



ПОТЕХИН ДЕНИС ВЛАДИМИРОВИЧ

**РАЗРАБОТКА МЕТОДОЛОГИИ МНОГОВАРИАНТНОГО
ГЕОЛОГИЧЕСКОГО 3D-МОДЕЛИРОВАНИЯ НЕФТЯНЫХ
ЗАЛЕЖЕЙ**

1.6.11. Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
доктора технических наук

Пермь 2025

Работа выполнена в федеральном государственном автономном образовательном учреждении высшего образования «Пермский национальный исследовательский политехнический университет».

Научный консультант: **Галкин Сергей Владиславович**,
доктор геолого-минералогических наук,
профессор

Официальные оппоненты: **Костицын Владимир Ильич**,
доктор технических наук, профессор кафедры
геофизики, ФГАОУ ВО «Пермский
государственный национальный
исследовательский университет»

Бородкин Владимир Николаевич,
доктор геолого-минералогических наук,
профессор ФГАОУ ВО «Тюменский
индустриальный университет»

Приезжев Иван Иванович,
доктор технических наук, директор Общества с
ограниченной ответственностью «Лаборатория
Приезжева»

Ведущая организация: ФГБОУ ВО «Уфимский государственный
нефтяной технический университет».

Защита диссертации состоится 31.03.2025 в 12.00 часов на заседании диссертационного совета Пермского национального исследовательского политехнического университета Д ПНИПУ.05.15 по адресу: 614990, г. Пермь, Комсомольский пр-т, 29, ауд. 345.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке и на сайте ФГАОУ ВО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет» (www.pstu.ru).

Автореферат разослан __.__._____.

Ученый секретарь,
кандидат технических наук, доцент

Мелехин А.А.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследования. В настоящее время при разработке нефтяных месторождений, согласно утвержденным отраслевым стандартам, требуется выполнять проектирование и обоснование производственных решений на цифровых прототипах, что предусматривает построение геологических 3D-моделей эксплуатационных объектов. Построение геологической модели связано с геометризацией в объеме залежи литологических типов пород с разнообразными фильтрационно-емкостными свойствами и характером насыщения коллекторов. На этапах геологического 3D-моделирования выполняется прогноз распределения в пространстве проницаемых и плотных пород, в объеме коллекторов оцениваются коэффициенты пористости (K_p) и нефтенасыщенности (K_n) [5; 24].

Прогноз распределения литологических типов пород осуществляется на основе методов интерполяции с применением как детерминистических, так и стохастических подходов. Геологическое строение месторождения наиболее полно изучается в основном косвенными методами, которые настраиваются на прямые исследования (керна, испытания скважин). Освещенность изучаемых объектов характеризуется неоднородностью и неопределенностью как по латерали, так и по глубине исследований. Исходной информацией при моделировании являются данные геофизических исследований скважин и 3D-сейсморазведки. Данные методы характеризуются принципиально различной разрешающей способностью, погрешностью и объемом исследований в 3D-пространстве [13; 32]. В результате существующая неоднородность геологического строения залежи всегда характеризуется неопределенностью первого рода, связанной с представительностью исследованиями месторождения (неравномерная плотность сетки скважин и сейсмических наблюдений и т.д.), и второго рода, которая связана с подбором методов и настроек алгоритмов моделирования, в том числе интерполяции [14; 33]. Неопределенности первого и второго порядка описывают геостатистические параметры, такие как математическое ожидание, дисперсия и вариограмма. Таким образом, при комплексировании всех исходных данных при геологическом моделировании особое внимание необходимо уделять настройкам интерполяторов, применяемых при построении геологической модели.

Анализ применения современных программных продуктов геологического 3D-моделирования (IRAP RMS, Petrel, DV SeisGeo, tNavigator) показывает, что имеющиеся в них опции не дают возможности выбора «прозрачного» инструмента настроек. В зависимости от неопределенности исходных данных модели, изменяя настройки интерполяторов, можно получить принципиально различный ансамбль реализаций геологического строения. С учетом этого одной из задач исследования в диссертационной работе является разработка методологии выбора оптимальных настроек многовариантного моделирования. Результатом оптимизационных решений при этом является подбор критериев, ограничивающих наиболее вероятные реализации геологического строения на основе анализа погрешностей результатов исследований и их интерпретации. Для изучения неоднородности геологического строения месторождений в исследовании применены методы математического анализа на основе планирования эксперимента и теории многокритериальной оптимизации. При этом требуется обосновать ряд оптимизационных критериев, на основе которых будет оцениваться соответствие сгенерированных 3D-моделей получаемым фактическим результатам в части эффективности подтверждения прогноза бурением и историей работы скважин [17; 18]. Дополнительно для геолого-технологических условий с высокой неоднородностью необходимо разработать вероятностные критерии оптимизации при многовариантном фациальном 3D-моделировании (с учетом различных литотипов пород и степени их трещиноватости) [51]. В результате для комплексного учета разработанных критериев должен быть получен вероятностный параметр, который количественно оценивает достоверность каждой реализации модели. На основе комплексного критерия возможно ранжирование реализаций с выделением моделей по наибольшей схожести геологического строения.

Одной из задач, значительно влияющих на достоверность геолого-технологического моделирования, является достоверный прогноз строения переходной водонефтяной зоны [12; 9]. В настоящее время для месторождений Пермского края при проведении 3D-моделирования и подсчете запасов толщина переходной зоны в основном принимается равной нулю. В то же время исследования показывают, что в ряде случаев ее толщина может превышать 10 м, в пределах которых нефтенасыщенность изменяется от нуля до

значений в зоне предельного насыщения. Разработка методологии построения 3D-распределения нефтенасыщенности в пределах переходной зоны по данным комплексирования исследований керна и геофизических методов поставлена отдельной научной задачей исследования. Исходной информацией для ее решения является комплексный учет результатов капилляриметрических исследований керна, фильтрационно-емкостных свойств и определений удельного электрического сопротивления пород. При этом в качестве основного критерия, контролирующего подъем воды по капиллярным каналам в пределах переходной зоны, может быть использован комплексный показатель квадрата отношения проницаемости пород к их пористости, который для идеальной пористой среды характеризует радиус капиллярных каналов [17; 40; 41].

Разработанная в диссертации технология обработки геостатистической информации позволяет выбирать оптимальные реализации геологической 3D-модели с подсчетом запасов углеводородов, что значительно повышает достоверность геологических построений. На этой основе строится модель распределения коллекторов с оценкой их нефтенасыщенности в каждой точке 3D-пространства, которая в наибольшей степени соответствует фактическим данным и может быть использована в дальнейшем при геолого-технологическом моделировании.

Степень разработанности темы исследований. Погрешности по определению геолого-геофизических свойств объекта как для прямых, так и для косвенных методов рассматривались различными авторами: В. С. Киселевым, В. А. Козловым, О. К. Глотовым, В. М. Косовым, В. В. Ждановичем, Г. А. Габрельянцем, Н. Я. Куниным, В. Х. Кивелиди, В. И. Костицыным, А. Е. Старобинцем, В. М. Эскиным, В. Б. Леврянтом, Т. Ф. Дьяконовой, В. П. Цирюльниковым и др.

Снижению неопределенностей моделей посвящены работы А. В. Авербуха, С. И. Билибина, С. Р. Бембель, Д. В. Булыгина, Н. Ф. Величкиной, И. С. Гутмана, А. Ф. Глебова, В. В. Гузеева, Г. Н. Гогоненкова, С. Б. Денисова, С. Н. Попова, К. Е. Закревского, М. Л. Золоева, Т. С. Изотовой, А. С. Кашина, Н. Я. Кунина, Е. В. Кучерука, И. А. Мушина, М. Х. Серова, А. Е. Старобинца, А. В. Черницкого, И. М. Чуриновой, С. Пирсона, М. Райдера, Ч. Пейтона, Р. Шериффа, О. Серра и др. Аспекты неоднородности

рассмотрены в работах И. С. Гутмана, Л. Ф. Дементьева, А. И. Дмитриевского, М. М. Иванова, А. Б. Каражана, В. И. Пороскуна, М. В. Раца, З. К. Рябиной и др. Огромный вклад внесли и зарубежные ученые: А. Settari, О. Dubrul, Л. П. Дейк, D. L. Katz, G. R. King, I. H. Kassam, Luca Cosentino, Henry B. Crichlow, I. V. Vogel, K. Aziz, M. C. Leverett, M. Muskat, T. Ertekin.

Теория планирования эксперимента излагается в работах Р. А. Фишера, Дж. Бокса, Дж. Кифера, Дж. Вольфовица, Г. Чернова, в работах отечественных исследователей Ю. П. Адлера, В. Г. Горского, В. И. Денисова, В. В. Налимова, А. А. Попова. Вопросы моделирования нефтенасыщенности занимались М. С. Leverett, R. H. Brooks, A. T. Corey, D. Bass, J. H. M. Thomeer, С. Д. Пирсон, В. И. Петерсилье, Ф. З. Большаков, С. И. Билибин, Т. Ф. Дьяконова, А. В. Хабаров, А. Н. Михайлов, Т. Г. Исакова, Е. О. Беляков, А. В. Колонских, М. К. Капралова, А. Г. Борисов. Изучением процессов наложенного эпигенеза занимались Р. С. Сахибгареев, В. Н. Быков, Г. А. Максимович, В. И. Азаматов, Е. В. Кречук, Б. А. Лебедев, С. Л. Шварцев, О. В. Постникова, А. В. Постников и др.

При этом к настоящему времени в научной литературе комплексно не рассмотрены вопросы использования теории планирования эксперимента и оптимизации для задач повышения достоверности геологической модели на этапах оценки настроек методов интерполяции. С практической точки зрения представляется актуальным нахождение оптимальных математических моделей и поиска уровня свободного насыщения по геологическим объектам. На этой комплексной основе может быть произведен выбор оптимальных реализаций с применением методологии многомерной многокритериальной оптимизации при геологическом 3D-моделировании.

Целью исследования является разработка методологических подходов по повышению качества и достоверности создания трехмерной геологической модели залежей нефти путем оптимизации этапов литолого-фациального и петрофизического построения цифрового прототипа геологического строения.

Основные задачи исследования:

1. Разработка критериев оптимизации для создания геологических 3D-моделей залежей нефти на этапе литолого-фациального моделирования, в том числе в части моделирования фациального

строения, литологических разностей, распределения в объеме залежи пластов-коллекторов, пористости [13].

2. Разработка математических моделей выбора оптимальных реализаций для прогноза геологического строения залежей нефти при создании многовариантных геологических 3D-моделей залежей нефти [14; 10].

3. Повышение достоверности 3D-распределения нефтенасыщенности с учетом переходной водонефтяной зоны на основе разработки трехмерной математической модели по данным комплексирования исследований керна и электрического каротажа [10].

4. Обоснование и разработка методики поиска уровня свободного водонасыщения на основе замеров удельного электрического сопротивления в скважинах и петрофизической модели, полученной по данным керна [9; 17].

5. Использование дополнительного попластового подхода подготовки данных с целью обучения нейронных сетей для реализации задач по выделению литологических типов пород, пластов-коллекторов, параметров трещиноватости, вязкости и последующим построением геологических моделей [3].

6. Анализ геохимических процессов, проходящих в переходной водонефтяной зоне на контакте нефти с водой, в том числе процессов выщелачивания, переносящей и аккумулирующей деятельности в карбонатных породах, формирующих зоны цементации на пермокарбонатной залежи Усинского месторождения [1].

7. Анализ и разработка модели распределения высоковязкой нефти, полученной с использованием технологии машинного обучения по результатам замеров динамической вязкости нефти [2].

Объект исследования – месторождения нефти, приуроченные к территориям Пермского края и Республики Коми.

Предмет исследования – научно-методические подходы по повышению достоверного построения геологической 3D-модели на этапах литолого-фациального и петрофизического моделирования месторождения нефти.

Научная новизна выполненной работы представлена следующими положениями:

- Научное обоснование 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, что позволило повысить достоверность оценки запасов нефти путем комплексирования результатов 3D петрофизической модели по данным керна и результатов УЭС геофизических исследований в скважинах.

- Исследование и анализ пространственного изменения фильтрационно-емкостных свойств различных литотипов пород, воспроизведенных на основе результатов обучения многослойных нейронных сетей по данным, ГИС, с целью повышения достоверности оценки геологического строения на 3D-геологической модели.

- 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.

Практическая и теоретическая значимость работы

Теоретическая значимость работы заключается в следующем:

- На основе метода многокритериальной оптимизации выполнено формирование процесса многовариантного геологического моделирования залежей нефти на этапах литолого-фациального и петрофизического проектирования. Разработаны и обоснованы критерии выбора оптимальных реализаций при построении литолого-фациальных, петрофизических моделей при геостохастическом моделировании.

- Оптимизированы существующие методы прогноза 3D-распределения переходной водонефтяной зоны (высоты над уровнем свободного насыщения – $H_{у\text{св}}$) по данным комплексирования методов ГИС и капилляриметрических исследований керна. Для повышения аппроксимации трехмерной математической модели переходной зоны обосновано использование комплексного показателя $\sqrt{(k/K_{п})}$, характеризующего для идеальной пористой среды радиус капиллярных каналов. На основе трехмерной математической модели $K_{в}=f(\sqrt{k/K_{п}}, H_{у\text{св}})$ выполнен анализ зон с различной водонасыщенностью.

- Разработана методология, позволяющая установить уровень свободного водонасыщения по данным удельных электрических сопротивлений (УЭС) в геологической 3D-модели залежи: через

сопоставление модельных значений переходной зоны на разных уровнях с результатами интерпретации методов УЭС и анализа результатов накопленной корреляции данных УЭС и коэффициента водонасыщенности (K_v) по разрезу залежи.

- Для залежей визейских терригенных (пласты Т1а, Б61, Б62) и турнейских карбонатных отложений (пласт Т) Аспинского месторождения, Бш-Срп карбонатных отложений Уньвинского месторождения Пермского края, а также карбонатных отложений пермокарбонтовой залежи Усинского нефтяного месторождения Республики Коми выполнено объемное распределение водонасыщенности.

- При формировании массива скважинных данных (BigData) для пермокарбонтовой залежи Усинского месторождения разработана методика попластовой подготовки данных, позволяющая повысить достоверность прогноза выделения коллекторов [31], литологических разностей, параметров трещин.

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

Практическая значимость работы заключается в следующем:

- На основе разработанных математических моделей построены 3D-модели строения переходной водонефтяной зоны Аспинского (пласты Т1а, Б61, Б62), Уньвинского (пласты Бш-Срп, Т-Фм) нефтяных месторождений Пермского края и пермокарбонтовой залежи Усинского месторождения Республики Коми (акт внедрения в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»).

- Для программного комплекса создания трехмерных геологических моделей нефтяных залежей IRAP RMS создан функциональный модуль, представляющий собой набор скриптов, позволяющий реализовывать многовариантное геологическое 3D- моделирование с контролем качества реализаций сейсмических

и геолого-геофизических данных (акт внедрения в компании Roxar Technologies AS).

- Разработаны многовариантные геологические 3D-модели, позволяющие выполнить выбор достоверного прогноза строения нефтяных залежей нефти Пермского края – Аспинского (пласты Т1а, Б61, Б62), Сосновского (пласты Т1а, Б61, Б62, Т), Стретенского (пласты Бш, Т1) и месторождения Республики Коми – пермокарбоновой залежи Усинского месторождения. Усовершенствованные геологические 3D-модели позволили уточнить детализацию строения нефтяных залежей с использованием полученных результатов для подсчета запасов углеводородов и при выполнении геолого-технологического моделирования разработки месторождений (акт внедрения в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»).

Методология и методы исследования. Поставленные в диссертационной работе задачи решены на основе статистического анализа значительного объема геолого-геофизической информации, данных кривых капиллярных давлений, материалов исследования скважин и пластов, лабораторных исследований полноразмерных и стандартных образцов керна с привлечением современных программных вероятностно-статистических методов (ПО STATISTICA), нейронных сетей в ПО «ПРАЙМ», методов планирования и оптимизации эксперимента, геологического моделирования в RMS ROXAR. В исследовании использованы современные методы подготовки и обработки значительного объема данных.

Положения, выносимые на защиту:

- Научное обоснование 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 повышение достоверности оценки запасов нефти, на основе комплексирования результатов 3D петрофизической модели по данным керна и результатам УЭС по геофизическим исследованиям в скважинах.

- Исследование и анализ пространственного изменения фильтрационно-емкостных свойств различных литотипов пород, воспроизведённых на основе результатов технологии нейронных сетей с целью повышения достоверности оценки геологического строения.

- 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.

Степень достоверности результатов работы обусловлена привлечением значительного объема геолого-геофизических и их обработкой с использованием методов математической статистики, теории планирования эксперимента, многофакторной/многокритериальной оптимизации и технологий машинного обучения. Обоснование методики выбора оптимальных реализаций геологической 3D-модели на основе многокритериальной оптимизации подтверждается высокой сходимостью с результатами геолого-геофизических и промысловых исследований.

Разработанные статистические 3D-модели распределения нефтенасыщенности с учетом строения переходной зоны характеризуются высокими значениями показателей качества моделирования оцениваемых показателей как для терригенных, так и для карбонатных пород-коллекторов для месторождений Пермского края и Республики Коми.

Для пермокарбонтовой залежи Усинского месторождения со сверхвязкой нефтью разработанные методики прошли апробацию в рамках защиты промышленного подсчета запасов в ФБУ «ГКЗ» в 2023 г.

Апробация результатов исследований. Основные положения диссертационной 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 конфе-

ренций 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 «СибНИИИП» «Проблемы развития нефтяной промышленности Западной Сибири», Тюмень, 2003 г.

Автор диссертационной работы отмечен поощрительной грамотой победителя II Конференции молодых ученых и специалистов ООО «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго» на лучшую научно-техническую разработку 2012 г.; дипломом I степени Национальной общественной премии «Серебряный голубь», номинация «Наука и техника», за практическую реализацию изобретений, открывающих новые направления в технике и технологии (Москва, 2005, при РАЕН).

Публикации. Результаты выполненных исследований отражены в 54 научных работ, 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.

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

Автор выражает искреннюю благодарность за помощь в подготовке диссертации, ценные консультации и советы заслуженному деятелю науки Российской Федерации, доктору геолого-минералогических наук В. И. Галкину и доктору технических наук И. С. Путилову. Особую благодарность автор выражает научному консультанту – доктору геолого-минералогических наук С. В. Галкину.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении представлена актуальность проблемы повышения достоверности построения геологических 3D-моделей на этапах литолого-фациального и петрофизического моделирования, связанных как с высокой неоднородностью геологического строения, так и с неопределенностью в изученности объектов различными методами.

Сформулированы цель работы и задачи исследования, представлена научная, теоретическая и практическая значимость полученных результатов, защищаемые положения.

Первая глава посвящена научному обоснованию и анализу опыта применения многовариантного 3D-моделирования нефтяных залежей.

В настоящее время при проектировании разработки нефтяных месторождений производственные решения основываются на их цифровых двойниках, что предусматривает построение геологических 3D-моделей эксплуатационных объектов. Поиск наиболее эффективного варианта разработки требует просчета большого числа альтернативных вариантов, в которых необходимо рассматривать возможные режимы работы скважин, сетки размещения скважин и др. Создание геологической цифровой модели нефтяной залежи, пригодной для прогнозирования добычи углеводородов, является итерационной задачей, требующей больших временных и ресурсных затрат. Информация о геологическом строении и распределении фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) в объеме залежи всегда несет в себе погрешность, поэтому цифровая модель

требует ее предварительной настройки – адаптации. В условиях эксплуатационных объектов сложного геологического строения, где наблюдается существенное увеличение геологических рисков (неопределенностей), задача построения адекватной реальности 3D-модели еще более усложняется. Технологией, позволяющей снизить неопределенности геологической информации, является многовариантное геологическое 3D-моделирование, при котором рассматривается множество равновесных вариантов.

Построение достоверного прототипа является основной целевой задачей геологического 3D-моделирования. Общая схема построения математической модели представлена на Рисунке 1.



Рисунок 1 – Общая схема построения математической модели

Важным этапом при моделировании является проведение экспериментов по оценке сходимости модели с реальными фактическими данными. Данный этап выполняется на основе вычислительного эксперимента с расчетом характеристик математической модели в различных условиях. Численное исследование модели дает возможность определить разнообразные характеристики процессов и оптимизировать прототип изучаемого строения.

В диссертации рассмотрены методы оценки и учета неопределенности при построении 3D-моделей нефтяных залежей. Неоднородностью геологического строения нефтяного месторождения (залежи) является изменение в пространстве вмещающих свойств пород и характера их насыщения. Формирование изменчивости литолого-фациального строения тесно связано с развитием отложений, особенностями процесса осадконакопления, стадиями

седиментогенеза и постседиментационных процессов [6; 7; 19]. Учет неоднородности строения пласта на этапе 3D-моделирования является одним из важных методов повышения достоверности создания качественной геологической модели [8; 11].

При построении геологической модели важно найти неопределенность, которая будет подчиняться систематизации, в этом случае свойства объекта станут однородными и будет возможно выполнять их прогнозирование [18; 28; 29]. Рассмотрены основные методы изучения неоднородности [50; 52; 53].

Принятие решений по построению геологических моделей в условиях недостаточной изученности геолого-геофизической информации и ее неопределенности, предопределяет использование вероятностных методов оценки запасов углеводородов (УВ). Основная задача при многовариантном моделировании – это выбор оптимальных реализаций [24; 25]. При этом существующие методы принятия решений при многовариантном моделировании основаны на вероятностной оценке запасов нефти [27; 46; 48].

В диссертации для решения задачи по регуляризации проведения опытов применено планирование эксперимента (ПЭ), а для выбора достоверных реализаций использована многокритериальная оптимизация (МКО). Разработанная методика многовариантно-многофакторного моделирования [18; 37] 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. При проведении исследований использованы методы статистики, в том числе множественная регрессия, технологии машинного обучения нейронной сети.

Вторая глава посвящена разработке и научному обоснованию технологии выбора оптимальных реализаций при многовариантном геологическом 3D-моделировании. Конечной целью геологического моделирования является построение достоверной [53; 58; 11] основы для проведения геолого-гидродинамических расчетов при проектировании разработки нефтяных месторождений [26].

На Рисунке 2 приведено сравнение стандартного и разработанного алгоритмов действий при многовариантном 3D-моделировании. В стандартном алгоритме (см. Рисунок 2, *a*) создание множества реализаций геологической модели выполняется на основе случайного генерирования. В исследовании создание ансамбля реализаций геологической модели выполняется с учетом теории планирования эксперимента. Подход имеет преимущества, связанные с упорядочиванием процесса и охватом всех вариантов геологического строения, используемых исходных данных без повторений [14; 1; 50], а также введения дополнительного этапа, отсеивающего неоптимальные реализации геологической модели на основе многофакторной оптимизации (см. Рисунок 2, *б*) [13; 18; 25].



Рисунок 2 – Сопоставление схем технологии 3D-многовариантного геологического моделирования: *a* – стандартный подход; *б* – моделирование с контролем качества реализаций

Одним из определяющих факторов при интерполяции геологических параметров является определение оптимального азимута главного направления вариограммного эллипсоида. Выбор выполняется на основе двухфакторного эксперимента по латерали с изменением азимута вариограммного эллипсоида от 0^0 до 170^0 с шагом 10^0 (18 шагов). На этапе выбора оптимального азимута эллипсоида интерполяции по результатам 3D-моделирования строится номограмма отклонений изучаемого параметра (Рисунок 3, *a*).

Следующим этапом является выбор наиболее достоверных вариантов 3D-моделей для нахождения оптимальных решений в

массиве реализаций, полученных на основе изменения рангов вариограмм R_x и R_y , с построением многомерной математической модели поверхности (номограмма распределения O_{II}) (Рисунок 3, б) [25; 37; 38].

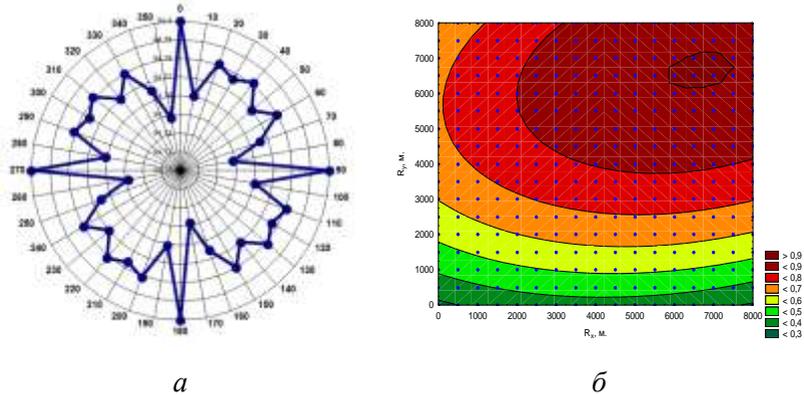


Рисунок 3 – Элементы определения выбора оптимальных настроек вариограммного эллипсоида. Залежь Тл1а Аспинского месторождения: *а* – номограмма отклонения эффективных толщин от предельных значений прогноза P_{sr} в зависимости от изменения азимутов рангов вариограмм; *б* – номограмма распределения комплексного вероятностного параметра O_{II}

В рамках исследований разработаны и научно обоснованы четыре критерия оптимизации, которые позволяют наиболее достоверно оценивать качество каждой сгенерированной реализации геологического строения залежей нефти. Критерий оптимизации D_{kv} оценивает достоверность геологической модели в части ее соответствия результатам фактического эксплуатационного бурения. Основным параметром оптимизации служит отклонение реализаций, полученных при моделировании эффективных (проницаемых) толщин от их фактических значений в пробуренных скважинах. При этом используется фрактальный метод «кросс-валидации», суть которого состоит в последовательном исключении данных по одной скважине с проведением по ней прогнозной оценки [37; 47; 50]. Это позволяет разделить исходные данные на «обучающую» часть выборки, по которой строится модель, и «экзаменационную», на которой оценивается качество модели. Оптимальная формула для расчета критерия D_{kv} :

$$D_{kv} = \sum_{i=1}^n |H_{ef} - H_{ef}^m| / n, \quad (1)$$

где H_{ef} – фактическое значение эффективной толщины коллектора в скважине, м; H_{ef}^m – модельное значение эффективной толщины коллектора, м; n – количество скважин.

Полученное множество решений по критерию D_{kv} позволяет рассчитать отклонение модельных значений эффективной толщины от фактических значений по скважинам, а также оценить устойчивость моделей для размещения и проектирования бурения новых скважин.

Критерий P_{sr} оценивает процент отклонения полученных в реализациях моделей площадей эффективных толщин (S_{ef}^m) от предельно допустимых погрешностей прогноза 3D-сейсморазведки как в сторону их занижения ($\Delta S_{\min} = S_{ef}^m - S_{\min}$), так и завышения ($\Delta S_{\max} = S_{ef}^m - S_{\max}$). Таким образом, оценивается доля площади поверхности эффективных толщин, принятой в реализации модели, которая выходит за пределы поверхности предельно допустимой погрешности прогноза 3D-сейсморазведки. Расчет выполняется по следующей оптимальной формуле:

$$P_{sr} = 100 \cdot (\Delta S_{\min} / S + \Delta S_{\max} / S) / 2, \quad (2)$$

где S – общая площадь эффективных толщин модели, км²; ΔS_{\min} – площадь эффективных толщин модели, которые меньше минимальных эффективных толщин по 3D-сейсморазведке, км²; ΔS_{\max} – площадь эффективных толщин модели, которые больше максимальных эффективных толщин по 3D-сейсморазведке, км².

Параметр P_{sr} возможно использовать и в случае отсутствия при прогнозе распределения эффективных толщин размаха неопределенности с максимальными и минимальными возможными значениями. При этом расчет выполняется по следующей формуле:

$$P_{sr} = (H_{et} - H_m), \quad (3)$$

где H_{et} – значения прогноза распределения эффективных толщин по данным 3D-сейсморазведки, км²; H_m – значения эффективных толщин по данным 3D-модели, км².

Суть предложенного критерия заключается в разнице отклонений значений прогнозной карты распределения эффективных толщин по данным 3D-сейсморазведки и результатов реализации многовариантного 3D-моделирования. Полученное множество

решений по критерию P_{sr} позволяет ограничить реализации геологической модели с учетом минимизации отклонений прогноза эффективных толщин по данным 3D-сейсморазведки.

Критерий Q_{dr} рекомендуется рассчитывать для добывающих скважин с законченной добычей по причине истощения запасов в пределах радиуса их дренирования. Для них при каждой реализации геологической модели в пределах условного радиуса дренирования скважин рассчитываются начальные геологические (НГЗ) и, с учетом утвержденного коэффициента извлечения нефти (КИН), извлекаемые запасы нефти (НИЗ). Далее полученные при реализациях моделей НИЗ сравниваются с фактической накопленной добычей нефти, расхождения данных характеристик по скважинам оцениваются по формуле:

$$Q_{dr} = \sum_{i=1}^n |Q_{низ} - Q_{доб}|, \quad (4)$$

где $Q_{доб}$ – суммарная накопленная добыча нефти по скважине, усл. ед.; $Q_{низ}$ – НИЗ нефти в пределах радиуса дренирования скважины, усл. ед.

Полученное множество решений по критерию Q_{dr} позволяет ограничить количество реализаций геологической модели по критерию их соответствия динамике фактической работы добывающих скважин.

Критерий C_{con} оценивает литологическую выдержанность распространенных коллекторов в трехмерном кубе. Его значения объединены коэффициентами литологической (гидродинамической) связанности и литологической выдержанности пласта. Чем больше величина C_{con} , тем лучше выдержанность моделируемых объектов, условия фильтрации к забоям добывающих скважин и, следовательно, в целом более эффективна выработка запасов нефти из пласта. Данный критерий контролирует степень однородности проницаемой части залежи на основе выделения связанных между собой объемов коллекторов:

$$C_{con} = \sum_{i=1}^n M(C_{con}^m) - \sum_{i=1}^n (C_{con}^m), \quad (5)$$

где $M(C_{con}^m)$ – математическое ожидание количества связанных объемов, шт.; C_{con}^m – НГЗ нефти в пределах радиуса дренирования скважины, усл. ед.

Каждый из критериев (D_{kv} , P_{sr} , Q_{dr} , C_{con}) характеризует оптимальные варианты геологической модели месторождения

(залежи). Комплексный учет критериев D_{kv} , P_{sr} и Q_{dr} , C_{con} посредством их нормализации и группировки на основе мультипликативной формулы позволяет рассчитать максимальный экстремум, который будет помогать выбирать оптимальные реализации геологической модели [18; 37].

Нормализация выполняется по формулам типа:

$$D_{kv}^n = (D_{kv} - D_{kv}^{\min}) / (D_{kv}^{\max} - D_{kv}^{\min}), \quad (6)$$

где D_{kv} – значение критерия для конкретной реализации; D_{kv}^{\max} – максимальное значение из возможных реализаций; D_{kv}^{\min} – минимальное значение из возможных реализаций.

Оптимальная формула для расчета комплексного критерия O_{Π} для всех реализаций:

$$O_{\Pi} = (1 - D_{kv}^n) + (1 - P_{sr}^n) + (1 - Q_{dr}^n) + (1 - C_{con}^n), \quad (7)$$

где D_{kv}^n – нормализованный критерий D_{kv} ; P_{sr}^n – нормализованный критерий P_{sr} ; Q_{dr}^n – нормализованный критерий Q_{dr} ; C_{con}^n – нормализованный критерий C_{con} .

Для нахождения оптимальных решений по массиву реализаций O_{Π} , полученных на основе изменения рангов вариограмм R_x (в направлении запад – восток по площади залежи) и R_y (в направлении север – юг по площади залежи), строится многомерная математическая модель поверхности (номограмма распределения O_{Π}). Разработанный критерий O_{Π} в диапазоне от 0 до 1 доли ед. комплексно характеризует особенности геологического строения залежей нефти. Максимальное значение (или интервал значений) O_{Π} соответствует наиболее достоверному представлению реализации модели реальному геологическому строению нефтяной залежи.

Таким образом, в предлагаемом способе на основе подбора оптимальных рангов вариограмм предполагается комплексный расчет критериев, которые позволяют количественно оценивать достоверность каждой сгенерированной реализации геологического строения нефтяных залежей и, соответственно, сократить выборку возможных реализаций.

В исследовании разработаны критерии выбора оптимальных реализаций при построении фациальной 3D-модели. Критерий F оценивает процент отклонения полученных в реализациях моделей площадей эффективных толщин (F^m) от предельно допустимых

погрешностей прогноза 3D-сейсморазведки как в сторону их занижения ($\Delta F_{\min} = F^m - F_{\min}$), так и завышения ($\Delta F_{\max} = F^m - F_{\max}$). Таким образом, оценивается доля площади поверхности эффективных толщин, принятой в реализации модели, которая выходит за границы поверхности предельно допустимой погрешности прогноза 3D-сейсморазведки. Расчет выполняется по следующей формуле:

$$F = 100 \cdot (\Delta F_{\min}/F^m + \Delta F_{\max}/F^m) / 2, \quad (8)$$

где F – площадь геологической модели, км²; ΔF_{\min} – площадь распространения фаций в модели относительно минимального прогноза по 3D-сейсморазведке, км²; ΔF_{\max} – площадь распространения фаций в модели относительно максимального прогноза по 3D-сейсморазведке, км².

В самом простом и распространенном на практике случае для залежи по результатам сейсмофациального анализа получен единственный наиболее достоверный прогноз распределения, т.е. имеется одна карта наиболее вероятного распределения фаций. При этом расчет выполняется по следующей формуле:

$$F = (F_{sr} / F_m), \quad (9)$$

где F_{sr} – значение прогноза распределения фациальных зон по данным 3D-сейсморазведки, км²; F_m – значение прогноза распределения фациальных зон по данным 3D-модели, км².

Принцип выбора оптимальных моделей литологических разностей схож с моделированием фациальных зон, так как фациальные зоны во многом контролируют содержание литологических разностей. Существуют два варианта представления литологических данных по результатам интерпретации сейсморазведки: карта с распределением максимально возможного преобладающего литологического типа породы по высоте моделируемого объекта или набор карт с процентным содержанием каждой отдельной литологической разности.

При наличии карты единственного прогноза распределения литотипов расчет выполняется по следующей формуле:

$$L = (L_{sr} / L_m), \quad (10)$$

где L_{sr} – значение прогноза распределения литологических разностей по данным 3D-сейсморазведки, км²; L_m – значение прогноза распределения литологических разностей по данным 3D-модели, км².

При наличии нескольких карт процентного содержания прогноза распределения литотипов сумма процента отклонений литотипов, выделенных на залежи, от соответствующей прогнозной карты рассчитывается по следующей формуле:

$$L = \Sigma (L_i^{sr} - L_i^m), \quad (11)$$

где L_{sr} – значение прогноза распределения литологических разностей по данным 3D-сейсморазведки, км²; L_m – значение прогноза распределения литологических разностей по данным 3D-модели, км².

В работе применены критерии выбора оптимальных реализаций при построении 3D-модели пористости. Для количественной оценки коэффициента пористости рассчитан соответствующий критерий отклонения по формуле:

$$PORO_{sr} = 100 \cdot (\Delta S_{\min}/S + \Delta S_{\max}/S)/2, \quad (12)$$

где S_{\min} – площадь изменения коэффициентов пористости, выходящая за минимальные прогнозные значения сейсморазведки, км²; S_{\max} – площадь изменения коэффициентов пористости, выходящая за максимальные прогнозные значения сейсморазведки, км² [37; 49].

Для оценки вклада разработанных критериев оптимизации D_{kv} , P_{sr} , Q_{dr} , C_{con} по пермокарбоневой залежи Усинского месторождения приведено распределение количества реализаций 3D-моделей и расчетных средних, минимальных и максимальных (Z_{cp} , Z_{\min} , Z_{\max}) значений НГЗ нефти в пределах интервалов различных диапазонов рангов вариограмм. Анализ данных Таблицы 1 показывает, что в диапазон минимальных отклонений (менее 0,4) по критерию D_{kv} попадают 77 реализаций геологической модели, для которых НГЗ нефти изменяются от 835 481 до 862 254 усл. ед. Для критерия P_{sr} в интервал минимальных отклонений попадают 82 наиболее достоверные реализации, для которых диапазон НГЗ нефти находится в интервале от 832 184 до 845 696 усл. ед. Увеличение количества достоверных реализаций и снижение для них диапазона наиболее вероятных НГЗ в данном случае свидетельствует о высокой подтверждаемости по площади залежи сейсмических построений. Это в том числе достигается настройкой прогноза распределения

коэффициента песчаности продуктивных пластов по сейсмическим атрибутам на основе скважинных данных.

Таблица 1 – Характеристики распределения начальных геологических запасов нефти для реализаций геологических моделей в диапазонах критериев D_{kv} , P_{sr} , Q_{dr} , C_{con} . Усинское месторождение. Пермоярбоновая залежь

Параметр	Интервалы рангов вариограмм									
	0–0,1	0,1–0,2	0,2–0,3	0,3–0,4	0,4–0,5	0,5–0,6	0,6–0,7	0,7–0,8	0,8–0,9	0,9–1
	Распределение количества 3D-моделей и НГЗ по критерию D_{kv}									
N	77	80	59	38	25	9	1			
Z_{cp}	844 216	842 277	843 799	852 206	868 972	873 368	881 764			
Z_{min}	835 481	833 154	832 620	832 184	846 429	852 661	881 764			
Z_{max}	862 254	865 468	867 485	872 123	881 787	881 836	881 764			
	Распределение количества 3D-моделей и НГЗ по критерию P_{sr}									
N	82	49	33	29	23	21	19	10	5	18
Z_{cp}	836 746	842 243	845 221	849 724	849 055	856 090	860 096	858 982	859 556	881 616
Z_{min}	832 184	834 384	836 172	838 929	840 941	843 088	846 314	850 793	858 838	881 219
Z_{max}	845 696	854 440	858 650	865 936	857 734	872 123	876 959	864 285	860 367	881 836
	Распределение количества 3D-моделей и НГЗ по критерию Q_{dr}									
N	7	59	53	51	38	30	25	14	8	4
Z_{cp}	840 448	841 541	844 749	849 839	848 290	853 676	853 479	854 654	858 200	840 148
Z_{min}	839 237	835 100	833 555	832 620	832 184	834 384	837 299	836 241	835 481	833 154
Z_{max}	842 484	850 913	861 649	881 836	881 681	881 746	881 457	881 656	881 764	858 838
	Распределение количества 3D-моделей и НГЗ по критерию C_{con}									
N	154	44	31	35	13	7	4	1	60	
Z_{cp}	841 806	848 209	856 139	860 152	862 600	866 885	875 861	881 615	841 806	
Z_{min}	832 618	832 185	832 767	835 482	833 676	833 155	858 418	881 615	832 618	
Z_{max}	850 688	856 776	864 533	881 824	881 836	881 764	881 764	881 615	850 688	

Математические модели поверхностей отклика по пермоярбоновой залежи Усинского месторождения имеют вид, представленный в Таблице 2.

Для комплексного параметра O_n в пределах интервалов различных рангов вариограмм приведено распределение количества реализаций 3D-моделей и расчетных средних (Z_{cp}), минимальных (Z_{min}), максимальных (Z_{max}), среднеквадратического

отклонения (σZ), коэффициента вариации (W) и размаха (ΔZ) значений НГЗ нефти (Таблица 3).

Таблица 2 – Математические модели поверхностей отклика. Усинское месторождение. Пермокарбоновая залежь

Параметр	Уравнение
D_{kv}	$D_{kv} = 0,54 - 5,1 \cdot 10^{-5} \cdot R_x - 0,0002 \cdot R_y + 7,9 \cdot 10^{-9} \cdot R_x \cdot R_x + 2 \cdot 10^{-9} \cdot R_x \cdot R_y + 1,4 \cdot 10^{-8} \cdot R_y \cdot R_y, n = 289, R = 0,84$
P_{sr}	$P_{sr} = 0,85 - 7,3 \cdot 10^{-5} \cdot R_x - 0,0002 \cdot R_y + 1,1 \cdot 10^{-8} \cdot R_x \cdot R_x - 1,4 \cdot 10^{-8} \cdot R_x \cdot R_y + 2,5 \cdot 10^{-8} \cdot R_y \cdot R_y, n = 289, R = 0,87$
Q_{dr}	$Q_{dr} = 0,86 - 0,0002 \cdot R_x - 0,0001 \cdot R_y + 1,1 \cdot 10^{-8} \cdot R_x \cdot R_x - 8,6 \cdot 10^{-10} \cdot R_x \cdot R_y + 1,8 \cdot 10^{-8} \cdot R_y \cdot R_y, n = 289, R = 0,89$
C_{con}	$C_{con} = 0,78 - 0,0002 \cdot R_x - 0,0002 \cdot R_y + 2 \cdot 10^{-8} \cdot R_x \cdot R_x - 1,3 \cdot 10^{-9} \cdot R_x \cdot R_y + 1,9 \cdot 10^{-8} \cdot R_y \cdot R_y, n = 289, R = 0,86$
O_n	$O_n = 0,23 + 0,0001 \cdot R_x + 0,0002 \cdot R_y - 1,4 \cdot 10^{-8} \cdot R_x \cdot R_x + 3,9 \cdot 10^{-9} \cdot R_x \cdot R_y - 2,2 \cdot 10^{-8} \cdot R_y \cdot R_y, n = 289, R = 0,88$

Таблица 3 – Характеристики распределения начальных геологических запасов нефти для реализаций геологических моделей в диапазонах комплексного параметра O_n . Усинское месторождение. Пермокарбоновая залежь

Параметр	Интервалы рангов вариограмм									
	0–0,1	0,1–0,2	0,2–0,3	0,3–0,4	0,4–0,5	0,5–0,6	0,6–0,7	0,7–0,8	0,8–0,9	0,9–1
	Распределение количества 3D-моделей и НГЗ по комплексному критерию O_n									
N			1	7	14	26	34	44	53	108
Z_{cp}			881 612	870 739	870 562	861 473	853 035	851 723	842 529	838 989
Z_{min}			881 610	833 154	833 674	834 927	836 241	832 184	832 465	833 218
Z_{max}			881 614	881 764	881 836	881 787	865 468	864 285	853 000	847 666
σZ			3	18 620	14 785	13 390	9272	6830	6128	3557
W			0	6	5	5	3	2	2	1
ΔZ			4	48 611	48 161	46 861	29 228	32 102	20 536	14 448

Анализ данных Таблицы 2 и Рисунка 4 показывает, что в диапазоне оптимального отклика вместе со снижением количества наиболее вероятных реализаций НГЗ также происходит уменьшение размаха изменения НГЗ. При этом 108 реализаций геологических моделей характеризуются расчетным значением комплексного параметра O_n более 0,9. Данные реализации могут рассматриваться при многовариантном геологическом 3D-модели-

ровании как наиболее достоверные. Диапазон изменения НГЗ в процессе выбора реализаций сужается от 48 611 в интервале изменения O_n 0,3–0,4 до 14 448 тыс. т, а Z_{cp} составляет 838 989 усл. ед. Именно это значение НГЗ для рассмотренной залежи может приниматься как наиболее вероятное.

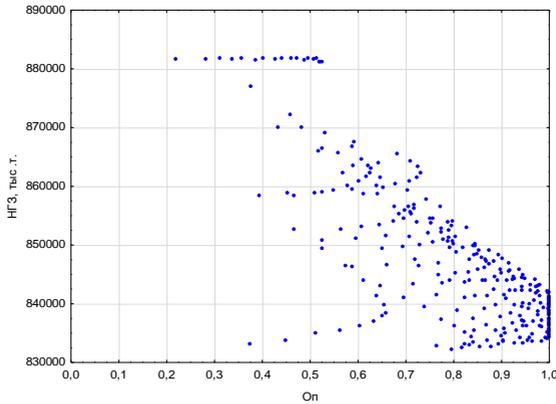


Рисунок 4 – Распределение начальных геологических запасов нефти в реализациях геологических моделей от комплексного параметра O_n . Усинское месторождение. Пермоярбоновая залежь

Таким образом, разработанная технология многовариантного моделирования на основе планирования эксперимента позволяет выбрать оптимальные реализации геологической модели на базе определения оптимальных настроек метода ко-кринг [30]. На основе проведенных исследований построены геолого-математические модели для выбора оптимального прогноза геологического строения залежей нефти Аспинского (пласты Т1а, Бб₁, Бб₂, Т), Усинского (пласт Р-С), Сосновского (пласты Бш, Тл, Бб, Мл), Стретенского (пласты Бш, Т1) месторождений. Выполнено ранжирование оптимальных реализаций трехмерных геологических моделей залежей нефти, построены многовариантные литологические 3D-модели данных нефтяных залежей.

Для пермоярбоновой залежи Усинского месторождения в связи с ее чрезвычайно высокой фацальной изменчивостью дополнительно реализована методика расчета вероятностных критериев оптимизации при многовариантном фацальном 3D-моделировании, а также распределении литологических разностей при 3D-моделировании.

Распределение наиболее оптимальных значений $O_{\text{п}}$ в координатах R_x и R_y показывает принципиальное различие результатов, полученных для разных объектов, отражающее индивидуальность геологического строения. Расчетные значения запасов, полученные на основе многовариантного 3D-моделирования, сопоставлены с запасами, оцененными стандартным способом. Установлено, что применение вероятностного подхода существенно изменяет представление о строении залежи, прежде всего в части более достоверной оценки ее геологической неоднородности. Распределение оптимальных комплексных параметров $O_{\text{п}}$ в координатах осей рангов вариограмм по изученным в диссертации залежам нефти представлено на Рисунке 5.

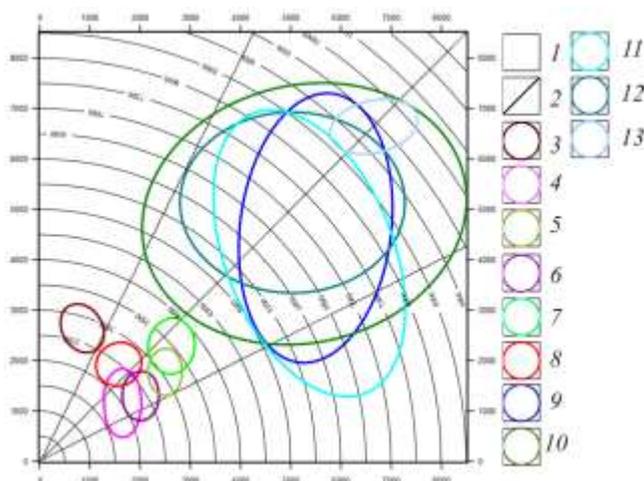


Рисунок 5 – Расположение оптимальных откликов в осях рангов вариограмм. Условные обозначения: 1 – линии равных расстояний от начала координат; 2 – линии равных значений коэффициента анизотропии K_a ; оптимальные отклики моделей; 3 – залежь Д0 Стретенского месторождения; 4 – залежь Тл Сосновского месторождения; 5 – залежь Бб Сосновского месторождения; 6 – залежь Т1 Стретенского месторождения; 7 – залежь Бш Сосновского месторождения; 8 – залежь Мл Сосновского месторождения; 9 – залежь Бб1 Аспинского месторождения; 10 – залежь Р-С Усинского месторождения; 11 – залежь Бб2 Аспинского месторождения; 12 – залежь Т Аспинского месторождения; 13 – залежь Тл Аспинского месторождения

Чем дальше оптимальные отклики находятся от линии коэффициента анизотропии, тем более выражена анизотропия свойств геологического строения объекта. Симметричные отклики характеризуют отложения с одинаковой анизотропией свойств. Несимметричные отклики характеризуют геологическую однородность в максимальном направлении увеличения эллипса. Большие размеры рангов вариограмм оптимального отклика свидетельствуют о влиянии на построение модели более однородных свойств. Увеличение размера площади оптимального отклика свидетельствует о степени ненадежности прогноза геологической модели, состоящей из неопределенности входных данных и степени изученности геологического строения объекта.

Третья глава посвящена разработке и моделированию нефтенасыщенности с учетом переходной водонефтяной зоны на основе трехмерной функции по результатам исследования керна и показаний удельного электрического сопротивления (УЭС) при 3D-моделировании нефтенасыщенности коллекторов.

Научно-методически обоснована целесообразность использования зависимости функции высоты над уровнем свободного насыщения $H_{у\text{св}} = f(\sqrt{k/K_{п}}; K_{в}/\sqrt{k/K_{п}})$. Комплексный параметр $\sqrt{k/K_{п}}$ для идеальной пористой среды характеризует радиус капиллярных каналов, что позволяет рассматривать его как критерий размеров капилляров для реальных объектов. Использование комплексного параметра $K_{в}/\sqrt{k/K_{п}}$ позволяет исключить влияние ФЕС коллекторов на динамику изменения $K_{в}$ в пределах переходной водонефтяной зоны. Для прогноза в объеме залежи значений $K_{в}$ в зависимости от параметра $H_{у\text{св}}$ выполнен подбор математической модели для скалярной функции с несколькими переменными на основе последовательного поиска методом наименьших квадратов [17; 39; 40].

Апробация разработанной методики выполнена на примерах нефтяных залежей как карбонатного, так и терригенного генезиса. Для выбора оптимальных 3D-моделей использовались программные средства языка Python, а также специализированный пакет обработки статистических данных. В результате получены модели, с высокой достоверностью описывающие изменение параметра $K_{в}/\sqrt{k/K_{п}}$ на основе данных метода капилляриметрии в любой точке 3D-пространства, которые характеризуются высокой теснотой связи множественной корреляции (R от 0,96 до 0,99). При этом

сопоставление данных по керну и по математической модели $K_b/\sqrt{(k/K_n)}$ в сравнение с прогнозом через K_b имеет значительно более высокий коэффициент корреляции. Например, по пласту Т-Фм Уньвинского месторождения $r(K_b/\sqrt{(k/K_n)})=0,96$ против $r(K_b)=0,55$.

В целом использование трехмерной математической модели на основе капиллярных функций, учитывающих переходную зону [15], позволяет выполнить комплексирование данных исследований керна и показаний УЭС пород при 3D-моделировании распределения водонасыщенности коллекторов. Подбор наиболее оптимальных математических функций выполнен с привлечением метода наименьших квадратов и реализован на языке программирования Python.

В качестве примера приведем анализ залежи ББ Аспинского месторождения, для которой получены прогнозные многомерные зависимости с высокой сходимостью как для комплексного параметра $K_b/\sqrt{(k/K_n)}$, так и для $\text{Log}(УЭС)/k$, позволяющие моделировать как K_b , так и УЭС.

$$K_b/\sqrt{(k/K_n)} = 100 \cdot (2,59 \cdot e^{(-16,9 \cdot \sqrt{(k/K_n)}/10)} + 0,075 \cdot e^{(-13,53 \cdot H_{уэв}/10)} + 0,727 \cdot e^{(-3,23 \cdot \sqrt{(k/K_n)}/10)} \cdot e^{(-4,20 \cdot H_{уэв}/10)} + 0,009), \text{ при } R=0,98; n=840. \quad (13)$$

$$\text{Log}(УЭС)/k = 193,98/(1+2,72^{(3,24+6,21 \cdot \sqrt{(k/K_n)}) \cdot (1+2,72^{(-2,42-0,069 \cdot H)})}), \\ R=0,99, n=840. \quad (14)$$

На Рисунке 6 приведены результаты подбора модели и распределения водонасыщенности в геологической 3D-модели пермокарбоновой залежи Усинского месторождения.

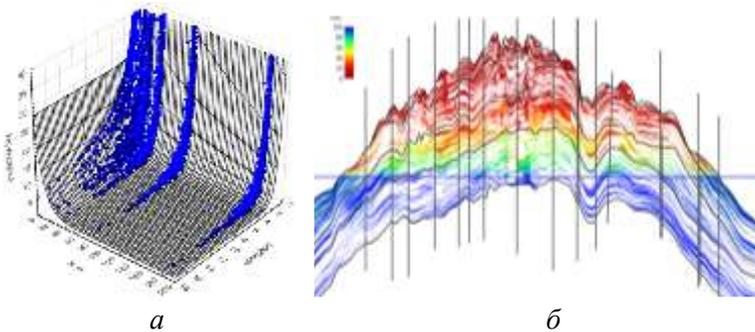


Рисунок 6 – Моделирование водонасыщенности коллекторов:
 а – изменение комплексного показателя $K_b/\sqrt{(k/K_n)}$ в зависимости от ФЕС и $H_{уэв}$; б – распределение коэффициента водонасыщенности. Пермокарбоновая залежь Усинского месторождения

Математическая модель описывается уравнением:

$$\sqrt{(k/K_{\Pi})} = 200 \cdot (8,981 \cdot e^{(-10,47 \cdot \sqrt{(k/K_{\Pi})})} + 0,13 \cdot e^{(-9,46 \cdot H/100)} + 1,82 \cdot e^{(-1,65 \cdot \sqrt{(k/K_{\Pi})})} \cdot e^{(-0,59 \cdot H/100)} + 0,007), \text{ при } R=0,98; n=7644. \quad (15)$$

В исследовании разработаны два подхода к определению 3D-распределения параметра $H_{\text{усв}}$ в моделируемом геологическом объекте по данным $K_{\text{в}}$ и УЭС. Первый связан с многовариантным пересчетом параметра $K_{\text{в}}$ по данным $K_{\text{в}} / \sqrt{(k/K_{\Pi})} = f(H_{\text{усв}}, \sqrt{(k/K_{\Pi})})$ на основе данных исследований керна. При этом расчеты выполняются по глубине залежи, начиная с кровли пласта вниз по разрезу, путем поиска минимальных расхождений между определениями $K_{\text{в}}$ по керну и по УЭС (т.е. по ГИС) реального объекта. Второй метод связан с анализом накопленного коэффициента корреляции (r) и поиском закономерностей изменения значений УЭС и $K_{\text{в}}$, полученных расчетом по формуле Арчи – Дахнова по данным ГИС. Максимальные коэффициенты r рассматриваются в сводно-статистическом разрезе как глубины положения зеркала чистой воды в нефтяной залежи, от которых вверх по разрезу в объеме залежи рассчитываются значения показателя $H_{\text{усв}}$. Методика определения уровней распределения различных зон насыщения для пермокарбоневой залежи Усинского месторождения позволила установить, что поверхность между зоной свободного насыщения и переходной зоной изменяется на отметках 1170–1367 м.

Из Рисунка 7 видно, что данная поверхность представляет собой перевернутую чашу, при этом центральная часть относительно краевых приподнята на 137 м. Установленное опускание к бортам, вероятно, связано с присутствием в краевых частях залежи преимущественно сверхвязкой нефти (в диапазоне от 3000 до 5800 мПа·с), которая в процессе анаэробного окисления опускается на глубину.

Разработанная методика реализована для нефтяных залежей в гидрофильных терригенных и карбонатных коллекторах Аспинского, Уньвинского месторождений Пермского края, а также для пермокарбоневой залежи со сверхвязкой нефтью Усинского месторождения Республики Коми. В результате для всех рассмотренных геолого-геофизических условий построены цифровые 3D-модели распределения начальной нефтенасыщенности коллекторов. Полученные 3D-модели более достоверно отражают

неоднородность залежи и могут использоваться как при подсчете запасов, так и при геолого-технологическом моделировании разработки месторождения. Учет параметров переходных водо-нефтяных зон при 3D-моделировании принципиально изменяет представление о распределении нефтенасыщенности, что значительно влияет на проведение технологических расчетов при последующем геолого-гидродинамическом моделировании.

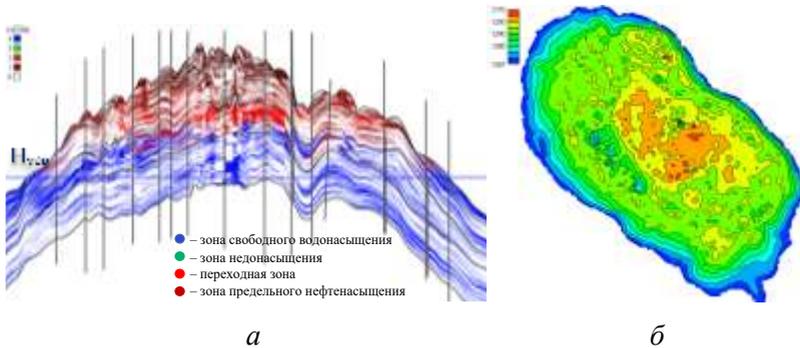


Рисунок 7 – Изменение зон насыщения в объеме залежи:
а – распределение зон различных насыщения; *б* – глубина начала переходной зоны. Пермокарбонатная залежь Усинского месторождения

Четвертая глава посвящена 3D-моделированию распределения коллекторских свойств и насыщения коллекторов на основе технологии машинного обучения. В результате проведенных исследований разработаны методы подготовки данных и выбор оптимальных настроек обучения нейронных сетей в ПО «ПРАЙМ». На основе использования аппарата нейронных сетей Левенберга – Марквардта разработана методология решения задач по выделению литологических типов пород, пластов-коллекторов и параметров трещиноватости (плотности и раскрытости трещин) [3; 16; 21]. Для пермокарбонатной залежи нефти Усинского месторождения при решении поставленной задачи взята информация по анализу шлифов и определению литотипов пород по классификации Данхема. Согласно исследованиям керна, выполненным в ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», литологические типы пород мадстоун, вакстоун, пакстоун, флаутстоун относятся к фациальной зоне мелководно-шельфовой равнины; литотипы рудстоун, грейнстоун – к фации карбонатной отмели, баундстоуны – к органогенным

постройкам, вторичные карбонаты представлены доломитами [3; 6; 9]. Автором данного исследования на основе обучения методом нейронных сетей выполнен прогноз литотипов пород по геологическому разрезу 871 скважины, результатом чего стало построение 3D-модели распределения литотипов. Сопоставление литотипов с результатами выделения коллекторов показывает, что наиболее часто проницаемые интервалы связаны с фацией органогенных построек – баундстоунами, несколько реже – с доломитизированными известняками. В ряде случаев небольшие по толщине интервалы проницаемых пород представлены флаут- и рудстоунами. Для мад-, вак-, пак- и грейстоунов практически во всех случаях ФЕС ниже граничных значений коллекторов.

На Рисунке 8 приведена схема преобладающей зональности распределения различных литотипов по площади залежи по результатам реализации метода нейронных сетей.

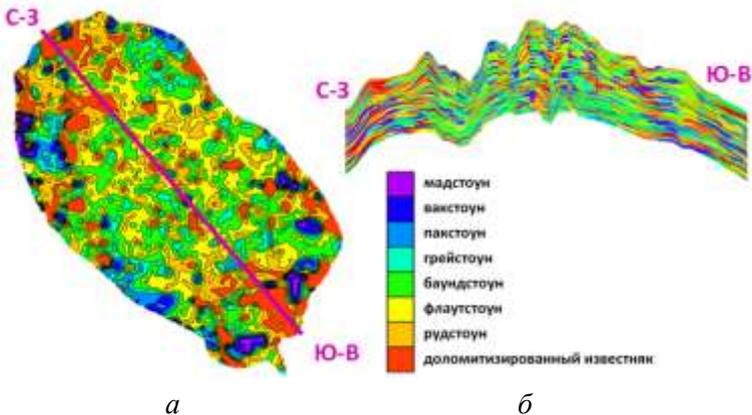


Рисунок 8 – Распределение литологических типов пород в геологической 3D-модели пермокарбонатовой залежи Усинского месторождения: *а* – распределение литотипов по площади в верхнем срезе 3D-модели; *б* – распределение литотипов в разрезе залежи

Анализ зональности распределения различных литотипов показывает, что баундстоуны, рудстоуны и доломитизированные карбонаты тяготеют к бортам пермокарбонатовой залежи, преимущественно формируя ее северо-восточную, западную и южную части. В центральной части данные литотипы изредка встречаются в виде слабо прослеживаемых в объеме залежи коридоров. Литотипы мадстоун и вакстоун приурочены в основном

к северной и южной частям структуры. Для сводовой части залежи характерно преимущественное развитие флаутстоунов, грейнстоунов, пакстоунов с более редким включением мадстоунов и вакстоунов. Распространение всех пород в центральной части имеет слабо отражаемую полосовидно-коридорную направленность на север, северо-восток в направлении распространения тектонических нарушений.

Результаты обучения нейронной сети позволили также определить плотность и раскрытость трещин [21]. Исходными данными для обучения послужили результаты исследований азимутальным электрическим микроимиджером [22] по 30 скважинам, в результате прогноз выполнен по 983 скважинам. В объеме залежи смоделирована трещинная проницаемость [3; 21], которая имеет максимальные значения в северо-западной и южной частях залежи, что согласуется с преимущественным распространением баундстоунов и доломитизированных карбонатов. При этом изменение трещинной проницаемости в первую очередь обусловлено особенностями развития построек барьерного рифа и тектоническими нарушениями. Формирование вторичного доломита в краевых частях залежи связано с развитием постседиментационных и окислительно-восстановительных процессов, проходящих в переходной водонефтяной зоне.

На следующем этапе для пермокарбонтовой залежи Усинского месторождения выполнен прогноз определения вязкости нефти (μ) на основе использования аппарата нейронных сетей. При этом в анализе использовано 37 глубинных проб по определениям μ из 32 скважин, которые сопоставлены с данными стандартного комплекса ГИС. Полученные результаты реализации технологии машинного обучения позволили получить прогноз распределения μ по данным ГИС для 980 скважин [4; 1; 2]. В результате 3D-моделирования установлено, что наибольшие значения вязкости приурочены к областям, близким к контуру нефтеносности залежи, а именно в северной, северо-западной и юго-восточной частях залежи (Рисунок 9).

Для нефтяных залежей, как правило, по мере возрастания глубины залегания пласта в связи с уменьшением газосодержания нефти наблюдается увеличение μ . Однако для высоковязкой нефти характерны более сложные изменения величин μ по площади и геологическому разрезу залежей. На формирование высоковязкой нефти влияние также оказывают геохимические процессы изменения пород при выщелачивании и окислении нефти в пределах

переходной водонефтяной зоны. При этом основными наиболее контролирующими величинами μ параметрами являются: глубина, $k/K_{п}$ и K_v (Рисунок 10) [2]. Анализ распределения на Рисунке 10 показывает, что по перегибу изменения водонасыщенности отмечаются две области. Первая в зоне предельного насыщения, где значения $K_v < 21\%$, $\sqrt{(k/K_{п})} > 6$, μ 560–2500 мПа·с, отмечается уменьшение вязкости, связанное с ростом $\sqrt{(k/K_{п})}$ и остаточной водонасыщенности до 21 %.

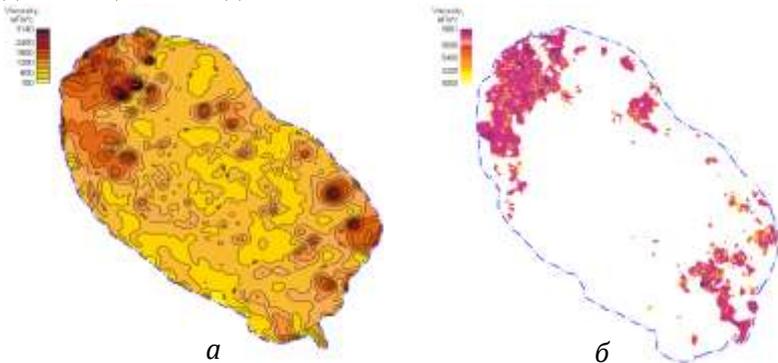


Рисунок 9 – Изменение вязкости нефти в геологической 3D-модели пермокарбонатной залежи Усинского месторождения: *а* – карта распределения вязкости нефти; *б* – зоны распределения μ нефти более 5000 мПа·с

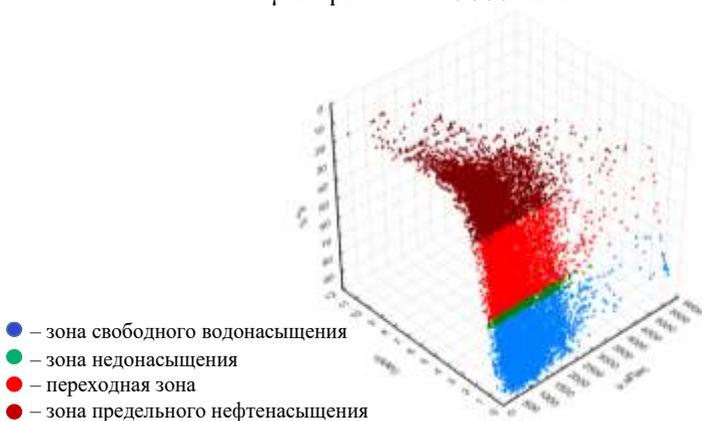


Рисунок 10 – Изменение водонасыщенности в зависимости от динамической вязкости (μ , мПа·с) нефти и комплексного параметра $\sqrt{(k/K_{п})}$

Вторая зона ниже перегиба, где K_v зависит от снижения значений $\sqrt{(k/K_n)}$. Вязкость более 2500 мПа появляется в нижней части зоны предельного насыщения, переходной зоны, зоне недонасыщения. Наибольшее количество высоковязкой нефти наблюдается при $\sqrt{(k/K_n)} < 3$ и $K_v > 30\%$. Высоковязкая нефть приурочена к коллекторам с низкими значениями ФЕС [2].

В целом по результатам выполненных исследований установлено, что в переходной водонефтяной зоне активно происходят геохимические реакции, связанные со взаимодействием на контакте нефти с водой, что определяет фильтрационные свойства нефти. Значения динамической вязкости нефти в объеме залежи подчинено комплексному влиянию различных факторов.

Пониженные значения μ приурочены к своду и юго-западной части рассмотренной залежи. Центральная часть пермокарбонтовой залежи представлена нефтью в диапазоне μ от 600 до 800 мПа·с. Проявления сверхвязкой нефти с μ более 3000 мПа·с отмечаются в северо-восточной и юго-западной частях пермокарбонтовой залежи [2; 17] в нижней части разреза, ближе к уровню свободного водонасыщения залежи (Рисунок 11). Максимальная отметка подъема высоковязкой нефти от зеркала воды по глубине составила 1200 м, при мощности этажа высоковязкой нефти в 167 м [1].

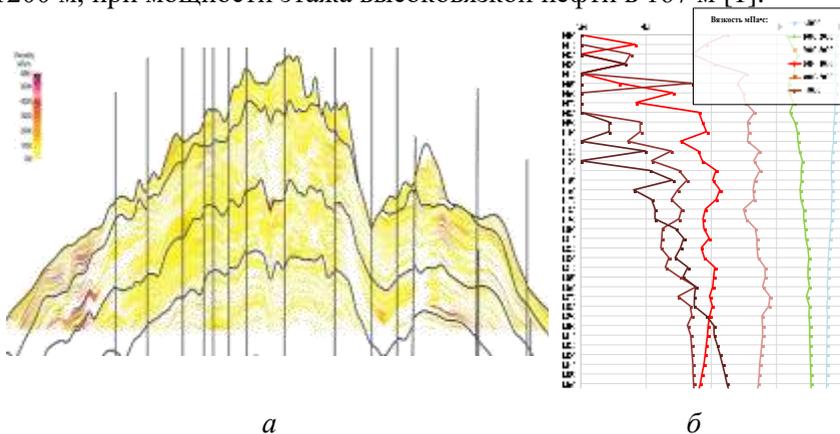


Рисунок 11 – Изменение вязкости нефти в геологической 3D-модели пермокарбонтовой залежи Усинского месторождения:
а – на геологическом разрезе в направлении север-юг;
б – дифференциация групп вязкости по глубине

Сопоставление сводно-статистических разрезов ряда скважин с выделением геохимической и флюидной зональности представлено на Рисунке 12. В связи с окислительно-восстановительными реакциями в переходной зоне на контакте «нефть – вода» происходит увеличение содержания в нефти тяжелых смолисто-асфальтеновых соединений. В зонах с различной флюидонасыщенностью нефтяной залежи также происходят процессы вторичного преобразования пород, формирующиеся за счет химических процессов окисления [19; 20]. В агрессивных пластовых водах происходят процессы коррозии пород, а ниже – отложение вторичного кальцита. Это в целом приводит к структурному преобразованию пород с формированием зон выщелачивания, гидрофобизации, цементации и битумизации нефтенасыщенных пород (Рисунок 12, *д*).

Зона слабоизмененных пород соответствует зоне предельного насыщения, характеризуется заполнением нефтью всего порового пространства, не занятого связанной водой, в интервале 1150–1083 м. В интервале 1083–1108 м выделяется палео-переходная зона, а ниже палеозона цементации. В интервале 1135–1340 выделяется зона выщелачивания/растворения/разуплотнения, соответствующая появлению переходной зоны [4; 8; 1]. Зона делится на две подзоны: активного окисления нефти и выщелачивания /гидрофобизации [23] (см. Рисунок 12).

В подзоне активного окисления нефти в интервале 1135–1185 м происходят процессы увеличения кислотности среды, растворения первичных пород, гидрофобизации и частичная битумизация пород. При этом доля коллектора увеличивается, что связано с активными процессами растворения карбонатных пород первичного генезиса. В интервале 1187–1328 м отмечается появление вторичного доломита (см. Рисунок 12, *б*). Битумная подзона характеризуется более интенсивным растворением пород агрессивными растворами, поступающими из подзоны активного окисления нефти, что сопровождается вторичным минералообразованием, в том числе выпадением доломита (см. Рисунок 12). В интервале 1295–1345 м происходит резкое снижение доли коллектора, что связано с выпадением в верхней части вторичных доломитов. К уровню свободного водонасыщения происходит снижение подтока кислоты и обогащение растворов щелочными и щелочноземельными элементами. В интервале 1343–1420 м (мощностью 77 м) отмечается зона цементации с отсутствием коллекторов. Зона цементации пород формируется в

слабощелочной среде, где происходит геохимическая разгрузка растворов из зоны выщелачивания и растворения. Ниже, с глубины 1420 м, начинается зона малоизмененных пород, где доля коллекторов резко увеличивается до 0,4–0,5 доли ед.

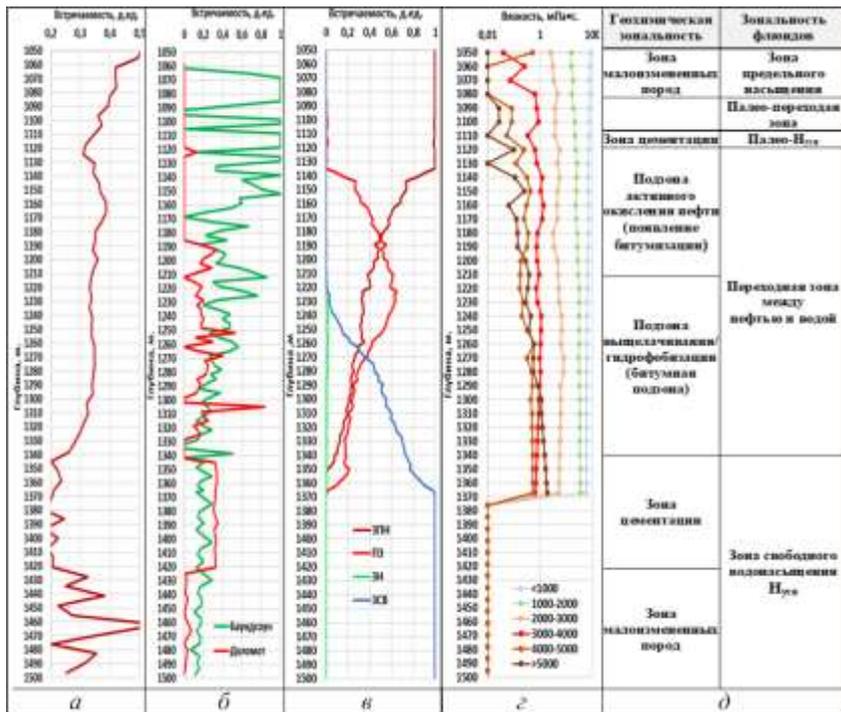


Рисунок 12 – Сводно-статистические разрезы по скважинам с выделением геохимической и флюидной зональности.

Пермокарбоновая залежь Усинского месторождения:

a – песчанистость; *б* – литотипы пород (баундстоун, доломитов);
в – зоны распределения уровней водонасыщенности; *г* – изменение вязкости нефти; *д* – зоны геохимической зональности и распределения флюидов

На Рисунке 13 представлены основные характеристики зоны цементации: мощность плотных пород (Рисунок 13, *a*), песчанистость (см. Рисунок 13, *б*) и расчлененность (см. Рисунок 13, *в*).

В основном мощность зоны плотных пород изменяется от 60 до 77 м (см. Рисунок 13, *a*). В краевой части северо-восточного

склона отмечается появление коллекторов до 40 % мощности всего слоя. В юго-западной части также отмечается рост доли коллектора до 70 %, равно как и в западной части центральной зоны отмечен рост доли коллектора до 50 %. Степень заполнения вторичным кальцитом слоя составляет в среднем 71 % (от 40 до 97 %), по классификации изолированности относится к значительной. Проведя анализ распространения литологических разностей пород, можно констатировать факт, что основная причина связана с отсутствием заполнения вторичными карбонатами ввиду появления глинистых микритовых известняков с редкими биокластами (вакстоуны/мадстоуны), развивающимися в фации умеренно-глубоководной шельфовой равнины [1].

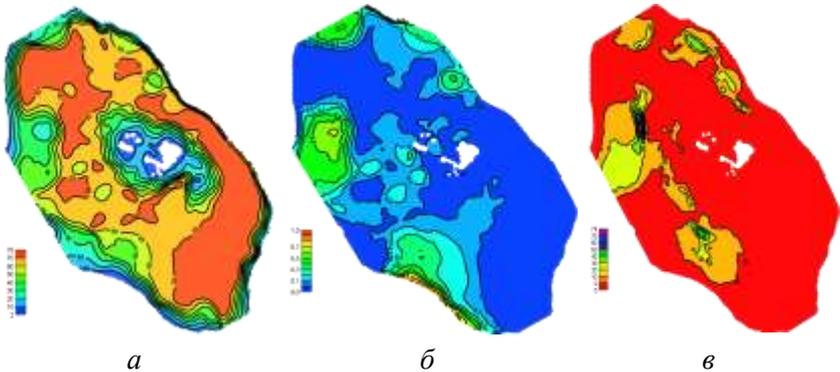


Рисунок 13 – Основные характеристики зоны цементации. Пермокарбоневая залежь Усинского месторождения: *а* – мощность плотных пород; *б* – песчанность; *в* – расчлененность

В целом выделение геохимической зональности в объеме пермокарбоневой залежи Усинского месторождения требует для столь сложного геологического объекта при проведении литолого-фациального моделирования в переходной зоне последовательного использования двух видов интерполяции. На этапе прогнозирования первичных процессов осадконакопления выполняется стандартная стратиграфическая интерполяция, когда эллипсоид интерполяции расположен согласно слоям осадконакопления. На этапе прогнозирования вторичных процессов, связанных с растворением пород и последующим перераспределением осадков, необходимо выполнять горизонтальную интерполяцию.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТЫ

В исследовании, материалы которого представлены в диссертационной работе, выполнено научное обоснование разработки технологии достоверного применения метода многовариантного геологического моделирования на основе планирования эксперимента и многокритериальной оптимизации. Для выполнения многокритериальной оптимизации научно обоснованы критерии, позволяющие дифференцировать оптимальные реализации.

Построены математические модели выбора оптимальных реализаций для месторождений Пермского края: терригенных отложений Аспинского (пласты Т1а, Бб1, Бб2, Т), Сосновского (пласты Бш, Тл, Бб, Мл), Стретенского (пласты Бш, Т1), карбонатных отложений Аспинского (пласт Т), Стретенского (пласт Т1) месторождений и Усинского месторождения Республики Коми (пласт Р-С) [13; 14; 18]. Сложность и высокая литолого-фациальная изменчивость геологического строения пермокарбоновой залежи Усинского месторождения позволили доработать и реализовать разработанную многовариантную методику на всех этапах построения литолого-фациального моделирования (построение фациальной модели; распределение литологических разностей пород; моделирование распределения коллекторов) [11]. Индивидуальность геологического строения нефтяных залежей приводит к принципиальному различию результатов как 3D-геологической модели, так и полученных математических аппроксимативных функций для разных объектов [37; 38].

На основе изучения опыта и рассмотрения методов построения модели водо- и нефтенасыщенности разработана и апробирована авторская методика, позволяющая комплексировать методы ГИС и капилляриметрические исследования керна. На основе многомерного математического 3D-моделирования в исследовании обосновано использование комплексного показателя $\sqrt{k/K_n}$ в качестве основного критерия, характеризующего площадь фильтрации капиллярных каналов. В результате для переходной водонефтяной зоны залежи реализована методика подбора 3D-функции $K_v = (H_{ув}, \sqrt{k/K_n})$, что позволило моделировать влияние капиллярных сил при подъеме подошвенных вод в процессе формирования залежи. 3D-модели для всех объектов, на которых выполнялась практическая реализация метода, позволили получить

высокие коэффициенты корреляции для используемых данных капилляриметрических исследований керн. Аппроксимирующие функции уравнений имеют следующие коэффициенты корреляции: для Уньвинского месторождения нефти пласта Бш $R=0,99$, пласта Т-Фм $R=0,96$; для Аспинского месторождения пластов Тл и Бб $R=0,98$; по Усинскому месторождению пермокарбоневой залежи $R=0,98$.

В рамках исследований для залежей нефти разработано два подхода обоснования уровня свободного водонасыщения (зеркала чистой воды): 1) на основе накопленной корреляции по глубине залежи УЭС скважин моделируемого объекта; 2) на основе сопоставления модели изменения водонасыщенности (по данным керн) и данных УЭС по ГИС [17]. Обе методики, взаимно дополняя друг друга, позволяют повысить достоверность результатов 3D-моделирования строения переходной водонефтяной зоны.

В рамках исследований разработан подход подготовки данных, ключевым элементом которого является подготовка пластовых исследований, а также методы выбора оптимальных настроек обучения нейронных сетей для решения геологических задач. На основе алгоритма Левенберга – Марквардта реализована задача по выделению литологических типов пород, пластов-коллекторов и параметров трещиноватости. На основе полученных данных трехмерного геологического моделирования выявлена объемная зональность распределения литотипов пород по классификации Данхема, определены плотность и раскрытость трещин. При реализации машинного обучения ошибки для каждой модели составили порядка 3–5 %, что свидетельствует о высокой достоверности полученных прогнозных решений.

На примере пермокарбоневой залежи Усинского месторождения выполнен анализ проходящих в переходной водонефтяной зоне геохимических процессов, связанных с выщелачиванием пород и формированием зоны цементации [4; 1; 2].

Научно обоснована возможность применения методов стандартного комплекса ГИС при оценке вязкости пластовой нефти, что позволило выполнить прогнозирование вязкости по отобранным пробам нефти и данным ГИС на основе метода нейронных сетей. С использованием технологии машинного обучения и математической статистики для пермокарбоневой залежи сверхвязкой нефти Усинского месторождения разработаны модели прогноза распределения динамической вязкости.

Результаты исследований использованы при реализации геолого-гидродинамического 3D-моделирования и повышения технологической эффективности разработки месторождений.

СПИСОК ОПУБЛИКОВАННЫХ РАБОТ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Основные публикации в изданиях, индексируемых в международных базах цитирования Scopus, Web of Science, изданиях, рекомендованных ВАК РФ по специальности 1.6.11. (техн. науки)

1. Геохимические процессы наложенного эпигенеза, при формировании водонефтенасыщенности пермокарбоневой залежи / Д. В. Потехин, А. В. Плотников, Лей Ван, С. В. Галкин. – Текст : непосредственный // Бурение и нефть. – 2024. – № 12. – С. 26–31. (ВАК К2, 1.6.11 (тех.))

2. Потехин, Д. В. Исследование и анализ распределения вязкости пластовой нефти пермокарбоневой залежи / Д. В. Потехин, В. И. Галкин. – Текст : непосредственный // Бурение и нефть. – 2024. – № 12. – С. 106–109. (ВАК К2, 1.6.11 (тех.))

3. Потехин, Д. В. Применение технологии машинного обучения при моделировании распределения литотипов на пермокарбоневой залежи нефти Усинского месторождения / Д. В. Потехин, С. В. Галкин. – Текст : непосредственный // Записки Горного института. – 2023. – Т. 259. – С. 41–51. (ВАК, SCOPUS Q2, GeoRef, Web of Science)

4. Моделирование распределения вязкости пластовой нефти на пермокарбоневой нефтяной залежи Усинского месторождения на основе технологии машинного обучения / Д. В. Потехин, А. В. Плотников, А. Л. Южаков, С. В. Галкин. – Текст : непосредственный // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И. М. Губкина. – 2023. – № 3 (312). – С. 43–55. (ВАК, 1.6.11 (тех.))

5. Потехин, Д. В. Методологическое обеспечение контроля подтверждаемости геолого-гидродинамических моделей и прогнозных дебитов по результатам эксплуатационного бурения скважин / Д. В. Потехин, И. С. Путилов, С. В. Галкин. – Текст : непосредственный // SOCAR Proceedings. Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2022. – Special Issue № 2. – С. 65–71. (SCOPUS Q2)

6. Литолого-петрофизическая неоднородность карбонатных резервуаров Тимано-Печорской нефтегазосной провинции / О. В. Постникова, А. В. Постников, А. Е. Козионов, И. С. Путилов, **Д. В. Потехин**, А. Д. Саегараев. – Текст : непосредственный // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И. М. Губкина. – 2021. – № 4. – С. 5–20. (ВАК, 25.00.12 (тех.))

7. Органическое вещество в карбонатных коллекторах ТПНП и его влияние на структуру и свойства пустотного пространства / О. В. Постникова, А. В. Постников, А. Е. Козионов, И. С. Путилов, **Д. В. Потехин**, А. Д. Саегараев. – Текст : непосредственный // Труды РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина. – 2021. – № 3. – С. 5–18. (ВАК, 25.00.12 (тех.))

8. Изучение вторичных изменений визейских коллекторов Соликамской депрессии в условиях стабилизации древних водонефтяных контактов / С. В. Галкин, И. Ю. Кольчев, **Д. В. Потехин**, П. Ю. Илюшин. – Текст : непосредственный // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2019. – Т. 19, № 2. – С. 104–116. (ВАК, 25.00.00)

9. Лузина, Д. В. Закономерности изменения водонефтяного контакта Башкирского свода (Верхнедевонско-турнейские отложения) / Д. В. Лузина, **Д. В. Потехин**. – Текст : непосредственный // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2016. – Т. 15, № 18. – С. 7–15. (ВАК, 25.00.00)

10. Путилов, И. С. Многовариантное 3D-геологическое моделирование с контролем качества реализаций для повышения достоверности геологической модели / И. С. Путилов, **Д. В. Потехин**, В. И. Галкин. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений : научно-технический журнал. – 2015. – № 10. – С. 17–20. (ВАК, 25.00.00)

11. Повышение эффективности гидродинамического моделирования посредством применения усовершенствованных методик обработки данных гидродинамических исследований скважин (На примере Озерного месторождения) / М. В. Латышева, Ю. В. Устинова, В. В. Кашеярова, **Д. В. Потехин**. – Текст : непосредственный // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 15. – С. 73–80. (ВАК, 25.00.00)

12. Обоснование изменения водонасыщенности по высоте залежи нефти и газа при геолого-гидродинамическом моделировании / А. С. Некрасов, **Д. В. Потехин**, А. В. Шилов, А. В. Габнасыров, М. А. Присяжнюк. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 10. – С. 78–81. (ВАК)

13. Путилов, И. С. Разработка методики многовариантного моделирования 3D-моделирования с контролем качества реализации для повышения достоверности геологических моделей / И. С. Путилов, **Д. В. Потехин**. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 1. – С. 15–17. (ВАК)

14. Потехин, Д. В. Повышение достоверности геологических моделей залежей нефти и газа на основе усовершенствованной технологии многовариантного трехмерного моделирования / **Д. В. Потехин**, И. С. Путилов, В. И. Галкин. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 7. – С. 16–19. (ВАК)

15. **Потехин, Д. В.** Анализ учета изменения нефтенасыщенности в пределах переходной зоны при трехмерном геологическом моделировании (на примере Трифоновского месторождения) / Д. В. Потехин. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2004. – № 5 (47). – С. 105–110. (ВАК)

Прочие публикации

16. Experimental study of the occurrence of hydraulic fractures in carbonate rocks under triaxial loading / В. В. Поплыгин, С. В. Галкин, Я. В. Савицкий, Д. В. Потехин. – Текст : непосредственный // Eurasian Mining. – 2023. – № 2. – С. 35–38. (ВАК, SCOPUS Q3, Web of Science)

17. Технология 3D-моделирования начальной нефтенасыщенности в переходной водонефтяной зоне по комплексу методов капилляриметрии и электрического каротажа / **Д. В. Потехин**, Е. О. Ширяев, С. В. Галкин. – Текст : непосредственный // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334. – С. 98–107. (ВАК K1, 1.6.11. (геол.-мин.), SCOPUS Q3, GeoRef, Web of Science)

18. **Потехин, Д. В.** Построение 3D-геологических моделей нефтяных залежей на основе метода вероятностных множественных реализаций / Д. В. Потехин. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений : научно-технический журнал. – 2023. – № 7 (379). – С. 12–18. (ВАК K1, 1.6.11. (геол.-мин.))

19. Генетические типы пустотного пространства и закономерности их распределения в карбонатных природных резервуарах Тимано-Печорской провинции / А. В. Постников, К. Ю. Оленова, А. Е. Козионов, Е. Т. Козимиров, И. С. Путилов, **Д. В. Потехин**, А. Д. Саетгараев. – Текст : непосредственный // Экспозиция Нефть Газ. – 2022. – № 1 (86). – С. 22–28. (ВАК, с 11.12.2023 1.6.11 (техн.))

20. Генетические типы и закономерности распространения трещин в карбонатных природных резервуарах Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции / И. С. Путилов, **Д. В. Потехин**, А. Д. Саетгараев, А. В. Постников, О. В. Постникова, А. С. Рахматуллина, Д. О. Алмазов. – Текст : непосредственный // Территория Нефтегаз. – 2022. – № 11–12. – С. 14–19. (ВАК, Chemical abstracts)

21. **Потехин, Д. В.** Применение нейронных сетей для интерпретации геофизических исследований скважин пермокабонной залежи Усинского месторождения нефти / Д. В. Потехин, И. С. Путилов. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений : научно-технический журнал. – 2022. – № 4 (364). – С. 24–27. (ВАК, 1.6.11 (геол-мин.))

22. Эффективность применения метода электрического микросканирования на месторождениях Пермского Прикамья / А. С. Некрасов, **Д. В. Потехин**, В. Ф. Рыбка, Ю. В. Уточкин. – Текст : непосредственный // Геофизика. – 2020. – № 5. – С. 56–63. (ВАК, 25.00.12 (геол-мин.))

23. Методика выделения по данным рентгеновской томографии керна и электрического каротажа интервалов битумо- и нефтесодержащих коллекторов с определением типа их смачиваемости / С. В. Галкин, А. В. Лекомцев, И. Ю. Колычев, **Д. В. Потехин**, Шао Цайжуй, А. В. Шумилов. – Текст : непосредственный // Геофизика. – 2020. – № 4. – С. 112–119. (ВАК, 25.00.12 (геол-мин.))

24. **Потехин, Д. В.** Обзор неопределенностей методов трехмерного геологического моделирования и выбора достоверных моделей / Д. В. Потехин. – Текст : непосредственный // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2014. – № 1. – С. 59–62.

25. **Потехин, Д. В.** Количественное обоснование параметров многовариантного моделирования для повышения достоверности трехмерных геологических моделей нефтяных месторождений / Д. В. Потехин, И. С. Путилов. – Текст : непосредственный //

Территория НЕФТЕГАЗ. – 2014. – № 2. – С. 20–23. (ВАК, Chemical abstracts)

26. **Потехин, Д. В.** Опыт трехмерного моделирования терригенного девона на примере нижнетиманских отложений Кирилловского месторождения нефти / Д. В. Потехин, А. Б. Дерюшев. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений : научно-технический журнал. – 2012. – № 4. – С. 25–30. (ВАК, 25.00.00)

27. Дерюшев, А. Б. Применение многовариантного моделирования при распределении $K_{п}$ с целью оценки достоверности построения трехмерных литолого-фациальных моделей на примере нижнетиманских отложений Кирилловского месторождения / А. Б. Дерюшев, Д. В. Потехин. – Текст : непосредственный // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – Т. 11, № 5. – С. 32–38. (ВАК)

28. Дерюшев, А. Б. Применение стохастического алгоритма при моделировании терригенных отложений девона (на примере нижнетиманских отложений Кирилловского месторождения нефти) / А. Б. Дерюшев, Д. В. Потехин. – Текст : непосредственный // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2011. – Т. 10, № 1. – С. 8–18. (ВАК)

29. Галкин, В. И. Связь коэффициента нефтенасыщенности с другими геолого-технологическими характеристиками объектов, находящихся на завершающей стадии разработки / В. И. Галкин, Д. В. Потехин, И. С. Путилов. – Текст : непосредственный // Наука производству. – 2006. – № 1. – С. 9–14.

30. **Потехин, Д. В.** Опыт корректировки распределения литологии при трехмерном геологическом моделировании на основе представлений о геологическом строении нефтяных залежей / Д. В. Потехин, И. С. Путилов. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений : научно-технический журнал. – 2005. – № 9–10. – С. 48–50. (ВАК, 25.00.00)

31. Путилов, И. С. Рекомендации по выявлению и устранению ошибок на этапе подготовки исходных данных для трехмерного геологического моделирования месторождений нефти и газа / И. С. Путилов, Д. В. Потехин. – Текст : непосредственный //

Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2005. – № 9–10. – С. 28–29. (ВАК, 25.00.00)

Авторские свидетельства и патенты

32. Авторское свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ № 2007614719 Российская Федерация. Программа подготовки данных для трехмерного моделирования / Путилов И. С., **Потехин Д. В.**; заявитель и правообладатель ООО «ПермНИПИнефть». – № 2007613795 ; заявл. 24.09.2007 ; опубл. 14.11.2007.

33. Авторское свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ № 2013661302 Российская Федерация. Многовариантное геологическое 3D-моделирование с контролем качества реализаций по сейсмическим данным / Путилов И. С., **Потехин Д. В.**; заявитель и правообладатель ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг». – № 2013619430 ; заявл. 18.10.2013 ; опубл. 05.12.2013.

34. Патент RU № 2578733 Российская Федерация. Способ размещения поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин на месторождениях нефти и газа на основе многовариантных трехмерных геологических моделей / Путилов И. С., **Потехин Д. В.**; заявитель и патентообладатель ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг». – № 2013157446 ; заявл. 24.12.2013 ; опубл. 27.03.2016, Бюл. № 9.

Публикации в других изданиях

35. **Потехин, Д. В.** Разработка моделей распределения вязкости пластовой нефти в продуктивных пластах Усинского месторождения / Д. В. Потехин, В. И. Галкин, С. В. Галкин. – Текст : непосредственный // Чтения Хошбахта Юсифзаде. Нефтегазоносность и геоэкологические проблемы Каспийского региона : материалы международной научно-практической конференции, г. Баку, 4–5 декабря 2024 г. – Баку, 2024.

36. **Потехин, Д. В.** Построение 3D-модели переходной водонефтяной зоны на основе методов комплексирования методов исследований керна и каротажа / Д. В. Потехин, С. В. Галкин. – Текст : непосредственный // Гейдар Алиев и нефтяная стратегия Азербайджана : достижения нефтегазовой геологии и геотехнологий : материалы науч.-практ. конф. – Баку, 2023.

37. Галкин, С. В. 3D-моделирование строения переходной водонефтяной зоны пермокарбоновой залежи Усинского нефтяного месторождения / С. В. Галкин, **Д. В. Потехин.** – Текст :

непосредственный // Актуальные проблемы освоения нефтегазовых месторождений приарктических территорий России : материалы всероссийской научно-практической конференции (28–29 сентября 2023 г.). – Архангельск : САФУ, 2023. – Вып. 6. – С. 19–24.

38. Петухова, Ю. А. Математическое моделирование фильтрационно-емкостных свойств коллекторов / Ю. А. Петухова, **Д. В. Потехин**. – Текст : непосредственный // Актуальные проблемы нефтегазовой отрасли : сборник докладов научно-практической конференции журнала «Нефтяное хозяйство». – 2018. – С. 39–47.

39. Обоснование положения водонефтяного контакта при геолого-гидродинамическом моделировании залежей нефти и газа / А. С. Некрасов, **Д. В. Потехин**, А. В. Шилов, М. А. Присяжнюк. – Текст : электронный // Geomodel 2016 – 18th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development, Gelendzhik, 12–15 сентября 2016 года. – URL: <https://www.earthdoc.org/content/papers/10.3997/2214-609.201602239>

40. Luzina, D. V. Study of the geological characteristics and development of statistical models forecast owc of upper-devonian-tournaisian oil-and-gas complex of the bashkir arch / D. V. Luzina, **D. V. Potekhin**. – Текст : электронный // Geomodel 2015 – 17th scientific-practical conference on oil and gas geological exploration and development. – 2015. – Vol. 2015. – P. 1–6. – URL: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201413979>

41. Сабельников, И. С. Геостатистические методы определения достоверности трехмерной литологической модели месторождения / И. С. Сабельников, **Д. В. Потехин**. – Текст : электронный // EAGE Геомодель : материалы конференции. – 2014. – URL: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.20142250>

42. Путилов, И. С. Прогноз коллекторов поданным 3D-сейсморазведки на территории Пермского края / И. С. Путилов, **Д. В. Потехин**. – Текст : электронный // EAGE Геомодель : материалы конференции. – 2014. – URL: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.20142240>

43. Сабельников, И. С. Оценка достоверности литологического строения модели месторождения методом cross-validation и jackknife / И. С. Сабельников, **Д. В. Потехин**. – Текст : непосредственный // Геология в развивающемся мире : сборник научных трудов (по материалам VII Научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых с международным участием ПГНИУ). – Пермь, 2014. – С. 403–407.

44. **Потехин, Д. В.** Повышение достоверности представлений о геологическом строении залежи за счет выбора реалистичных решений многовариантной модели / Д. В. Потехин, И. С. Путилов. – Текст : непосредственный // Прогноз и разработка нефтегазоперспективных месторождений : материалы международной научно-практической конференции / НК «ЛУКОЙЛ». – Москва, 2014. – С. 44.

45. **Потехин, Д. В.** Адаптация трехмерной геологической модели к материалам подсчета запасов (на примере Полазненского месторождения) / Д. В. Потехин, И. С. Путилов // Горные ведомости. – 2007. – № 11(42). – С. 28-31.

46. **Потехин, Д. В.** Повышение достоверности представлений о геологическом строении залежи за счет выбора реалистичных решений многовариантной модели / Д. В. Потехин, И. С. Путилов. – Текст : непосредственный // Нефтегазовая геология и геофизика : материалы четвертой международной научно-практической конференции ЕАГО, Калининград, 26–30 мая 2014 г. – Калининград, 2014. – С. 92–96.

47. Путилов, И. С. Разработка технологии многовариантного трехмерного моделирования с контролем качества реализаций для повышения достоверности геологических моделей / И. С. Путилов, **Д. В. Потехин.** – Текст : непосредственный // Теория и практика нефтяной геофизики : материалы научно-практической конференции, Пермь, 21–22 ноября 2013 г. – Пермь, 2013. – С. 122–124.

48. Modeling of fracturing of limestone petroleum reservoir using Fraca technology / A. A. Shchipanov, A. S. Nekrasov, O. Fonta, **D. V. Potekhin.** – Текст : непосредственный // International Conférence & Exhibition, 15–18 October, Saint Petersburg, Russia. – Санкт-Петербург, 2006.

49. Путилов, И. С. Распределение петрофизических свойств в трехмерных геологических моделях нефтяных залежей / И. С. Путилов, **Д. В. Потехин.** – Текст : непосредственный // Геология и ископаемые Западного Урала : сборник статей по материалам региональной научно-практической конференции / Перм. гос. ун-т. – Пермь, 2006. – С. 122–123.

50. Путилов, И. С. Моделирование неоднородности петрофизических свойств пропластков при построении трехмерной геологической модели / И. С. Путилов, **Д. В. Потехин.** – Текст : непосредственный // Проблемы геологии и разработки нефтяных залежей Пермского Прикамья : сборник научных трудов ООО «ПермНИПИнефть». – Пермь, 2006. – С. 91–96.

51. **Потехин, Д. В.** Использование поточечных данных ГИС для построения трехмерных геологических моделей в программном комплексе IRAP RMS (на примере Шершневского месторождения) / Д. В. Потехин. – Текст : непосредственный // Материалы XXXIII Научно-практической конференции горно-нефтяного факультета ПГТУ. – Пермь, 2004. – С. 41–44.

52. **Потехин, Д. В.** Методика изменения нефтенасыщенности в пределах переходной зоны при трехмерном геологическом моделировании на примере Трифоновского месторождения / Д. В. Потехин. – Текст : непосредственный // Материалы XXXIII Научно-практической конференции горно-нефтяного факультета ПГТУ. – Пермь, 2004. – С. 45–49.

53. **Потехин, Д. В.** Особенности трехмерного моделирования месторождений сложного строения / Д. В. Потехин, А. Н. Башков, Е. В. Рубцов. – Текст : непосредственный // Сборник докладов IV Российской конференции пользователей компании ROXAR, Москва, 9–12 сентября 2003 г. – Москва, 2003. – С. 8.

54. **Потехин, Д. В.** Разделение карбонатных коллекторов на типы по данным ГИС / Д. В. Потехин. – Текст : непосредственный // Геология западного Урала по пороге XXI века. – Пермь : Изд-во Перм. гос. ун-та, 1999. – С. 272–273.

Подписано в печать __. Тираж 100 экз.
Усл. печ. л. 3,0. Формат 60×90/16. Заказ № 238.

Отпечатано с готового оригинал-макета в типографии
издательства Пермского национального исследовательского
политехнического университета.
614990, г. Пермь, Комсомольский пр. 29, к. 113.
Тел.: +7 (342) 219-80-33.