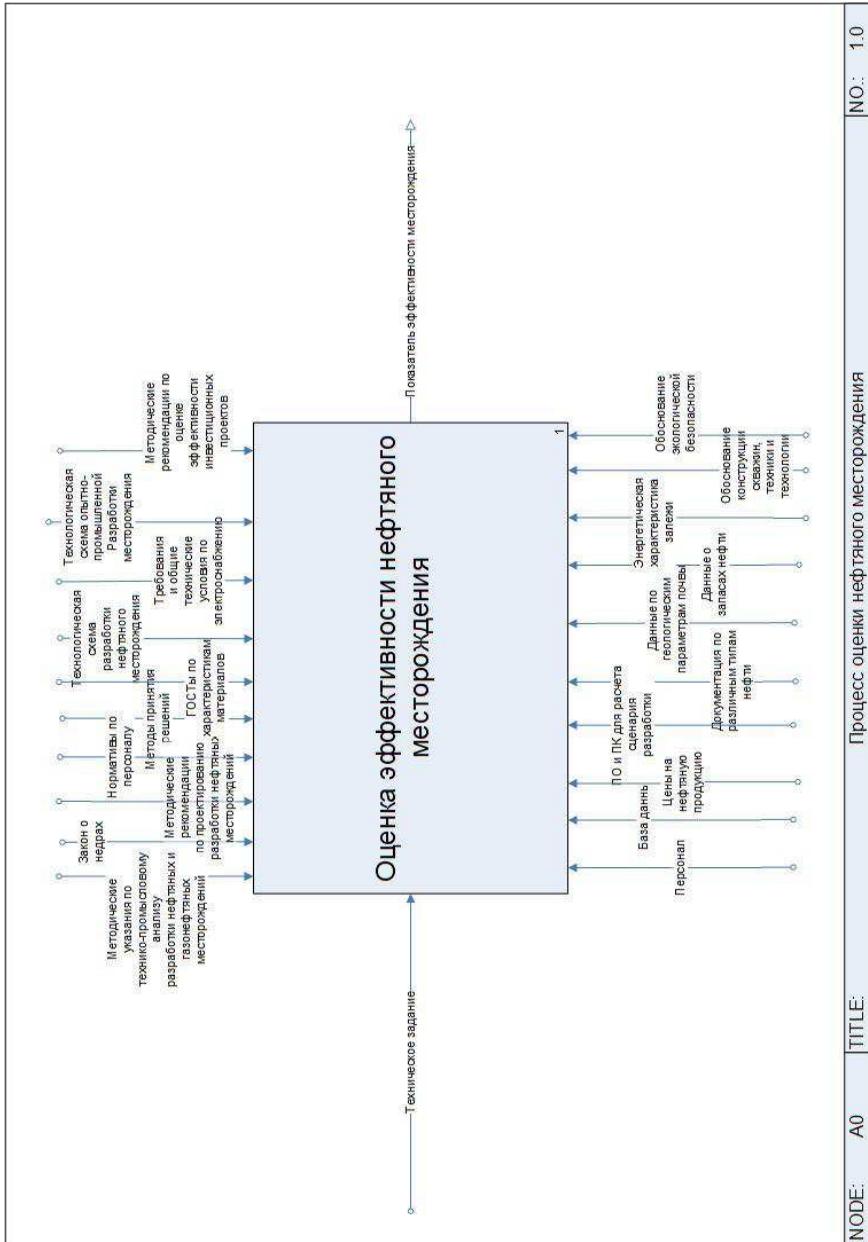


Рисунок 6 – Главный процесс

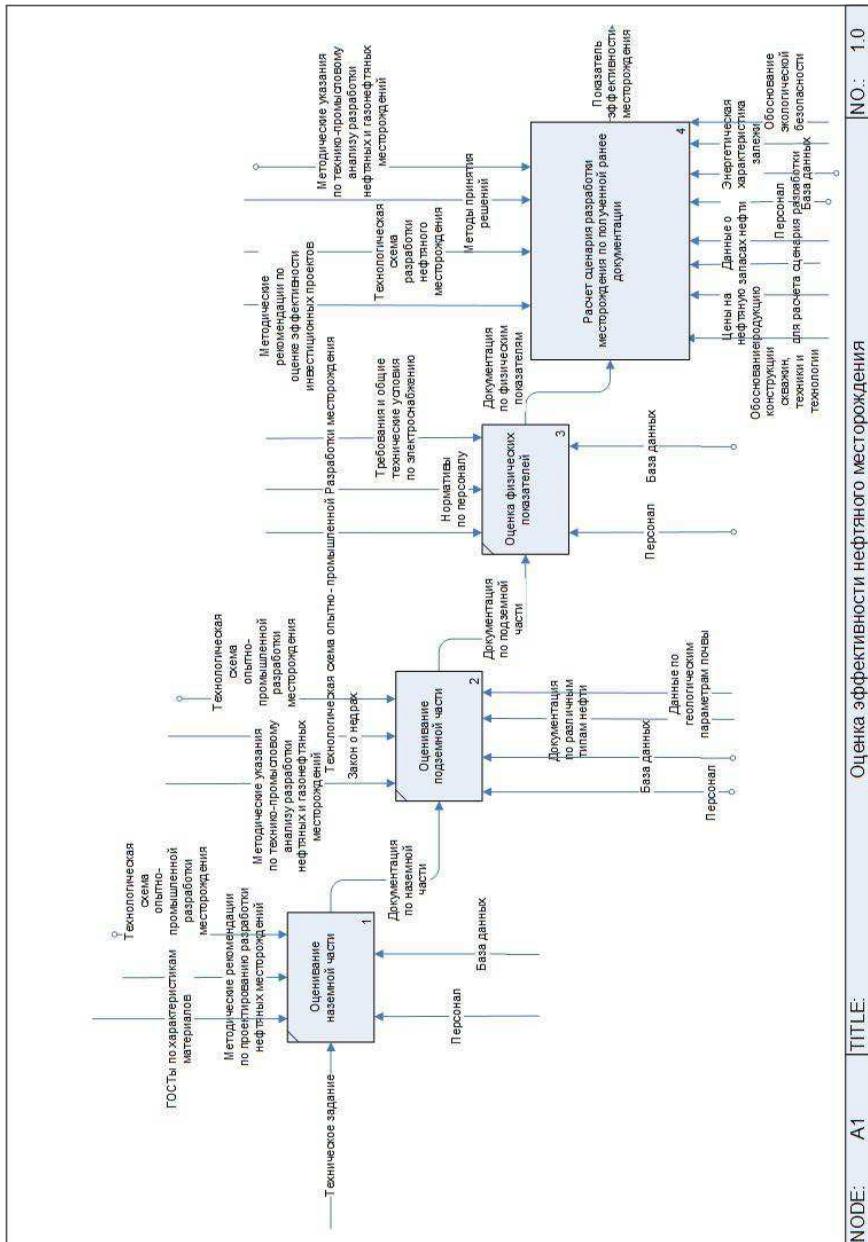


Рисунок 7 – Декомпозиция процесса «оценка эффективности месторождения»

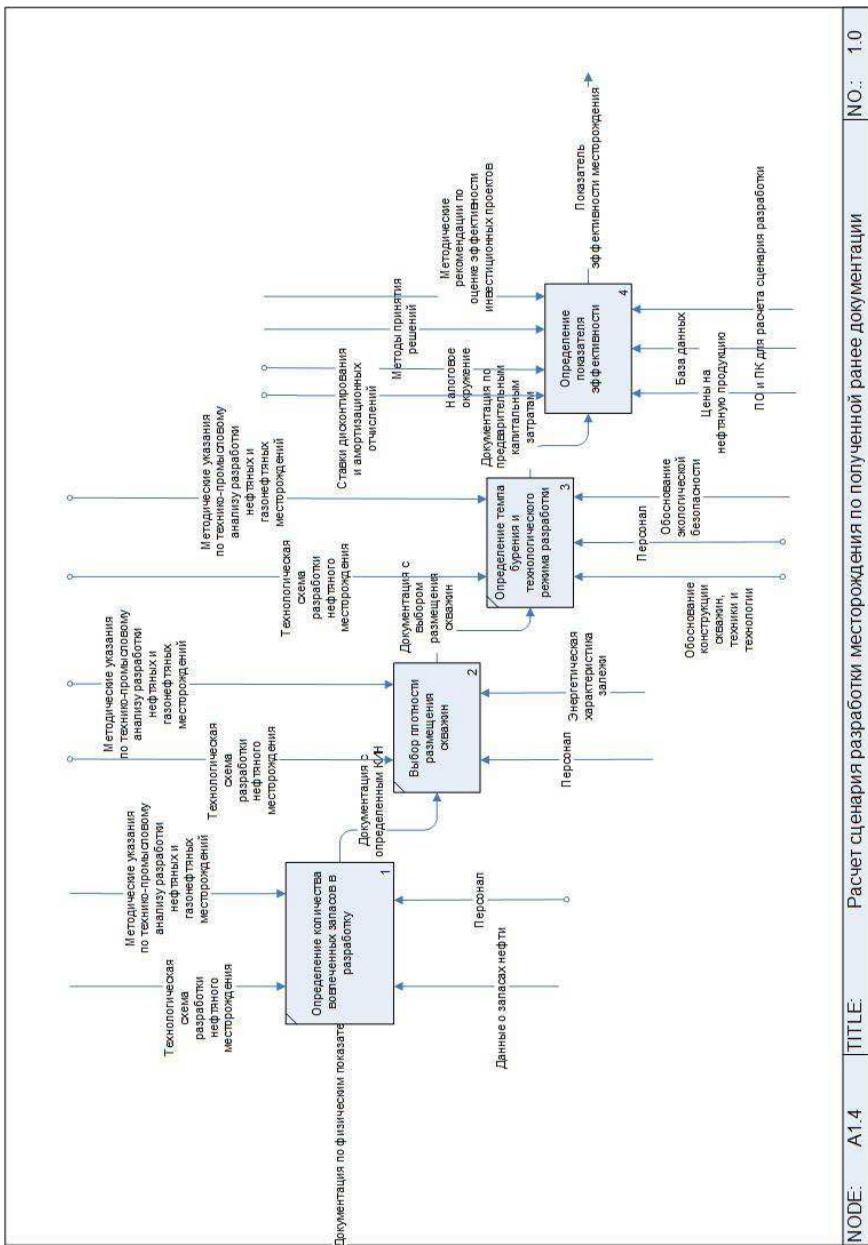


Рисунок 8 – Декомпозиция процесса «расчет сценария разработки

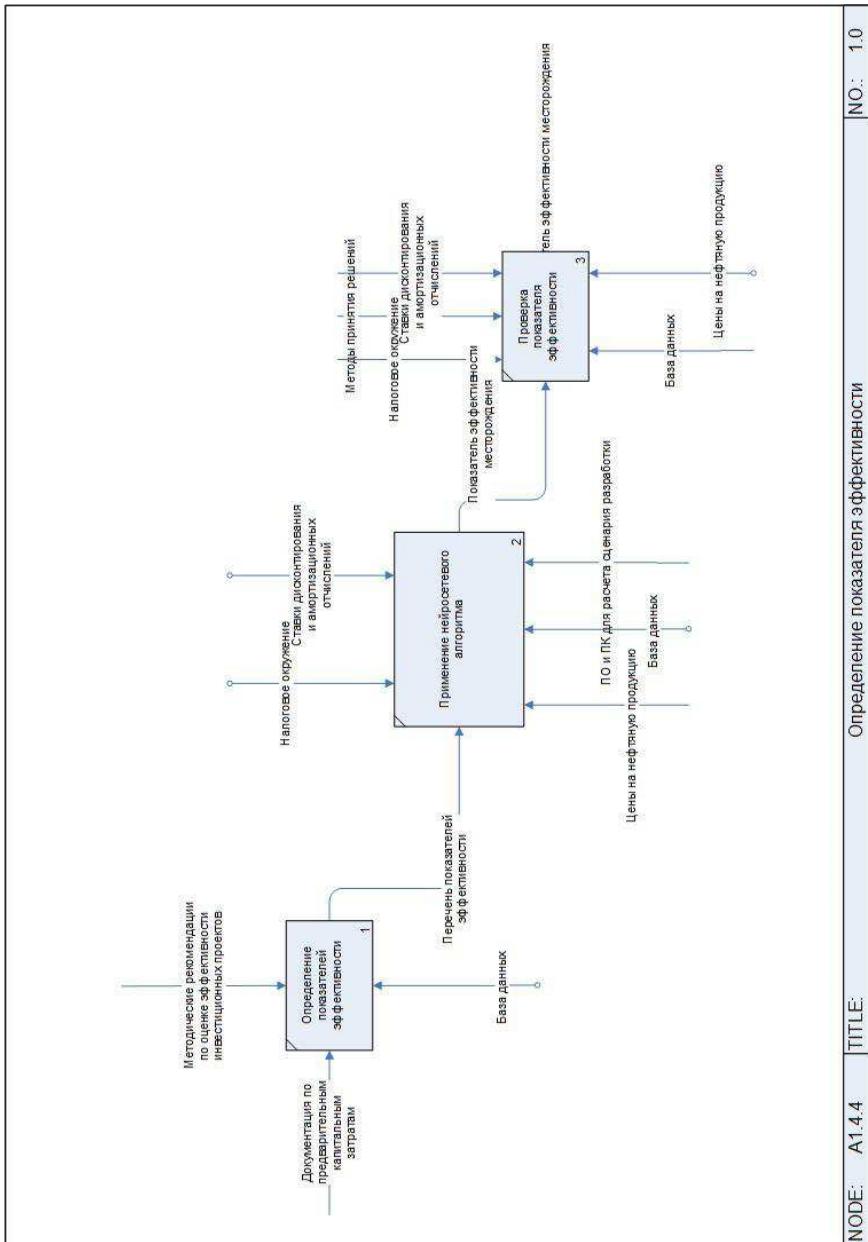


Рисунок 9 – Декомпозиция процесса «расчет сценария по полученным данным»

## **2. 2. Построение системы сбалансированных показателей проекта обустройства нефтяного месторождения в программном средстве Business Studio**

Сбалансированная система показателей (ССП) охватывает те сведения о предприятии, которые действительно важны для стратегического развития.

Слово «сбалансированная» означает взвешенность в трех составляющих:

- представление предприятия;
- вовлечение всех существенных структурных единиц;
- коммуникация со всеми сотрудниками.

ССП помогает решить следующие задачи:

- комплексная регистрация событий на предприятии и сведение их к понятным всем сотрудникам аспектам;
- измерение видения и вытекающих из него стратегических целей;
- объяснение всем сотрудникам стратегических целей;
- закрепление стратегии в повседневной жизни предприятия (т.е. в бюджете);
- адаптацию стратегий к изменяющимся условиям внешней среды [30].

Показатели ССП формируются в зависимости от стратегических целей каждой конкретной организации и поэтому индивидуальны для нее. Они представляют баланс между внешними отчетными данными для акционеров и клиентов и внутренними характеристиками наиболее значимых бизнес-процессов, инноваций, обучения и роста. Сама система представляет собой сочетание объективных, легко поддающихся количественному определению результатом и субъективных параметров будущего роста.

Главная цель ССП – трансформация стратегии организации в конкретные цели, показатели и в конечном итоге – действия (мероприятия) [31].

В основе системы сбалансированных показателей лежат три основных принципа:

- причинно-следственные связи;

- факторы достижения результатов;
- взаимосвязь с финансовыми показателями.

Четыре составляющих ССП позволяют достичь баланса между долговременными и краткосрочными целями, между желаемыми результатами и факторами их достижения, а также между жесткими объективными критериями и более мягкими субъективными показателями.

Первая составляющая – финансовая. Как правило, финансовые цели относятся к прибыльности и измеряются, например, операционной прибылью, доходностью занятого капитала или, как это было до недавнего времени, добавленной стоимостью. Альтернативными финансовыми целями могут быть быстрый рост объема продаж или генерирование потока наличности.

Вторая составляющая – клиентская. Сюда входят удовлетворение потребностей клиентов, сохранение потребительской базы, привлечение новых клиентов, доходность, а также объем и доля целевого сегмента рынка.

Третья составляющая – внутренних бизнес-процессов. Данная составляющая определяет те главнейшие внутренние бизнес-процессы, которые необходимо довести до совершенства.

Четвертая составляющая – обучения и развития персонала. Она определяет инфраструктуру, которую надлежит создать, чтобы обеспечить долговременные рост и совершенствование. Две предыдущие составляющие системы формулировали факторы, наиболее значимые для настоящего и будущего бизнес-процессов [32].

Стратегическими целями нефтяных компаний могут быть: сохранение лидерских позиций по операционным показателям, соответствие лучшим показателям мировых компаний по эффективности деятельности, повышение конкурентоспособности, рост добычи нефти, рост акционерной стоимости [33].

Если обобщить, то можно определить стратегическую цель нефтяной компании, как получение максимальной прибыли.

Для выбранной стратегической цели финансовую составляющую можно определить:

- рост дохода и расширение структуры деятельности;
- сокращение издержек и увеличение производительности.

Рост доходов и расширение структуры деятельности может быть достигнут за счет увеличения числа продаж.

На стадии устойчивого состояния снижение издержек способствует получению более высокой прибыли и повышению рентабельности инвестиций. Вероятно, самый простой путь уменьшения себестоимости — это сокращение операционных издержек. Сокращение издержек нефтедобывающих компаний может достигаться за счет уменьшения затрат на обустройство новых месторождений.

Рассмотрим далее клиентскую составляющую ССП.

Во-первых, одной из целей будет являться повышение эффективности разработки новых месторождений у нефтедобывающих компаний. Для того чтобы постоянно повышалась прибыль необходимо успешно разрабатывать и осваивать новые месторождения. Нефтедобывающие компании заинтересованы в достижении данной цели, так как снижаются общие издержки предприятия за счет уменьшения затрат и сроков на разработку.

Во-вторых, увеличение количества лицензий на добычу от государства будет так же являться целью. Так как на освоение каждого месторождения нефтяным компаниям нужно соответствующее разрешение, то от количества этих разрешений так же будут так же зависеть общие продажи и прибыль.

Третьей целью будет повышение частоты обращений к НИПИ и проектным институтам за счет улучшения их технологий оценки эффективности месторождений. Чем лучше технологии и ПО для оценки месторождения, тем дешевле будет сама оценка и тем выгоднее будет обращаться к сторонним организациям для выполнения этой оценки.

Рассмотрим составляющую бизнес-процессов:

- увеличение количества вовлечения геологических запасов в разработку;
- уменьшение времени расчета сценария;
- внедрение нейросетевого алгоритма.

К новым целям бизнес-процессов были добавлены ключевые показатели эффективности (КПЭ) вертикально интегрированных нефтяных компаний (ВИНК) [34, 35]:

- увеличение среднесуточного дебита;
- увеличение объема переработки;
- повышение коэффициента извлечения нефти;
- увеличение выхода светлых нефтепродуктов;

Данные КПЭ являются стандартными для нефтедобывающих компаний и от достижения данных целей зависит эффективность работы предприятия.

К составляющей обучения и развития можно отнести:

- увеличение количества новых технологий;
- объем инвестиций в НИОКР.

Итоговая стратегическая карта ССП представлена на рисунке 10.

Из рисунка видно, что от общего объема инвестиций зависит, как и увеличение количества новых технологий, так и все последующие, так как в погоне за уменьшением издержек и увеличением прибыли необходимо постоянно модернизировать свое производство.

Таким образом использование нейросетевого алгоритма может помочь объективно спрогнозировать уровень добычи или итоговый экономический эффект от разработки конкретного месторождения. Главным звеном к успешной работе с нейросетями является база данных, где показана взаимосвязь конкретных показателей. В третьей главе построим прогнозную модель на примере конкретного месторождения.

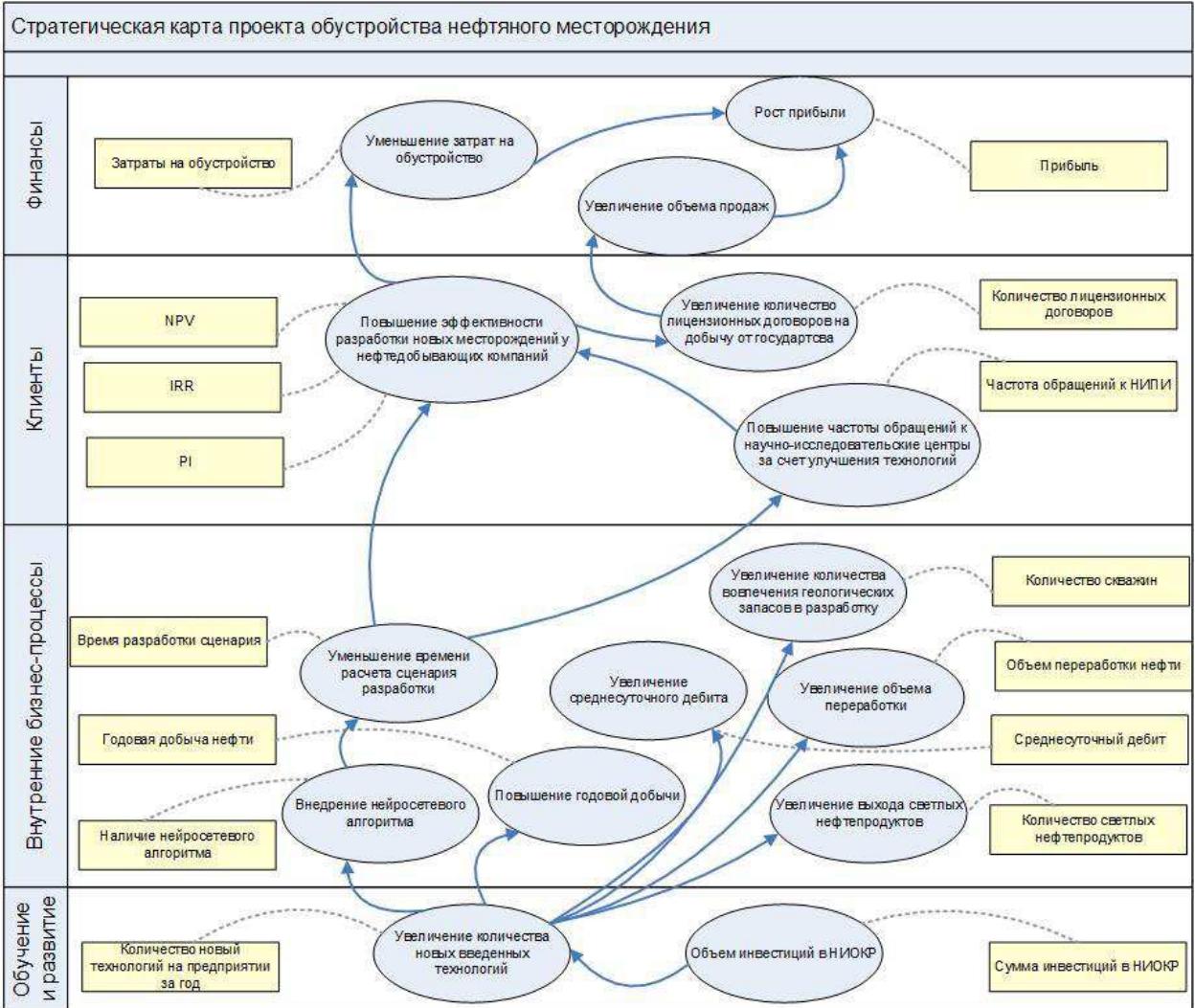


Рисунок 10 – Стратегическая карта проекта

### **3. Использование нейросетевого модуля в решении проблем нефтегазового дела**

#### **3. 1. История развития искусственных нейронных сетей**

В работе использована структурная модель прогнозирования временного ряда, а именно нейросетевой подход. Основными отличительными особенностями и преимуществами нейросетей будет параллельное выполнение обработки информации и возможность самообучаться и подстраиваться под изменения окружающей среды.

Первые математические компьютерные модели обработки получаемой информации мозгом были предложены в 1957 году американским ученым Френком Розенблаттом. Эти модели были названы перцепtronами. Данная сеть при обучении использовала сложение и вычитание, как основные действия. Спустя три года Розенблatt реализовал ее в нейрокомпьютере «Марк-1». Так с помощью данного компьютера, изменяя и подбирая правильные весовые коэффициенты, впервые можно было научить нейросеть определять, какая геометрическая фигура изображена на экране.

Настоящий прорыв произошел совсем недавно – в 2012 году. Разработанная в Торонтском университете, сеть AlexNet (рис. 11), одержала победу в конкурсе по распознаванию предметов на изображениях, причём сделала это с огромным отрывом. В сети содержится всего 7 скрытых слоев, 650 000 нейронов и 60 000 000 параметров, для обучения понадобилось две недели. Тренировка проходила около недели. Во время своей работы нейросеть ошиблась лишь в 16 % случаев. В сравнение, программа, которая заняла второе место ошибалась в 26 % случаев. Ну а человек делает лишь 5 % ошибок. Но главным была не победа с большим отрывом, а использование для своей работы обычного компьютера с двумя видеокартами NVIDIA [16].

2012  
Krizhevsky  
et al.



Рисунок 11 – сеть AlexNet [17]

По мнению многих учёных, происходит рост интереса к нейросетям. Например, есть несколько причин такого роста. Так, существует огромный и доступный каждому массив размеченных изображений и баз данных, по которым можно проводить обучение. Во-вторых, с помощью современных мощных видеокарт процесс обучения происходит в сотни раз быстрее, чем это было десятилетия назад. И в-третьих, существует множество готовых шаблонов нейросетей, благодаря чему нет необходимости заново долгое время готовиться к работе.

Нейрон – составная часть нейронной сети. В его состав входят элементы трех типов [37]:

- синапсы;
- сумматоры;
- функция активации.

Данную схему можно представить в виде графа (рис. 12).

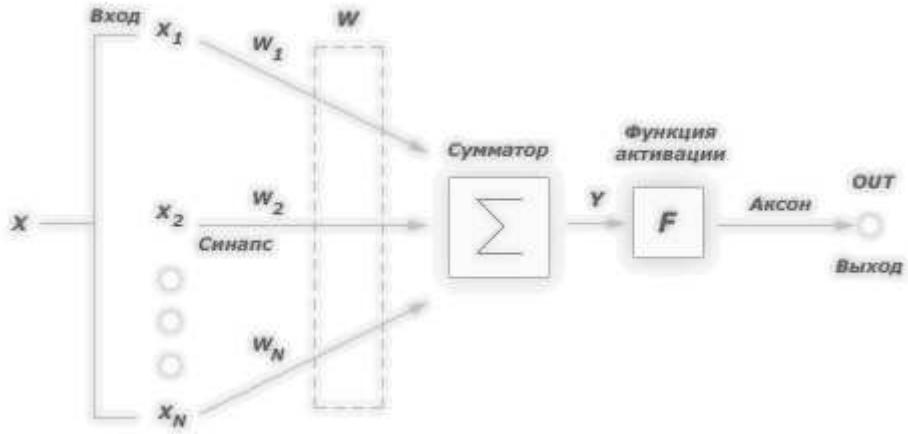


Рисунок 12 – Модель искусственного нейрона [36]

Сначала синапсы осуществляют связь между нейронами и умножают входной сигнал на весовой коэффициент. Этот коэффициент определяет, насколько сильны связи между синапсами. После чего происходит сложение сигналов, которые передаются по синоптическим связям от других нейронов с помощью сумматора.

С помощью нелинейного преобразователя преобразуются текущее состояние нейрона в выходной сигнал по нелинейному закону.

Математическая модель нейрона можно представить следующими формулами (2, 3):

$$S = \sum_{i=1}^n x_i * w_i + b \quad (2)$$

$$y = f(s) \quad (3)$$

где  $b$  – смещение (bias);

$w_i$  – вес синапса;

$s$  – результат суммирования;

$x_i$  – входной сигнал;

$y$  – выходной сигнал;

$N$  – число нейронов, подающих на вход;

$f$  – нелинейное преобразование.

Чтобы нейросеть работала удовлетворительно, нужно правильно подобрать весовые коэффициенты. Это считается самой сложной задачей при работе с нейросетью. Чтобы это сделать необходимо пройти процесс обучения – нахождение правильных весов для различных входных параметров. Успешное обучение нейросети – одно из важнейших правил, при котором работа нейросети максимально точна [37].

Чем же отличается машинное обучение от глубокого? Машинное обучение (рис. 13) является частью искусственного интеллекта. Этот метод использует алгоритмы для получения данных, изучения и последующего анализа данных. Его же мы можем наблюдать в персональных рекомендациях от Google или Facebook. Машинное обучение — это способность машин учиться на основе анализа данных и достигать искусственного интеллекта.



Рисунок 13 – Машинное обучение [38]

Глубокое обучение – это в свою очередь подмножество машинного обучения, или искусственный интеллект, который является причиной рабочих возможностей машин (рис. 14). Этот метод похож на машинное обучение в некотором контексте. Разница между этими двумя методами заключается в том,

что для машинного обучения необходимо некоторое руководство по выполнению задачи, в то время как глубокое изучение может обучиться самостоятельно без вмешательства программиста. Лучший пример глубокого обучения — автоматическая машина.



Рисунок 14 – Глубокое обучение [38]

Искусственные нейронные сети делятся на:

- однослойные;
- многослойные.

Однослочная структура нейронной сети – это структура взаимодействия нейронов, в котором сигналы со входного слоя сразу направляются на выходной слой, который не только преобразует сигнал, но и сразу же выдаёт ответ. Все нужные вычисления происходят в выходном слое, тогда как входной только принимает и распределяет сигналы. Входные нейроны являются объединёнными с основным слоем с помощью синапсов с разными весами, обеспечивающими качество связей.

Многослойная нейронная сеть кроме входного и выходного слоев обладает еще и несколькими скрытыми. Чем больше скрытых слоев имеет нейронная сеть, тем сложнее она становится. Многослойные ИНС могут быть намного более полезны, чем однослойные, так как в процессе перехода от предыдущего слоя к следующему, происходит обработка и распределение информации [39].

Следующим признаком, по которому можно поделить ИНС является настройка весов:

- в сетях с фиксированными весами весовые коэффициенты выбирается из условия задачи и перед запуском сети;
- в сетях с динамическими весами весовые коэффициенты настраиваются сами в процессе обучения.

По типу обучения искусственные нейронные сети можно разделить на:

- обучение с учителем;
- обучение без учителя.

Обучение с учителем подразумевает под собой, наличие целевого вектора для каждого входного аргумента, по которому определяется требуемое выходное значение. Пара таких входных и выходных показателей называется обучающей парой. Чем их больше, тем точнее происходит обучение. При таком обучении веса изменяются в соответствие с алгоритмом, который стремится свести ошибку к минимуму. Так обучающие векторы вычисляются последовательно и веса подстраиваются для каждого входного вектора, пока ошибка не достигнет необходимого уровня.

При обучении без учителя нейросети не нужен целевой вектор для выхода и не сравнивается с заранее определенными идеальными ответами. Обучающий массив состоит только из входных аргументов. Процесс обучения происходит так, что веса сети подстраиваются так, чтобы сопоставление близких по значению входных значений давало близкие по значению выходные.

В обучении нейросетей выделяют два этапа:

- прямое распространение ошибки;
- обратное распространение ошибки.

При методе прямого распространения ошибки происходит некое предсказание полученного ответа. И во время обратного распространения ошибка между предсказанным и полученным ответом сводится к минимуму.

Ошибка может быть найдена путем прогона через нейросеть всех статистических показателей и сравнения желаемых с полученными

результатами. Все эти разности суммируются и на выходе получается функция ошибки, которая и есть ошибка сети.

Функция, которая минимизирует ошибку в процессе подгонки модели называется функцией потерь. Она определяет, насколько правильно работает нейросеть при входных значениях, с данными весами и смещениями. Главная её цель – максимально уменьшить ошибки между реальными и полученными ответами.

Чаще всего применяется функция наименьших квадратов или среднеквадратичное отклонение (4). Одним из свойств данной часто используемой функции является высокая чувствительность к наличию выбросов.

$$l(y, y') = (y' - y)^2 \quad (4)$$

где  $y$  – значение на входе;

$y'$  – значение на выходе.

По типу входных данных ИНС можно поделить на:

- аналоговые;
- двоичные.

Аналоговая информация представляет собой действительные числа, тогда как двоичная – нули и единицы.

По видам архитектур нейронных сетей можно разделить на:

- нейронные сети прямого распространения (feed forward neural networks, FFNN);
  - радиально-базисные функции (radial basis function, RBF);
  - нейронная сеть Хопфилда (Hopfield network, HN);
  - свёрточные нейронные сети (convolutional neural networks, CNN);
  - рекуррентные нейронные сети (recurrent neural networks, RNN) [41].

Нейронная сеть прямого распространения (рис. 15) – это классический тип нейронных сетей, где соединения между нейронами не формируют замкнутых циклов. Нейронные сети прямого распространения являются первым и

простейшим типом для проектирования классических нейронных сетей. В этой сети информация распространяется только в одном направлении (вперед) от входов через скрытые слои (если они есть) к выходам.

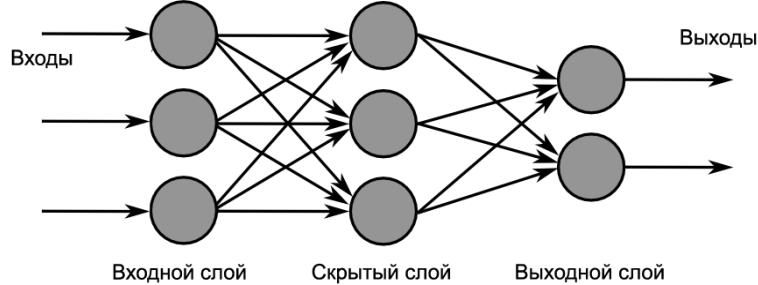


Рисунок 15 – Архитектура нейронной сети прямого распространения [37]

В нейронных сетях типа радиально базисных функций (рис. 16) присутствует скрытый слой, в основе которого лежат радиальные элементы и выходной слой, состоящий из линейных величин. Такие нейронные сети имеют довольно высокую скорость обучения из-за своего небольшого размера. Для радиально-базисных нейронных сетей чаще всего используют градиентный метод обучения.

К особенностям нейронных сетей данного типа можно отнести: всего один скрытый слой и нелинейная функция активации скрытого слоя.

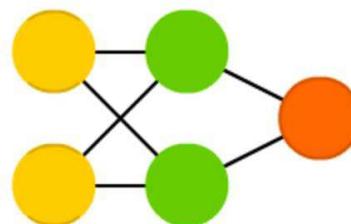


Рисунок 16 – Архитектура радиально-базисных функций [37]

Нейронная сеть Хопфилда (рис. 17) – нейронная сеть, матрица связей которой имеет симметричное строение. В отличие от нейронной сети прямого распространения в сети Хопфилда входом, скрытым слоем и выходом является

каждый узел. Сначала на него подается входная информация, затем в процессе обучения становится скрытым и после прохождения цикла обучения – выходом. Данную сеть обычно называют сетью с ассоциативным типом памяти. Суть ее обучения заключается в том, что сначала устанавливается величина нейрона по требуемому шаблону, после происходит вычисление весов, которые в процессе работы нейросети не меняются.

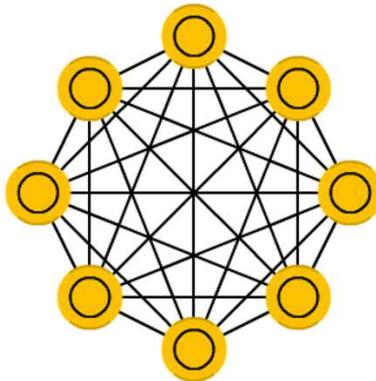


Рисунок 17 – Архитектура нейронной сети Хопфилда [37]

Среди других архитектур нейронных сетей сверточные (рис. 18) занимают особое место. Чаще всего они применяются при обработке и распознавании графических или аудио материалов. Принципом ее работы является «сканер», то есть при обработке изображения размером 100 x 100, сначала сеть будет считывать квадрат 10 x 10 с левого верхнего края, а затем двигаться на 1 пиксель и считывать новую ячейку. Это и будет входными данными, которые передаются через сверточные слои, внутри которых не все узлы соединены между собой.

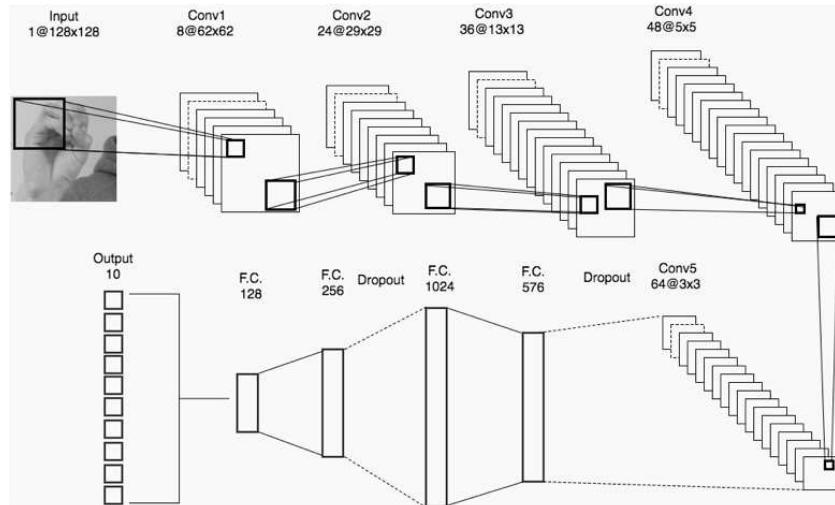


Рисунок 18 – Архитектура свёрточных нейронных сетей [37]

Последний тип нейросетей, которые рассмотрены в работе – рекуррентные нейронные сети (рис. 19). В них в скрытых слоях нейроны получают данные на вход с некоторой задержкой. Их особенностью является то, что сигнал может двигаться в обоих направлениях, то есть результат может возвращаться на вход и проходить процесс обучения снова. К минусам данной нейросети можно отнести низкую скорость обучения и проблему исчезающего градиента, что означает отсутствие хранения информации в слоях, благодаря чему с данным типом невозможно работать с учетом долгосрочной перспективы.

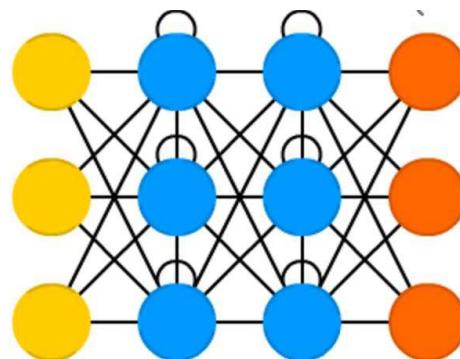


Рисунок 19 – Архитектура рекуррентных нейронных сетей [37]

Чаще всего в качестве функций активации используются следующие виды сигмоид (нелинейная функция, график которой похож на «S»):

– функция Ферми (5):

$$f(x) = \frac{1}{1+e^{-2ax}} \quad (5)$$

– рациональная сигмоида (6):

$$f(x) = \frac{s}{|s|+a} \quad (6)$$

– гиперболический тангенс (7):

$$f(x) = \tan \frac{s}{a} = \frac{e^{\frac{s}{a}} - e^{-\frac{s}{a}}}{e^{\frac{s}{a}} + e^{-\frac{s}{a}}} \quad (7)$$

где  $s$  – выход сумматора нейрона;

$a$  – произвольная константа.

### **3. 2. Современное состояние в области применения искусственных нейронных сетей**

Искусственные нейронные сети в последнее время вызывают повышенный интерес в различных областях науки: медицина, техника, экономика или геология. С их помощью решаются задачи прогнозирования, классификации, распознавания и удаленного управления параметрами.

На протяжении десятилетий учёные всего мира работают над созданием искусственного интеллекта, который мог бы сравниться с человеческим, а также превзойти его.

Так, одним из важнейших в истории развития искусственного интеллекта стали победы над человеком в шашки, шахматы и го (настольная игра, которая возникла в Древнем Китае и как ранее предполагалось, в нее невозможно было

выиграть искусственному интеллекту) 16 марта 2016 г. (компьютерной программой AlphaGo, которая была разработана британской компанией Google DeepMind).

Это стало возможным благодаря созданию ИНС, который ученые создали по аналогии с нейросетями живых организмов.

В последнее время искусственные нейронные сети стали популярными моделями для классификации, кластеризации, распознавания образов и прогнозирования во многих дисциплинах. ИНС являются одним из типов моделей для машинного обучения и стали относительно конкурентоспособными по сравнению с стандартными регрессионными и традиционными моделями относительно их полезности. В настоящее время искусственный интеллект (в который входят: машинное обучение, нейронные сети, глубинное обучение, робототехника), информационная безопасность, большие массивы данных, облачные вычисления, интернет и судебная медицина – наиболее интересные отрасли для изучения.

Полное применение искусственных нейронных сетей может быть оценено с учетом таких факторов анализа, как точность, скорость обработки данных, задержка, производительность, отказоустойчивость, объем, масштабируемость и сходимость. Огромный потенциал искусственных нейронных сетей – это высокая скорость обработки, обеспечивающая параллельную реализацию, что сильно потребность в исследованиях в данной области.

ИНС способны решать проблемы в сельском хозяйстве, науке, медицине, образовании, финансах, управлении, безопасности, инженерии, розничной торговле и искусстве. Включая проблемы в производстве, транспорте, компьютерной безопасности, банковском деле, страховании, управлении недвижимостью, маркетинге, энергетике и те проблемы, которые не могут быть решены с помощью вычислительных возможностей традиционных процедур и обычной математики. Несмотря на широкое применение искусственных нейронных сетей, существует возрастающая необходимость в решении проблемы принятия системного подхода на этапе разработке искусственных

нейронных сетей для повышения ее эффективности. Например, подход к рассмотрению основных факторов и при выборе набора данных (размер, объем, малые, большие и другие), точность данных, исходное положение, стандартизация данных, типы входных данных, разделение данных и предварительная обработка данных, проверка соответствий и методы вывода.

В области разработки ИНС лидирующее положение занимают:

- Google (DeepMind, AlphaGo, и Google Brain);
- Microsoft (Microsoft Research);
- IBM;
- Facebook (Facebook AI Research).

Так, ещё одним не менее значимым успехом в области искусственных нейронных сетей является суперкомпьютер компании IBM – Watson (назван в честь основателя IBM Томаса Дж. Уотсона).

Компания IBM применяет разработанные технологии Watson в следующих направлениях:

- образование. Школы в США тестируют Teacher Advisor with Watson – когнитивный инструмент, который предлагает советы по улучшению учебных планов и персонализации программ обучения;
- наука. Компания Johnson & Johnson использует Watson для того, чтобы анализировать научную литературу;
- безопасность труда. Производитель прокатной стали North Star BlueScope Steel использует систему Watson Internet of Things, чтобы создать решения по защите рабочих в экстремальных ситуациях. Также рабочие будут носить устройства для сбора и обработки данных. При возникновении опасных для людей условий сведения будут сразу же отправляться руководству North Star;
- кибербезопасность. Если в одной части земного шара произошёл сбой или мошенничество, система Watson позволит предупредить других пользователей этой системы;

– медицина. Университет Северной Каролины и ещё 12 центров по изучению онкологических заболеваний используют Watson для анализа ДНК пациентов, чтобы затем вырабатывать персонализированные методики лечения.

Однако, учёные отмечают, до того момента, когда нейросети смогут превзойти человека во всех областях, а не только в логических играх пройдет еще много времени.

В России также технологии ИНС успешно внедряются, например:

- ПАО «Банк УРАЛСИБ» использует нейросети для анализа данных клиентов;
- МТС;
- «М.Видео» для оптимизации клиентского сервиса с выдачей персональных рекомендаций;
- «Альфа Страхование» при определении риска мошенничества при страховом случае.

В промышленном секторе, например, инструменты Yandex Data Factory помогают при выплавке стали. Чтобы сталь была однородна по составу вводятся специальные добавки.

Этим обычно занимаются специально обученные технологии. Но, поскольку на таких производствах собирается много информации о поступающем сырье, применяемых добавках и результате, эту информацию с большей эффективностью способна обработать нейросеть. По данным Яндекса, внедрение нейросетей позволяет на 5% сократить расходы дорогих ферросплавов.

Аналогичным образом нейросеть способна помочь в переработке стекла. Использование технологий машинного обучения позволит значительно сократить издержки [41].

Металлургические, химические и нефтеперерабатывающие предприятия собирают и хранят терабайты информации о ходе и результатах технологических процессов. Современные алгоритмы искусственного интеллекта могут находить скрытые зависимости в собранных данных, при этом делают это лучше и быстрее

человека, раскрывая нереализованный потенциал повышения операционной эффективности и помогая принимать оптимальные решения.

В России разработан программно-аппаратный комплекс на основе нейросетей для контроля ремонта нефте- и газопроводов. Авторами идеи выступили исследователи Сибирского федерального университета (СФУ), расположенного в Красноярске.

Новый отечественный комплекс позволит не только осуществлять контроль над процессом ремонта систем трубопровода, но также повышать его эффективность. Принцип работы изобретения российских ученых заключается в отслеживании в реальном времени показаний, используемых при ремонте трубопровода приборов. На основе этих данных нейросети и могут управлять процессами пайки и сварки

Опытный образец программно-аппаратного комплекса, построенный на специальном стенде, пригоден к использованию исключительно в нефтегазовой отрасли. Тем не менее, специалисты СФУ уверены, что общий принцип работы комплекса и технологии, реализованные в нем, вполне применимы и в других сферах промышленности [42].

В России, помимо нейросетей для контроля за качеством ремонта трубопровода, существуют и другие виды искусственного интеллекта, используемого в нефтяной отрасли. Так, в августе 2018 г. Отечественный стартап «Химтех» создал технологию OptimEase для управления нефтехимическими установками при помощи ИИ и машинного обучения.

В OptimEase сочетаются и одновременно работают два компонента: термодинамическая модель и предсказательная статистическая модель. В рамках реализации конкретного проекта термодинамический модуль OptimEase настраивается для существующей нефтехимической установки – устройства, предназначенного для переработки нефти, задействованного на НПЗ (нефтеперерабатывающем заводе), чтобы учитывать все нюансы оборудования установки и каталитической системы, аспекты технологических соединений и

специфику систем управления. Это помогает точно описать параметры рабочего режима и характеристики продуктов.

Использование решения позволяет повысить производительность установки, выход готового продукта и его качество с одновременным снижением расхода энергоресурсов и потери продукта. По подсчетам разработчиков, внедрение OptimEase на стандартную установку мощностью 7 млн тонн в год даст возможность повысить производство дизельного топлива на 0,83%, а также снизить расход энергоресурсов на 5,3%. Ожидаемый суммарный экономический эффект от внедрения – \$3,94 млн в год [43].

В феврале 2019 г. «Газпром нефть» сообщила о намерении использовать искусственный интеллект и машинное обучение для цифрового моделирования месторождений. Речь идет о цифровом моделировании пластовых течений с помощью машинного обучения. Благодаря этому решения по разработке месторождений, от которых зависит расходование значительных сумм, можно будет принимать быстрее и точнее.

Помощь «Газпром нефти» в этом оказал Сколковский институт науки и технологий («Сколтех»), специалисты которого в рамках этого проекта разработали «универсальные» алгоритмы мета-моделирования пластовых течений. По словам ученых, эти алгоритмы работают в несколько сотен раз быстрее по сравнению с классическим гидродинамическим моделированием углеводородных залежей [44].

На сегодняшний день применение искусственного интеллекта в нефтегазовой отрасли можно разделить на:

- геологоразведка;
- добыча;
- стратегическое планирование.

Использование ИНС в геологоразведке позволит более эффективно интерпретировать данные сейсмических исследований и разведочного бурения. Подобный подход позволит сократить количество пробуренных скважин и

проводимых тестов для определения характеристик месторождений, что будет способствовать экономии денежных средств и временных ресурсов.

Концепция «интеллектуального месторождения» позволяет получить информационные технологии, которые могут выполнять следующие решения (рис. 20).

В технологиях нефтегазовой промышленности на сегодняшний день активно развивается такое направление, как «умные скважины», «умные месторождения», «интеллектуальные месторождения». Компания Royal Dutch Shell совместно с ПАО «Газпром нефть» активно использует данные технологии на месторождении «Салым Петролеум» в Западной Сибири.



Рисунок 20 – Интеллектуальное месторождение [45]

Такие технологии позволяют удаленно управлять объектами нефте- и газодобычи. За счет автоматизации процесса уменьшаются издержки и увеличивается объем добычи нефти [46].

Дополнительной сферой применения ИНС в нефтегазовом деле можно назвать прогнозирование цен на нефть и газ. Применение ИИ в данном вопросе позволит учитывать поведение общества и другие человеческие ресурсы, где традиционные экономические модели не справляются [45].

### **3. 3. Пример использования нейросетевого модуля для прогнозирования паводковых ситуаций в Красноярском крае**

Убедиться в эффективности использования нейросетевого прогнозирования можно на примере прошлой выпускной квалификационной работы «Прогнозирование наводнений с использованием нейросетевого моделирования. Технико-экономическое обоснование». Ее целью было – составление прогноза паводков с помощью нейросетей и разработка технико-экономического обоснования внедрения исследуемого метода прогнозирования в практику МЧС.

Как уже говорилось ранее, для успешного прогноза нужна объемная база данных, на основе которой нейросеть будет обучаться и строить свой прогноз. В работе массив данных составлялся вручную с помощью сайта gr5.ru. Там находится наиболее полный архив погоды по всем станциям России, начиная с 2005 года. Отбирались данные с 2008 по 2015 год за апрель, май и июнь, так как именно в эти месяцы чаще всего происходят затопления (в апреле и мае – заторные, в июне – дождевые).

В качестве показателей были выбраны:

- количество осадков;
- уровень снега;
- температура (для определения вида осадков);
- высота заторов.

Выходным параметром служило значение, по которому определялось будет паводковая ситуация или нет.

Так как в данном примере присутствует 729 строчек (около 2000 ячеек данных), то процессы обучения, тестирования и прогноза не заняли больше трех минут. Подробные результаты работы нейросети приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты работы нейросети

Информация нейросети	Наименование БД	ЧС Паводки
	Конфигурация нейросети	PNN Category Predictor
	Местоположение	This Workbook
	Входные показатели	4 (высота снежного покрова, Количество осадков, Температура, Уровень заторов)
	Выходной показатель	Numeric Var. (результат)
Обучение	Количество значений	550
	Время обучения	0:01:48
	Количество пробных	61
	Процент плохого прогноза	0,3636%
	Отклонение	0,04891%
Тестирование	Количество значений	137
	Процент плохого прогноза	2,1898%
	Отклонений	0,1509%
Прогноз	Количество значений	40
Набор данных	Имя	ЧС Паводки
	Количество строк	729
Процент влияния, %	Уровень заторов	49,02
	Количество осадков	48,84
	Высота снежного покрова	2,02
	Температура	0,09

Итоговая правильность прогноза составила около 95%, что является весьма точным результатом.

## **4. Построение модели прогнозирования с помощью нейросетевого подхода**

### **4. 1. Выбор и обоснование нейросреды для реализации**

Программные средства, в которых происходит процесс создания и работы с нейросетями, называются нейропакетами. В них входят элементы моделирования, средства обучения с возможностью добавления собственных и графический интерфейс для визуализации работы нейросети. Каждое такое ПО должно выполнять процесс формирования входных данных, с дальнейшим обучением и тестированием, до получения удовлетворительного результата.

Модели нейронных сетей формируются моделями формальных нейронов и синапсами.

Зачастую в нейропакетах возможно задание разных типов данных и размерности входных и выходных сигналов в зависимости от решаемой задачи.

На вход могут подаваться числа, изображения, распределения значений, а типом входных данных – числа на заданном диапазоне: целые или действительные, бинарные или биполярные.

Выходом может являться целое или действительное число.

В большинстве существующих нейросред правильность составления прогноза определяется с помощью среднеквадратичного отклонения. Это наиболее простая и удобная к визуализации функция ошибки. Также в некоторых нейропакетах есть возможность самостоятельного выбора функции ошибки.

Реализуемые в нейропакетах алгоритмы обучения НС делятся на 3 группы [41]:

- градиентные;
- стохастические;
- генетические.

В градиентном методе используется градиент для вычисления ошибки (8):

$$\nabla = \frac{\partial E}{\partial x} \vec{i} + \frac{\partial E}{\partial y} \vec{j} + \frac{\partial E}{\partial z} \vec{k} \quad (8)$$

где Е – ошибка нейросети.

Стохастические методы обучения выполняют псевдослучайные изменения величин весов, сохраняя те изменения, которые ведут к улучшениям. К данному методу можно отнести Больцмановское обучение или обучение Коши.

Генетические алгоритмы используются для решения оптимизационных задач с помощью метода эволюции – отбор из множества решений наиболее подходящего. Этот вид алгоритма применяется, как альтернатива методу обратного распространения ошибки.

Критерии остановки при обучении нейросетей:

- значение функции ошибки достигает заданного;
- удачно решаются все примеры обучающей выборки (обучение – итерационная процедура).

В работе рассматриваются следующие программные средства для работы с нейросетями:

- NeuroSolutions [47];
- BrainMaker [48];
- NeuralTools [49].

Данные программы были выбраны, так как они наиболее популярные из тех, какие предоставляют работу с базой данных на базе Excel. Это позволяет упростить работу с внесением данных и сконцентрироваться на обучении сети.

С помощью такого популярного средства, как NeuroSolution можно использовать не только традиционные виды нейросетей, в виде полносвязных или многослойных парадигм, но и полностью с нуля создавать свои собственные благодаря мощному редактору. Кроме того, с помощью данного редактора можно создавать свои собственные критерии и алгоритмы обучения, что при высоком уровне понимания работы нейросетей, позволяет лучше их обучить, а значит и получить более точные результаты.

Пакет реализуется в системе Windows. Помимо этого, NeuroSolution обладает генератором исходного кода, что позволяет вводить внешние модули, написанные на языке программирования C++. Все это выделяет данный нейропакет среди других, так как его можно при желании модифицировать и подгонять под свои нужды.

К недостаткам пакета относится, что в программу встроено изначально довольно малое количество критериев обучения, что вынуждает пользователя при подключать внешние модули [47].

NeuroShell 2 является универсальным нейропакетом для работы с наиболее известными видами нейросетей: многослойные сети или сети Кохонена.

У данного пакета много маленьких недостатков, которые вместе довольно сильно портят впечатление о ПО. Так к одним из них можно отнести слабо продуманный пользовательский интерфейс. Также в процессе обучения нейросети приходится переключаться из одного режима в другой, что неудобно в использовании.

Для NeuroShell свойственна прямая последовательность действий при работе с нейронной сетью. Из-за этого данное ПО удобное для начинающих пользователей. Однако для того, чтобы внести небольшое изменение приходится выполнять заново всю последовательность действий.

Выборка для процесса обучения формируется довольно просто, но из-за слабо продуманного интерфейса нужно выполнить много лишних действий.

NeuralTools использует интерфейс Excel, поэтому научиться работать с программой будет очень легко.

Функция динамического прогнозирования автоматически пересчитывает прогноз при изменении входных данных в режиме реального времени.

ПО имеет очень высокую скорость построения прогноза и вывода результатов, что в купе с автоматическим обновлением выходов позволит очень быстро строить новые прогнозы при минимальных затратах по времени.

Присутствует возможность добавления новых входных данных к старому прогнозу для усовершенствования его.

NeuralTools благодаря своим широким аналитическим возможностям, позволяет выводить более полные отчеты по прогнозам.

Удобная работа с набором данных, пометка каждого показателя своим тегом и сохранение набора для последующего использования ещё больше упрощает и ускоряет работу с ПО.

Итоговое сравнение характеристик ПО представлено в таблице 3.

Таблица 3 – Сравнение характеристик ПО

	Neurosolution	NeuralTools	NeuroShell 2
Простота использования	Средняя сложность. Необходима хорошая теоретическая база. Непривычная терминология, примененная разработчиками и отсутствие русского языка	Прост в использовании, достаточно общих знаний о нейронных сетях	Прост в использовании, достаточно общих знаний о нейронных сетях
Возможность аналитики	+	+	-
Возможность выбора скрытых слоев	+	+ (максимум – 2)	+
Архитектуры нейросетей	Может быть задана самим пользователем	Многослойный персепtron, сеть радиально-базисных функций	Рекурентные сети, многослойный персепtron, Кохонена, сеть радиально-базисных функций
Алгоритмы обучения	Подключаются, как внешние модули	Градиентные, Стохастические, Генетические	Градиентные, Стохастические, Генетические
Вид интерфейса	Основа – Microsoft Excel	Основа – Microsoft Excel	Слабо продуманный, прямая последовательность действий
Работа с базой данных	BMP, текстовые файлы с числовыми или символыми данными.	BMP, текстовые файлы с числовыми или символыми данными.	Встроенные конверторы для чтения данных в текстовом и бинарном форматах

Исходя из всего вышеперечисленного рекомендуется использовать для прогнозирования наводнений NeuralToolsProfessional из-за его простоты и быстродействия.

#### **4. 2. Обоснование выбранных показателей для расчета эффективности**

Для получения высокой прибыли нефтегазовым компаниям необходимо постоянно разрабатывать новые месторождения. Но каждое месторождения является уникальным и на его освоение приходится тратить огромные суммы денег. Это осложняется тем, что большинство неразведанных месторождений находятся в труднодоступных местах и требуют больше ресурсов для их освоения.

У нефтедобывающих компаний, давно работающих на рынке, имеется огромный опыт разработки месторождений и, благодаря этому, имеется постоянно обновляемая база данных со множеством параметров, которые влияют на итоговую эффективность обустройства месторождения. Нефтегазовые компании, как в России, так и за рубежом вводят в свою практику различные интеллектуальные технологии, среди которых особое внимание заслуживает комплекс «умного» месторождения. К его достоинствам относят: оценка сценариев разработки, добычи и производственных ситуаций, снижение капитальных и эксплуатационных издержек и оптимизация технологических операций.

Для формирования базы данных были выбраны три следующих месторождения, осуществляющие свою деятельность на территории России:

– Приобское месторождение. ООО «Газпромнефть-Хантос» осуществляет свою деятельность на территории Ханты-Мансийского автономного округа. У общества имеется три лицензии на право пользования недрами для геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья.

Приобское месторождение – одно из крупнейших нефтяных месторождений в России. Оно находится в Ханты-Мансийском автономном

округе. Открыто в 1982 году. Месторождение разделено рекой Обь на левый и правый берега. Освоение левого берега началось в 1988 году, а правого – в 1999 году. Приобское месторождение занимает одну из лидирующих позиций по среднесуточной добыче нефти в России.

Приобское нефтяное месторождение удаленное и труднодоступное. Ему присуще сложное геологическое строение песчаных тел по разрезу и площади. Для коллекторов характерна низкая песчанистость и проницаемость. Промышленная нефтеносность установлена в неокомских пластах группы АС, где сосредоточено 90 % разведанных запасов;

– Ван-Ёганское месторождение. Оно расположено в Ханты-Мансийском АО. Открыто в 1974 году. По виду пользования: распределенный фонд и относится к типу уникальных месторождений. Разработкой занимается ПАО «НК «Роснефть». По размеру запасов – крупное;

– Ванкорское месторождение. Находится в Туруханском районе в составе Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Было открыто в 1988 году. После приобретения «Англо-Сибирской нефтяной компании» в 2003 году ПАО «НК «Роснефть» получила лицензию на разработку месторождения. Эксплуатационное бурение началось в 2006 году и с тех пор проект является самым масштабным и затратным для «Роснефти».

Запасы нефти, которые находятся в пласте разделяются на несколько категорий: А, В, С1 и С2.

Категория А – запасы, которые находятся в промышленной разработке, так как уже детально изучены эксплуатационным и разведочным бурением.

Категория В – запасы, которые находятся в опытно-промышленной эксплуатации и изучены только разведочным бурением.

К категории А относятся запасы, детально изученные разведочным и эксплуатационным бурением и находящиеся в промышленной разработке.

К категории В – запасы, изученные разведочным бурением или находящиеся в опытно-промышленной эксплуатации.

К категории С1 – запасы по новым залежам, нефтегазоносность которых установлена на основании благоприятных показателей геологоразведки, а также запасы части залежи, примыкающей к площадям с запасами категории В.

К категории С2 относятся запасы в известных нефтегазовых провинциях по разведенным месторождениям на неразведенных перспективных участках, примыкающим к запасам более высоких категорий, а также по вскрытым пластам, нефтегазоносность которых установлена по данным промыслового-геофизических исследований, или на новых площадях, условия залегания залежей в пределах, которых определены достоверными для данного района методами геологических и геофизических исследований.

Теперь рассмотрим основные геолого-физические показатели, по которым можно охарактеризовать данное месторождение.

Давление насыщения можно определить, как максимальное значение давления, при котором в процессе изотермического расширения из нефти начинает выделяться газ. Давление насыщения зависит от соотношения растворенного газа и объемов нефти, состава и температуры в пласте. При увеличении плотности нефти этот параметр увеличивается. Так же при увеличении количества компонентов в газе, которые плохо растворяются в нефти, происходит увеличение давления насыщения. Особенно высоким давлением насыщения характеризуются нефти, в которых растворено значительное количество азота. С понижением температуры давление насыщения может значительно увеличиваться [50].

Вязкость нефти характеризует ее подвижность или текучесть, легкость проходимости по трубопроводам, и является основной характеристикой парафиновой нефти и темных нефтепродуктов.

Вязкость нефти зависит от пластового давления, температуры и количества газа, растворенного в нефти [51].

Коэффициент расчлененность является важнейшим показателем макронеоднородности разреза. Он выражает вертикальную неоднородность объекта разработки. Данный показатель определяется путем подсчета числа

прослоев – коллекторов в разрезе скважины. Так по объекту суммируют значения проницаемых прослоев по всем скважинам, а затем делят на число скважин (9):

$$K_p = \frac{\sum l}{n} \quad (9)$$

где  $K_p$  – коэффициент расчлененности разреза;

$l$  – число прослоев-коллекторов в каждой скважине;

$n$  – число скважин.

Коэффициент песчанистости – это отношение эффективной толщины продуктивного пласта к его общей толщине.

$$K_{\text{пес}} = \frac{H_{\text{эф}}}{H_{\text{общ}}} \quad (10)$$

где  $K_{\text{пес}}$  – коэффициент песчанистости;

$H_{\text{эф}}$  и  $H_{\text{общ}}$  – эффективная и общая толщина пласта соответственно.

Совместное использование коэффициентов расчлененности и песчанистости позволяет составить представление о макронеоднородности разреза. Чем больше коэффициент расчлененности и меньше коэффициент песчанистости, тем выше макронеоднородность объекта [53].

Следующим геофизическим показателем пласта является коэффициент пористости. Пористость породы-коллектора – это наличие в ней пустот, которые находятся между зернами. Коэффициент пористости представляет собой отношение объема трещин (пор) к геологическому объему породы и выражается в процентах или долях единицы.

Коэффициент нефтенасыщенности является одним из основных показателей при подсчете балансового запаса нефти. По нему можно определить, отношение объема нефти в образце породы к суммарному объему пор в этом же образце [53].

По данным геолого-физическими характеристикам можно составить общее представление о конкретном месторождении.

По выбранным месторождениям были собраны показатели следующих пластов [54, 55, 56]:

- Приобское ( $AC_{10}$ ,  $AC_{10}^{1-2}$ ,  $AC_{11}$ ,  $AC_{11}^1$ ,  $AC_{11}^{2-4}$ ,  $AC_{12}^2$ ,  $AC_{12}^{3-4}$ );
- Ванкорское (Як-III-VII, Нх-I, Нх-III-IV, Сд-IX);
- Ван-Ёганское (АБ, БВ<sub>3</sub>, БВ<sub>5</sub>, БВ<sub>6</sub><sup>1</sup>, БВ<sub>7</sub>, БВ<sub>8</sub><sup>2</sup>).

Так как со временем геолого-физические показатели пласта остаются неизменными, то каждый год в итоговой базе данных они будут дублироваться. Значения данных параметров размещены в таблице 5.

Значения показателей добычи нефти и количества запасов категорий А+В<sub>1</sub>+С<sub>1</sub> и В<sub>2</sub>+С<sub>2</sub> в миллионах тонн по годам представлены в приложении А. Данные были собраны из отчетов министерства природных ресурсов и экологии РФ «О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов РФ» [57].

Таблица 4 – Геолого-физические показатели пласта

	AC <sub>10</sub>	AC <sub>10</sub> <sub>1-2</sub>	AC <sub>11</sub>	AC <sub>11</sub> <sub>1</sub>	AC <sub>11</sub> <sup>2-4</sup>	AC <sub>12</sub> <sup>2</sup>	AC <sub>12</sub> <sup>3-4</sup>	Як-III-VII	Hx-I	Hx-III - IV	Cд-IX	АБ	БВ <sub>3</sub>	БВ <sub>5</sub>	БВ <sub>6</sub> <sup>1</sup>	БВ <sub>7</sub>	БВ <sub>8</sub> <sup>2</sup>
Давление насыщения, Мпа	9,2	10,1 <sub>7</sub>	11,2	8,98	9,46	10,88	10,23	15,9	25,4	27,1	23,7	13	14,1	16	14	17	18
Динамическая вязкость, мПа·с	1,6	1,58	1,47	1,61	1,54	1,53	1,5	8,9	0,7	0,7	2,7	1,49	1,53	1,51	1,48	1,38	1,42
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	1,72	3,25	1,52	9,3	1,69	9,4	2,88	17,7	7,5	17,5	6,3	7,24	7,2	5,4	7,1	6	9,1
Толщина пласта, м	10,2	66,1	20,3	47,3	235,3	26,7	72,8	25,4	23,8	26,1	28	28	20,9	17,4	26,7	15,3	28,6
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,51	0,47	0,63	0,53	0,28	0,4	0,49	0,49	0,42	0,4	0,49	0,71	0,43	0,63	0,47	0,83	0,85
Коэффициент пористости, доли ед.	0,18	0,18	0,17	0,18	0,18	0,18	0,18	0,27	0,19	0,21	0,24	0,3	0,23	0,25	0,23	0,26	0,22
Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.	0,6	0,71	0,57	0,67	0,67	0,68	0,7	0,61	0,48	0,54	0,53	0,74	0,73	0,65	0,59	0,67	0,74
Расчлененность, ед	1,8	10,5	2	6,1	4,5	3,3	9,3	5,3	4,8	9,40	3,90	16,8 <sub>6</sub>	5	7,91	12,1 <sub>8</sub>	9,77	11,7 <sub>6</sub>
Начальное пластовое давление, МПа	24,2	23,4	25	24,9	24,5	23	22,7	15,9	25,9	27,3	27,1	15,8	16	19	18	18,4	20

Так же, кроме геолого-физических показателей, в прогнозе будут использоваться финансовые показатели.

К нематериальным активам относятся права на использование объектов интеллектуальной собственности, геологоразведочные активы (геологическая информация о конкретном месторождении в ходе изучения и анализа недр) и лицензии на разработку месторождений.

Нематериальные поисковые активы – это право на проведение работ по оценке и поиску полезных ископаемых, результаты разведочного бурения и оценка экономической целесообразности добычи.

Материальные поисковые активы – те затраты, которые рассчитываются в процессе оценки и поиска месторождений и полезных ископаемых. К ним относят: здания и сооружения, оборудование и машины.

Основными средствами в бухгалтерском балансе называют земельный участок и объект природопользования, транспортные средства, оборудования и здания.

Денежными средствами и их эквивалентами называют те активы, которые быстро можно превратить в денежные средства. К эквивалентам относят: ценные бумаги, депозиты и вклады, с которых могут быть выведены средства.

Управленческие расходы – затраты, которые никак не связаны с производственным процессом, а идут на управление предприятием.

Рентабельность – экономический показатель, по которому можно определить, насколько эффективно используются основные ресурсы или по-другому, это прибыль от продаж в каждом рубле.

Также в прогнозе использовались показатели курс доллара к рублю и цена нефти марки Urals, руб / барр, их значения до 2004 года приведены в таблице 5 [58, 59].

Таблица 5 – Значения показателей курса и цены нефти

Год	Курс доллара к рублю, руб	Цена нефти марки Urals, руб / барр
2019г.	61,9	3936,22
2018г.	69,50	4865,70
2017г.	57,60	3054,53
2016г.	60,70	2543,33
2015г.	72,90	3734,67
2014г.	56,20	5485,12
2013г.	56,20	6062,86
2012г.	31,82	3516,75
2011г.	31,09	3399,69
2010г.	30,34	2372,59
2009г.	31,85	1944,76
2008г.	24,85	2345,84
2007г.	25,58	1772,44
2006г.	27,19	1884,00
2005г.	28,30	1431,98
2004г.	28,81	772,11

Все показатели, которые будут использоваться в прогнозе:

- добыча нефти, млн. т. (X1);
- запасы категории А+В<sub>1</sub>+С<sub>1</sub>, млн. т. (X2);
- запасы категории В<sub>2</sub>+С<sub>2</sub>, млн. т. (X3);
- давление насыщения, МПа (X4);
- динамическая вязкость, мПа\*с (X5);
- средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м. (X6);
- толщина пласта, м. (X7);
- коэффициент песчанистости, д. ед. (X8);
- коэффициент пористости, д. ед. (X9);
- коэффициент нефтенасыщенности, д. ед. (X10);
- расчлененность, ед. (X11);
- начальное пластовое давление, МПа (X12);
- нематериальные активы, млн. руб. (X13);
- нематериальные поисковые активы, млн. руб. (X14);
- материальные поисковые активы, млн. руб. (X15);
- денежные средства и денежные эквиваленты, млн. руб. (X16);

- управленческие расходы, млн. руб. (Х17);
- основные средства, млн. руб. (Х18);
- курс доллара к рублю, руб. (Х19);
- цена нефти марки Urals, руб. / барр. (Х20);
- выручка от продажи нефти и нефтепродуктов, млн. руб. (Х21);
- себестоимость, млн. руб. (У1);
- рентабельность продаж, %. (У2).

Значения финансовых показателей представлены в приложении Б [61].

Показатель У1 – себестоимость, то общие затраты на добычу нефти.

Показатель У2 – рентабельность продаж в модели прогноза выбран в качестве выходного параметра, то есть именно по нему будет приниматься решение о целесообразности разработки месторождения с предложенными входными параметрами. В данных используется рентабельность продаж, то есть процент прибыли от продаж в каждом рубле выручки. В случае неудовлетворительного значения данного показателя, рекомендуется пересмотреть и изменить значения входных значений.

#### **4. 3. Расчет эффективности месторождения с помощью нейронных сетей**

После формирования базы данных необходимо перевести ее в формат, с которым будет работать нейросеть и выбрать тип переменных (рис. 21).

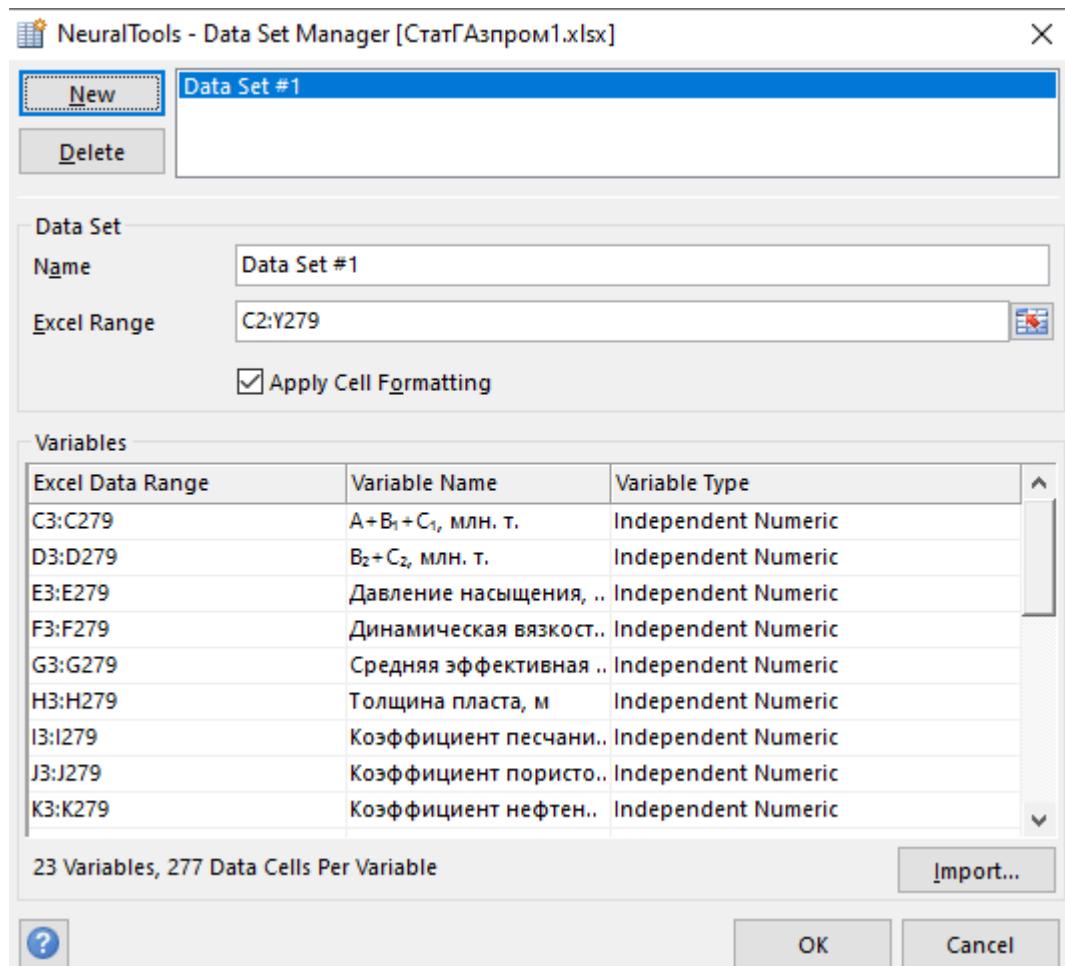


Рисунок 21 – Менеджер набора данных

Внутри задается тип каждой переменной, для всех кроме рентабельности выбираем тип «независимая переменная», для рентабельности – «зависимая переменная».

В данном ПО на панели инструментов расположены три основные кнопки (рис. 22): обучение, тестирование и прогноз. При выборе первой происходит процесс обучения нейросети с дальнейшей проверкой некоторых результатов, предсказанием и заполнением пустых зависимых категориальных ячеек.



Рисунок 22 – Блок NeuralTools

После в настройках программы выбираем процент данных, которые нейросеть будет тестировать, включаем автоматический прогноз отсутствующих значений и выбираем тип нейронной сети (рис. 23).

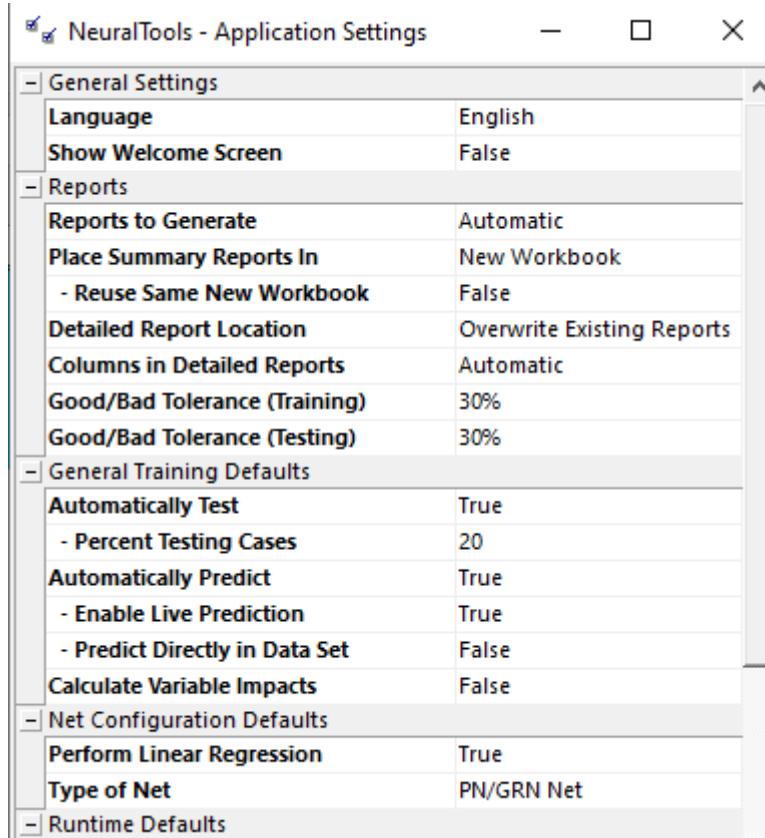


Рисунок 23 – Окно настройки программы

PN/GRN Net – сеть радиально-базисных функций. Обучение внутри происходит до тех пор, пока ошибка не станет минимальной. Обучение прекращается, когда сеть понимает, что ошибку больше невозможно уменьшить. Визуально архитектура нейросети изображена на рисунке 24.

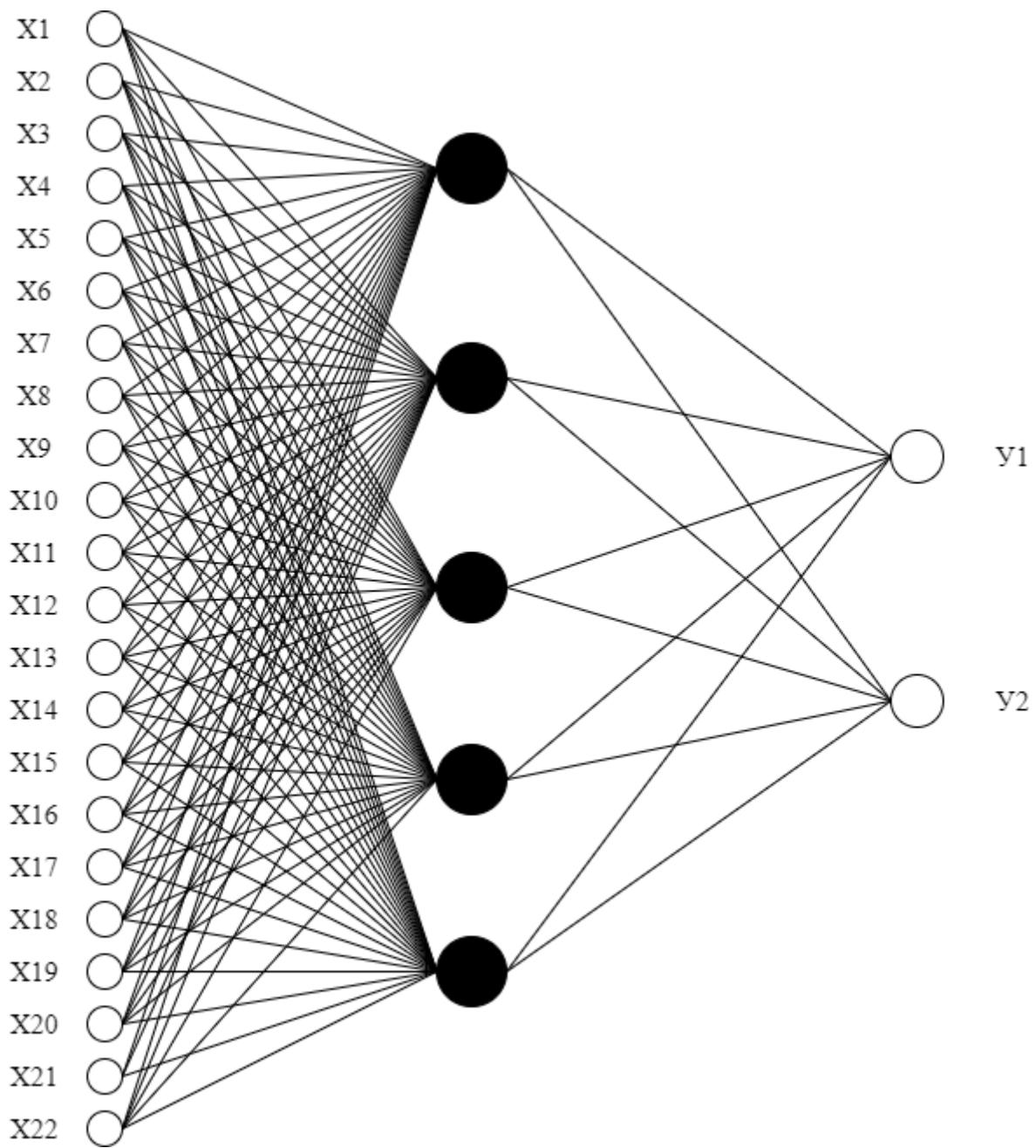


Рисунок 24 – Архитектура модели

По итогу в базе данных 24 показателя для 17 различных пластов за 16 лет. В сумме получаем 6304 ячеек базы данных.

Результаты работы нейросети представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Результаты работы нейросети

Информация нейросети	Имя	Эффективность
	Конфигурация	PNN Category Predictor
Обучение	Количество значений	177
	Время обучения	0:02:23
	Количество пробных	144
	Процент плохого прогноза	0,12%
	Отклонение	0,10%
Тестирование	Количество значений	44
	Процент плохого прогноза (30% отказоустойчивость)	2,27%
	Отклонений	0,14%
Прогноз	Количество значений	40
Набор данных	Имя	Эффективность
	Количество значений	6304

Процент влияния каждого показателя на выходной представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Вклад входных показателей

Наименование показателя	Значение, %
Добыча нефти, млн. т.	31,6968
Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.	12,8491
Управленческие расходы, млн. руб	11,2491
Коэффициент песчанистости, доли ед.	10,2779
Цена нефти марки Urals, руб / барр.	8,5399
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	7,5971
A+B <sub>1</sub> +C <sub>1</sub> , млн. т.	5,1843
Нематериальные активы, млн. руб.	4,1483
Курс доллара к рублю, руб.	3,1354
B <sub>2</sub> +C <sub>2</sub> , млн. т.	3,0322
Выручка от продажи нефти и нефтепродуктов, млн. руб.	2,1547
Основные средства, млн. руб	0,4875
Давление насыщения, Мпа	0,1579
Толщина пласта, м	0,1143
Денежные средства и денежные эквиваленты, млн. руб.	0,1006
Материальные поисковые активы, млн. руб.	0,0955
Расчлененность, ед	0,0773
Начальное пластовое давление, МПа	0,0505
Нематериальные поисковые активы, млн. руб.	0,0313
Динамическая вязкость, мПа·с	0,012

Распределение прогнозируемых результатов в сравнении с актуальными показаны на рисунках 25, 26.

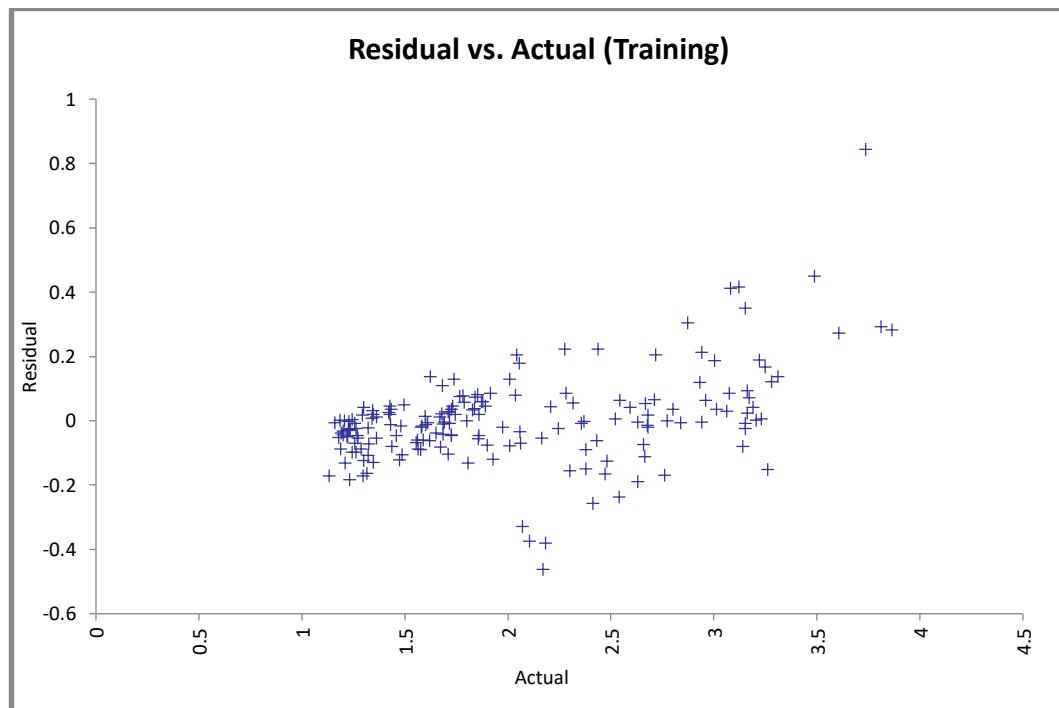


Рисунок 24 – Распределение результатов (обучение)

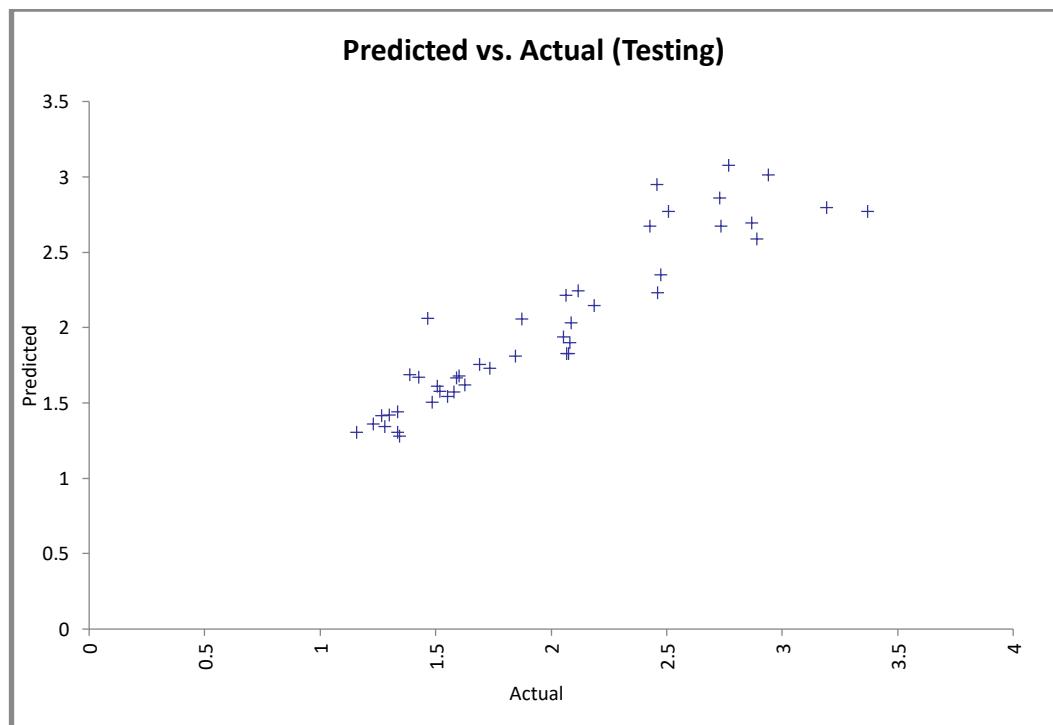


Рисунок 25 – Распределение результатов (тестирование)

Из исходной базы данных случайным образом были убраны 10 значений для их прогнозирования. Результаты прогнозирования представлены в таблицах 8 и 9.

Таблица 8 – Результаты прогнозирования в режиме обучения нейросети показателя «Рентабельность»

Фактическое значение, %	Прогнозирование, %	Отклонение, %
15,9	16,25	2,2
14	14,52	3,7
12,5	12,16	2,72
10,7	10,28	3,9
13,2	13,06	1,06
28,8	29,15	1,21
19,6	19,06	2,7
35	33,77	3,5
11,2	10,23	8,6
26	25,25	2,88

Таблица 9 – Результаты прогнозирования в режиме обучения нейросети показателя «Себестоимость»

Фактическое значение	Прогнозирование	Отклонение, %
30366,47	24845,80	18,18
113592,97	108057,78	4,87
55173,72	58423,15	5,88
7466,99	6059,33	18,8
24658,98	24407,85	1,01
4330,28	4449,39	2,7
6186,11	8897,50	43,8
4632,69	3736,88	19,36
33760,57	35264,44	4,45
4056,85	4447,68	9,63

Средняя правильность прогнозирования при обучении нейросети по показателю У1 – «Себестоимость» равна 87,13%, а по показателю У1 – «Рентабельность» равна 95,4

Итоговая средняя правильность прогнозирования по данным значениям составляет 91,26%.

#### **4. 4. Адаптивное управление параметрами эффективности**

В прошлом параграфе была доказана успешность нейросетевого вычисления для собранной базы данных. Теперь посмотрим, как изменится выходной параметр при изменении входных.

Моделировать будем на примере Ванкорского месторождения, так как месторождение уже достигло пика добычи в 2014 году по данным годовых отчетов и пика затрат и расходов в 2018 году по данным финансовых отчетов.

Значение входных параметров по каждому пласту при их линейном уменьшении представлено в приложении В.

Итоговые спрогнозированные значения представлены в таблицах 10 и 11.

Таблица 10 – Выходной показатель «Рентабельности»

	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
Як-III-VII	13,1	11,2	9,6	8,4	8,3	5
Нх-I	12,5	10,8	9,6	9	8,1	6,2
Нх-III-IV	12,9	11	9,5	9	8	5,4
Сд-IX	12,1	10,5	9,1	9,1	6,2	5
Среднее	12,65	10,88	9,45	8,88	7,65	5,4

Таблица 11 – Выходной показатель «Себестоимость»

	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
Як-III-VII	80129,21	51283,26	49328,37	42391,6	35178,44	30152,9
Нх-I	40185,28	38189,36	32318,69	28186,66	27186,6	24186,9
Нх-III-IV	77158,32	72183,96	56086,73	52186,2	48186,6	42183,6
Сд-IX	35182,36	34188,28	33183,22	28183,2	26318,63	24218,11
Итого	232655,17	195844,86	170917,01	150947,66	136870,27	120741,51

По данным отчетности за 2020 год показатель рентабельности по Ванкорскому месторождению равен 10%.

Общий показатель себестоимости за 2020 год по Ванкорскому месторождению равен 202146,182.

Отклонение с фактическими значениями выходных показателей представлено в таблице 12.

Таблица 12 – Отклонение спрогнозированных от фактических показателей за 2020 год

Показатель	Фактическое значение	Спрогнозированное значение	Отклонение, %
Себестоимость, млн. руб.	202146,18	232655,17	15,09
Рентабельность, %	10	12,65	26,5

Такое отклонение может быть вызвано обвалом рынка нефти и рубля в 2020 году, которое было лишь частично использовано в модели (показатели: курс доллара к рублю, цена нефти марки Urals) либо с развитием короновирусной инфекции, которая в модели не учитывалась совсем.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В процессе работы был рассмотрен и изучен процесс обустройства нефтяных месторождений с примерными структурами затрат.

Изучена теоретическая часть процессного подхода и применена на практике для проекта оценки эффективности нефтяного месторождения.

Был рассмотрен логико-структурный подход, а именно:

- определение заинтересованных сторон проекта;
- построение дерева проблем;
- построение дерева целей.

Была построена модель процесса «оценка эффективности нефтяного месторождения» в программном средстве Business Studio и проведена декомпозиция до 4 уровня. Выделены управляющие воздействия и используемые ресурсы, которые влияют на выполнение проекта.

Построена стратегическая карта в программном средстве Business Studio. Определены цели и их показатели для успешного достижения главной цели – повышения прибыли.

Изучена теоретическая часть нейросетевого модуля, описано состояние данной области в различных сферах. Приведена в пример выпускная квалификационная работа, где уже был использован нейросетевой модуль для прогнозирования. Точность его составила порядка 90%.

Выполнен анализ трех разных нейросетевых программ: NeuroSolutions, BrainMaker, NeuralTools. В качестве программы, с помощью которой будет выполнен прогноз была выбрана NeuralTools, так как она наиболее удобная, простая и не уступает остальным в качестве моделирования.

Была составлена обширная база данных с 2004 года по следующим пластам:

- Приобское ( $AC_{10}$ ,  $AC_{10}^{1-2}$ ,  $AC_{11}$ ,  $AC_{11}^1$ ,  $AC_{11}^{2-4}$ ,  $AC_{12}^2$ ,  $AC_{12}^{3-4}$ );
- Ванкорское (Як-III-VII, Нх-I, Нх-III-IV, Сд-IX);
- Ван-Ёганское (АБ, БВ<sub>3</sub>, БВ<sub>5</sub>, БВ<sub>6</sub><sup>1</sup>, БВ<sub>7</sub>, БВ<sub>8</sub><sup>2</sup>).

В ней были отобраны следующие показатели: добыча нефти, млн. т., запасы категории А+В<sub>1</sub>+С<sub>1</sub>, млн. т., запасы категории В<sub>2</sub>+С<sub>2</sub>, млн. т., давление насыщения, МПа, динамическая вязкость, мПа\*с, средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м., толщина пласта, м., коэффициент песчанистости, д. ед., коэффициент пористости, д. ед., коэффициент нефтенасыщенности, д. ед., расчлененность, ед., начальное пластовое давление, МПа, нематериальные активы, млн. руб., нематериальные поисковые активы, млн. руб., материальные поисковые активы, млн. руб., денежные средства и денежные эквиваленты, млн. руб., управленические расходы, млн. руб., основные средства, млн. руб., курс доллара к рублю, руб., цена нефти марки Urals, руб. / барр., выручка от продажи нефти и нефтепродуктов, млн. руб., себестоимость, млн. руб., рентабельность продаж, %.

При тестировании набора данных эффективность прогноза оценивалась как 91,26%, что является довольно высоким показателем.

Так как Ванкоркое месторождение уже достигло пика добычи, то было решено посмотреть на его примере, как будут изменяться выходные параметры, при уменьшении входных. При линейном изменении входных показателей до 2025 и сравнении полученных результатов за 2020 год с фактическими отклонение показателей себестоимости и рентабельности составило 15,09% и 26,5% соответственно.

Такое отклонение может быть вызвано обвалом рынка нефти и рубля в 2020 году, которое было лишь частично использовано в модели (показатели: курс доллара к рублю, цена нефти марки Urals) либо с развитием короновирусной инфекции, которая в модели не учитывалась совсем.

Поэтому если не учитывать эти обстоятельства, то для выбранных входных параметров было доказано, что такая модель имеет право на существование. Главной ее особенностью стало совмещение геолого-физических параметров месторождения (его уникальное строение) с финансовыми и производственными (уровень добычи).

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ГОСТ Р 58367-2019 Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование. – Введ. 15.04.2015. – Москва: Стандартинформ, 2015. – 15 с.
2. СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности. – Введ. 01.07.2015. – Москва: Стандартинформ, 2015. – 28 с.
3. Антонов, А. В. Производственная технологичность строительных конструкций для обустройства месторождений / А. В. Антонов, А. Н. Коркишко // Нефтяное хозяйство. – 2017. – №3. – С. 34–51
4. Бусыгина, А. Н. Комплектно-блочный метод организации строительства нефтепромысловых объектов / А. Н. Бусыгина // Вестник МГСУ. – 2017. – № 2. С. 53-61.
5. Мищенко, И. Т. Скважинная добыча нефти: учебное пособие для вузов / И.Т. Мищенко. – Москва: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 816 с.
6. Серов, В. М. Организация и управление в строительстве: учебное пособие для студентов высших учебных заведений / В. М. Серов, Н. А. Нестерова, А. В. Серов. – Москва: Издательский центр «Академия», 2008. – 432 с.
7. Дмитриев, А. Ю. Основы технологии бурения скважин: учебное пособие / А. Ю. Дмитриев. – Томск: Издательство Томского политехнического университета, 2008. – 35 с.
8. Технология бурения нефтяных скважин [Электронный ресурс]: сайт «СНК - сервисное обслуживание нефтяных и газовых скважин». – Режим доступа: <http://snkoil.com/press-tsentr/polezno-pochitat/protsess-bureniya-neftyanykh-skvazhin/>

9. Руднева, Л. Н. Резервы снижения себестоимости строительства нефтяных и газовых скважин: учебное пособие / Л. Н. Руднева. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2009. – 85 с.

10. Бурение нефтяных и газовых скважин [Электронный ресурс]: сайт «Энциклопедия по экономике». – Режим доступа: <https://economy-ru.info/info/127180/>

11. Богаткина, Ю.Г. Применение информационных технологий для экономической оценки нефтегазовых инвестиционных проектов: монография / Ю.Г. Богаткина, И.А. Пономарева, Н.А. Еремин. – Москва: МАКС Пресс, 2016. – 148 с.

12. РД 153-39.0-110-01 Методические указания по геолого-промышленному анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. – Введ. 01.03.2002. – Москва: Минэнерго России, 2002. – 20 с.

13. Ситенков, В.Т. Проектирование обустройства нефтяных месторождений / В.Т. Ситенков // Самиздат. – 2012. – № 2. – С. 45-52.

14. Лысенко, В.Д. Разработка нефтяных месторождений. Проектирование и анализ / В.Д. Лысенко. – Москва: Недра, 2013. – 638 с.

15. Widrow, B.P. Adaptive Inverse Control based on Linear and Nonlinear Adaptive Filtering / B.P. Widrow, G.L. Plett. – Department of Electrical Engineering, Stanford University, Stanford, 1996. – 35 с.

16. Мирошник, И.В. Нелинейное и адаптивное управление сложными динамическими системами / И.В. Мирошник, В.О. Никифоров, А.Л. Фрадков. – Санкт-Петербург: Наука, 2000. – 549 с.

17. Нестеров, С.А. Адаптивные системы управления: Конспект лекций / С.А. Нестеров. – Санкт-Петербург: Санкт-Петербургский Государственный политехнический университет, 2005. – 68 с.

18. Жданов, С.А. Проектирование разработки нефтяных месторождений с использованием постоянно действующих геолого-технологических моделей / С.А. Жданов, М.М. Максимов, А.Я. Хавкин, Л.П. Рыбицкая, О.Т. Цыбульская // ВНИИнефть. – 1997. – № 3. – С. 43-47.

19. Ryan, D.W. Adaptive Forecasting of Natural Gas Resources, Production, Infrastructure, and Prices / D. W. Ryan. – Oklahoma City Oil and Gas Institute, 2019. – 24 p.
20. ГОСТ Р 58367-2019 Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование. – Введ. 15.04.2019. – Москва: Стандартинформ, 2019. – 31 с.
21. Коровин, Я.С. Применение нейросетевого анализа данных в нефтедобывающей промышленности / Я.С. Коровин, М.Г. Ткаченко // Известия ЮФУ. Технические науки. – 2013. – № 1. – С. 31-51.
22. Богаткина, Ю.Г. Применение информационных технологий для экономической оценки нефтегазовых инвестиционных проектов / Ю.Г. Богаткина, И.А. Пономарева, Н.А. Еремин. – Москва: МАКС Пресс, 2016. – 86 с.
23. Умные скважины: как искусственный интеллект «качет» нефтегазовую отрасль [Электронный ресурс]: сайт «vc.ru». – Режим доступа: <https://vc.ru/future/155017-umnye-skvazhiny-kak-iskusstvennyy-intellekt-kachaet-neftgazovuyu-otrasl>
24. Казначеев, П.Ф. Применение методов искусственного интеллекта для повышения эффективности в нефтегазовых и других сырьевых отраслях / П.Ф. Казначеев, Н.В. Курчиски, Р.В. Самойлова // Экономическая политика. – 2016. – Т. 11, № 5. – С. 188-197.
25. N, Michael. Neural Networks and Deep Learning / N. Michael, I. Goodfellow, Y. Bengio, A. Courville // Deep Learning Workstations, Servers, and Laptops. – 2019. – Vol. 2. – PP. 81-92.
26. Юшков, И.Р. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений / И.Р. Юшков, Г.П. Хижняк, П.Ю. Илюшин. – Пермь: Издательство Пермского национального исследовательского политехнического университета, 2013. – 62 с.
27. О недрах: федер. Закон Российской Федерации от 21 фев. 1992 № 2395-1-ФЗ // Российская газета. – 1992. – 21 фев.

28. ГОСТ 32359-2013 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования разработки. – Введ. 01.01.2015. – Москва: Росстандарт, 2015. – 15 с.

29. Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений [Электронный ресурс]: сайт «docs.cntd.ru». – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/902040320>

30. Херви, Ф. Сбалансированная система показателей. / Ф. Хервиг, В. Шмидт: Москва, 2011. – 94 с.

31. Крылов, С.И. Анализ в сбалансированной системе показателей: Теоретический аспект / С.И. Крылов // Экономический анализ: теория и практика. – 2010. – № 3. – С. 45-50.

32. Каплан, Р. С. Сбалансированная система показателей. От стратегии к действию / Р.С. Каплан, Д.П. Нортон. – Москва: ЗАО «Олимп-Бизнес», 2010. – 320 с.

33. Имбердеев, Р.Р. Механизм формирования оптимальной инвестиционной программы нефтяной компании / Р.Р. Имбердеев, Л.М. Казаева, М.А.Халикова // Науковедение. – 2014. – № 2. – С. 51-55.

34. Буренина, И. В. Система единых показателей оценки эффективности деятельности вертикально-интегрированных нефтяных компаний / И.В. Буренина, М.А. Халикова // Науковедение. – 2015. – Т. 7, №3. – С. 108-111.

35. Мусина, Д.Р. Стратегический контроллинг с применением системы сбалансированных показателей в нефтяных компаниях / Д.Р. Мусина // Науковедение. – 2016. – Т 8, №4. – С. 93-108.

36. Классификация методов и моделей прогнозирования / Хабр [Электронный ресурс]: сайт «Хабр – электронный журнал». – Режим доступа: <https://habr.com/ru/post/177633/>

37. Классификация и типы нейронных сетей [Электронный ресурс]: сайт «Data Science – Наука о данных по-русски». – Режим доступа: <http://datascientist.one/class-type-nn/>

38. Разница между искусственным интеллектом, машинным обучением и глубоким обучением [Электронный ресурс]: сайт «Хабр – электронный журнал». – Режим доступа: <https://habr.com/ru/post/401857/>
39. Bishop, C. M. Pattern Recognition and Machine Learning / C.M. Bishop. – Berkeley: Information Science and Statistics, 2006. – 108 p.
40. Callan, R. Basic concepts of neural networks / R. Callan. – Ostin: Computer Science and Engineering, 2003. – 154 p.
41. Технологии искусственного интеллекта в бизнесе [Электронный ресурс]: сайт ««ГЕОЛАЙН Технологии» - профессиональная инжиниринговая компания в Москве». – Режим доступа: <https://geoline-tech.com/ai-for-business/>
42. Россияне научили нейросеть ремонтировать нефтепроводы [Электронный ресурс]: сайт «Интернет-издание о высоких технологиях – CNews». – Режим доступа: [https://cnews.ru/news/top/2019-08-06\\_rossiyane\\_nauchili\\_nejroseti\\_remontirovat\\_nefteprovody](https://cnews.ru/news/top/2019-08-06_rossiyane_nauchili_nejroseti_remontirovat_nefteprovody)
43. Российский искусственный интеллект начал экономить нефтяникам миллионы долларов [Электронный ресурс]: сайт «Интернет-издание о высоких технологиях – CNews». – Режим доступа: [https://www.cnews.ru/news/top/2018-08-16\\_rossijskoe\\_reshenie\\_na\\_baze\\_ii\\_pozvolyaet\\_npz\\_ekonomit](https://www.cnews.ru/news/top/2018-08-16_rossijskoe_reshenie_na_baze_ii_pozvolyaet_npz_ekonomit)
44. «Газпром» станет добывать нефть с помощью российского искусственного интеллекта [Электронный ресурс]: сайт «Интернет-издание о высоких технологиях – CNews». – Режим доступа: [https://www.cnews.ru/top/2019-02-12\\_gazprom\\_neft\\_budet\\_modelirovat\\_mestorozhdeniya](https://www.cnews.ru/top/2019-02-12_gazprom_neft_budet_modelirovat_mestorozhdeniya)
45. Зойдов, К. Х. Экономика и управление народным хозяйством / К. Х. Зойдов, С. В. Пономарева, Д. И. Серебрянский // Промышленность. –2018. – № 9. – С. 17–34.
46. Wurtzebach, Z. Adaptive Management for Oil and Gas Development on Public Lands: An Innovative Approach to Resource Protection / Z. Wurtzebach. – Department of Forest and Rangeland Stewardship, Colorado State University, Fort Collins, CO, 2015. – 248 p.

47. Order NeuroSolutions & Related Product Nero Solution Kft. [Электронный ресурс]: сайт «Neural Network Software, Data Analysis, Machine Learning, Predictive Data Analytics, Data Modeling, Artificial Intelligence, Distributed Processing, Parallel Computing». – Режим доступа: <https://www.nerosolution.com/>

48. NeuroProject / Прайс-лист. [Электронный ресурс]: сайт «NeuroProject». – Режим доступа: <http://www.neuroproject.ru/pricelist.php>

49. NeuralTools Сложные нейронные сети для Excel - Palisade. [Электронный ресурс]: сайт «PalisadeCorporation - Программное обеспечение для анализа рисков и решений». – Режим доступа: <https://www.palisade.com/NeuralTools/ru/>

50. Давление насыщения нефти газом. [Электронный ресурс]: сайт «Vuzlit – архив студенческих работ». – Режим доступа: [https://vuzlit.ru/1031861/davlenie\\_nasyscheniya\\_nefti\\_gazom](https://vuzlit.ru/1031861/davlenie_nasyscheniya_nefti_gazom)

51. Геологическая неоднородность - коэффициенты песчанистости, расчлененности, выдержанности [Электронный ресурс]: сайт «Geolib.net - справочник по геологии, информация для геолога». – Режим доступа: <https://www.geolib.net/oilgasgeology/geologicheskaya-neodnorodnost.html#i-2>

52. Марев, И.А. Комплексная интерпретация результатов геофизических исследований скважин: науч. изд. / И.А. Марев. – Москва: «Университет имени Серго Орджоникидзе МГРИ-РГГРУ», 2013. – 79 с.

53. Пермяков, И.Г. Геологические основы поисков, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений / И.Г. Пермяков, Е.И. Шевкунов. – Москва: «Недра», 1971. – 344 с.

54. Геолого-физические характеристики Приобского месторождения [Электронный ресурс]: сайт «Библиофонд». – Режим доступа: <https://www.bibliofond.ru/view.aspx?id=794612>

55. Важник, В.И. Анализ текущего состояния разработки Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения / В.И. Важник, Н.М. Лешкович. – Москва: Отраслевые научные и прикладные исследования: Науки о земле, 2015. – 85 с.

56. Геолого-физическая характеристика Ван-Ёганского месторождения [Электронный ресурс]: сайт «docplayer.ru». – Режим доступа: <https://docplayer.ru/29981871-1-geologo-fizicheskaya-harakteristika-vateganskogo-mestorozhdeniya.html>

57. О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации — Минприроды России [Электронный ресурс]: сайт «Минприроды России — Минприроды России». – Режим доступа: [https://www.mnr.gov.ru/docs/gosudarstvennye\\_doklady/o\\_sostoyanii\\_i\\_ispolzovaniu\\_mineralno\\_syrevykh\\_resursov\\_rossiyskoy\\_federatsii/](https://www.mnr.gov.ru/docs/gosudarstvennye_doklady/o_sostoyanii_i_ispolzovaniu_mineralno_syrevykh_resursov_rossiyskoy_federatsii/)

58. Цена нефти марки Urals: 2000 – 2021 [Электронный ресурс]: сайт «Мировые Финансы». – Режим доступа: <http://global-finances.ru/tsena-nefti-marki-urals-po-godam/>

59. Бухгалтерская отчетность и фин. анализ Газпромнефть-Хантос за 2011-2020 гг. (ИНН 8618006063) [Электронный ресурс]: сайт «Бухгалтерский учет, налогообложение, аудит в РФ». – Режим доступа: [https://www.audit-it.ru/buh\\_otchet/8618006063\\_ooo-gazpromneft-khantos](https://www.audit-it.ru/buh_otchet/8618006063_ooo-gazpromneft-khantos)

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Статистические данные по добыче нефти и запасах разных категорий по отобранным пластам

Год	Пласт	Добыча нефти, млн. т.	A+B <sub>1</sub> +C <sub>1</sub> , млн. т.	B <sub>2</sub> +C <sub>2</sub> , млн. т.
2019	AC <sub>10</sub>	2,77	93,48	35,84
	AC <sub>10</sub> <sup>1-2</sup>	5,19	175,28	67,20
	AC <sub>11</sub>	1,73	58,43	22,40
	AC <sub>11</sub> <sup>1</sup>	8,93	301,47	115,59
	AC <sub>11</sub> <sup>2-4</sup>	1,21	40,90	15,68
	AC <sub>12</sub> <sup>2</sup>	10,48	354,06	135,75
	AC <sub>12</sub> <sup>3-4</sup>	4,29	144,89	55,56
	Як-III-VII	4,83	86,49	2,04
	Нх-I	2,35	49,01	1,16
	Нх-III-IV	4,14	100,91	2,38
	Сд-IX	2,48	51,89	1,22
	АБ	0,15	21,25	1,97
	БВ <sub>3</sub>	0,51	69,83	6,49
	БВ <sub>5</sub>	0,12	16,85	1,57
2018	БВ <sub>6</sub> <sup>1</sup>	0,11	14,57	1,35
	БВ <sub>7</sub>	0,09	11,84	1,10
	БВ <sub>8</sub> <sup>2</sup>	0,10	14,42	1,34
	AC <sub>10</sub>	2,97	93,27	38,22
	AC <sub>10</sub> <sup>1-2</sup>	5,57	174,89	71,67
	AC <sub>11</sub>	1,86	58,30	23,89
	AC <sub>11</sub> <sup>1</sup>	9,57	300,80	123,27
	AC <sub>11</sub> <sup>2-4</sup>	1,30	40,81	16,72
	AC <sub>12</sub> <sup>2</sup>	11,24	353,27	144,77
	AC <sub>12</sub> <sup>3-4</sup>	4,60	144,57	59,25
	Як-III-VII	5,54	90,60	2,04
	Нх-I	2,72	51,34	1,16
	Нх-III-IV	5,60	105,70	2,38
	Сд-IX	2,88	54,36	1,22
	АБ	0,14	21,69	1,86
2017	БВ <sub>3</sub>	0,46	71,25	6,12
	БВ <sub>5</sub>	0,11	17,19	1,48
	БВ <sub>6</sub> <sup>1</sup>	0,10	14,87	1,28
	БВ <sub>7</sub>	0,08	12,08	1,04
	БВ <sub>8</sub> <sup>2</sup>	0,10	14,72	1,26
2017	AC <sub>10</sub>	2,95	94,85	37,74

Продолжение приложения А

Год	Пласт	Добыча нефти, млн. т.	A+B <sub>1</sub> +C <sub>1</sub> , млн. т.	B <sub>2</sub> +C <sub>2</sub> , млн. т.
2017	AC <sub>10</sub> <sup>1-2</sup>	5,53	177,84	70,76
	AC <sub>11</sub>	1,84	59,28	23,59
	AC <sub>11</sub> <sup>1</sup>	9,51	305,88	121,71
	AC <sub>11</sub> <sup>2-4</sup>	1,29	41,50	16,51
	AC <sub>12</sub> <sup>2</sup>	11,17	359,24	142,94
	AC <sub>12</sub> <sup>3-4</sup>	4,57	147,01	58,50
	Як-III-VII	5,89	95,03	2,34
	Hx-I	3,04	53,85	1,33
	Hx-III-IV	6,27	110,86	2,73
	Сд-IX	3,22	57,02	1,40
	АБ	0,15	21,67	1,91
	БВ <sub>3</sub>	0,48	71,19	6,27
	БВ <sub>5</sub>	0,12	17,18	1,51
	БВ <sub>6</sub> <sup>1</sup>	0,10	14,86	1,31
	БВ <sub>7</sub>	0,08	12,07	1,06
	БВ <sub>8</sub> <sup>2</sup>	0,10	14,70	1,29
2016	AC <sub>10</sub>	2,93	96,42	37,26
	AC <sub>10</sub> <sup>1-2</sup>	5,49	180,80	69,86
	AC <sub>11</sub>	1,83	60,27	23,29
	AC <sub>11</sub> <sup>1</sup>	9,44	310,97	120,15
	AC <sub>11</sub> <sup>2-4</sup>	1,28	42,19	16,30
	AC <sub>12</sub> <sup>2</sup>	11,09	365,21	141,11
	AC <sub>12</sub> <sup>3-4</sup>	4,54	149,46	57,75
	Як-III-VII	6,12	99,45	2,64
	Hx-I	3,37	56,36	1,50
	Hx-III-IV	5,30	116,03	3,08
	Сд-IX	3,56	59,67	1,58
	АБ	0,15	21,64	1,95
	БВ <sub>3</sub>	0,51	71,12	6,42
	БВ <sub>5</sub>	0,12	17,16	1,55
	БВ <sub>6</sub> <sup>1</sup>	0,11	14,84	1,34
	БВ <sub>7</sub>	0,09	12,06	1,09
	БВ <sub>8</sub> <sup>2</sup>	0,10	14,69	1,33
2015	AC <sub>10</sub>	2,90	96,85	35,42
	AC <sub>10</sub> <sup>1-2</sup>	5,45	181,59	66,42
	AC <sub>11</sub>	1,82	60,53	22,14
	AC <sub>11</sub> <sup>1</sup>	9,37	312,33	114,24
	AC <sub>11</sub> <sup>2-4</sup>	1,27	42,37	15,50
	AC <sub>12</sub> <sup>2</sup>	11,00	366,81	134,17

Продолжение приложения А

Год	Пласт	Добыча нефти, млн. т.	A+B <sub>1</sub> +C <sub>1</sub> , млн. т.	B <sub>2</sub> +C <sub>2</sub> , млн. т.
2015	AC <sub>12</sub> <sup>3-4</sup>	4,50	150,11	54,91
	Як-III-VII	6,33	105,39	1,71
	Hx-I	3,59	59,72	0,97
	Hx-III-IV	5,39	122,96	2,00
	Cд-IX	3,80	63,23	1,03
	АБ	0,15	21,80	1,95
	БВ <sub>3</sub>	0,51	71,62	6,42
	БВ <sub>5</sub>	0,12	17,28	1,55
	БВ <sub>6</sub> <sup>1</sup>	0,11	14,95	1,34
	БВ <sub>7</sub>	0,09	12,14	1,09
2014	БВ <sub>8</sub> <sup>2</sup>	0,10	14,79	1,33
	AC <sub>10</sub>	3,00	96,82	28,22
	AC <sub>10</sub> <sup>1-2</sup>	5,62	181,53	52,91
	AC <sub>11</sub>	1,87	60,51	17,64
	AC <sub>11</sub> <sup>1</sup>	9,67	312,23	91,00
	AC <sub>11</sub> <sup>2-4</sup>	1,31	42,36	12,34
	AC <sub>12</sub> <sup>2</sup>	11,36	366,69	106,87
	AC <sub>12</sub> <sup>3-4</sup>	4,65	150,06	43,73
	Як-III-VII	6,46	111,72	1,71
	Hx-I	3,66	63,31	0,97
	Hx-III-IV	5,40	130,34	2,00
	Cд-IX	3,87	67,03	1,03
	АБ	0,16	21,94	1,99
	БВ <sub>3</sub>	0,52	72,08	6,55
	БВ <sub>5</sub>	0,12	17,39	1,58
2013	БВ <sub>6</sub> <sup>1</sup>	0,11	15,04	1,37
	БВ <sub>7</sub>	0,09	12,22	1,11
	БВ <sub>8</sub> <sup>2</sup>	0,11	14,89	1,35
	AC <sub>10</sub>	2,99	96,74	28,90
	AC <sub>10</sub> <sup>1-2</sup>	5,61	181,40	54,20
	AC <sub>11</sub>	1,87	60,47	18,07
	AC <sub>11</sub> <sup>1</sup>	9,65	312,00	93,22
	AC <sub>11</sub> <sup>2-4</sup>	1,31	42,33	12,65
	AC <sub>12</sub> <sup>2</sup>	11,34	366,42	109,47
	AC <sub>12</sub> <sup>3-4</sup>	4,64	149,95	44,80
2012	Як-III-VII	6,47	120,45	6,39
	Hx-I	3,59	68,26	3,62
	Hx-III-IV	5,84	140,53	7,46
	Cд-IX	3,80	72,27	3,83

Продолжение приложения А

Год	Пласт	Добыча нефти, млн. т.	A+B <sub>1</sub> +C <sub>1</sub> , млн. т.	B <sub>2</sub> +C <sub>2</sub> , млн. т.
2013	АБ	0,17	21,73	2,16
	БВ <sub>3</sub>	0,56	71,39	7,08
	БВ <sub>5</sub>	0,13	17,23	1,71
	БВ <sub>6</sub> <sup>1</sup>	0,12	14,90	1,48
	БВ <sub>7</sub>	0,09	12,11	1,20
	БВ <sub>8</sub> <sup>2</sup>	0,11	14,74	1,46
2012	AC <sub>10</sub>	3,02	95,55	30,56
	AC <sub>10</sub> <sup>1-2</sup>	5,66	179,16	57,31
	AC <sub>11</sub>	1,89	59,72	19,10
	AC <sub>11</sub> <sup>1</sup>	9,73	308,16	98,57
	AC <sub>11</sub> <sup>2-4</sup>	1,32	41,80	13,37
	AC <sub>12</sub> <sup>2</sup>	11,43	361,90	115,76
	AC <sub>12</sub> <sup>3-4</sup>	4,68	148,11	47,37
	Як-III-VII	5,97	125,97	7,17
	Нх-I	3,07	71,38	4,06
	Нх-III-IV	5,61	146,97	8,37
	Сд-IX	3,25	75,58	4,30
	АБ	0,18	21,48	2,58
	БВ <sub>3</sub>	0,58	70,56	8,47
	БВ <sub>5</sub>	0,14	17,03	2,04
	БВ <sub>6</sub> <sup>1</sup>	0,12	14,73	1,77
	БВ <sub>7</sub>	0,10	11,97	1,44
	БВ <sub>8</sub> <sup>2</sup>	0,12	14,57	1,75
2011	AC <sub>10</sub>	3,04	93,60	27,40
	AC <sub>10</sub> <sup>1-2</sup>	5,70	175,50	51,38
	AC <sub>11</sub>	1,90	58,50	17,13
	AC <sub>11</sub> <sup>1</sup>	9,80	301,86	88,37
	AC <sub>11</sub> <sup>2-4</sup>	1,33	40,95	11,99
	AC <sub>12</sub> <sup>2</sup>	11,51	354,51	103,78
	AC <sub>12</sub> <sup>3-4</sup>	4,71	145,08	42,47
	Як-III-VII	4,89	128,28	10,08
	Нх-I	2,52	72,69	5,71
	Нх-III-IV	3,82	149,66	11,76
	Сд-IX	2,66	76,97	6,05
	АБ	0,17	21,73	2,38
	БВ <sub>3</sub>	0,57	71,39	7,82
	БВ <sub>5</sub>	0,14	17,23	1,89
	БВ <sub>6</sub> <sup>1</sup>	0,12	14,90	1,63
	БВ <sub>7</sub>	0,10	12,11	1,33

Продолжение приложения А

Год	Пласт	Добыча нефти, млн. т.	A+B <sub>1</sub> +C <sub>1</sub> , млн. т.	B <sub>2</sub> +C <sub>2</sub> , млн. т.
2011	БВ <sub>8</sub> <sup>2</sup>	0,12	14,74	1,62
2010	AC <sub>10</sub>	3,15	87,82	30,05
	AC <sub>10</sub> <sup>1-2</sup>	5,90	164,67	56,34
	AC <sub>11</sub>	1,97	54,89	18,78
	AC <sub>11</sub> <sup>1</sup>	10,15	283,23	96,90
	AC <sub>11</sub> <sup>2-4</sup>	1,38	38,42	13,15
	AC <sub>12</sub> <sup>2</sup>	11,92	332,63	113,81
	AC <sub>12</sub> <sup>3-4</sup>	4,88	136,13	46,57
	Як-III-VII	3,94	128,40	11,22
	Hx-I	2,16	72,76	6,36
	Hx-III-IV	2,98	149,80	13,09
	Сд-IX	2,29	77,04	6,73
	АБ	0,21	21,60	2,65
	БВ <sub>3</sub>	0,69	70,98	8,69
	БВ <sub>5</sub>	0,17	17,13	2,10
	БВ <sub>6</sub> <sup>1</sup>	0,14	14,81	1,81
	БВ <sub>7</sub>	0,12	12,04	1,47
	БВ <sub>8</sub> <sup>2</sup>	0,14	14,66	1,80
2009	AC <sub>10</sub>	3,36	86,85	31,82
	AC <sub>10</sub> <sup>1-2</sup>	6,30	162,84	59,66
	AC <sub>11</sub>	2,10	54,28	19,89
	AC <sub>11</sub> <sup>1</sup>	10,84	280,08	102,61
	AC <sub>11</sub> <sup>2-4</sup>	1,47	38,00	13,92
	AC <sub>12</sub> <sup>2</sup>	12,73	328,94	120,50
	AC <sub>12</sub> <sup>3-4</sup>	5,21	134,61	49,31
	Як-III-VII	1,76	124,62	30,96
	Hx-I	0,62	70,62	17,54
	Hx-III-IV	1,27	145,39	36,12
	Сд-IX	0,66	74,77	18,58
	АБ	0,23	21,81	2,65
	БВ <sub>3</sub>	0,75	71,67	8,69
	БВ <sub>5</sub>	0,18	17,29	2,10
	БВ <sub>6</sub> <sup>1</sup>	0,16	14,96	1,81
	БВ <sub>7</sub>	0,13	12,15	1,47
	БВ <sub>8</sub> <sup>2</sup>	0,15	14,80	1,80
2008	AC <sub>10</sub>	3,23	85,67	16,56
	AC <sub>10</sub> <sup>1-2</sup>	6,06	160,64	31,05
	AC <sub>11</sub>	2,02	53,55	10,35
	AC <sub>11</sub> <sup>1</sup>	10,42	276,29	53,41

Продолжение приложения А

Год	Пласт	Добыча нефти, млн. т.	A+B <sub>1</sub> +C <sub>1</sub> , млн. т.	B <sub>2</sub> +C <sub>2</sub> , млн. т.
2008	AC <sub>11</sub> <sup>2-4</sup>	1,41	37,48	7,25
	AC <sub>12</sub> <sup>2</sup>	12,24	324,48	62,72
	AC <sub>12</sub> <sup>3-4</sup>	5,01	132,79	25,67
	Як-III-VII	0,02	112,53	43,50
	Нх-I	0,00	63,77	24,65
	Нх-III-IV	0,00	131,29	50,75
	Сд-IX	0,00	67,52	26,10
	АБ	0,24	29,22	2,79
	БВ <sub>3</sub>	0,78	96,00	9,15
	БВ <sub>5</sub>	0,19	23,17	2,21
	БВ <sub>6</sub> <sup>1</sup>	0,16	20,04	1,91
	БВ <sub>7</sub>	0,13	16,28	1,55
	БВ <sub>8</sub> <sup>2</sup>	0,16	19,83	1,89
2007	AC <sub>10</sub>	2,69	84,92	13,59
	AC <sub>10</sub> <sup>1-2</sup>	5,04	159,23	25,49
	AC <sub>11</sub>	1,68	53,08	8,50
	AC <sub>11</sub> <sup>1</sup>	8,67	273,87	43,83
	AC <sub>11</sub> <sup>2-4</sup>	1,18	37,15	5,95
	AC <sub>12</sub> <sup>2</sup>	10,18	321,63	51,48
	AC <sub>12</sub> <sup>3-4</sup>	4,17	131,63	21,07
	Як-III-VII	0,00	110,49	43,95
	Нх-I	0,00	62,61	24,91
	Нх-III-IV	0,00	128,91	51,28
	Сд-IX	0,00	66,29	26,37
	АБ	0,25	29,50	2,86
	БВ <sub>3</sub>	0,83	96,92	9,38
	БВ <sub>5</sub>	0,20	23,39	2,26
	БВ <sub>6</sub> <sup>1</sup>	0,17	20,23	1,96
2006	БВ <sub>7</sub>	0,14	16,43	1,59
	БВ <sub>8</sub> <sup>2</sup>	0,17	20,02	1,94
	AC <sub>10</sub>	2,21	79,93	-
	AC <sub>10</sub> <sup>1-2</sup>	4,14	149,87	-
	AC <sub>11</sub>	1,38	49,96	-
	AC <sub>11</sub> <sup>1</sup>	7,12	257,77	-
	AC <sub>11</sub> <sup>2-4</sup>	0,97	34,97	-
	AC <sub>12</sub> <sup>2</sup>	8,36	302,73	-
	AC <sub>12</sub> <sup>3-4</sup>	3,42	123,89	-
2005	АБ	0,29	29,75	-
	БВ <sub>3</sub>	0,97	97,75	-

Окончание приложения А

Год	Пласт	Добыча нефти, млн. т.	A+B <sub>1</sub> +C <sub>1</sub> , млн. т.	B <sub>2</sub> +C <sub>2</sub> , млн. т.
2006	БВ <sub>5</sub>	0,23	23,59	-
	БВ <sub>6</sub> <sup>1</sup>	0,20	20,40	-
	БВ <sub>7</sub>	0,16	16,58	-
	БВ <sub>8</sub> <sup>2</sup>	0,20	20,19	-
2005	AC <sub>10</sub>	1,86	67,48	-
	AC <sub>10</sub> <sup>1-2</sup>	3,50	126,53	-
	AC <sub>11</sub>	1,17	42,18	-
	AC <sub>11</sub> <sup>1</sup>	6,01	217,62	-
	AC <sub>11</sub> <sup>2-4</sup>	0,82	29,52	-
	AC <sub>12</sub> <sup>2</sup>	7,06	255,58	-
	AC <sub>12</sub> <sup>3-4</sup>	2,89	104,59	-
	АБ	0,32	30,03	-
	БВ <sub>3</sub>	1,06	98,67	-
	БВ <sub>5</sub>	0,26	23,81	-
	БВ <sub>6</sub> <sup>1</sup>	0,22	20,59	-
	БВ <sub>7</sub>	0,18	16,73	-
	БВ <sub>8</sub> <sup>2</sup>	0,22	20,38	-
2004	AC <sub>10</sub>	1,75	67,62	-
	AC <sub>10</sub> <sup>1-2</sup>	3,29	126,80	-
	AC <sub>11</sub>	1,10	42,27	-
	AC <sub>11</sub> <sup>1</sup>	5,65	218,09	-
	AC <sub>11</sub> <sup>2-4</sup>	0,77	29,59	-
	AC <sub>12</sub> <sup>2</sup>	6,64	256,13	-
	AC <sub>12</sub> <sup>3-4</sup>	2,72	104,82	-
	АБ	0,38	30,34	-
	БВ <sub>3</sub>	1,24	99,68	-
	БВ <sub>5</sub>	0,30	24,05	-
	БВ <sub>6</sub> <sup>1</sup>	0,26	20,80	-
	БВ <sub>7</sub>	0,21	16,90	-
	БВ <sub>8</sub> <sup>2</sup>	0,26	20,59	-

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### **Значения финансовых показателей деятельности нефтяной компании в разрезе определенного месторождения (пласта)**

	X14	X15	X16	X17	X18	X19	X22	У1	У2
2019 г.									
AC <sub>10</sub>	857,62	395,13	71,41	0,39	344,15	21979,25	77357,76	16262,39	17,5
AC <sub>10<sup>1-2</sup></sub>	857,62	395,13	71,41	0,39	344,15	21979,25	145045,81	30491,97	18,1
AC <sub>11</sub>	857,62	395,13	71,41	0,39	344,15	21979,25	48348,60	10163,99	17,4
AC <sub>11<sup>1</sup></sub>	857,62	395,13	71,41	0,39	344,15	21979,25	249478,79	52446,19	18,7
AC <sub>11<sup>2-4</sup></sub>	857,62	395,13	71,41	0,39	344,15	21979,25	33844,02	7114,79	17,3
AC <sub>12<sup>2</sup></sub>	857,62	395,13	71,41	0,39	344,15	21979,25	292992,53	61593,79	19,2
AC <sub>12<sup>3-4</sup></sub>	857,62	395,13	71,41	0,39	344,15	21979,25	119904,53	25206,69	17,9
Як-III-VII	121,26	67,54	12,03	0,08	51,22	10125,23	134984,83	108062,77	16,2
Hx-I	121,26	67,54	12,03	0,08	51,22	10125,23	65564,06	52487,63	15,9
Hx-III-IV	121,26	67,54	12,03	0,08	51,22	10125,23	115701,28	92625,23	16,3
Сд-IX	121,26	67,54	12,03	0,08	51,22	10125,23	69420,77	55575,13	15,9
АБ	25,30	12,79	2,14	0,00	6,71	1762,32	4303,86	9510,61	14
БВ <sub>3</sub>	25,30	12,79	2,14	0,00	6,71	1762,32	14141,27	31249,14	14,9
БВ <sub>5</sub>	25,30	12,79	2,14	0,00	6,71	1762,32	3412,35	7540,56	14,7
БВ <sub>6<sup>1</sup></sub>	25,30	12,79	2,14	0,00	6,71	1762,32	2951,22	6521,56	14,5
БВ <sub>7</sub>	25,30	12,79	2,14	0,00	6,71	1762,32	2397,87	5298,76	14,2
БВ <sub>8<sup>2</sup></sub>	25,30	12,79	2,14	0,00	55,86	1762,32	2920,48	6453,62	14,3
2018 г.									
AC <sub>10</sub>	542,14	306,78	72,09	0,35	266,02	20218,40	102533,82	16195,45	20,9
AC <sub>10<sup>1-2</sup></sub>	542,14	306,78	72,09	0,35	266,02	20218,40	192250,91	30366,47	21,4

Продолжение приложения Б

	X14	X15	X16	X17	X18	X19	X22	У1	У2
2018 г.									
AC <sub>11</sub>	542,14	306,78	72,09	0,35	266,02	30699,98	64083,64	10122,16	20,6
AC <sub>11</sub> <sup>1</sup>	542,14	306,78	72,09	0,35	266,02	30699,98	330671,56	52230,34	21,7
AC <sub>11</sub> <sup>2-</sup> 4	542,14	306,78	72,09	0,35	266,02	30699,98	44858,55	7085,51	20,7
AC <sub>12</sub> <sup>2</sup>	542,14	306,78	72,09	0,35	266,02	30699,98	388346,83	61340,28	22,6
AC <sub>12</sub> <sup>3-</sup> 4	542,14	306,78	72,09	0,35	266,02	30699,98	158927,42	25102,95	21
Як-III- VII	116,12	70,83	13,88	0,10	55,86	18149,27	191387,25	113592,97	20,5
Hx-I	116,12	70,83	13,88	0,10	55,86	18149,27	93966,30	55173,73	20,3
Hx- III-IV	116,12	70,83	13,88	0,10	55,86	18149,27	193460,03	97365,41	20,8
Сд-IX	116,12	70,83	13,88	0,10	55,86	18149,27	99493,73	58419,24	20,2
АБ	18,37	12,63	3,16	0,00	6,47	618,91	4836,50	9417,83	12,3
БВ <sub>3</sub>	18,37	12,63	3,16	0,00	6,47	618,91	15891,36	30944,29	12,8
БВ <sub>5</sub>	18,37	12,63	3,16	0,00	6,47	618,91	3834,65	7466,99	12,5
БВ <sub>6</sub> <sup>1</sup>	18,37	12,63	3,16	0,00	6,47	618,91	3316,46	6457,94	12,5
БВ <sub>7</sub>	18,37	12,63	3,16	0,00	6,47	618,91	2694,62	5247,08	12,3
БВ <sub>8</sub> <sup>2</sup>	18,37	12,63	3,16	0,00	6,47	618,91	3281,91	6390,67	12
2017 г.									
AC <sub>10</sub>	577,49	273,62	68,95	0,43	258,89	23377,92	63933,71	12293,30	20,6
AC <sub>10</sub> <sup>1-</sup> 2	577,49	273,62	68,95	0,43	258,89	23377,92	119875,71	23049,95	21
AC <sub>11</sub>	577,49	273,62	68,95	0,43	258,89	23377,92	39958,57	7683,32	20,3
AC <sub>11</sub> <sup>1</sup>	577,49	273,62	68,95	0,43	258,89	23377,92	206186,23	39645,91	21,5
AC <sub>11</sub> <sup>2-</sup> 4	577,49	273,62	68,95	0,43	258,89	23377,92	27971,00	5378,32	20,2
AC <sub>12</sub> <sup>2</sup>	577,49	273,62	68,95	0,43	258,89	23377,92	242148,94	46560,89	22,1

Продолжение приложения Б

	X14	X15	X16	X17	X18	X19	X22	У1	У2
2017 г.									
AC <sub>12<sup>3-</sup> 4</sub>	577,49	273,62	68,95	0,43	258,89	23377,92	99097,26	19054,62	20,5
Як-III- VII	102,38	79,34	15,80	0,13	59,54	14284,33	127737,31	88057,62	19,4
Hx-I	102,38	79,34	15,80	0,13	59,54	14284,33	65993,99	42770,84	18,8
Hx- III-IV	102,38	79,34	15,80	0,13	59,54	14284,33	135869,99	75477,96	19,6
Сд-IX	102,38	79,34	15,80	0,13	59,54	14284,33	69875,99	45286,78	19
АБ	13,66	7,85	2,85	0,01	5,36	516,18	3188,01	7504,91	10,5
БВ <sub>3</sub>	13,66	7,85	2,85	0,01	5,36	516,18	10474,89	24658,99	11
БВ <sub>5</sub>	13,66	7,85	2,85	0,01	5,36	516,18	2527,64	5950,32	10,6
БВ <sub>6<sup>1</sup></sub>	13,66	7,85	2,85	0,01	5,36	516,18	2186,06	5146,22	10,7
БВ <sub>7</sub>	13,66	7,85	2,85	0,01	5,36	516,18	1776,18	4181,31	10,4
БВ <sub>8<sup>2</sup></sub>	13,66	7,85	2,85	0,01	5,36	516,18	2163,29	5092,62	10,5
2016 г.									
AC <sub>10</sub>	255,00	620,83	42,51	0,35	241,77	18646,42	52872,78	9897,78	24,2
AC <sub>10<sup>1-</sup> 2</sub>	255,00	620,83	42,51	0,35	241,77	18646,42	99136,46	18558,35	24,6
AC <sub>11</sub>	255,00	620,83	42,51	0,35	241,77	18646,42	33045,49	6186,12	23,8
AC <sub>11<sup>1</sup></sub>	255,00	620,83	42,51	0,35	241,77	18646,42	170514,71	31920,36	25,3
AC <sub>11<sup>2-</sup> 4</sub>	255,00	620,83	42,51	0,35	241,77	18646,42	23131,84	4330,28	23,5
AC <sub>12<sup>2</sup></sub>	255,00	620,83	42,51	0,35	241,77	18646,42	200255,65	37487,86	25,7
AC <sub>12<sup>3-</sup> 4</sub>	255,00	620,83	42,51	0,35	241,77	18646,42	81952,81	15341,57	23,9
Як-III- VII	90,07	71,28	11,74	0,09	67,69	11128,23	110512,78	65434,52	32,1
Hx-I	90,07	71,28	11,74	0,09	67,69	11128,23	60782,03	31782,48	31,8
Hx- III-IV	90,07	71,28	11,74	0,09	67,69	11128,23	95705,51	56086,73	32,3

Продолжение приложения Б

	X14	X15	X16	X17	X18	X19	X22	У1	У1
2016 г.									
Сд-IX	90,07	71,28	11,74	0,09	67,69	11128,23	64357,44	33652,04	31,4
АБ	6,13	22,35	0,76	0,02	8,12	353,46	2780,88	5843,04	13,1
БВ <sub>3</sub>	6,13	22,35	0,76	0,02	8,12	353,46	9137,17	19198,57	13,6
БВ <sub>5</sub>	6,13	22,35	0,76	0,02	8,12	353,46	2204,84	4632,70	13,2
БВ <sub>6</sub> <sup>1</sup>	6,13	22,35	0,76	0,02	8,12	353,46	1906,89	4006,66	13
БВ <sub>7</sub>	6,13	22,35	0,76	0,02	8,12	353,46	1549,35	3255,41	12,9
БВ <sub>8</sub> <sup>2</sup>	6,13	22,35	0,76	0,02	8,12	353,46	1887,02	3964,92	12,8
2015 г.									
AC <sub>10</sub>	251,08	567,58	32,40	0,22	218,24	19313,81	77002,86	10166,14	22,3
AC <sub>10</sub> <sup>1-</sup> <sub>2</sub>	251,08	567,58	32,40	0,22	218,24	19313,81	144380,36	19061,51	22,4
AC <sub>11</sub>	251,08	567,58	32,40	0,22	218,24	19313,81	48126,79	6353,84	21,5
AC <sub>11</sub> <sup>1</sup>	251,08	567,58	32,40	0,22	218,24	19313,81	248334,22	32785,80	23,5
AC <sub>11</sub> <sup>2-</sup> <sub>4</sub>	251,08	567,58	32,40	0,22	218,24	19313,81	33688,75	4447,69	21,8
AC <sub>12</sub> <sup>2</sup>	251,08	567,58	32,40	0,22	218,24	19313,81	291648,32	38504,26	23,9
AC <sub>12</sub> <sup>3-</sup> <sub>4</sub>	251,08	567,58	32,40	0,22	218,24	19313,81	119354,43	15757,52	22,1
Як-III-VII	85,69	62,21	9,73	0,09	45,83	8148,26	167847,14	69507,06	29,3
Hx-I	85,69	62,21	9,73	0,09	45,83	8148,26	95113,38	33760,57	28,7
Hx-III-IV	85,69	62,21	9,73	0,09	45,83	8148,26	142789,39	59577,48	29
Сд-IX	85,69	62,21	9,73	0,09	45,83	8148,26	100708,28	35746,49	28,8
АБ	6,48	22,57	0,45	0,00	4,08	443,29	4083,48	3697,21	20,3
БВ <sub>3</sub>	6,48	22,57	0,45	0,00	4,08	443,29	13417,16	12147,99	20,8
БВ <sub>5</sub>	6,48	22,57	0,45	0,00	4,08	443,29	3237,62	2931,36	20,4
БВ <sub>6</sub> <sup>1</sup>	6,48	22,57	0,45	0,00	4,08	443,29	2800,10	2535,23	20,6
БВ <sub>7</sub>	6,48	22,57	0,45	0,00	4,08	443,29	2275,08	2059,88	20,4
БВ <sub>8</sub> <sup>2</sup>	6,48	22,57	0,45	0,00	4,08	443,29	2770,94	2508,82	20,6

Продолжение приложения Б

	X14	X15	X16	X17	X18	X19	X22	у1	у2
2014 г.									
AC <sub>10</sub>	257,43	125,67	31,96	0,18	191,41	17577,48	116770,75	9272,82	18,4
AC <sub>10</sub> <sup>1-</sup> <sub>2</sub>	257,43	125,67	31,96	0,18	191,41	17577,48	218945,15	17386,53	18,6
AC <sub>11</sub>	257,43	125,67	31,96	0,18	191,41	17577,48	72981,72	5795,51	17,9
AC <sub>11</sub> <sup>1</sup>	257,43	125,67	31,96	0,18	191,41	17577,48	376585,65	29904,83	19,5
AC <sub>11</sub> <sup>2-</sup> <sub>4</sub>	257,43	125,67	31,96	0,18	191,41	17577,48	51087,20	4056,86	17,4
AC <sub>12</sub> <sup>2</sup>	257,43	125,67	31,96	0,18	191,41	17577,48	442269,20	35120,79	19,6
AC <sub>12</sub> <sup>3-</sup> <sub>4</sub>	257,43	125,67	31,96	0,18	191,41	17577,48	180994,65	14372,87	18,2
Як-III-VII	81,34	43,97	9,02	0,05	54,10	6210,82	251424,74	60592,74	34,2
Hx-I	81,34	43,97	9,02	0,05	54,10	6210,82	142474,02	29430,76	33,8
Hx-III-IV	81,34	43,97	9,02	0,05	54,10	6210,82	210299,50	51936,63	34,1
Сд-IX	81,34	43,97	9,02	0,05	54,10	6210,82	150854,84	31161,98	33,9
АБ	4,04	5,45	0,52	0,00	4,06	425,02	6106,47	3523,26	18,8
БВ <sub>3</sub>	4,04	5,45	0,52	0,00	4,06	425,02	20064,13	11576,44	19,3
БВ <sub>5</sub>	4,04	5,45	0,52	0,00	4,06	425,02	4841,56	2793,45	18,8
БВ <sub>6</sub> <sup>1</sup>	4,04	5,45	0,52	0,00	4,06	425,02	4187,30	2415,95	18,7
БВ <sub>7</sub>	4,04	5,45	0,52	0,00	4,06	425,02	3402,18	1962,96	18,5
БВ <sub>8</sub> <sup>2</sup>	4,04	5,45	0,52	0,00	4,06	425,02	4143,68	2390,79	18,6
2013 г.									
AC <sub>10</sub>	235,05	123,38	32,12	0,17	171,55	13996,26	128863,34	7338,66	16,7
AC <sub>10</sub> <sup>1-</sup> <sub>2</sub>	235,05	123,38	32,12	0,17	171,55	13996,26	241618,76	13759,99	16,8
AC <sub>11</sub>	235,05	123,38	32,12	0,17	171,55	13996,26	80539,59	4586,66	15,8
AC <sub>11</sub> <sup>1</sup>	235,05	123,38	32,12	0,17	171,55	13996,26	415584,26	23667,19	18
AC <sub>11</sub> <sup>2-</sup> <sub>4</sub>	235,05	123,38	32,12	0,17	171,55	13996,26	56377,71	3210,67	16,1

Продолжение приложения Б

	X14	X15	X16	X17	X18	X19	X22	у1	у2
2013 г.									
AC <sub>12</sub> <sup>2</sup>	235,05	123,38	32,12	0,17	171,55	13996,26	488069,89	27795,19	17,5
AC <sub>12</sub> <sup>3-</sup> 4	235,05	123,38	32,12	0,17	171,55	13996,26	199738,17	11374,93	16,4
Як-III- VII	75,22	29,60	9,31	0,04	41,18	4618,20	278509,42	54215,44	35
Hx-I	75,22	29,60	9,31	0,04	41,18	4618,20	154626,53	26333,22	34,3
Hx- III-IV	75,22	29,60	9,31	0,04	41,18	4618,20	251390,26	46470,38	35,1
Сд-IX	75,22	29,60	9,31	0,04	41,18	4618,20	163722,21	27882,23	34,6
АБ	6,54	3,32	0,75	0,00	3,29	554,18	7292,04	3619,05	12
БВ <sub>3</sub>	6,54	3,32	0,75	0,00	3,29	554,18	23959,56	11891,18	12,6
БВ <sub>5</sub>	6,54	3,32	0,75	0,00	3,29	554,18	5781,55	2869,39	11,5
БВ <sub>6</sub> <sup>1</sup>	6,54	3,32	0,75	0,00	3,29	554,18	5000,26	2481,64	11,6
БВ <sub>7</sub>	6,54	3,32	0,75	0,00	3,29	554,18	4062,71	2016,33	11,4
БВ <sub>8</sub> <sup>2</sup>	6,54	3,32	0,75	0,00	3,29	554,18	4948,17	2455,79	11,5
2012 г.									
AC <sub>10</sub>	210,77	123,38	31,22	0,34	144,19	5326,11	75346,15	2809,73	12,3
AC <sub>10</sub> <sup>1-</sup> 2	210,77	123,38	31,22	0,34	144,19	5326,11	141274,03	5268,25	11,7
AC <sub>11</sub>	210,77	123,38	31,22	0,34	144,19	5326,11	47091,34	1756,08	11,2
AC <sub>11</sub> <sup>1</sup>	210,77	123,38	31,22	0,34	144,19	5326,11	242991,34	9061,39	12,8
AC <sub>11</sub> <sup>2-</sup> 4	210,77	123,38	31,22	0,34	144,19	5326,11	32963,94	1229,26	11,2
AC <sub>12</sub> <sup>2</sup>	210,77	123,38	31,22	0,34	144,19	5326,11	285373,55	10641,87	12,8
AC <sub>12</sub> <sup>3-</sup> 4	210,77	123,38	31,22	0,34	144,19	5326,11	116786,53	4355,09	11,1
Як-III- VII	54,63	38,24	9,05	0,11	31,72	1654,01	149064,33	52718,13	29,3
Hx-I	54,63	38,24	9,05	0,11	31,72	1654,01	76701,96	25605,95	27,4

Продолжение приложения Б

	X14	X15	X16	X17	X18	X19	X22	У1	У2
2012 г.									
Хх- III-IV	54,63	38,24	9,05	0,11	31,72	1654,01	140075,53	45186,96	28,6
Сд-IX	54,63	38,24	9,05	0,11	31,72	1654,01	81213,84	27112,18	28,2
АБ	3,71	4,24	0,42	0,01	1,43	142,24	4369,56	3640,56	11,4
БВ <sub>3</sub>	3,71	4,24	0,42	0,01	1,43	142,24	14357,12	11961,83	12
БВ <sub>5</sub>	3,71	4,24	0,42	0,01	1,43	142,24	3464,43	2886,44	11
БВ <sub>6</sub> <sup>1</sup>	3,71	4,24	0,42	0,01	1,43	142,24	2996,27	2496,38	11,2
БВ <sub>7</sub>	3,71	4,24	0,42	0,01	1,43	142,24	2434,47	2028,31	10,9
БВ <sub>8</sub> <sup>2</sup>	3,71	4,24	0,42	0,01	1,43	142,24	2965,06	2470,38	11,1
2011 г.									
AC <sub>10</sub>	198,31	116,09	28,92	0,35	144,89	4652,93	73359,63	2454,61	9,8
AC <sub>10</sub> <sup>1-</sup> 2	198,31	116,09	28,92	0,35	144,89	4652,93	137549,31	4602,39	9,2
AC <sub>11</sub>	198,31	116,09	28,92	0,35	144,89	4652,93	45849,77	1534,13	8,7
AC <sub>11</sub> <sup>1</sup>	198,31	116,09	28,92	0,35	144,89	4652,93	236584,81	7916,10	10,5
AC <sub>11</sub> <sup>2-</sup> 4	198,31	116,09	28,92	0,35	144,89	4652,93	32094,84	1073,89	8,9
AC <sub>12</sub> <sup>2</sup>	198,31	116,09	28,92	0,35	144,89	4652,93	277849,60	9296,82	10,7
AC <sub>12</sub> <sup>3-</sup> 4	198,31	116,09	28,92	0,35	144,89	4652,93	113707,43	3804,64	9,1
Як-III- VII	67,42	32,50	4,91	0,08	10,87	1629,29	118033,89	24859,20	26
Хх-I	67,42	32,50	4,91	0,08	10,87	1629,29	60730,73	12074,47	25,2
Хх- III-IV	67,42	32,50	4,91	0,08	10,87	1629,29	92206,43	21307,89	25,6
Сд-IX	67,42	32,50	4,91	0,08	10,87	1629,29	64303,12	12784,73	25,3
АБ	5,66	3,90	2,85	0,00	1,30	136,84	4156,53	3431,65	11,3
БВ <sub>3</sub>	5,66	3,90	2,85	0,00	1,30	136,84	13657,17	11275,41	11,5
БВ <sub>5</sub>	5,66	3,90	2,85	0,00	1,30	136,84	3295,54	2720,81	10,9
БВ <sub>6</sub> <sup>1</sup>	5,66	3,90	2,85	0,00	1,30	136,84	2850,19	2353,13	11

Продолжение приложения Б

	X14	X15	X16	X17	X18	X19	X20	X23	У1
2011 г.									
БВ <sub>7</sub>	5,66	3,90	2,85	0,00	1,30	136,84	2315,78	1911,92	10,8
БВ <sub>8</sub> <sup>2</sup>	5,66	3,90	2,85	0,00	1,30	136,84	2820,50	2328,62	10,9
2010 г.									
AC <sub>10</sub>	189,32	114,52	28,34	0,24	143,58	4524,32	53002,29	2134,93	9
AC <sub>10</sub> <sup>1-</sup> <sub>2</sub>	189,32	114,52	28,34	0,24	143,58	4524,32	99379,29	4002,99	8,5
AC <sub>11</sub>	189,32	114,52	28,34	0,24	143,58	4524,32	33126,43	1334,33	8,1
AC <sub>11</sub> <sup>1</sup>	189,32	114,52	28,34	0,24	143,58	4524,32	170932,38	6885,15	9,7
AC <sub>11</sub> <sup>2-</sup> <sub>4</sub>	189,32	114,52	28,34	0,24	143,58	4524,32	23188,50	934,03	8,3
AC <sub>12</sub> <sup>2</sup>	189,32	114,52	28,34	0,24	143,58	4524,32	200746,16	8086,05	10,2
AC <sub>12</sub> <sup>3-</sup> <sub>4</sub>	189,32	114,52	28,34	0,24	143,58	4524,32	82153,55	3309,14	8,5
Як-III-VII	65,14	30,48	4,85	0,08	10,82	1426,32	66370,78	19663,74	22,8
Hx-I	65,14	30,48	4,85	0,08	10,82	1426,32	36369,16	9550,96	22,2
Hx-III-IV	65,14	30,48	4,85	0,08	10,82	1426,32	50199,22	16854,63	22,4
Сд-IX	65,14	30,48	4,85	0,08	10,82	1426,32	38508,53	10112,78	22,1
АБ	5,61	3,85	2,81	0,00	1,28	128,95	3513,95	3291,99	10,8
БВ <sub>3</sub>	5,61	3,85	2,81	0,00	1,28	128,95	11545,82	10816,55	11,1
БВ <sub>5</sub>	5,61	3,85	2,81	0,00	1,28	128,95	2786,06	2610,08	10,2
БВ <sub>6</sub> <sup>1</sup>	5,61	3,85	2,81	0,00	1,28	128,95	2409,56	2257,37	10,4
БВ <sub>7</sub>	5,61	3,85	2,81	0,00	1,28	128,95	1957,77	1834,11	10,1
БВ <sub>8</sub> <sup>2</sup>	5,61	3,85	2,81	0,00	1,28	128,95	2384,46	2233,85	10,3
2009 г.									
AC <sub>10</sub>	185,41	112,05	27,54	0,23	138,11	4328,62	46394,22	1441,27	6,2
AC <sub>10</sub> <sup>1-</sup> <sub>2</sub>	185,41	112,05	27,54	0,23	138,11	4328,62	86989,16	2702,37	5,7
AC <sub>11</sub>	185,41	112,05	27,54	0,23	138,11	4328,62	28996,39	900,79	5,2

Продолжение приложения Б

	X14	X15	X16	X17	X18	X19	X20	X23	У1
2009 г.									
AC <sub>11</sub> <sup>1</sup>	185,41	112,05	27,54	0,23	138,11	4328,62	149621,35	4648,08	6,1
AC <sub>11</sub> <sup>2-</sup> 4	185,41	112,05	27,54	0,23	138,11	4328,62	20297,47	630,55	5,2
AC <sub>12</sub> <sup>2</sup>	185,41	112,05	27,54	0,23	138,11	4328,62	175718,10	5458,79	6,7
AC <sub>12</sub> <sup>3-</sup> 4	185,41	112,05	27,54	0,23	138,11	4328,62	71911,04	2233,96	5,3
Як-III- VII	64,25	28,12	4,81	0,08	10,24	1292,39	24301,73	14828,91	16,8
Hx-I	64,25	28,12	4,81	0,08	10,24	1292,39	8544,27	7202,61	16,3
Hx- III-IV	64,25	28,12	4,81	0,08	10,24	1292,39	17591,14	12710,49	16,5
Сд-IX	64,25	28,12	4,81	0,08	10,24	1292,39	9046,87	7626,29	16,4
АБ	5,49	3,74	2,72	0,00	1,24	125,74	3150,94	2988,83	10,5
БВ <sub>3</sub>	5,49	3,74	2,72	0,00	1,24	125,74	10353,09	9820,43	11
БВ <sub>5</sub>	5,49	3,74	2,72	0,00	1,24	125,74	2498,25	2369,71	10
БВ <sub>6</sub> <sup>1</sup>	5,49	3,74	2,72	0,00	1,24	125,74	2160,65	2049,48	10,1
БВ <sub>7</sub>	5,49	3,74	2,72	0,00	1,24	125,74	1755,52	1665,20	9,8
БВ <sub>8</sub> <sup>2</sup>	5,49	3,74	2,72	0,00	1,24	125,74	2138,14	2028,13	10
2008 г.									
AC <sub>10</sub>	182,36	109,74	26,85	0,22	128,64	4285,96	53830,46	850,37	5,5
AC <sub>10</sub> <sup>1-</sup> 2	182,36	109,74	26,85	0,22	128,64	4285,96	100932,11	1594,44	4,2
AC <sub>11</sub>	182,36	109,74	26,85	0,22	128,64	4285,96	33644,04	531,48	3,9
AC <sub>11</sub> <sup>1</sup>	182,36	109,74	26,85	0,22	128,64	4285,96	173603,23	2742,44	4,8
AC <sub>11</sub> <sup>2-</sup> 4	182,36	109,74	26,85	0,22	128,64	4285,96	23550,83	372,04	4
AC <sub>12</sub> <sup>2</sup>	182,36	109,74	26,85	0,22	128,64	4285,96	203882,87	3220,78	5,1
AC <sub>12</sub> <sup>3-</sup> 4	182,36	109,74	26,85	0,22	128,64	4285,96	83437,21	1318,07	4,1

Продолжение приложения Б

	X14	X15	X16	X17	X18	X19	X20	X23	У1
2018 г.									
Як-III-VII	63,41	27,52	4,71	0,08	9,84	1152,36	333,11	12318,64	5,4
Hx-I	63,41	27,52	4,71	0,08	9,84	1152,36	28,31	5983,34	5,3
Hx-III-IV	63,41	27,52	4,71	0,08	9,84	1152,36	58,29	10558,83	5,8
Cд-IX	63,41	27,52	4,71	0,08	9,84	1152,36	29,98	6335,30	5,6
АБ	5,33	3,52	2,62	0,00	1,18	117,95	3964,00	2554,61	10,6
БВ <sub>3</sub>	5,33	3,52	2,62	0,00	1,18	117,95	13024,57	8393,73	10,9
БВ <sub>5</sub>	5,33	3,52	2,62	0,00	1,18	117,95	3142,89	2025,44	9,9
БВ <sub>6</sub> <sup>1</sup>	5,33	3,52	2,62	0,00	1,18	117,95	2718,17	1751,73	10,1
БВ <sub>7</sub>	5,33	3,52	2,62	0,00	1,18	117,95	2208,51	1423,28	9,9
БВ <sub>8</sub> <sup>2</sup>	5,33	3,52	2,62	0,00	1,18	117,95	2689,86	1733,49	9,8
2007 г.									
AC <sub>10</sub>	175,28	104,82	25,41	0,22	125,74	3943,17	33826,63	531,84	4,8
AC <sub>10</sub> <sup>1-</sup> <sub>2</sub>	175,28	104,82	25,41	0,22	125,74	3943,17	63424,93	997,20	3,65
AC <sub>11</sub>	175,28	104,82	25,41	0,22	125,74	3943,17	21141,64	332,40	3,3
AC <sub>11</sub> <sup>1</sup>	175,28	104,82	25,41	0,22	125,74	3943,17	109090,88	1715,18	4,12
AC <sub>11</sub> <sup>2-</sup> <sub>4</sub>	175,28	104,82	25,41	0,22	125,74	3943,17	14799,15	232,68	3,54
AC <sub>12</sub> <sup>2</sup>	175,28	104,82	25,41	0,22	125,74	3943,17	128118,36	2014,34	4,42
AC <sub>12</sub> <sup>3-</sup> <sub>4</sub>	175,28	104,82	25,41	0,22	125,74	3943,17	52431,27	824,35	3,52
Як-III-VII	62,18	25,14	4,71	0,08	9,15	1027,32	42,79	4353,34	2,3
Hx-I	62,18	25,14	4,71	0,08	9,15	1027,32	6,42	2114,48	1,9
Hx-III-IV	62,18	25,14	4,71	0,08	9,15	1027,32	13,21	3731,43	2,2
Cд-IX	62,18	25,14	4,71	0,08	9,15	1027,32	6,80	2238,86	2,1
АБ	5,25	3,48	2,42	0,00	1,09	109,44	3171,25	2138,97	9,8

Продолжение приложения Б

	X14	X15	X16	X17	X18	X19	X20	X23	У1
2007 г.									
БВ <sub>3</sub>	5,25	3,48	2,42	0,00	1,09	109,44	10419,81	7028,05	10,3
БВ <sub>5</sub>	5,25	3,48	2,42	0,00	1,09	109,44	2514,35	1695,90	9,4
БВ <sub>6</sub> <sup>1</sup>	5,25	3,48	2,42	0,00	1,09	109,44	2174,57	1466,72	9,5
БВ <sub>7</sub>	5,25	3,48	2,42	0,00	1,09	109,44	1766,84	1191,71	9,4
БВ <sub>8</sub> <sup>2</sup>	5,25	3,48	2,42	0,00	1,09	109,44	2151,92	1451,44	9,5
2006 г.									
AC <sub>10</sub>	169,24	102,52	24,20	0,22	124,16	3748,11	29535,01	384,57	4,36
AC <sub>10</sub> <sup>1-</sup> <sub>2</sub>	169,24	102,52	24,20	0,22	124,16	3748,11	55378,15	721,08	3,14
AC <sub>11</sub>	169,24	102,52	24,20	0,22	124,16	3748,11	18459,38	240,36	2,87
AC <sub>11</sub> <sup>1</sup>	169,24	102,52	24,20	0,22	124,16	3748,11	95250,42	1240,25	3,61
AC <sub>11</sub> <sup>2-</sup> <sub>4</sub>	169,24	102,52	24,20	0,22	124,16	3748,11	12921,57	168,25	3,2
AC <sub>12</sub> <sup>2</sup>	169,24	102,52	24,20	0,22	124,16	3748,11	111863,87	1456,58	4,03
AC <sub>12</sub> <sup>3-</sup> <sub>4</sub>	169,24	102,52	24,20	0,22	124,16	3748,11	45779,27	596,09	3,13
АБ	4,85	3,02	2,18	0,00	1,05	105,41	3932,65	1702,21	10,1
БВ <sub>3</sub>	4,85	3,02	2,18	0,00	1,05	105,41	12921,57	5592,98	10,6
БВ <sub>5</sub>	4,85	3,02	2,18	0,00	1,05	105,41	3118,03	1349,61	9,8
БВ <sub>6</sub> <sup>1</sup>	4,85	3,02	2,18	0,00	1,05	105,41	2696,68	1167,23	9,7
БВ <sub>7</sub>	4,85	3,02	2,18	0,00	1,05	105,41	2191,05	948,38	9,5
БВ <sub>8</sub> <sup>2</sup>	4,85	3,02	2,18	0,00	1,05	105,41	2668,58	1155,07	9,6
2005 г.									
AC <sub>10</sub>	152,39	85,41	23,14	0,15	121,88	3548,23	18951,40	327,11	4,01
AC <sub>10</sub> <sup>1-</sup> <sub>2</sub>	152,39	85,41	23,14	0,15	121,88	3548,23	35533,87	613,33	2,85
AC <sub>11</sub>	152,39	85,41	23,14	0,15	121,88	3548,23	11844,62	204,44	2,49
AC <sub>11</sub> <sup>1</sup>	152,39	85,41	23,14	0,15	121,88	3548,23	61118,25	1054,93	3,13
AC <sub>11</sub> <sup>2-</sup> <sub>4</sub>	152,39	85,41	23,14	0,15	121,88	3548,23	8291,24	143,11	2,9

Окончание приложения Б

	X14	X15	X16	X17	X18	X19	X20	X23	Y1
2005 г.									
AC <sub>12</sub> <sup>2</sup>	152,39	85,41	23,14	0,15	121,88	3548,23	71778,41	1238,93	3,45
AC <sub>12</sub> <sup>3-</sup> 4	152,39	85,41	23,14	0,15	121,88	3548,23	29374,66	507,02	2,82
АБ	3,81	2,74	1,85	0,00	0,74	97,45	3273,79	1378,19	9,5
БВ <sub>3</sub>	3,81	2,74	1,85	0,00	0,74	97,45	10756,75	4528,32	10,2
БВ <sub>5</sub>	3,81	2,74	1,85	0,00	0,74	97,45	2595,65	1092,70	9,1
БВ <sub>6</sub> <sup>1</sup>	3,81	2,74	1,85	0,00	0,74	97,45	2244,89	945,04	8,9
БВ <sub>7</sub>	3,81	2,74	1,85	0,00	0,74	97,45	1823,97	767,85	8,7
БВ <sub>8</sub> <sup>2</sup>	3,81	2,74	1,85	0,00	0,74	97,45	2221,50	935,20	8,8
2004 г.									
AC <sub>10</sub>	148,63	76,95	21,80	0,10	109,51	3184,22	9604,41	163,92	3,2
AC <sub>10</sub> <sup>1-</sup> 2	148,63	76,95	21,80	0,10	109,51	3184,22	18008,26	307,36	2,13
AC <sub>11</sub>	148,63	76,95	21,80	0,10	109,51	3184,22	6002,75	102,45	1,85
AC <sub>11</sub> <sup>1</sup>	148,63	76,95	21,80	0,10	109,51	3184,22	30974,21	528,66	2,5
AC <sub>11</sub> <sup>2-</sup> 4	148,63	76,95	21,80	0,10	109,51	3184,22	4201,93	71,72	2,34
AC <sub>12</sub> <sup>2</sup>	148,63	76,95	21,80	0,10	109,51	3184,22	36376,69	620,86	2,87
AC <sub>12</sub> <sup>3-</sup> 4	148,63	76,95	21,80	0,10	109,51	3184,22	14886,83	254,08	2,4
АБ	3,14	2,48	1,62	0,00	0,53	81,62	2072,18	865,54	8,3
БВ <sub>3</sub>	3,14	2,48	1,62	0,00	0,53	81,62	6808,60	2843,92	8,8
БВ <sub>5</sub>	3,14	2,48	1,62	0,00	0,53	81,62	1642,95	686,25	7,9
БВ <sub>6</sub> <sup>1</sup>	3,14	2,48	1,62	0,00	0,53	81,62	1420,93	593,51	7,6
БВ <sub>7</sub>	3,14	2,48	1,62	0,00	0,53	81,62	1154,50	482,23	7,8
БВ <sub>8</sub> <sup>2</sup>	3,14	2,48	1,62	0,00	0,53	81,62	1406,12	587,33	7,6

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Значение входных параметров по каждому пласту при их линейном изменении

	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
Пласт Як-III-VII						
X1	4,37	4,01	3,65	3,29	2,93	2,57
X2	81,51	77,23	73,14	69,68	65,12	62,18
X3	1,62	1,38	1,13	1,01	0,91	0,83
X4	15,90	15,90	15,90	15,90	15,90	15,90
X5	8,90	8,90	8,90	8,90	8,90	8,90
X6	17,70	17,70	17,70	17,70	17,70	17,70
X7	25,40	25,40	25,40	25,40	25,40	25,40
X8	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49
X9	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27
X10	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61
X11	5,30	5,30	5,30	5,30	5,30	5,30
X12	15,90	15,90	15,90	15,90	15,90	15,90
X13	118,35	115,41	113,28	110,98	107,62	104,62
X14	64,38	61,21	57,26	54,98	52,33	50,04
X15	11,56	10,75	10,13	9,67	9,35	9,01
X16	0,08	0,07	0,06	0,06	0,05	0,05
X17	47,53	44,61	40,07	37,12	34,21	31,98
X18	7514,29	6745,90	6148,29	5479,18	4795,35	4159,30
X19	68,12	71,86	74,96	76,18	82,25	85,92
X20	2842,65	4498,44	4212,75	4174,66	4457,95	4665,46
X21	88280,27	128146,69	109187,11	97476,45	92639,88	84967,84
Пласт Нх-I						
X1	2,01	1,87	1,68	1,54	1,42	1,28
X2	47,29	45,21	42,98	41,02	39,75	37,83
X3	1,15	1,13	1,11	1,08	1,07	1,06
X4	25,40	25,40	25,40	25,40	25,40	25,40

Продолжение приложения В

	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
Пласт Нх-I						
X5	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70
X6	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50
X7	23,80	23,80	23,80	23,80	23,80	23,80
X8	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42
X9	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19
X10	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48
X11	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80
X12	25,90	25,90	25,90	25,90	25,90	25,90
X13	118,35	115,41	113,28	110,98	107,62	104,62
X14	64,38	61,21	57,26	54,98	52,33	50,04
X15	11,56	10,75	10,13	9,67	9,35	9,01
X16	0,08	0,07	0,06	0,06	0,05	0,05
X17	47,53	44,61	40,07	37,12	34,21	31,98
X18	7514,29	6745,90	6148,29	5479,18	4795,35	4159,30
X19	68,12	71,86	74,96	76,18	82,25	85,92
X20	2842,65	4498,44	4212,75	4174,66	4457,95	4665,46
X21	40567,42	59725,73	50249,71	45645,78	44945,05	42399,66
Пласт Нх-III-IV						
X1	3,89	3,65	3,51	3,32	3,09	2,89
X2	94,68	90,48	86,14	82,45	78,91	75,29
X3	2,34	2,02	1,94	1,82	1,68	1,57
X4	27,10	27,10	27,10	27,10	27,10	27,10
X5	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70
X6	17,50	17,50	17,50	17,50	17,50	17,50
X7	26,10	26,10	26,10	26,10	26,10	26,10
X8	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
X9	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21
X10	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54
X11	9,40	9,40	9,40	9,40	9,40	9,40
X12	27,30	27,30	27,30	27,30	27,30	27,30

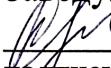
Продолжение приложения В

	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
Пласт Нх-III-IV						
X13	118,35	115,41	113,28	110,98	107,62	104,62
X14	64,38	61,21	57,26	54,98	52,33	50,04
X15	11,56	10,75	10,13	9,67	9,35	9,01
X16	0,08	0,07	0,06	0,06	0,05	0,05
X17	47,53	44,61	40,07	37,12	34,21	31,98
X18	7514,29	6745,90	6148,29	5479,18	4795,35	4159,30
X19	68,12	71,86	74,96	76,18	82,25	85,92
X20	2842,65	4498,44	4212,75	4174,66	4457,95	4665,46
X21	78511,08	116576,97	104985,99	98405,18	97802,97	95730,49
Пласт Сд-IX						
X1	2,31	2,05	1,93	1,82	1,64	1,53
X2	48,18	45,39	42,57	39,15	37,25	34,20
X3	1,14	1,08	1,03	0,95	0,89	0,82
X4	23,7	23,70	23,70	23,70	23,70	23,70
X5	2,7	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70
X6	6,3	6,30	6,30	6,30	6,30	6,30
X7	28	28,00	28,00	28,00	28,00	28,00
X8	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49
X9	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24
X10	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53
X11	3,9	3,90	3,90	3,90	3,90	3,90
X12	27,1	27,10	27,10	27,10	27,10	27,10
X13	118,35	115,41	113,28	110,98	107,62	104,62
X14	64,38	61,21	57,26	54,98	52,33	50,04
X15	11,56	10,75	10,13	9,67	9,35	9,01
X16	0,08	0,07	0,06	0,06	0,05	0,05
X17	47,53	44,61	40,07	37,12	34,21	31,98
X18	7514,29	6745,90	6148,29	5479,18	4795,35	4159,30
X19	68,12	71,86	74,96	76,18	82,25	85,92
X20	2842,65	4498,44	4212,75	4174,66	4457,95	4665,46

## Окончание приложения В

	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
Пласт Сд-IX						
X21	46622,26	65474,74	57727,34	53945,01	51908,37	50680,85

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Институт инженерной физики и радиоэлектроники  
Кафедра экспериментальной физики и инновационных технологий

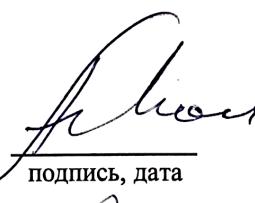
УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
 В.А.Орлов  
подпись инициалы, фамилия  
« 21 » июня 20 21 г.

## МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

«Адаптивное управление параметрами модели оценки эффективности проекта  
обустройства нефтяных месторождений»

27.04.05 Инноватика  
27.04.05.01 Управление инновациями

Руководитель

  
подпись, дата

доцент, к. ф.-м. наук  
должность, ученая степень

А. К. Москалев  
ициалы, фамилия

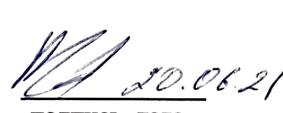
Рецензент

  
подпись, дата

проф., д-р. тех. наук  
должность, ученая степень

В.А. Охордин  
ициалы, фамилия

Выпускник

  
подпись, дата

Луценко В.С.  
ициалы, фамилия

Красноярск 2021

*Наконечников  
21.06.2021  
Степанушкина Е.Г.  
Сигнал*