

## **ОТЗЫВ**

### **Официального оппонента**

Доктора геолого-минералогических наук профессора кафедры «Геология месторождений нефти и газа» ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», заслуженного геолога РФ, академика РАЕН Бородкина Владимира Николаевича на диссертационную работу Потехина Дениса Владимировича на тему «Разработка методологии многовариантного геологического 3D-моделирования нефтяных залежей», представленной к защите в диссертационный совет ПНИПУ 05.15 на соискание ученой степени доктора технических наук, по специальности 1.6.11. - Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений.

### **Актуальность темы**

При проектировании и обоснование производственных решений на нефтяных месторождениях выполняется на цифровых прототипах, представленных в виде 3D геологических моделей. Построение модели требует геометризации литологических типов пород с фильтрационно-емкостными свойствами и характером насыщения коллекторов, прогнозирования распределения проницаемых и плотных пород, оценки коэффициентов пористости и нефтенасыщенности. Интерполяция литологических типов осуществляется на основе детерминистических и стохастических методов, а геологическое строение изучается косвенными методами с неоднородностью и неопределенностью. Исходной информацией для моделирования являются данные геофизических исследований скважин и 3Dсейсморазведки с различной разрешающей способностью, погрешностью и объемом исследований. Неоднородность геологического строения описывается геостатистическими параметрами, такими как математическое ожидание, дисперсия и вариограмма.

Задача исследования разработать методы, которые позволят улучшить качество и точность создания трёхмерной геологической модели нефтяных залежей. Для этого необходимо оптимизировать процесс создания цифрового

прототипа геологического строения, включающий в себя литолого-фациальный и петрофизический анализ.

Современные программные продукты 3D-моделирования не предоставляют «прозрачного» инструмента настроек. В зависимости от неопределенности исходных данных изменение настроек интерполяторов дает различные реализации геологического строения. Одной из задач исследования является выбор оптимальных настроек многовариантного моделирования с использованием методов планирования эксперимента и многокритериальной оптимизации. Критерии оценки соответствия моделей фактическим результатам включают эффективность подтверждения прогноза бурением и историю работы скважин. Для условий с высокой неоднородностью разработаны вероятностные критерии оптимизации. Комплексный критерий на основе разработанных критериев оценивает достоверность реализаций, ранжируя их по сходимости. В том числе выполнить научное обоснование комплексного критерия, позволяющего дифференцировать оптимальные реализации многовариантной геологической модели нефтяной залежи на этапах литолого-фациального и петрофизического проектирования.

Прогноз строения переходной водонефтяной зоны важен для достоверного геолого-технологического моделирования. Для месторождений мощность зоны может приниматься равной нулю, однако исследования показывают, что она может измениться по глубине залежи, а нефтенасыщенность изменяется от нуля до значений в зоне предельного насыщения. Методология построения 3D-распределения нефтенасыщенности в переходной зоне основана на комплексном учете капилляриметрических исследований керна, фильтрационно-емкостных свойств и удельного электрического сопротивления. Основным критерием контроля подъема воды в пределах зоны является комплексный показатель отношение проницаемости к пористости, характеризующее радиус капиллярных каналов. Который отображает закономерности пространственного изменения начальной нефтенасыщенности с целью повышения достоверности оценки запасов нефти

на основе комплексирования результатов 3D петрофизической модели по данным керна и результатам УЭС по геофизическим исследованиям в скважинах.

Для повышения достоверности геологической модели с целью повышения количества исследований целесообразно использовать нейронные сети при решении задач выделения пластов коллекторов, литотипизации пород, определения вязкости нефти. Применение технологии нейронных сетей позволяет автоматизировать процесс интерпретации ГИС, сократить время на выделение коллекторов, снизить неопределённость изучения месторождения по площади, получить новые необходимые знания на всей площади продуктивного объекта месторождения. Исследования позволили более полно использовать данные стандартного комплекса ГИС по скважинам, повысить полноту изучения по площади и разрезу, уточнить геологическую модель месторождения. Результаты позволяют выполнить обоснование особенностей пространственного изменения динамической вязкости пластовой нефти, связанной с физико-химическими процессами взаимодействия флюидов в водонефтяной зоне карбонатного пласта, полученных с использованием технологии нейронных сетей, с целью повышения достоверности геологической модели.

### **Оценка содержания работы**

Результаты исследований, изложенные в работе изложены в логической последовательности, представляют собой целостность и законченность.

Диссертация состоит из введения, четырех глав и заключения. Текст изложен на 377 стр. машинописного текста, иллюстрирован 135 рисунками, 37 таблицами. Список литературы включает 270 наименований.

Содержание автореферата, в целом соответствует положениям текста и выводами диссертации.

*Во введении* представлены все необходимые сведения об актуальности темы, целях и задачах диссертационного исследования, а также об объекте и предмете исследования, используемых методах, научной новизне и практической значимости полученных результатов, о публикациях и апробации работы. Также представлены положения, выносимые на защиту.

*В первой главе* выполнен анализ мирового опыта применения многовариантного 3D-моделирования нефтяных залежей. Представлена общая концепция и этапы построения 3D-моделирования нефтяных залежей. Рассмотрены методы оценки и учета неопределенности при построении 3D-моделей нефтяных залежей. Способы применения геостатистических исследований при 3D-моделировании нефтяных залежей. Выполнен анализ применения методов многовариантного геологического 3D-моделирования нефтяных залежей. Представлена разработка оптимизации выбора геологических 3D-моделей на основе метода планирования эксперимента.

Для решения задачи по регуляризации проведения опытов применено планирование эксперимента, а для выбора достоверных реализаций использована многокритериальная оптимизация. Разработанная методика многовариантно-многофакторного моделирования позволяет достичь повышения достоверности геологического строения на этапе литолого-фациального моделирования, в том числе повысить достоверность распределения нефтенасыщенности в объеме залежи на этапе петрофизического моделирования. Исследования выполнены на реальных геологических моделях нефтяных месторождений Пермского региона и Республики Коми.

*Вторая глава* посвящена созданию методологии многовариантного моделирования, основанной на планировании эксперимента и теории многокритериальной оптимизации. Эта методика позволяет отобрать наилучшие варианты реализации геологической модели путем определения оптимальных настроек метода кригинга.

Были разработаны критерии, способствующие обоснованию наиболее оптимальных реализаций для построения трехмерных геологических моделей нефтяных залежей и распределения эффективных толщин на этапе литолого-фациального моделирования. На основе теории проведения эксперимента и оптимизации были научно обоснованы оптимальные параметры трехмерного моделирования.

Геолого-математические модели были разработаны для выбора оптимального прогноза геологического строения залежей нефти Аспинского (пласты Т1а, Бб1, Бб2, Т), Сосновского (пласты Бш, Тл, Бб, Мл), Стретенского (пласты Бш, Т1) и Усинского (пласт Р-С) месторождений. Было проведено ранжирование оптимальных реализаций трехмерных геологических моделей залежей нефти. Также были созданы трехмерные многовариантные литологические модели этих нефтяных месторождений.

Для пермокарбоновой залежи Усинского месторождения, отличающейся высокой фациальной изменчивостью, была дополнительно реализована методика расчета вероятностных критериев оптимизации при многовариантном фациальном 3D-моделировании.

Распределение наиболее оптимальных значений Оп в координатах Rx и Ry демонстрирует значительные различия в результатах, полученных для различных объектов, что отражает уникальность их геологического строения. Расчётные значения запасов, полученные на основе многовариантного 3D-моделирования, были сопоставлены с запасами, оцененными стандартным способом. Было установлено, что применение вероятностного подхода значительно меняет представление о строении залежи, особенно в отношении более точной оценки ее геологической неоднородности.

**В третьей главе** описывается создание методики, позволяющей моделировать нефтенасыщенность с учетом переходной водонефтяной зоны. Эта методика основана на трехмерной функции, которая учитывает результаты исследования керна и показания удельного электрического

сопротивления (УЭС) при 3D-моделировании нефтенасыщенности коллекторов.

В главе проведен анализ существующих методов построения модели переходной зоны, включая комплексные методы геофизических исследований скважин (ГИС) и капилляриметрические исследования керна. Для решения этой задачи были использованы методы многомерного математического моделирования. Основным критерием, который контролирует фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пород и, следовательно, влияние капиллярных сил, стал комплексный показатель  $\sqrt{(k/Kп)}$ . Этот показатель характеризует площадь фильтрации капиллярных каналов в идеальной пористой среде.

Также были разработаны подходы к определению уровня зеркала чистой воды по данным УЭС и построению поверхности водонефтяного контакта в 3D-геологической модели залежи.

Эта методика была применена к нефтяным залежам в гидрофильных терригенных и карбонатных коллекторах, а также к пермокарбонатной залежи со сверхвязкой нефтью Усинского месторождения. В результате для всех рассмотренных геолого-геофизических условий были построены цифровые 3D-модели распределения начальной нефтенасыщенности коллекторов. Эти модели более точно отражают неоднородность залежи и могут использоваться как для подсчета запасов, так и при геолого-технологическом моделировании разработки месторождения.

**В четвертой главе** представлены результаты трехмерного моделирования и анализа распределения коллекторских свойств и вязкости нефти с использованием технологии машинного обучения. В ходе исследований были разработаны методы подготовки данных и выбора оптимальных настроек для обучения нейронных сетей в программном обеспечении «ПРАЙМ».

На основе нейронных сетей Левенберга-Марквардта была создана методология для решения задач по выделению литологических типов пород, пластов-коллекторов и параметров трещиноватости, таких как плотность и раскрытость трещин.

Для пермокарбоновой залежи нефти Усинского месторождения была выявлена объемная зональность распределения литотипов пород в соответствии с классификацией Данхема. В каждом из выделенных литотипов, используя алгоритмы машинного обучения, были определены плотность и раскрытость трещин, что позволило рассчитать трещинную проницаемость по всему объему залежи.

Ошибки при реализации машинного обучения составили около 3-5%, что свидетельствует о высокой достоверности полученных прогнозных решений.

Кроме того, на основе нейронных сетей, определения вязкости по отобранным пробам нефти и данных стандартного комплекса ГИС, был выполнен прогноз определения вязкости нефти по скважинам, а также распределения вязкости в объеме резервуара. Был проведен анализ изменения и причин появления аномально вязкой нефти и гидрофобизации коллектора. Разработана методика прогноза как вязкости, так и гидрофобизации.

Результаты исследований использованы для повышения технологической эффективности при реализации геолого-гидродинамического моделирования.

**В заключении** представлены основные выводы и результаты, полученные в ходе исследования и решения задач, сформулированных в начале работы. Эти выводы и результаты являются важными и хорошо обоснованными.

Работа имеет чёткую структуру и внутреннюю логику, а математические формулы и доказательства представляются корректными.

**В Актах о внедрении** приведены:

1. Акт – Трехмерное моделирование насыщения переходной водонефтяной зоны в объёме нефтяной залежи (ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»)
2. Акт – Разработка технологии выбора оптимальных реализаций при многовариантном 3D- моделировании (ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»)
3. Акт об использовании технологии «Многовариантное моделирование с контролем качества реализаций по сейсмическим данным» по программном продукте Irap RMS RAXAR Technologies AS.

### **Научная новизна, достоверность и обоснованность результатов диссертационного исследования**

Научное обоснование комплексного критерия, который позволяет различать оптимальные варианты реализации многовариантной геологической модели нефтяной залежи на этапах литолого-фациального и петрофизического проектирования.

Детальное изучение закономерностей пространственного изменения начальной нефтенасыщенности, что способствует повышению точности оценки запасов нефти. Это достигается путем интеграции результатов трехмерной петрофизической модели, основанной на данных керна, с данными геофизических исследований скважин, включая УЭС (удельное электрическое сопротивление).

Исследование и анализ пространственного изменения фильтрационно-емкостных свойств различных литотипов пород, которые были воспроизведены на основе результатов обучения многослойных нейронных сетей по данным ГИС. Это позволяет более точно оценить геологическое строение на трехмерной геологической модели.

Обоснование особенностей пространственного изменения динамической вязкости пластовой нефти, связанной с физико-химическими процессами взаимодействия флюидов в водонефтяной зоне карбонатного пласта. Эти данные были получены с использованием технологии нейронных сетей.

## Практическая ценность диссертационного исследования

На основе метода многокритериальной оптимизации был разработан процесс многовариантного геологического моделирования нефтяных залежей на этапах литолого-фациального и петрофизического проектирования. Были предложены и обоснованы критерии выбора оптимальных реализаций при построении литолого-фациальных и петрофизических моделей в рамках геостохастического моделирования.

Существующие методы прогнозирования 3D-распределения переходной водонефтяной зоны (высоты над уровнем свободного насыщения – Нусв) были оптимизированы. Для повышения точности аппроксимации трехмерной математической модели переходной зоны было предложено использовать комплексный показатель  $\sqrt{k/Kп}$ , который характеризует радиус капиллярных каналов в идеальной пористой среде. На основе трехмерной математической модели  $Kв = f(\sqrt{k/Kп}, Нусв)$  был проведен анализ зон с различной водонасыщенностью.

Разработана методология, позволяющая установить уровень свободного водонасыщения по данным удельных электрических сопротивлений (УЭС) в геологической 3D-модели залежи. Это осуществляется путем сопоставления модельных значений переходной зоны на разных уровнях с результатами интерпретации методов УЭС и анализа накопленной корреляции данных УЭС и коэффициента водонасыщенности (Кв) по разрезу залежи.

Объемное распределение водонасыщенности было выполнено для залежей визейских терригенных (пласты Т1а, Б1, Б2) и турнейских карбонатных отложений (пласт Т) Аспинского месторождения, Бш-Срп карбонатных отложений Уньвинского месторождения Пермского края, а также карбонатных отложений пермокарбоновой залежи Усинского нефтяного месторождения Республики Коми.

При формировании массива скважинных данных (BigData) для пермокарбоновой залежи Усинского месторождения была разработана методика по-пластовой подготовки данных, позволяющая повысить

достоверность прогноза выделения коллекторов, литологических разностей и параметров трещин.

На основе метода обучения нейронной сети по скважинным данным было выполнено выделение литологических типов пород и построена 3D-модель распределения литологических разностей пермокарбоновой залежи Усинского нефтяного месторождения. Также были созданы 3D-модели изменения раскрытости и плотности трещин, трещинной проницаемости и прогноза изменения вязкости с учетом содержания высоковязкой нефти для пермокарбоновой залежи Усинского нефтяного месторождения.

### **Апробация работы и публикации по теме исследования**

Результаты выполненных исследований отражены в 54 научных работах, из них 6 в моноавторстве, 15 статей опубликованы в изданиях, включенных в перечень рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертации на соискание ученой степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук, 4 работы опубликованы в изданиях, индексируемых в базах Scopus и Web of Science, получены 2 авторских свидетельства о регистрации программы для ЭВМ и 1 патент на изобретение.

Работы докладывались: на международной научно-практической конференции «Чтения Хошбахта Юсифзаде. Нефтегазоносность и геоэкологические проблемы Каспийского региона», г. Баку, 4–5 декабря 2024 г.; научно-практической конференции «Гейдар Алиев и нефтяная стратегия Азербайджана: достижения нефтегазовой геологии и геотехнологий» Баку, Азербайджан, 2023 г.; Всероссийской научно-практической конференции, Архангельск, 2023 г.; научно-практической конференций журнала «Нефтяное хозяйство», 2018 г., Geomodel 2016 – 18th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development; международной научно-практической конференции EAGE, 2016 г., Scientific-practical conference on oil and gas geological exploration and development, 2015

г.; международной научно-практической конференции «Нефтегазовая геология и геофизика», Калининград, 2014 г.; международной научно-практической конференции «Прогноз и разработка нефтегазоперспективных месторождений НК «ЛУКОЙЛ»», 2014 г.; VII Всероссийской научно-практической конференции с международным участием «Геология в развивающемся мире», Пермь, 2014 г.; Всероссийской научно-практической конференции с международным участием, посвященной 90-летию со дня рождения А.К. Урупова, Пермь, 2013 г.; международной конференции «Инновационные сейсмические технологии и подсчет запасов нефти и газа», Москва, 2013 г.; конференции «Новейшие технологии в нефтегазовой отрасли» в рамках Первого Пермского нефтегазового форума, Пермь, 2013 г.; IV Российской конференции пользователей компании ROXAR, Москва, 2003 г.; научно-практической конференции ОАО «СибНИИНП» «Проблемы развития нефтяной промышленности Западной Сибири», Тюмень, 2003 г.

### **Замечания**

1. В диссертации нет ответа на вопрос - почему на пермокарбоневой залежи Усинского месторождения при принятии уровня свободного насыщения за горизонтальную поверхность, нижняя граница изменения нефтенасыщенности в краевых частях глубже чем в центральной части залежи.
2. При построении 3D геологической модели распределения водонасыщенности по данным исследованиям керна по данным капилляриметрических исследований, как учитываются исследования по гидрофобизации пород по площади и разрезу.
3. В работе не представлено, как будет изменяться достоверность выбора оптимальных реализаций при отсутствии возможности получить данные для одного из критериев, например при отсутствии результатов 3D сейсморазведки или низкой ее прогностической способности в условиях конкретного месторождения.

## Общий вывод

Диссертация Потехина Дениса Владимировича является завершённым научным трудом, в котором предложено решение важной задачи связанной с повышением достоверности геологического строения 3D-геологической модели на этапах литолого-фациального и петрофизического моделирования. Это достигается за счет научного обоснования комплексного критерия, дифференцирующего оптимальные реализации многовариантной геологической модели нефтяной залежи на этапах литолого-фациального и петрофизического проектирования.

Обоснование и детализация закономерностей пространственного изменения начальной нефтенасыщенности с целью повышения достоверности оценки запасов нефти на основе комплексирования результатов 3D-петрофизической модели по данным керна и результатам УЭС по геофизическим исследованиям в скважинах. Моделирования пространственного изменения фильтрационно-емкостных свойств различных литотипов пород, воспроизведённых на основе результатов технологии нейронных сетей с целью повышения достоверности оценки геологического строения. Пространственного изменения динамической вязкости пластовой нефти, связанной с физико-химическими процессами взаимодействия флюидов в водонефтяной зоне карбонатного пласта, полученных с использованием технологии нейронных сетей с целью повышения достоверности геологической модели.

Диссертационная работа Потехина Д.В. соответствует требованиям, установленным Постановлением Правительства Российской Федерации от 24.09.2013 №842 «О порядке присуждения ученых степеней» (п. 9-14), соответствует требованиям раздела 2 «Порядка присуждения ученых степеней в ПНИПУ» федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего образования «Пермский национальный исследовательский политехнический университет», утвержденного приказом ректора от 28.05.2024 №27-О, предъявляемым к диссертациям на соискание

ученых степеней и Потехин Денис Владимирович заслуживает присуждение учёной степени доктора технических наук по специальности 1.6.11. Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений.

Официальный оппонент,

профессор кафедры профессор кафедры  
«Геология месторождений нефти и газа»  
ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»  
доктор геолого-минералогических наук  
Бородкин Владимир Николаевич,  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 2025г.

Я, Бородкин Владимир Николаевич даю свое согласие на включение своих персональных данных в документы, связанные с работой диссертационного совета, и их дальнейшую обработку.

Подпись \_\_\_\_\_ Бородкина В.Н. удостоверяю

Сведения о лице, подписавшем отзыв:

Бородкин Владимир Николаевич;

Специальность: 25.00.12 - Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений)

Организация: ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»;

Должность; старший научный сотрудник, профессор кафедры «Геология месторождений нефти и газа»,

Почтовый адрес организации: 625000, г.Тюмень, ул. Володарского, 38

Сайт организации: <http://tyuiu.ru>

Контактный телефон: +7 912 392 650 09

e-mail: komgort@mail.ru



Зеленова  
ла ТИУ  
Зеленова  
25