МОСКОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
имени М.В.ЛОМОНОСОВА

На правах рукописи

Закревский Константин Евгеньевич

ПОВЫШЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ДОСТОВЕРНОСТИ ЦИФРОВЫХ МОДЕЛЕЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ (С КОЛЛЕКТОРАМИ ПОРОВОГО ТИПА) НА ОСНОВЕ СИСТЕМНОГО АНАЛИЗА

Специальность 25.00.12 - геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений

АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание ученой степени
доктора геолого-минералогических наук

Москва 2021

Работа выполнена в ПАО «НК «Роснефть»

Официальные оппоненты: **Тихоцкий Сергей Андреевич,** доктор физико-математических наук, член-корреспондент РАН, директор ФГБУН «Института физики Земли имени О.Ю.Шмидта Российской академии наук»

Шиманский Владимир Валентинович, доктор геолого-минералогических наук, управляющий директор АО «Росгеология»

Лобусев Александр Вячеславович, доктор геолого-минералогических наук, профессор, заведующий кафедрой общей и нефтегазопромысловой геологии ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М.Губкина»

Защита состоится «21» мая 2021 г. в 14^{30} на заседании диссертационного совета МГУ.04.06 при МГУ имени М.В. Ломоносова по адресу: г. Москва, Ленинские горы, д. 1, аудитория 621. E-mail: poludetkinaelena@mail.ru.

Диссертация находится на хранении в отделе диссертаций научной библиотеки МГУ имени М.В. Ломоносова (Ломоносовский просп., д. 27). Со сведениями о регистрации участия в защите в удаленном интерактивном режиме и с диссертацией в электронном виде также можно ознакомиться на сайте ИАС «ИСТИНА»: https://istina.msu.ru/dissertations/360470743/

Автореферат разослан: «___» марта 2021 г.

Учёный секретарь диссертационного совета МГУ.04.06, к.г.-м.н. Полудеткина Е.Н.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность работы.

Одним из ключевых факторов развития нефтяной и газовой промышленности России в настоящее время является повышение качества и эффективности технологических процессов каждого этапа цикла поисков, разведки, добычи, подготовки, транспортировки и продажи углеводородов. Обеспечение эффективности этапа разведки и добычи, стоящего в начале этого цикла, в значительной мере связано с формированием адекватного представления о геологическом строении резервуаров, вмещающих промышленные скопления углеводородов.

В своей цифровой форме представления специалистов о геологическом строении резервуаров формализуются в виде трехмерных компьютерных моделей. Цифровые геологические модели (ЦГМ) являются основой постоянно действующих геолого-технологических моделей (ПДГТМ) - современного инструмента прогноза показателей добычи, оценки выработки запасов, размещения точек бурения скважин, планирования системы заводнения, геолого-технологических мероприятий, обеспечивающего экономически оптимальное управление процессом разработки резервуаров.

Эффективность и стоимость технологических решений, принимаемых на основе геологической модели, зависит от ее качества. Поэтому разработки в области повышения качества и достоверности трехмерных цифровых геологических моделей востребованы как со стороны менеджмента добывающих компаний, так и со стороны государственных органов.

Поскольку цифровое геологическое моделирование является достаточно новым направлением в науках о Земле, то и проблемы повышения качества и достоверности ЦГМ являются весьма актуальными, требующими всестороннего анализа и методического обоснования путей их решения. Научное обоснование методологии оценки качества ЦГМ, разработка системного подхода к геологическому моделированию, обеспечивающему повышение достоверности геологических моделей резервуаров углеводородов, представляют собой новое научное направление в нефтяной геологии.

Результаты, полученные в ходе исследований в области повышения качества геологических моделей, имеют важное научное и практическое значение, поскольку обеспечивают технологическое развитие отрасли. Авторские разработки в области повышения качества и достоверности цифровых геологических моделей, одни из первых в этом направлении, послужили базой для создания корпоративных и отраслевых регламентных документов, а также специализированных программных пакетов.

Автором на основе системного подхода и с учетом стадийности разведки и разработки резервуаров были выполнены исследования по созданию концепции повышения качества и достоверности цифровых геологических моделей. В рамках этой концепции была разработана технология оценки качества геологических моделей, которая нашла широкое применение на производстве.

Под руководством автора и им лично было выполнено более тысячи экспертиз полномасштабных и секторных цифровых геологических моделей, создаваемых при подсчете запасов и мониторинге разработки. Разработаны адресные методические рекомендации (АМР) по созданию геологических моделей терригенных отложений юры и неокома Западной Сибири. На основе АМР построено 20 глобальных и 50 секторных моделей.

Настоящая диссертационная работа содержит изложение системного подхода к повышению качества и достоверности цифровых геологических моделей и разработанной технологии оценки качества ЦГМ с коллекторами порового типа.

Цель работы.

Цель работы – разработка системного подхода к повышению качества и достоверности цифровых геологических моделей на основе технологии оценки корректности создания моделей и адресного геологического моделирования, с учетом стадийности освоения месторождений.

Задачи работы.

В процессе исследований решались следующие задачи:

- изучение отечественных и мировых подходов к повышению качества цифровых геологических моделей,
- разработка и опробование системы тестирования пакетов геологического моделирования,
- создание технологии оценки качества 3D моделей на основе сопоставления моделей с исходными данными и адаптацией истории разработки в гидродинамических моделях,
- разработка совокупности методов адресной интеллектуальной поддержки процесса моделирования неокомского клиноформного комплекса,
- опробование разработанного подхода к повышению качества и достоверности моделей на месторождениях УВ различной сложности и степени изученности для верхнеюрского и мелового (апт) комплексов.

Методика исследований.

Для решения поставленных задач использовались современные методы обобщения и анализа теории и практики повышения качества в различных областях знаний, особенно при моделировании месторождений и подсчете запасов углеводородов.

Выполнялся многомерный статистический анализ и многовариантное моделирование. Были опробованы различные практические подходы к оценке качества и достоверности ЦГМ (проверка бурением, кросс-валидация).

Аналитически и численно решались тестовые задачи проверки корректности работы расчетных алгоритмов, использующихся в пакетах геологического моделирования.

Проводился сопоставительный анализ расчетов в различных программных пакетах на синтетических моделях и реальных месторождениях.

Научная новизна.

1. Впервые обоснован набор статистических и аналитических методов оценки качества цифровых геологических моделей для различных этапов их

построения и стадий освоения залежей углеводородов с использованием статистического и корреляционного анализов, а также анализа детерминистского тренда и локальных аномалий, экспертной оценки,

2. Впервые предложен комплексный параметр качества, позволяющий количественно оценивать качество создания геологической модели. Параметр качества определяется количественными экспертными оценками качества этапов построения модели с учетом весовых коэффициентов, учитывающих тип анализируемой модели,

3. Впервые разработана совокупность методов адресной интеллектуальной поддержки цифрового геологического моделирования, учитывающая разномасштабность и достоверность методов изучения резервуаров на разных стадиях освоения залежей углеводородов,

4. Впервые предложена концепция оценки работоспособности алгоритмов, используемых при геологическом моделировании, которая представлена комплексом контрольных тестов (геометрический, стохастический, вариограммный),

5. Впервые обоснован набор основных особенностей цифрового геологического моделирования терригенных отложений Западной Сибири различного возраста и генезиса.

Защищаемые положения (изложены в монографиях 1, 5, 10, 11).

1. Оценка качества цифровых геологических моделей для различных этапов их построения и стадий освоения залежей углеводородов должна включать статистический и корреляционный анализ данных, а также анализ детерминистского тренда и локальных аномалий, позволяющий количественно оценивать качество создания геологической модели с помощью весовых коэффициентов достоверности. Работоспособность алгоритмов, используемых при геологическом моделировании, проверяется комплексом контрольных тестов (геометрических, стохастических и вариограммных), а также сравнением пакетов между собой.

2. При построении моделей залежей в проградационных клиноформных отложениях неокомского нижнемелового возраста Западной Сибири стратиграфический каркас модели формируется по трансгрессивным морским глинистым пачкам, соответствующим поверхности максимального затопления, а для отложений подошвы склона, склона и шельфа применяются различные принципы учета данных керна, каротажа и сейсморазведки, изменчивости пород и их пространственной геометризации.

3. Для аптских отложений Самотлорского месторождения, сформированных в часто меняющихся условиях приливно-отливной равнины, создание каркаса необходимо проводить на основе циклостратиграфической модели осадконакопления с единой трехмерной сеткой для пойменных и меандрирующих русловых отложений, с использованием динамического анализа волнового поля в качестве низкочастотного тренда распространения песчаников в межскважинном пространстве. Гидродинамический режим залежи определяется единой субгоризонтальной поверхностью газонефтяного и наклонной

поверхностью водонефтяного контакта со скачками на границах тектонических нарушений – безамплитудных горизонтальных сдвигах.

4. Для горизонта Ю1 верхней юры Томской области Западной Сибири при построении каркаса геологических моделей ключевую роль играют основные корреляционные реперы: битуминозные аргиллиты баженовской свиты, региональный уголь У и низкоомные глины нижневасюганской подсвиты. Для межскважинной корреляции и распределения фильтрационно-емкостных свойств пород в объеме резервуара необходимо использовать кинематические характеристики волнового поля и учитывать разнообразие литотипов при построении непрерывного куба песчанистости. Гидродинамический режим залежи свидетельствует о многофакторности причин негоризонтальности флюидных контактов (тектоника, гидродинамический напор вод, капиллярные эффекты при изменении свойств пород).

Практическая значимость работы.

Практическим результатом работ является более адекватное описание геологического строения объектов. Это обеспечивает уточнение величин запасов углеводородов, локализацию зон с остаточными запасами при выполнении гидродинамических расчетов, обоснованное размещение проектных эксплуатационных и разведочных скважин при многовариантных расчетах технологических вариантов разработки, выбор геолого-технологических мероприятий.

Экспертные оценки показывают, что экономическая эффективность повышения качества создания ЦГМ при подсчете запасов составляет около 0,5% затрат на подготовку запасов промышленных категорий. Кроме того, системный подход к управлению качеством создания ЦГМ, основанный на комплексе критериев оценки качества, позволяет снизить трудозатраты на построение ЦГМ за счет уменьшения количества ошибок. Так, например, статистическая оценка информации по процессу построения ЦГМ в компании ТНК-ВР позволила получить среднюю величину оценки снижения трудозатрат 15-20%.

Результаты последующего бурения и проверка методом «слепой скважины» показывают повышение достоверности на 15-25% ЦГМ, построенных на основе адресных рекомендаций по созданию ЦГМ.

Автор руководил и непосредственно участвовал в массовой (более тысячи) оценке качества цифровых геологических моделей залежей, расположенных в разных регионах России и мира. Эти модели создавались как при подсчете запасов, так и при составлении технологических документов. В их числе были модели уникальных по размерам и сложности строения месторождений: Самотлорского, Приобского, Красноленинского, Юрубчено-Тохомского, Ванкорского, Русского, Ватьеганского, Ватинского, Тевлинско-Русскинского, Куюмбинского, Повховского и др.

Авторские идеи и алгоритмы технологии оценки качества ЦГМ, касающиеся анализа исходных данных, создания каркаса, кубов свойств пород, поверхностей контактов, применения сейсмических атрибутов и принципиальных моделей, а также точности и корректности работы математических алгоритмов использовались

при создании следующих программных пакетов и модулей: пакет «РН-Геосим» (Роснефть), пакет «АТЛАС-Экспертиза» (ТИНГ), плагин в Petrel (Шлюмберже-ТНК-ВР), модуль «ReXLab» в «РН-КИМ» (Роснефть).

Разработки соискателя были использованы при составлении корпоративных и отраслевых руководств и инструкций, связанных с экспертизой ЦГМ:

- Положение «О порядке приемки и экспертизы трехмерных цифровых геологических и гидродинамических моделей, создаваемых при подсчете и пересчете запасов месторождений углеводородного сырья» (ГКЗ, 2010),
- Рекомендации к методике построения геологических моделей при подсчете запасов углеводородного сырья (ГКЗ, 2015),
- Методические рекомендации по контролю качества построения цифровых геологических моделей терригенных коллекторов (ОАО «ЛУКОЙЛ», 2006),
- Стандарт и критерии качества построения геологических и гидродинамических моделей (ОАО «ТНК-ВР Менеджмент», 2011),
- Методика и критерии оценки точности и применимости геологических и гидродинамических моделей (ОАО «ТНК-ВР Менеджмент», 2012),
- Методические рекомендации по геологическому 3Д моделированию клиноформных отложений неокома Западной Сибири (ОАО «ТНК-ВР Менеджмент», ООО «Тюменский нефтяной научный центр»),
- Методические рекомендации по 3D геологическому моделированию прибрежно-морских отложений (на примере пласта $АВ_1$ ($АВ_1^{1+2}$+$АВ_1^{3}$) Самотлорского месторождения) (ОАО «ТНК-ВР Менеджмент», ООО «Тюменский нефтяной научный центр», 2013),
- Локальный нормативный документ «Экспертиза геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений» (ПАО «НК «Роснефть», 2017).

Апробация результатов.

Основные научные положения, различные аспекты и практические результаты диссертационной работы докладывались на международных и российских научно-практических конференциях, форумах и семинарах:

- международных - 4-ой конференции EAPG, Париж, Франция, 1992; международном симпозиуме «Нетрадиционные источники углеводородного сырья и проблемы его освоения», Санкт-Петербург, 1992; 57-ой конференции EAGE, Глазго, Шотландия, 1995; международной конференции и выставке «Геологоразведка - 2000», Санкт-Петербург, Россия, 2000; 64-ой конференции EAGE, Флоренция, Италия, 2002; технологическом форуме Шлюмберже, Париж, Франция, 2004; конференции SPE/EAGE «Описание пласта и гидродинамика, Взаимодействие геологической и гидродинамической моделей», Москва, Россия, 2010; семинаре «Digital subsurface mapping in geological surveys: the state of the art and prospect for the future», Краков, Польша, 2012; международной конференции и выставке SPE, Москва, Россия, 2012; международной геолого-геофизической конференции и выставке «Современные технологии изучения и освоения недр Евразии» ГеоЕвразия - 2018, Москва, Россия, 2018; международной научно-практической конференции «Новые идеи в геологии нефти и газа», Москва, Россия,

2019, международной конференции и выставке SPE, Москва, Россия, 2019, международной конференции и выставке SPE, Москва, Россия, 2020;

- российских - технологическом форуме Шлюмберже, Сочи, 2002; семинаре «Новое в применении сейсмических методов на этапах разведки и разработки нефтяных месторождений», Москва, 2003; научно-практическом семинаре «Информационные технологии при разработке месторождений», Уфа, 2007; форуме компании ТНК-ВР «Моделирование в поддержку бизнеса», Тюмень, 2011; семинаре «НАЭН» «Основные вопросы геолого-гидродинамического моделирования для целей подсчета геологических запасов и ТЭО КИН», Москва, 2012; форуме по технологиям ГРР компании Роснефть, Самара, 2014; семинаре «НАЭН» «Основные вопросы геолого-гидродинамического моделирования для целей подсчета геологических запасов и ТЭО КИН», Москва, 2015; научно-технической конференции «Современные вызовы при разработке и обустройстве месторождений нефти и газа», Томск, 2016; научно-практической конференции EAGE по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа «Геомодель 2018», Геленджик, 2018; научно-практическом семинаре «Цифровые технологии в разработке месторождений. Современные методы геологического моделирования», Уфа, 2018, научно-практической конференции «Цифровые технологии в добыче и переработке углеводородов: от моделей к практике», Уфа, 2020.

Публикации.

Автор опубликовал 13 монографий (книг и учебных пособий), результаты проведенных исследований по теме диссертации изложены в 32 статьях, их них в 16 - в рецензированных научных изданиях, рекомендованных для защиты в диссертационном совете МГУ по специальности 25.00.12.

Благодарности.

Автор благодарит свою супругу Закревскую М.А, без помощи которой не удалось бы написать эту работу. Автор признателен своим коллегам, которые помогали в создании законченного варианта работы и ее защите: Гузееву В.В., Лозину Е.В., Хисматуллиной Ф.С., Сыртланову В.Р., Газизову Р.К., Нассоновой Н.В., Грищенко М.А., Аксарину В.А., Горкальцеву А.А., Попову В.Л. Автор благодарен за помощь Калмыкову Г.А. и, особенно, Ступаковой А.В., давшей ценные замечания к работе.

Структура и объем диссертации.

Диссертация состоит из введения, 5 глав и заключения. Общий объем составляет 379 страниц, включая 4 таблицы, 190 рисунков и список литературы из 259 наименований. Структура работы построена в соответствии с выполненными исследованиями и примерами их положительного применения на конкретных объектах. Защищаемые в работе положения отражают результат анализа исследований, поэтому дальнейшее изложение автореферата построено в соответствии с защищаемыми положениями.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Введение

Во введении обоснована актуальность работы, определены цели исследований и сформулированы основные задачи. Изложена научная новизна и защищаемые положения, практическая значимость и структура работы.

Глава 1. Современное состояние геологического 3D моделирования месторождений углеводородов

В первой главе рассматриваются возникновение и развитие цифрового геологического 3D моделирования месторождений углеводородов, внедрение системы повышения качества продукции, способы оценки качества моделей и программных пакетов, применение приемов менеджмента качества к процессу моделирования, информационное обеспечение процесса моделирования. На основе анализа данной информации формулируются актуальные вопросы повышения качества и достоверности трехмерных цифровых геологических моделей, решение которых рассматривается в следующих главах.

Возникновение и развитие цифрового геологического 3D моделирования.

Построение трехмерных цифровых геологических моделей в настоящее время стало естественной составляющей технологических процессов обоснования бурения скважин и составления планов разработки месторождений углеводородов, включая оценку экономической эффективности предлагаемых геолого-технологических мероприятий [Закревский К.Е., 2009]. В значительной степени это связано с усложнением строения разрабатываемых месторождений и новыми технологиями добычи, например, бурением горизонтальных скважин.

Большую роль в развитии 3D геологического моделирования в России сыграло принятие под руководством Н.Н.Лисовского постановления Центральной комиссии по разработке о необходимости построения 3D геологических и гидродинамических моделей при создании проектных документов [Денисов С.Б., Закревский К.Е., 2000; Лисовский Н.Н., Закревский К.Е. и др., 2000], а также подготовка (с участием автора) отраслевых документов в области 3D моделирования: Регламента по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений (2000 г.) и Методических указаний по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений (2003 г.).

Трехмерное цифровое геологическое моделирование нефтяных и газовых месторождений является относительно молодым направлением в прикладной нефтегазовой геологии, возникнув около 25 лет назад. Оно интегрирует достижения различных наук и технологий: геостатистики, сиквенс-стратиграфии, обработки и интерпретации 3D сейсморазведки, создания специализированных компьютерных программ и баз данных (рис.1). Основателями математической геологии и геостатистики были А.Вистелиус, Ж.Матерон и Д.Криге.

В настоящее время 3D геологическое моделирование продолжает активно развиваться. В качестве ведущих научных коллективов и научных школ,

занимающихся разработкой математических принципов и алгоритмов трехмерного геологического моделирования, следует упомянуть работы ученых Стэндфордского университета (Clayton V.Deutsch, Andre G.Journel), Норвежского компьютерного центра (Abrahamsen, Hauge), Французского института Бейсип-Франлаб (Hugo Caetano, Ghislain de Joussineau) и др.

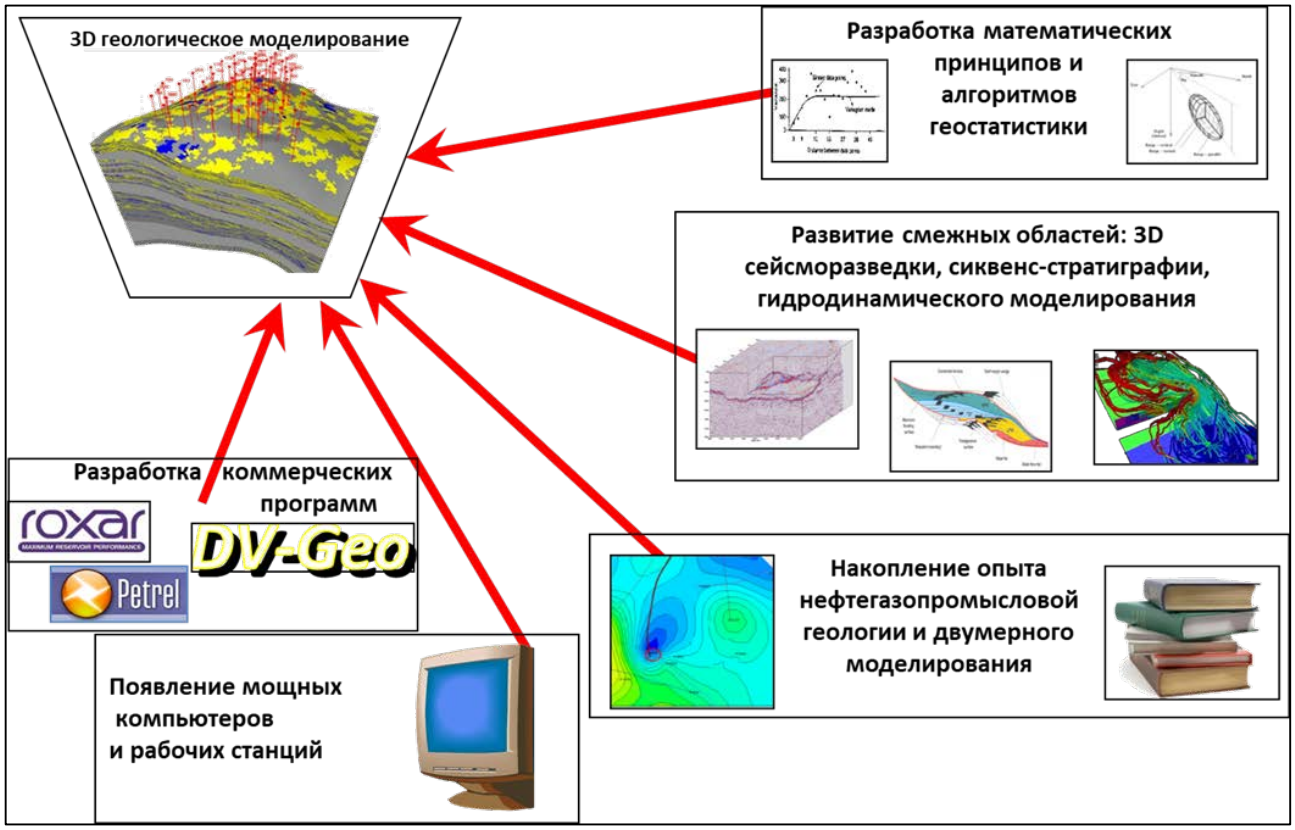

Рис.1. Предпосылки возникновения геологического моделирования

Контроль технологических процессов и качества продукции.

Системы контроля качества прошли пять основных этапов своего развития: 1 этап - 1900-1920 гг., 2 этап - 1921-1950 гг., 3 этап - 1951-1970 гг., 4 этап - 1971-1990 гг., 5 этап - 1991-2005 гг. и далее. В 80-е годы прошлого века осуществлялся переход к всеобщему менеджменту качества (TQM - Total Quality Management). В это время появилась серия международных стандартов на системы качества: стандарты ИСО 9000, оказавшие весьма существенное влияние на менеджмент и обеспечение качества.

Помимо системы TQM, активно применяются и другие системы повышения качества продукции, например, система «шесть сигм» (Панде П., Холп Л.). Следует отметить вклад в разработку теории управления качеством отечественных ученых, таких как П.Л.Чебышев и А.М.Ляпунов. Их работы послужили теоретической основой выборочного контроля качества.

Качество продукции оценивается с точки зрения соблюдения требований технологии производства и соответствия продукции существующим стандартам (техническим условиям). Оба этих подхода используются в практике работ по моделированию для оценки качества геологических моделей и изучения возможностей повышения их качества.

Разработки в области контроля качества моделей.

В качестве основных способов контроля за рубежом используется: статистический анализ, сопоставление модели со скважинными данными (рис.2), трендами, визуализация сечений кубов ФЕС по разным направлениям, построение двумерных карт (Darhim M.Noureldien, Ibrahim Merghany).

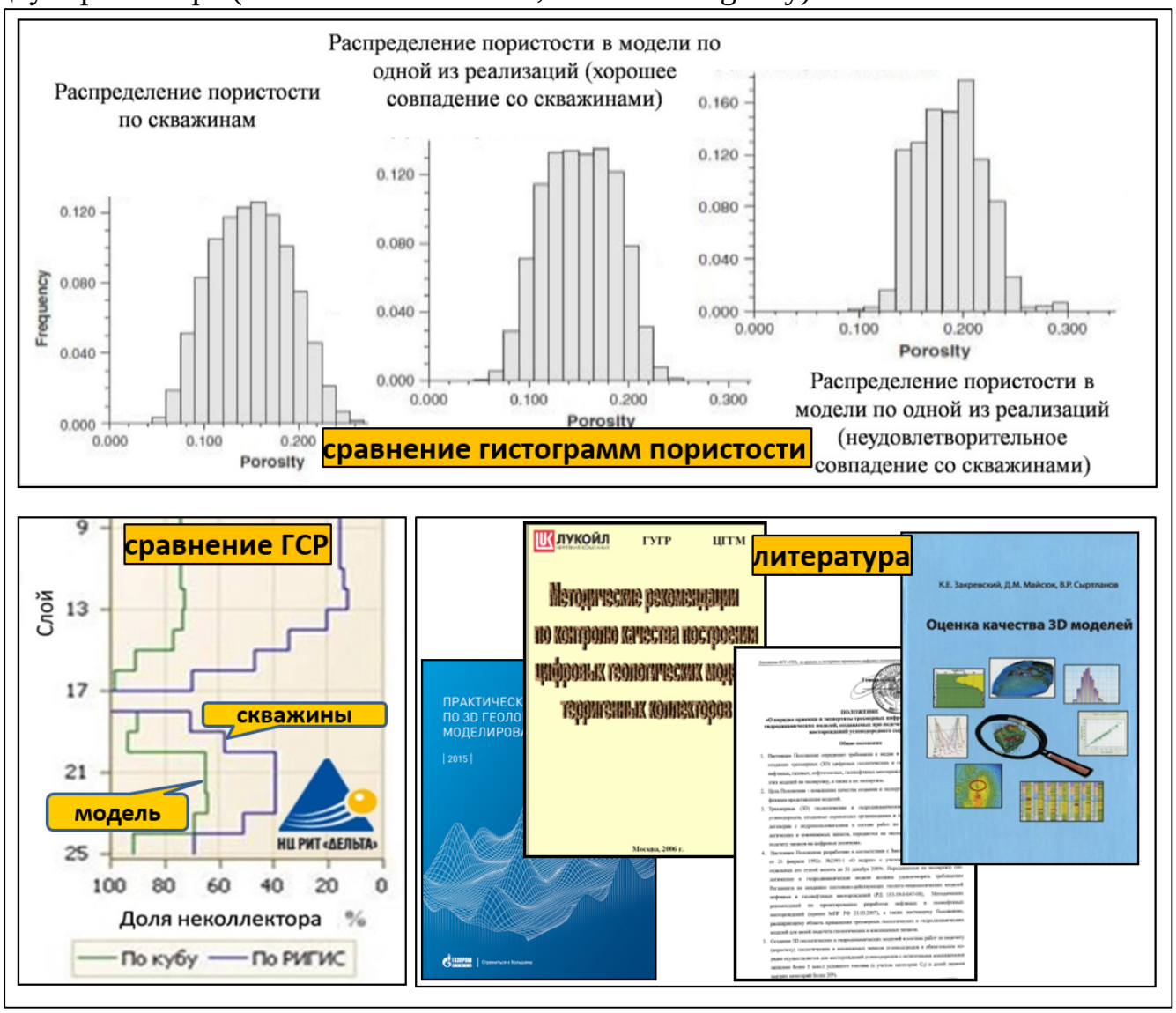

Рис.2. Анализ данных и литература в области оценки качества моделей

Наибольшее число публикаций в области оценки и повышения качества геологического моделирования в зарубежной печати посвящено вопросу контроля технологического качества (quality control - QC), то есть качества создания модели. Отмечается, что хотя каждое месторождение имеет свои особенности, общие контрольные точки легко идентифицируются и могут быть сгруппированы согласно типовому графу создания модели (J.A.Spilsbury-Schakel).

Российские разработки по оценке качества ЦГМ и возможностям его повышения существенно более разнообразны, чем зарубежные, как в области стандартизации, так и в области создания программных пакетов. Отечественные документы в области QC можно разделить на отраслевые, корпоративные и общедоступные. К основным отраслевым документам относятся Положение «О

порядке приемки и экспертизы трехмерных цифровых геологических и гидродинамических моделей, создаваемых при подсчете и пересчете запасов месторождений углеводородного сырья» (ФБУ ГКЗ, 2010) и «Рекомендации к методике построения геологических моделей при подсчете запасов углеводородного сырья» (ФБУ «ГКЗ», 2014 - п.10.6), которые были разработаны при непосредственном участии автора.

Опираясь на отраслевые документы и общедоступные материалы, нефтяными и газовыми компаниями были разработаны собственные корпоративные документы. Автор руководил созданием документов (части документов в области геологии) по контролю качества создания моделей в компаниях ЛУКОЙЛ, ТНК-ВР, Роснефть. Достаточно большие объемы материалов из работ автора использованы в документах по контролю качества создания моделей компаний Газпромнефть и Зарубежнефть.

В общедоступной литературе (рис.2) вопросы QC создания геологических моделей описаны менее подробно, чем вопросы собственно построения моделей (Бриллиант Л.С., Аржиловский А.В., Цой В.Е., Глебов А.Ф., Гузеев В.В., Закревский К.Е., Семянов А.А., Грищенко М.А., Авраменко Э.Б., Пьянков В.Н., Сыртланов В.Р., Филев А.И.). Наиболее полно и систематизировано проблематика и технология контроля качества создания геологических моделей изложена в монографии автора «Оценка качества 3D моделей» [Закревский К.Е. и др., 2008]. На сегодняшний день данная монография является основной книгой в области контроля качества геологического моделирования.

Существенное внимание уделено в главе программным пакетам. Известно, что в области построения геологических моделей «законодателями мод» являются зарубежные программные пакеты. Однако, в области QC ситуация обратная. На основе требований и принципов QC геологического моделирования, сформулированных в отраслевых, корпоративных документах и общедоступной литературе, разработаны отечественные программные пакеты.

Известны программные пакеты НЦ РИТ «Дельта», ООО «ТИНГ», ПАО «НК «Роснефть». Модуль программного пакета ПАО «НК «Роснефть» в части, касающейся экспертизы создания геологических моделей, разрабатывался под кураторством автора. В России, как и за рубежом, для оценки достоверности геологических моделей используются результаты бурения и методы кросс-валидации. Применяется и многовариантное геологическое и фильтрационное моделирование, когда на основе адаптации фильтрационной модели к истории разработки отбираются те варианты геологической модели, для которых гидродинамические модели оптимально согласуются с фактическими данными.

Тестирование пакетов геологического моделирования

Тестирование программного обеспечения - процесс анализа программного средства и сопутствующей документации с целью выявления дефектов и повышения качества продукта (Куликов С.С., Савин Р.). Тестирование ПО позволяет определить формальные показатели, характеризующие корректность работы различных модулей программных комплексов, и, на этой основе, провести сравнение различных программных пакетов. В области геологического

моделирования получили распространения два вида тестирования программ: тестирование возможностей и тестирование функциональности (точности алгоритмов).

В 2015 году ФБУ ГКЗ сформировало рабочую группу экспертов по геологическому и гидродинамическому моделированию, куда входил и автор. Результатом работы группы стала матрица апробации возможностей программных комплексов по геологическому моделированию и матрица апробации возможностей программных комплексов по гидродинамическому моделированию. Теперь на основе «матрицы ГКЗ» осуществляется апробация возможностей новых российских программных комплексов по геологическому моделированию, например, «РН-Геосим».

Функциональное тестирование алгоритмов ПО для геологического моделирования в России было начато в 2009 г. (Закревский К.Е., Ананьев С.А., Пергамент А.Х., Минниахметов И.Р., Ахметсафина А.Р., Балашов А.Д.). Однако эти работы были эпизодическими, не связанными между собой, и не получили тогда продолжения. В зарубежных публикациях вопросы тестирования геологического ПО затрагиваются несистемно и редко, например, при оценке корректности работы алгоритмов картопостроения.

Информационная поддержка создания моделей.

Информационная интеллектуальная поддержка создания геологической модели - это процесс, во время которого геолог-модельер получает данные, знания и информацию различного вида и объема, используемую для создания модели требуемого качества. Система поддержки решает вопросы информационного и аналитического интеллектуального обеспечения геолога при принятии технологических решений. Основой информационной поддержки являются системы управления данными и системы управления знаниями. В настоящее время в области информационной поддержки создания моделей найдены основные решения в области создания баз данных и баз знаний. Однако, базы знаний, как правило, не существуют обособленно, а включены в комплексные системы управления знаниями (СУЗ). Наиболее проблемные на сегодняшний день места (лакуны) в знаниях в области построения геологических моделей следующие.

Во-первых, существует потребность в узкоспециализированных технологических знаниях - знаниях по особенностям работы в конкретных программных продуктах (детали и тонкости последовательности шагов для решения технологических задач на разных этапах создания модели). В настоящее время эта потребность постепенно удовлетворяется появлением улучшенных руководств пользователя, баз знаний (Petrel Guru), учебных пособий и практических упражнений по созданию моделей в различных ПО (Закревский К.Е., Струкова О.В., Абабков К.В., Султанов Ш.Х., Золоева Г.М., Билибин С.И., Лобусев А.В., Путилов И.С., Перепечкин М.В., Крестелев А.И., Булыгин Д.В., Ганиев Р.Р., Папоротная А.А., Шелепов В.В. и др.), функционированием корпоративных и общедоступных форумов пользователей программных продуктов.

Во-вторых, крайне востребованы геолого-геофизические знания - методические указания по созданию моделей, учитывающие особенности отложений различного возраста, генезиса, структуры пустотного пространства, флюидонасыщения и т.д., то есть конкретные, адресные, объектно ориентированные рекомендации. Особенно актуально наличие таких указаний для молодых специалистов. Существующие отраслевые рекомендации имеют слишком общий характер, не учитывают вышеперечисленные особенности моделируемых отложений. Это резко сужает возможности использования их в практической работе геолога-модельера. В западной литературе конкретные указания или советы по созданию моделей также отсутствуют.

Выводы по первой главе.

Основной работой в области оценки качества моделей является монография автора «Оценка качества 3D моделей» 2009 г. Разработки автора использованы в большинстве отраслевых и корпоративных документов в России в области оценки качества геологических моделей. За период 2009-2020 гг. накоплен большой практический опыт экспертизы качества геологических моделей, который требует анализа и обобщения. Вопрос количественной оценки качества моделей разработан недостаточно. Необходимо на новом уровне обосновать набор статистических и аналитических методов оценки качества цифровых геологических моделей, предложить параметр качества, позволяющий количественно оценивать процесс создания геологической модели с учетом стадийности освоения месторождений и типов моделей.

В настоящее время тестирование пакетов геологического моделирования осуществляется только с точки зрения проверки функциональности пакета – наличия возможностей пакета по работе с данными, построению карт, кубов и др. Требуется система тестирования, позволяющая сравнивать работу разных пакетов геологического моделирования между собой и определять достоверность (точность) расчетов.

Существуют базы данных и базы знаний, помогающие геологу в моделировании месторождений. Однако, в области интеллектуальной поддержки процесса геологического моделирования существует проблема отсутствия конкретных знаний по особенностям геологического моделирования отложений разного возраста и генезиса. Решение проблемы – создание адресных рекомендаций по созданию геологических моделей.

Таким образом, в первой главе рассматривается современное состояние дел в области трехмерного цифрового геологического моделирования и формулируются проблемные вопросы в области качества и достоверности геологических моделей. Решению обозначенных актуальных вопросов качества геологического моделирования посвящены следующие главы.

Глава 2. Оценка качества моделей и программных пакетов

Вторая глава состоит из трех основных разделов, в каждом из которых описывается предлагаемое решение одной из актуальных проблем качества геологического моделирования.

Способы и критерии качества ЦГМ.

С началом массового внедрения геолого-гидродинамического моделирования в России многие нефтяные и газовые компании России организовали систему учета и оценки качества создаваемых моделей разрабатываемых ими месторождений. Оценка качества выполняется, как правило, в процессе экспертизы модели. Экспертиза геологической модели включает в себя основные этапы, соответствующие этапам создания модели.

На основе опыта экспертиз большого количества моделей обоснован набор статистических и аналитических методов оценки качества цифровых геологических моделей (около 70 показателей). Для каждого этапа разработаны свои количественные и качественные способы и критерии.

При статистическом анализе используются методы описательной статистики – проверяются минимальные (граничные), максимальные, средние значения параметра и дисперсия (рис.3).

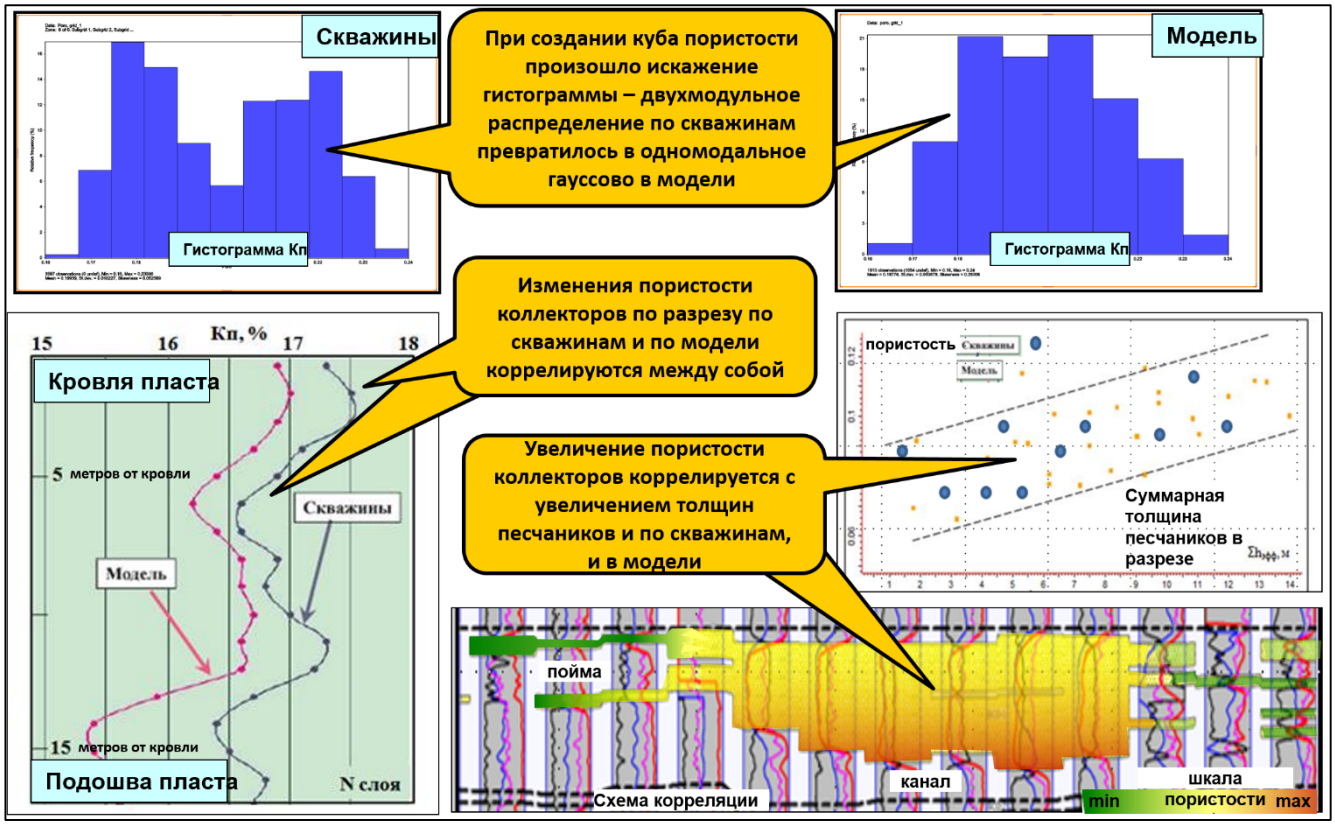

Рис.3. Анализ параметров и их взаимосвязей

Корреляционный анализ выполняется двух видов. Во-первых, оценивается коррелируемость (согласованность) изменений параметра по площади и по разрезу (рис.3). Во-вторых, оценивается сохранение коррелируемости (тесной связи) разных параметров между собой по скважинам и в модели. На рис.3 показано, что увеличение пористости коллекторов коррелируется с увеличением толщин песчаников и по скважинам, и в модели, то есть происходит реализация известной геологической закономерности - в энергетически активных зонах седиментации (каналах) откладывается больше песчаников с лучшими свойствами.

Рис.4. Выявление ошибок инклинометрии

Пример выявления погрешностей инклинометрии (исходных данных) приведен на рис.4. Он базируется на нахождении локальных аномалий структурных карт и поверхностей флюидного контакта на фоне трендовых поверхностей. Аномалии определяются как разность карт, построенных по субвертикальным скважинам (трендовые карты) и по всему фонду скважин. Аналогичный подход применяется и для анализа карт средних скоростей по сейсморазведке.

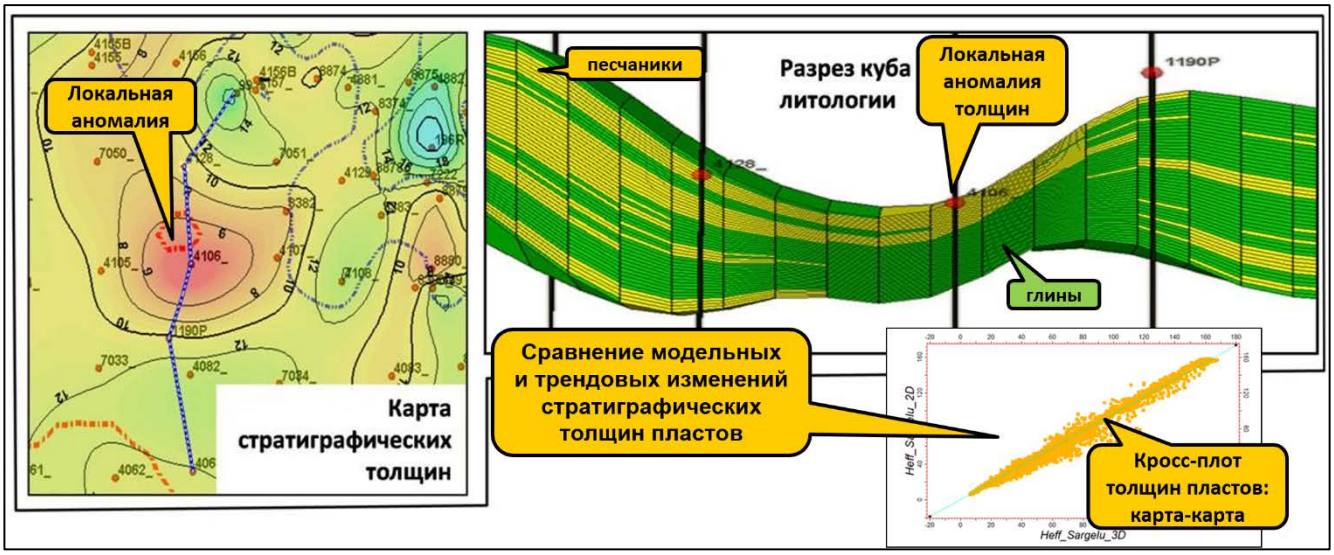

Рис.5. Выявление ошибок корреляции

Контроль корреляционных построений, качество которых критически важно для создания структурного каркаса, осуществляется сравнением модельных и трендовых изменений стратиграфических толщин пластов и выявлением обоснованности локальных вариаций толщин. Трендовая карта строится по скважинам и сейсморазведке с учетом концептуальной модели осадконакопления (рис.5). Ошибки в проведении кровли и подошвы пласта проявляются наличием локальных аномалий толщин на карте изохор и неестественным видом сечений куба литологии.

При экспертизе создания сетки (грида) оцениваются следующие статистические геометрические параметры:

- размеры ячеек по латерали и вертикали (с учетом плотности сетки скважин, размеров модели и геологических тел, вертикальной изменчивости разреза),
- границы модели (с учетом законтурной области),

- ориентация грида (с учетом направления рядов нагнетания и нарушений),
- наличие искаженных ячеек.

Кроме того, оценивается соответствие схемы «нарезки» слоев условиям осадконакопления (концептуальной модели).

Экспертиза ремасштабирования производится путем статистического анализа гистограмм распределений и корреляционного анализа – просмотра кросс-плотов скважинных и осредненных параметров, а также сравнения скважинных и осредненных параметров в корреляционном окне.

В основе экспертизы литофациальной модели лежит качественная оценка соответствия распространения фациальных зон скважинным данным и концептуальной модели осадконакопления. Количественно определяется статистика распределения литотипов в областях с разными обстановками осадконакопления – эти распределения в модели и по скважинным и керновым данным для однотипных зон должны быть подобны. Помимо подобия общего долевого содержания литотипов, для однотипных зон должно наблюдаться подобие (коррелируемость) вертикального изменения долевого содержания литотипов (ГСРов). Контролируется сохранение в ГСРе куба литологии закономерностей цикличности, наличия перемычек, изменения песчанистости по слоям, то есть тех особенностей разреза, которые отражают ГСРы по скважинам.

Связность резервуара определяется по статистике распределения параметров CV (куба связанных объемов - connected volumes - CV), расчлененности и песчанистости. Анализируются и сечения куба литологии в разных направлениях.

Аналогично контролю сохранения в модели вертикальных трендов, проверяется сохранение в модели трендов латеральной изменчивости. Наиболее популярные тренды – карта эффективных толщин по скважинам и прогнозная карта эффективных толщин по данным сейсморазведки. При контроле сохранения в модели трендов латеральной изменчивости используется (рис.3) кросс-плот карта-карта (трендовая карта – карта из модели).

Экспертиза куба характера насыщения ячеек модели (куба флюидов) заключается в оценке корректности создания поверхностей флюидных контактов. Экспертиза в значительной степени осуществляется аналогично контролю структурных горизонтов - построением трендовых карт поверхностей флюидных контактов (ВНК, ГНК, ГВК), карт углов наклона флюидных контактов для локализации зон аномальных углов наклона. Предварительно в обязательном порядке выявляются скважины с искаженным за счет влияния разработки характером насыщения пластов. Проверяется наличие общего (разного) флюидного контакта для пластов, гидродинамически связанных между собой (разобщенных) статистическим анализом величин толщин перемычек между пластами в скважинах.

Контроль корректности создания куба пористости осуществляется сравнением гистограмм, вертикальных и горизонтальных вариограмм и вертикальных функций (ГСР), отражающих коррелируемость изменений величин средней пористости коллекторов по слоям по кубу пористости и по скважинным данным. Проверяется сохранение в модели трендовых зависимостей, например,

пористости от величины акустического импеданса. В обязательном порядке проверяется наличие корреляционной связи песчанистости (эффективных толщин) и пористости по скважинам и по модели (рис.3). Спецификой построения куба пористости с использованием сейсмического тренда для залежей с газовой шапкой является наличие разных связей для зон разного флюидонасыщения, что необходимо контролировать. Контроль качества построения кубов проницаемости осуществляется практически аналогично контролю качества построения куба пористости.

При использовании в качестве трендового куба насыщенности, рассчитанного по функции Леверетта или Брукса-Кори, осуществляется контроль значений Кн в ячейках вдоль стволов скважин. При этом сравниваются величины Кн, рассчитанные по Арчи-Дахнову, с величинами Кн, рассчитанными с использованием капиллярной модели насыщения. Проверяется соблюдение условий: а) величина Кво меньше (равна) Кв, б) сумма насыщенностей в ячейке равна единице.

На основе опыта экспертиз, выполненных автором и экспертами Государственной комиссии по запасам (ГКЗ), отмечается, что способы корреляционного анализа весьма сходны [Закревский К.Е., Лепилин А.Е, Новиков А.П., 2018]. Широко используются зависимости типа «геологический параметр - абсолютная пространственная координата (XY, Z)». Наиболее часто используется латеральная зависимость параметров от XY, например, построение карт средних значений ФЕС по скважинным данным и из модели. Гораздо реже используется зависимость геологических параметров от Z. Например, зависимость пористости от Z, которая эффективна только в случае больших амплитуд залежей (обычно градиент изменения пористости с глубиной меньше 0,5% на 100 м).

Другой распространенный случай – использование зависимостей типа «геологический параметр – относительная пространственная координата (ΔXY, ΔZ)». В этом случае, наоборот, гораздо чаще используется вертикальная зависимость геологических параметров от удаленности от кровли пласта ΔZ или от номера слоя – построение геолого-статистических разрезов (ГСР).

Следующим по распространенности случаем является применение «внутренних» зависимостей, то есть зависимостей между самими геологическими свойствами с учетом известных геологических закономерностей. Наиболее распространена зависимость «пористость-проницаемость». При ее использовании предполагается, что она различна для разных литотипов пород и проницаемость возрастает с ростом пористости (для коллекторов порового типа). Также используется связь «суммарная эффективная толщина (песчанистость) - средняя пористость». Более редко выполняется анализ зависимостей «пористость – нефтегазонасыщенность» и «удаленность от флюидного контакта – нефтегазонасыщенность». Наличие особенностей во взаимосвязях ФЕС в карбонатных и трещинных резервуарах связано с большой ролью в распределении ФЕС постседиментационных процессов [Закревский К.Е., Кундин А.С., 2016].

Далее рассматривается вопрос определения достоверности модели. Достоверность модели является интегральным параметром, зависящим от четырех

основных факторов. Во-первых, от качества создания геологической модели, включая качество исходных данных. Во-вторых, от качества прогноза свойств пород в межскважинном пространстве, то есть от возможностей сейсморазведки. В-третьих, от степени изменчивости свойств пород в межскважинном пространстве. В-четвертых, от плотности наблюдений, то есть расстояния между скважинами.

Оценка достоверности моделей выполняется как по результатам последующего бурения новых скважин, так и до бурения. Оценка достоверности модели по результатам последующего эксплуатационного и разведочного бурения осуществляется на основе расчета статистических показателей, анализа карт и сопоставительных графиков. При оценке степени достоверности геологической модели до бурения новых скважин наиболее распространена технология перекрестной оценки (cross-validation). Технология перекрестной оценки (слепой тест, выколотая скважина) заключается в последовательном исключении скважин из набора, использовавшегося при построении модели, и оценке погрешности построения модели в точках скважин.

Изложенные выше разработанные автором способы и критерии были использованы при массовой (более тысячи) оценке качества создания цифровых геологических моделей залежей, расположенных в разных регионах России и мира. Экспертиза моделей выполнялась как самим автором, так и под его непосредственным руководством.

Эти модели создавались как при подсчете запасов, так и при составлении технологических документов. Некоторые из моделей были «авторскими» (внутрикорпоративными), часть из них была создана иностранными специалистами. В числе проэкспертированных были модели уникальных по размерам и сложности строения месторождений: Самотлорского, Приобского, Красноленинского, Юрубчено-Тохомского, Ванкорского, Русского, Ватьеганского, Ватинского, Тевлинско-Русскинского, Куюмбинского, Повховского и др.

В результате экспертиз по ряду объектов были выявлены ошибки создания моделей, что позволило скорректировать модели до приемлемого уровня качества. В процессе экспертизы были не только выявлены ошибки создания моделей, но и определена их значимость и предложены пути устранения существенных ошибок. Разработанные автором способы и критерии имеют технологически понятный и объективный характер, что позволило их использовать другим экспертам в области геологического моделирования, включить в отраслевые и корпоративные документы в области контроля качества создания геологических моделей.

На основе разработанных автором способов и критериев оказалось возможным организовать систему количественной оценки качества моделей и мониторинга изменения во времени качества создания моделей различными исполнителями. Она основана на расчете комплексного параметра качества.

Комплексный параметр качества ЦГМ

Одно из основных требований системы контроля качества - количественное измерение качества изделия и отдельных этапов его изготовления. Таким образом, для повышения качества геологических моделей необходимо найти способ количественного измерения качества как отдельных этапов создания модели, так и модели в целом, получить комплексный, количественно определяемый, параметр качества. Для осуществления системного подхода к применению концепции повышения качества для геологического моделирования и количественного измерения качества определены виды геологических моделей, жизненный цикл моделей и их востребованность для разных потребителей на различных стадиях освоения месторождения. На рис.6 приведена иерархия и взаимоотношение геологических моделей [Закревский К.Е., 2009], исходя из их размеров (относительно размеров месторождения). Наибольшими размерами обладает, естественно, глобальная модель продуктивного пласта, построение которой наиболее сложно.

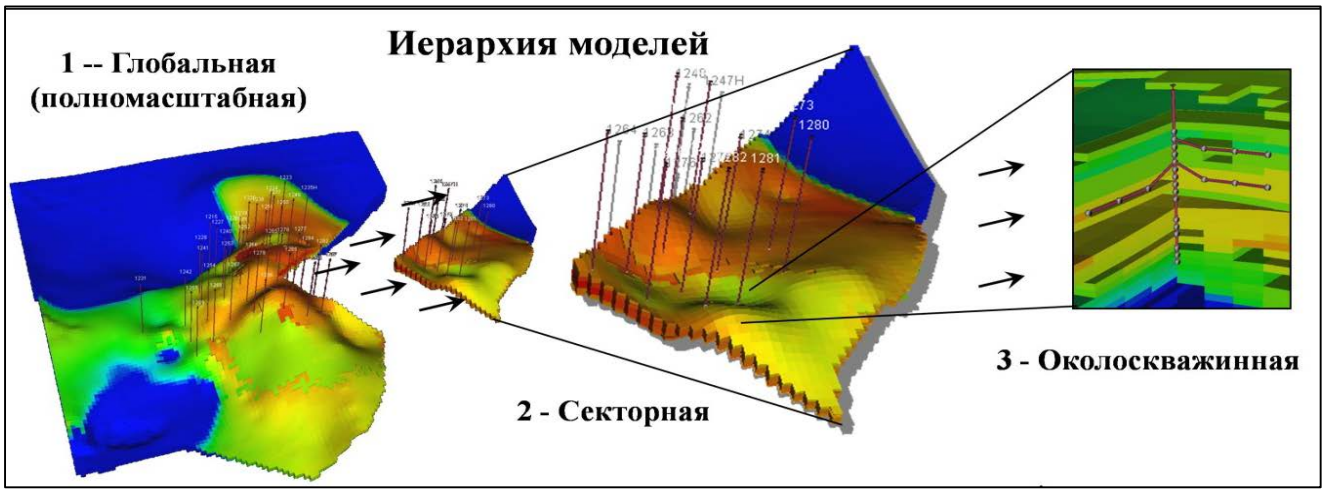

Рис.6. Иерархия моделей

Глобальная модель создается для всего месторождения или лицензионного участка. Локальная (секторная) модель создается, как правило, для одного или нескольких кустов скважин (менее 50 скважин). Околоскважинная модель - для объема горных пород в ближайшей окрестности пробуренной или проектируемой скважины. Дифференцируются месторождения и по «возрасту». Границу между полномасштабными «зрелыми» (BF - brownfield) и «молодыми» (GF - greennfield) месторождениями можно провести в соответствии с долевым содержанием запасов разных категорий: при доле запасов промышленных категорий менее 50% - GF, более 50% - BF.

Далее рассматриваются три типа моделей: 1 тип - полномасштабные «молодые» (ПМ GF), 2 тип - полномасштабные «зрелые» (ПМ BF), 3 тип - секторные (СМ). Кроме того, учитывая реалии функционирования нефтегазовых компаний в России, выделяются типы моделей, создаваемых в рамках проектной документации на разработку (4 тип - ПТД) и отчетов по подсчету запасов (5 тип - ПЗ). Эти модели проходят экспертизу государственных органов. По сути своей это

одновариантные интерполяционные модели (интерполяция свойств по скважинам или с привлечением сейсмического тренда).

Для оценки качества моделей данных типов применен подход, при котором используются экспертные оценки качества ЦГМ специалистом-гидродинамиком [Закревский К.Е., Аржиловский А.В., Тимчук А.С., Грищенко М.А., Бикбулатова Т.Г., 2012]. Была сформирована выборка более чем из 100 месторождений. Далее по этим месторождениям экспертами-геологами ТННЦ на основе способов и критериев оценки, изложенных ранее, была сделана количественная оценка качества каждого из параметров создания модели (качество данных, петрофизическая основа, сейсмическая основа, концептуальная основа, технология создания, точность создания модели, подсчет запасов). Кроме того, были получены и количественные оценки качества ЦГМ экспертами по гидродинамическому моделированию.

Это позволило создать пять (для каждого типа моделей) переопределенных систем линейных уравнений вида ΣAijXj=Ci, где A - количественная оценка качества j-го этапа моделирования, выставленная экспертом-геологом для i-ой модели по пятибалльной шкале, C - количественная оценка качества i-ой модели, выставленная экспертом-гидродинамиком по пятибалльной шкале, X - весовой коэффициент значимости j-го этапа моделирования, i варьируется от 1 до N (N - число моделей), j варьируется от 1 до M (M - число этапов моделирования или экспертизы). Решением системы является нахождение вектора весовых коэффициентов значимости этапов моделирования по методу наименьших квадратов. Значения коэффициентов колеблются от 0,05 до 0,3.

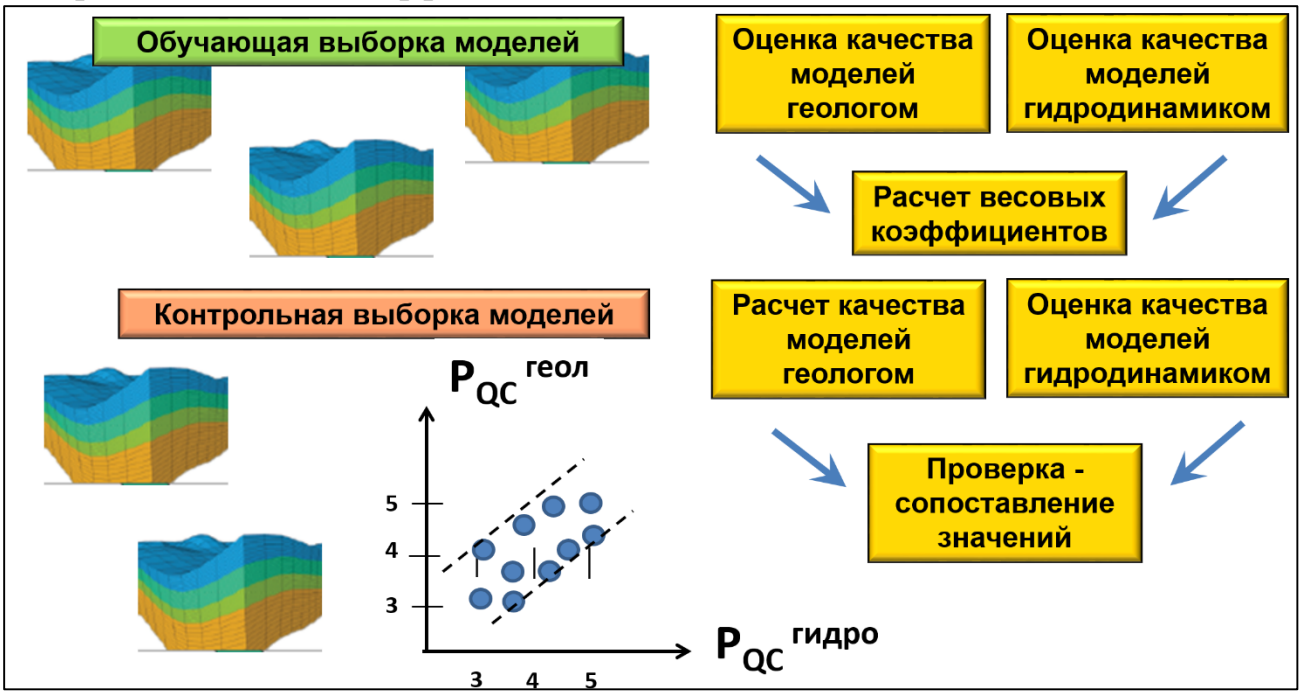

Рис.7. Проверка параметра качества моделей

Далее с использованием найденных значений весовых коэффициентов этапов моделирования выполнялось определение качества ЦГМ в производственном режиме на основе расчета комплексного параметра качества P_{QC}=ΣAjXj (j=1, M)

для вновь экспертируемых моделей (с учетом типа модели). Проверка параметра качества моделей (рис.7) выполнялась специалистами-гидродинамиками.

Опробование сформулированных критериев качества ЦГМ на представительном наборе месторождений Западной Сибири показало их практическую применимость и эффективность в качестве инструмента, необходимого для оптимизации единого бизнес-процесса создания адекватных и детальных геолого-гидродинамических моделей. Практическая применимость комплексного параметра качества рассматривается далее.

Набор тестов ПО геологического моделирования.

Описывается набор тестов для функционального тестирования пакетов геологического моделирования с учетом этапности создания ЦГМ. Такие тесты направлены на оценку точности математических алгоритмов, используемых на разных стадиях построения геологической модели: создание структурного каркаса (межскважинная корреляция, картопостроение, построение расчетной сетки), перенос скважинных данных на сетку, построение вариограмм, распространение свойств в межскважинном пространстве, подсчет запасов.

Оценка качества работы алгоритмов основывается на нескольких основных подходах [Закревский К.Е., Газизов Р.К. и др., 2018]. Первый: должно быть проведено сравнение аналитического решения задачи с приближенным решением, полученным реализованным в программном пакете алгоритмом при стандартной плотности наблюдений (при стандартной дискретизации модели). Второй: при увеличении плотности наблюдений или сокращении шага сетки должна наблюдаться сходимость приближенных решений к точному. Третий: должна быть проведена оценка устойчивости решения при различной степени зашумленности исходных данных.

Набор функциональных тестов использовался при тестировании ПО для геологического моделирования «РН-Геосим», разработанного в ПАО «НК «Роснефть» автором и специалистами института «УфаНИПИнефть», а также для сравнения «РН-Геосим» с известными пакетами геологического моделирования. Далее приводится описание некоторых тестов.

Тест картопостроения. Простейшая задача картопостроения предполагает, что в некоторых неупорядоченных точках (x_i, y_i) на плоскости OXYзаданы значения $z_i = f(x_i, y_i)$ и необходимо решить задачу интерполяции/экстраполяции, то есть определить значения z_k во всех узлах регулярной двумерной сетки размерности $N * M$на плоскости OXY, $k \in N * M$. Тестирование алгоритмов картопостроения целесообразно проводить на поверхностях, подобных тем, которые могут появиться при геологическом моделировании. Примерами может служить куполообразная поверхность или поверхность, представляющая собой сочетание нескольких куполов, при этом для описания таких поверхностей известны аналитические формулы. В дальнейшем планируется совершенствование теста за счет введения дополнительных условий (разломы, полигоны, тренды).

Геометрический тест. Этот тест предназначен для оценки погрешности расчета площади и объема геометрических тел. В качестве объектов тестирования двухмерной модели взята площадь между двумя усеченными сферами разного

радиуса, тестирование трехмерной модели проводилось с использованием трехмерной усеченной сферы. Для проведения объемного теста было построено объемное тело (рис.8). Тело ограничено в пространстве картами кровли (полусфера) и подошвы (горизонтальная плоскость флюидного контакта) – массивная залежь. Было также построено объемное тело, ограниченное в пространстве картами кровли, подошвы и контакта – пластовая залежь (две полусферы и горизонтальная плоскость).

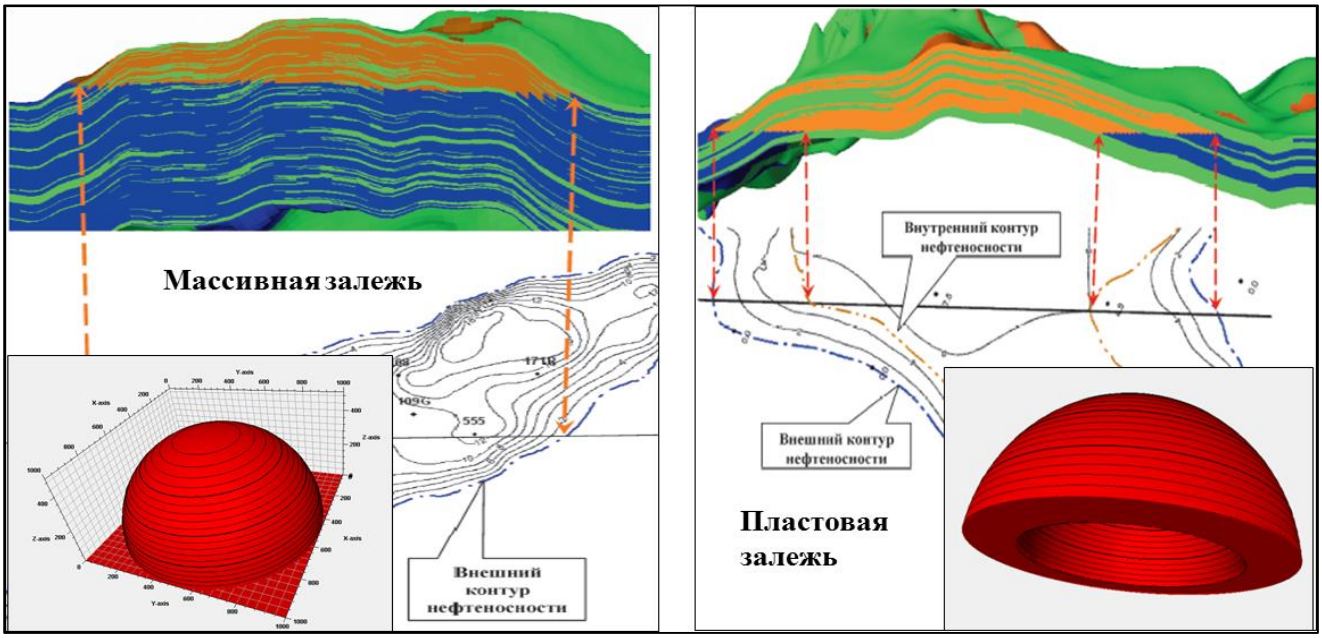

Рис.8. Геометрические модели залежей

Выполнены расчеты объемов пород для этих моделей залежей в пакетах Petrel, RMS, РН-Геосим и их сравнение. Выполнено также сравнение расчетов объемов пород в пакетах Petrel, RMS, РН-Геосим для реальных месторождений при различных плотностях сетки скважин. И в том и в другом случае различия в объемах пород несущественные.

Вариограммный тест. Задачей вариограммного анализа является построение вариограммы $\gamma(h)$ случайной величины $z(x)$, определяющей вариацию (дисперсию) разницы значений $z(x)$, $z(x+h)$ как функцию, зависящую только от расстояния h при выполнении условий эргодичности и слабой стационарности данных. При геологическом моделировании оценка вариограммы в программных пакетах осуществляется, исходя из экспериментальной вариограммы, строящейся как среднее значение квадрата разностей значений $z(x_i)$, $z(x_j)$ для каждого фиксированного промежутка исследуемой выборки. Данный тест предназначен для оценки погрешности расчета экспериментальной вариограммы по отношению к известной вариограмме, вычисленной аналитически. Исходные данные: куб с заданным распределением числовых значений, вариограмма для которого может быть вычислена аналитически – в кубе неколлектора распределены кубы или шары песчаника известного размера. В результате тестирования для обоих случаев (кубы и шары) установлено влияние частоты дискретизации трехмерной сетки на

качество получаемой экспериментальной вариограммы в различных программных пакетах.

Описаны и другие тесты – автокорреляционный, стохастический, тест ремасштабирования. Показано, что в результате проведенного функционального тестирования объективно оценена точность расчетов в пакетах геологического моделирования и сделана, таким образом, оценка качества и сравнительный анализ.

Выводы по второй главе.

Во второй главе показано решение актуальных вопросов повышения качества трехмерных геологических моделей. Это составляет научную новизну диссертационной работы (пункты 1, 2, 4). Сформулировано защищаемое положение 1.

Глава 3. Информационная поддержка процесса моделирования - адресные методические рекомендации

В третьей главе показано решение наиболее актуальной на сегодняшний день задачи системы информационной интеллектуальной поддержки моделирования путем создания адресных методических рекомендаций (АМР) по геологическому моделированию отложений различного генезиса и строения.

Принципы создания и содержание АМР

Опираясь на накопленный опыт работ по созданию и экспертизе цифровых геологических моделей, сформулированы следующие основные принципы и требования к созданию адресных, предметно ориентированных, рекомендаций по созданию геологических моделей:

- актуальности (в залежах, приуроченных к рассматриваемым отложениям должны содержаться существенные по доле или объему запасы углеводородов),
- локализованности (должны быть четко изложены признаки, по которым можно определить сферу применимости рекомендаций),
- практичности (изложение должно быть сделано в простой и доступной форме, предлагаемые приемы могут быть применены при использовании большинства распространенных пакетов геологического моделирования),
- технологичности (для каждого этапа моделирования следует иметь информацию для оптимального выполнения работ),
- новизны (общеизвестные положения излагаются при необходимости),
- апробированности (рекомендации должны быть обсуждены в широком кругу экспертов, предлагаемые приемы должны иметь успешную подтверждаемость данными бурения, гидродинамического моделирования и др.),
- контролируемость (методы контроля выполняемых процедур и совершения типичных ошибок должны быть описаны),
- геологичности и физичности (соответствие закономерностям осадконакопления и постседиментационных преобразований, физическим законом природы).

Содержание АМР должно соответствовать этапности работ по созданию цифровой геологической модели с учетом предварительных работ по созданию

концептуальной седиментационной и тектонической модели, а также модели флюидонасыщения.

Определяется объект исследований. Приводятся его характерные признаки, свойства, распространение по площади и по разрезу (возраст), возможные типы ловушек и типы залежей, затем дается описание седиментационной, тектонической и флюидной моделей.

Описание седиментационной модели объекта иследований включает в себя: выделение зон различного осадконакопления по керну, каротажу и сейсморазведке, представление их образов, обоснование принципов проведения границ между зонами, характеристика различий в статистике для разных зон.

Тектоническая модель предполагает описание принципов опознания и трассировки нарушений, характеристику тектонического режима и его изменений в геологическом времени, обоснование селекции нарушений, указание направления регионального стресса.

Флюидная модель состоит из нескольких ключевых позиций. Это определение положения флюидных контактов в скважинах (каротаж, испытания, керн, учет влияния разработки и погрешностей инклинометрии), анализ изменения отметок контактов по площади (тенденции), обоснование возможных причин различия контактов.

При описании петрофизической модели характеризуется модель коллектора, основные литологические типы пород, их диагностика, петрофизические зависимости с дифференциацией по литотипам.

Сейсмогеологическая модель дается в виде отдельных разделов: сейсмические репера-горизонты, кинематическая интерпретация, скоростная модель, погрешности структурных построений, проблемы сейсмической тени (от газовой шапки), возможности качественного анализа сейсморазведки (выделение русел, баров), возможности количественного (прогнозные зависимости) анализа, достоверность прогноза литологии и пористости, потенциал инверсии и опыт ее использования.

Затем в АМР излагаются рекомендации по построению собственно цифровой геологической модели. При формировании структурного каркаса особое внимание уделяется корреляции – положениию в разрезе региональных и локальных реперов и их корреляции по скважинам, привязка реперов к сейсмическому волновому полю, возможности прослеживания реперов внутри пласта в разных зонах, особенности корреляции на границах зон. Рассматривается формирование сетки с учетом геологических особенностей пласта и технологии разработки (по латерали и по вертикали) и ремасштабирование.

При заполнении ячеек каркаса в межскважинном пространстве рекомендуются в зависимости от стадии освоения залежи наиболее эффективные методы для распространения фаций и литологии и для распространения ФЕС, особенно – для создания переходной зоны.Учитывается различный вес трендовой (сейсмической) информации при различной плотности разбуривания месторождения. В завершении АРМ даются рекомендации по подсчету запасов и контролю качества исполнения отдельных этапов моделировния.

Приоритетность создания АМР

Поскольку, согласно принципу актуальности, в залежах, приуроченных к рассматриваемым отложениям или имеющим характерные особенности строения, должны содержаться существенные по доле и (или) объему запасы углеводородов, рассмотрена ситуацию с распределением запасов углеводородов по площади и по разрезу. Характерной особенностью размещения месторождений является неравномерность географического и геологического размещения запасов нефти и газа (Высоцкий В.И., 2017; Ермолкин В.И., Керимов В.Ю., 2012; Раабен В.Ф, 1978; Шевяков В.А., 2018). В независимости от причин, существующая неравномерность распределения запасов нефти и газа позволяет сформулировать следующий принцип приоритетности создания АМР - они должны создаваться, в первую очередь, для стратиграфических подразделений с наибольшей относительной долей запасов и для наиболее крупных по запасам месторождений.

Примеры создания АМР

АМР по созданию моделей залежей в клиноформных отложений неокома Западной Сибири [Закревский К.Е., Нассонова Н.В., 2012]. АМР состоят из основной части, посвященной собственно цифровому геологическому моделированию, и приложений, посвященных геологическим и геофизическим работам, предваряющим этап геологического моделирования. Для клиноформных отложений Западной Сибири отдельно рассматриваются особенности моделирования шельфовых, склоновых и глубоководных отложений. Каждая клиноформа представляет собой результат единичного цикла бокового заполнения некомпенсированного осадочного бассейна, начинающегося с регрессии и заканчивающегося трансгрессией. Осадки, отложившиеся в нижней части и у подножия относительно глубоководного склона в регрессивный период при низком стоянии уровня моря, относятся к подводным конусам выноса. При высоком уровне моря формировались шельфовые пласты прибрежно-морского генезиса.

Рекомендуется корреляция границ клиноформ по трансгрессивным глинистым пачкам (рис.9).

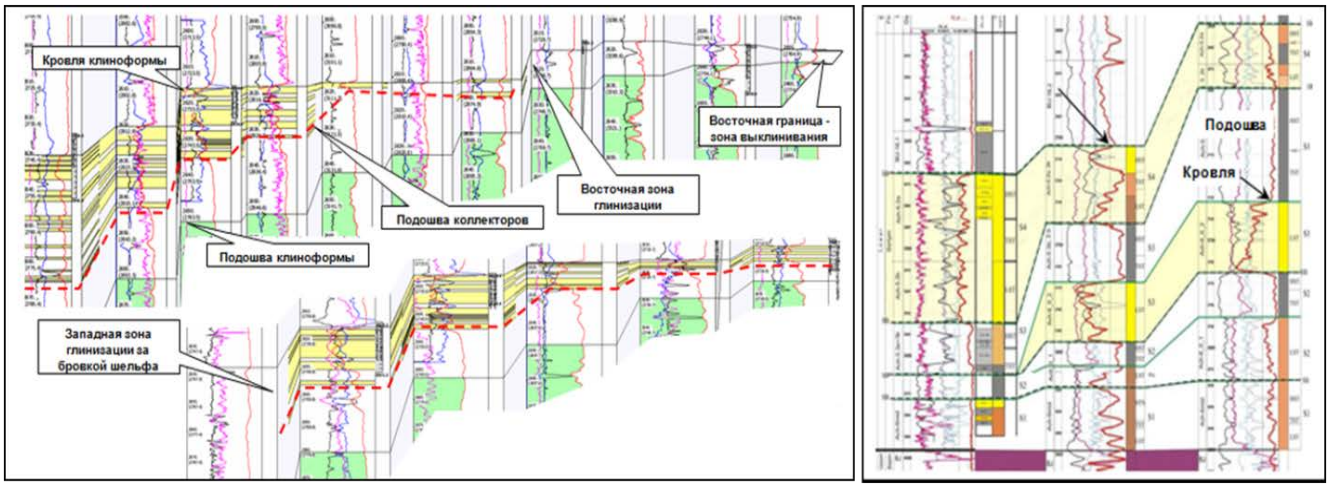

Рис.9. Корреляция ундоформенных (слева) и фондоформенных (справа) клиноформенных отложений неокома Западной Сибири

Желательно создавать набор схем корреляции поэтапно: вначале набирать скважины перпендикулярно к оси клиноформы (бровке шельфа), а затем увязывать маркеры по линиям вдоль оси клиноформы. Корреляция осуществляется вдоль и поперек по отношению к направлению транспортировки осадков. Для контроля корреляции строятся и анализируются карты изопахит для различных клиноформ.

Интерпретация данных сейсморазведки также различается для прибрежно-морских шельфовых пластов и глубоководных ачимовских отложений. Для шельфовых пластов, как правило, работают количественные и полуколичественные способы динамической интерпретации волнового поля. Выделить какие-либо отдельные геологические тела обычно не представляется возможным. Для ачимовских пластов ситуация более сложная. В случае хорошей сортировки отложений конуса выноса могут быть выделены на качественном уровне как в площадном, так и, в удачном случае, объемном варианте. Хорошо работает и количественный прогноз фильтрационно-емкостных свойств. Однако, при низкой песчанистости и плохой сортировке отложений турбидитных потоков не только качественный, но и количественный прогноз практически не работают.

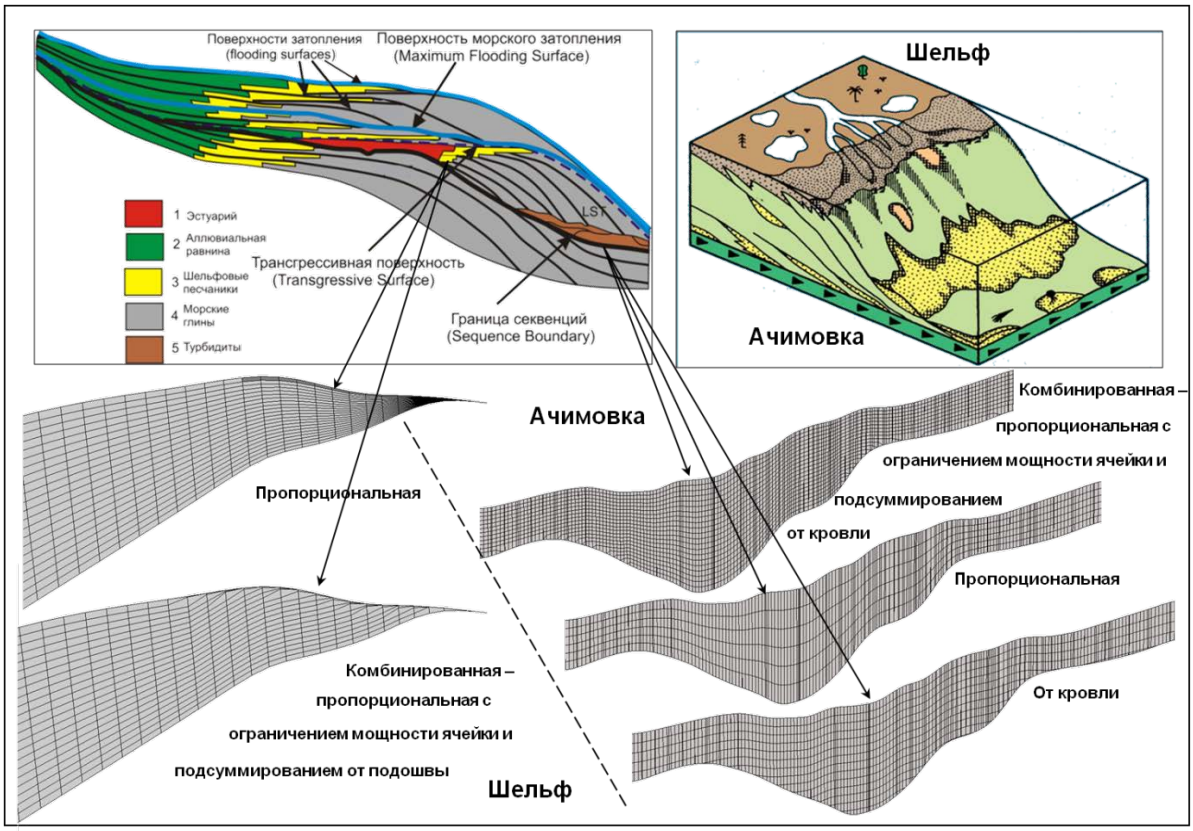

Рис.10. Варианты нарезки для шельфовых (слева) и ачимовских (справа) пластов

При задании схемы «нарезки» слоев для отложений склона и ачимовской толщи предлагается использование (рис.10) пропорциональной схемы напластования; от кровли или комбинированной схемы – пропорциональной с ограничением мощности ячейки и подсуммированием от кровли. Для шельфовых отложений предлагается использование пропорциональной схемы напластования или пропорциональной с ограничением мощности ячейки и подсуммированием от подошвы. Таким образом, схемы нарезки слоев для шельфовых и ачимовских пластов диаметрально противоположны.

При моделировании литологии существенны различия в вертикальных трендах (ГСР). Типичная картина ГСР (рис.11) следующая: а) для шельфовых пластов - имеет место снижение песчанистости вниз по разрезу, как для отдельных клиноформ, так и в целом для залежи; б) для ачимовских пластов ГСР равномерный или с улучшением свойств вниз по разрезу.

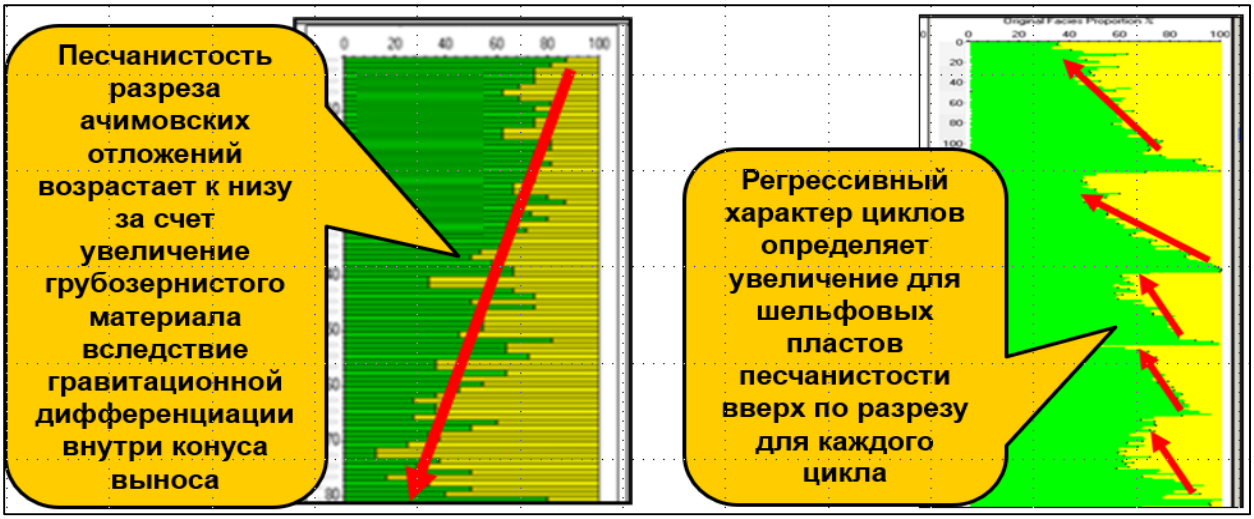

Рис.11. Вертикальные тренды (ГСР) для создания куба литологии ачимовских (слева) и шельфовых (справа) пластов

Положения поверхностей флюидных контактов для шельфовых и ачимовских отложений также существенно различны. Достаточно часто существенно различны и свойства пластовых флюидов. Моделирование распространения литологии в межскважинном пространстве ачимовских и шельфовых отложений определяется различиями в условиях формирования. Для шельфовых отложений используется пиксельное моделирование, а для ачимовских как пиксельное, так и объектное (рис.12).

Рис.12. Способы моделирование куба литологии

Последнее применяется в случае контрастных конусов выноса (турбидитов) и на разведочной стадии изучения месторождений.

АМР по созданию моделей залежей УВ в аптских отложений пласта $АВ_1$ Самотлорского месторождения [Закревский К.Е., Аксарин В.А. и др., 2017]. Создание каркаса осуществляется на основе циклостратиграфической модели осадконакопления: выполняется корреляция глинистых реперов поверхностей максимального затопления. Основными стратиграфическими поверхностями являются четыре поверхности MFS, с которыми связаны глинистые реперы, разделяющие пласты: между $АВ_1^3$ и $АВ_{2-3}$, между $АВ_1^2$ и $АВ_1^3$, между $АВ_1^1$ и $АВ_1^2$ (две пачки в $АВ_1$), кошайские глины над $АВ_1^1$ (региональный репер ОГ «М»), в секторных моделях число реперных поверхностей может быть увеличено (рис.13).

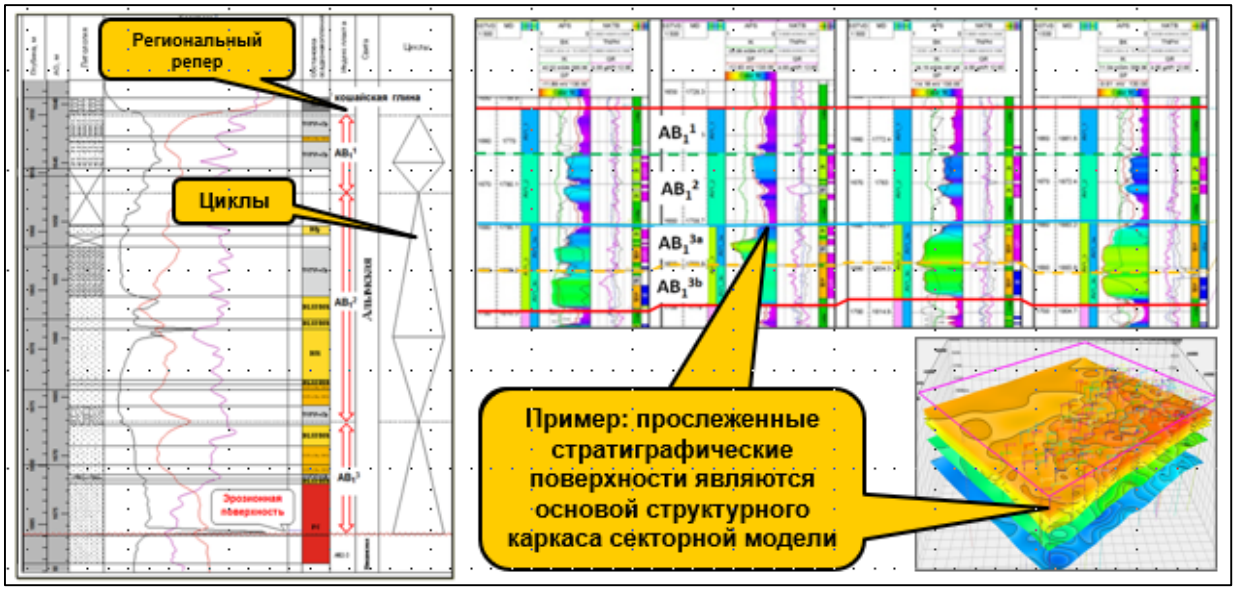

Рис.13. Структурные поверхности каркаса

Гидродинамический режим залежей определяется единой субгоризонтальной поверхностью газонефтяного и наклонной поверхностью водонефтяного контакта со скачками на границах тектонических нарушений – безамплитудных горизонтальных сдвигах (рис.14).

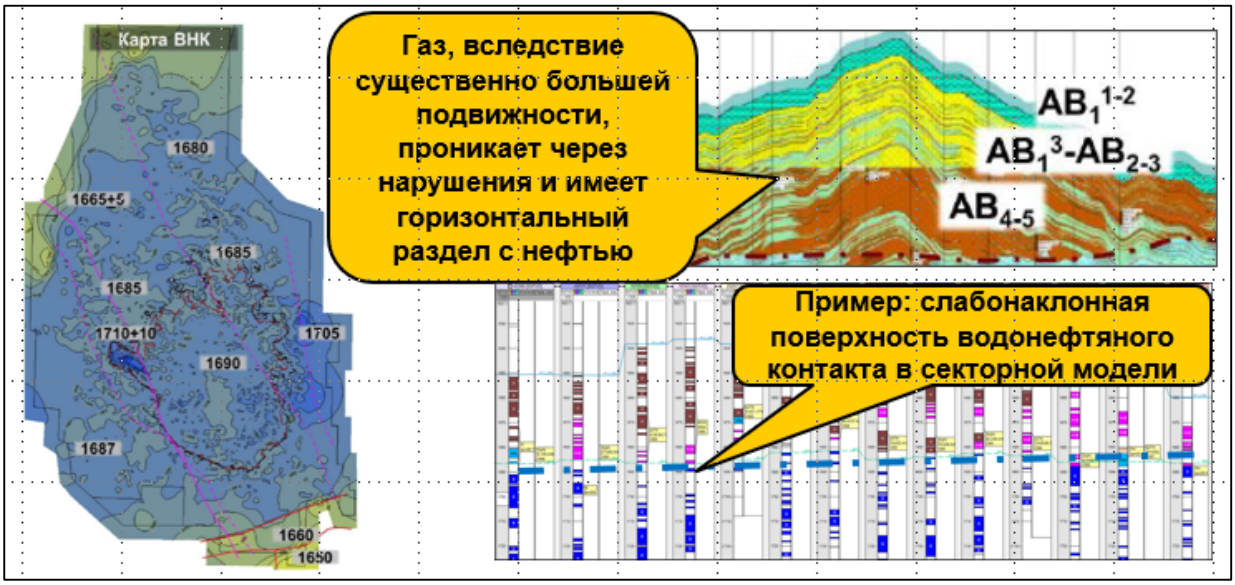

Рис.14. Флюидные контакты и их изменение по площади

Существуют три тектонических нарушения (динамически напряженная зона и два разлома в пределах Усть-Вахской площади), влияющих на поверхности флюидных контактов (ВНК и ЗЧВ). В отложениях глинистого «рябчика» - $АВ_1^{1-2}$ - встречаются отдельные полностью водонасыщенные линзы коллекторов.

По результатам AVO анализа возможно картирование границ зон различного флюидонасыщения – определение границ распространения газовой шапки. Использование динамического анализа данных сейсморазведки для прогноза ФЕС в межскважинном пространстве осложняется как тонкой слоистостью разреза, так и слабой акустической контрастностью литологических типов пород. Дополнительным осложняющим фактором является наличие газовой шапки, а также проблема «сшивки» данных съемок разных лет. Достаточно тесная связь сейсмического атрибута и скважинных данных по разведочным скважинам размазывается при использовании всего фонда скважин (рис.15).

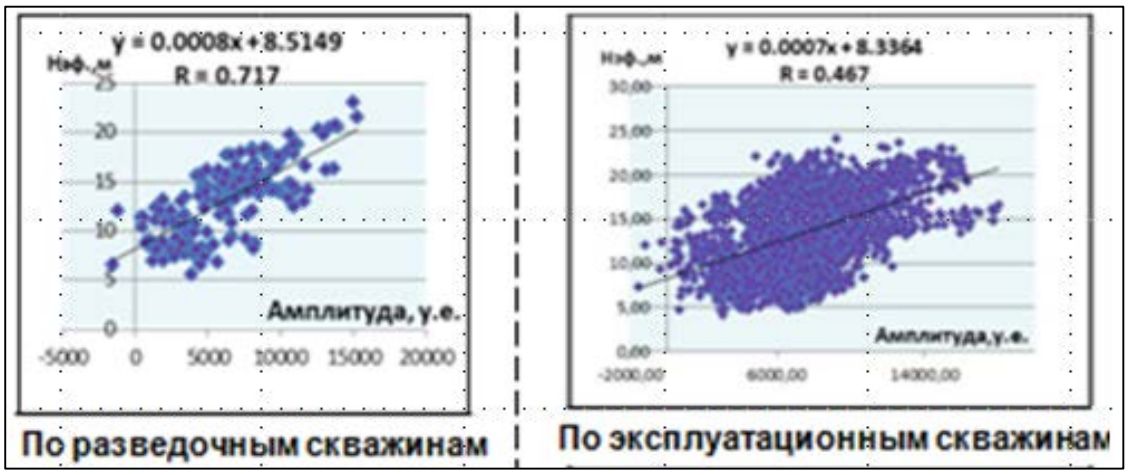

Рис.15. Связь сейсмических и скважинных атрибутов

Единство сетки структурного каркаса для разнофациальных отложений пластов $АВ_1$ определяется общностью как флюидных контактов, так и протекания фильтрационных процессов по данным истории разработки залежей и гидродинамического моделирования.

Изучаемые объекты имеют сложное строение, в первую очередь – за счет тонкой слоистости отложений. Имеются два варианта интерпретации ГИС. В первом варианте используется методика учета слоистости путем расчета величины Хгл для интервала. Во втором варианте используется методика деконволюции, выделяющая тонкие прослои коллекторов без расчета величины Хгл для прослоя. Литотипизация пород позволяет более точно и геологически обоснованно распределять фильтрационные и емкостные свойства в межскважинном пространстве изучаемых пластов. Распространяются литотипы в два этапа. Вначале в объеме пласта распределяются глины и песчаники в целом. Затем происходит дифференциация песчаников.

Водонасыщенность в модели распределяется на основе капиллярной модели и определений по уравнению Арчи-Дахнова с учетом наличия скважин, затронутых влиянием разработки. Величина реликтовой нефти в газовой шапке определяется удаленностью от ГНК.

АМР для горизонта Ю$_1$ верхней юры Томской области Западной Сибири [Закревский К.Е., Бобров А.В. и др., 2016].

Объект исследования в пределах Томской области представлен местными стратиграфическими подразделениями: васюганской (преимущественно мелководно-морской) и наунакской (прибрежно-континентальной) свитами. Песчаные отложения образовывались в периоды регрессии моря. Основные корреляционные реперы: 1 - битуминозные аргиллиты баженовской свиты, 2 - региональный уголь У, 3 - низкоомные глины нижневасюганской подсвиты. Данные отложения вследствие специфического литологического состава и регионального распространения позволяют уверенно расчленять изучаемый разрез и прослеживать его по площади (рис.16).

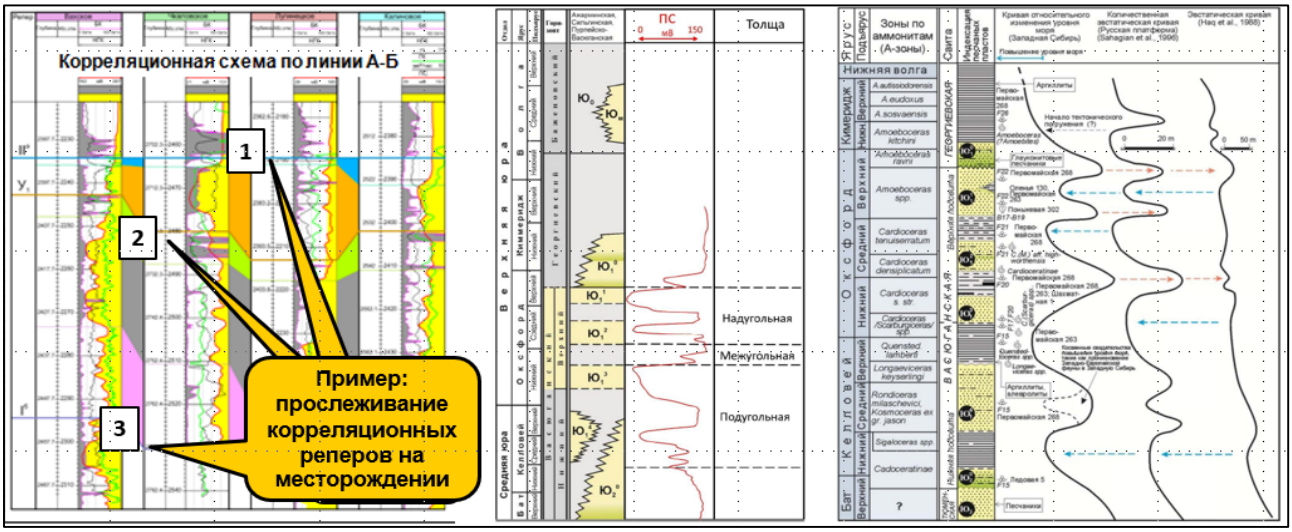

Рис.16. Корреляция изохронных поверхностей и поверхностей несогласий

Основой для построения структурного каркаса является прослеживание горизонта IIа (бажен). Нарушения, контролирующие блочность резервуара (compartmentalization), локализуются по кинематическим и динамическим характеристикам волнового поля. Песчаники и глины имеют близкие скорости. Поэтому прогноз свойств пород идет по кинематическим характеристикам, динамика работает плохо из-за близости акустических характеристик литотипов и сейсмической тени от баженовской свиты.

Уникальная особенность горизонта Ю$_1$ – наличие низкоомных пропластков. Несмотря на снижение сопротивления по индукционному каротажу в этих пропластках, при испытаниях пласт практически «сухой». Несмотря на то, что природа низкоомности до конца не установлена, выделение низкоомных пропластков необходимо для правильного распространения свойств пород и установления положения флюидных контактов.

Сложность и неоднозначность установления положения флюидных контактов в скважинах и вариативности контактов по площади связано с влиянием многих геологических факторов: активной тектоники, изменчивости литологии, гидродинамического напора подземных вод (рис.17). Гидродинамический напор – наклон водонефтяного контакта – проверяется по картам гидроизопьез (приведенных пластовых давлений водоносного горизонта).

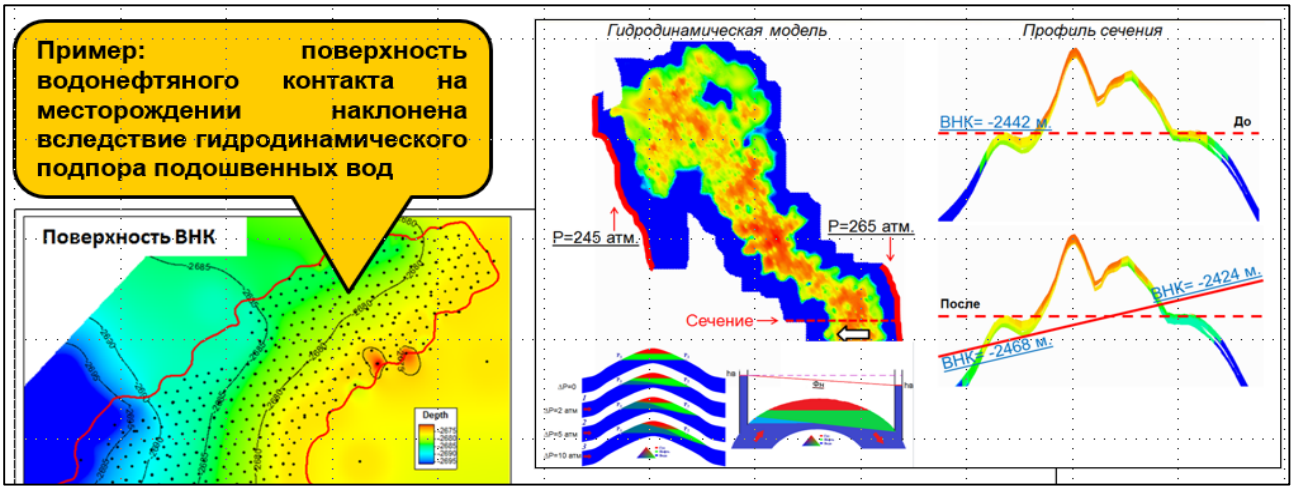

Рис.17. Наклон поверхности водонефтяного контакта

При пространственном распределение литотипов в модели учитываются разные зависимости изменения долей литотипов по разрезу для разных фациальных зон (рис.18).

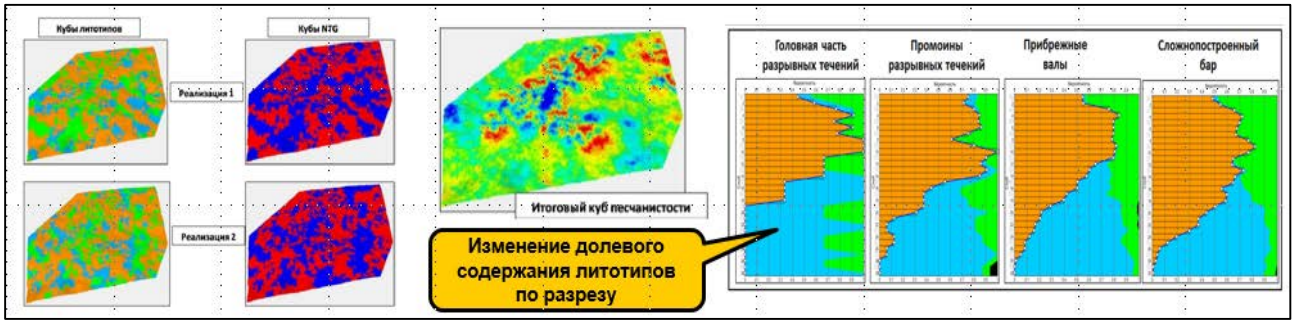

Рис.18. Построение кубов литологии и песчанистости

Использование непрерывного куба песчанистости [Закревский К.Е., 2009] в модели позволяет гибко варьировать связностью коллекторов при адаптации гидродинамической модели к истории разработки залежи.

Выводы по третьей главе

В третьей главе впервые разработана совокупность методов адресной интеллектуальной поддержки цифрового геологического моделирования, учитывающая разномасштабность и достоверность методов изучения резервуаров на разных стадиях освоения залежей углеводородов, впервые обоснован набор основных особенностей цифрового геологического моделирования терригенных отложений Западной Сибири различного возраста и генезиса. Эти разработки также составляют научную новизну диссертационной работы.

Сформулированы защищаемые положения 2, 3 и 4.

Глава 4. Практические примеры оценки качества геологических моделей и программных пакетов

В четвертой главе приводятся практические примеры оценки качества цифровых геологических моделей месторождений углеводородов, расположенных в различных нефтегазоносных районах России и за рубежом. Рассмотренные модели являются предварительными вариантами утвержденных в последующем

геологических моделей различных месторождений. В силу условий конфиденциальности, принятых в нефтяных компаниях, а также в некоторых случаях из этических соображений, авторство этих моделей не указывается. Названия месторождений изменены. Автору диссертационной работы принадлежат только результаты анализа этих моделей и оценки их качества. В этой же главе приводятся примеры использования комплексного параметра качества и тестирования математических алгоритмов различных пакетов геологического моделирования.

Примеры оценки качества ЦГМ.

Западно-Сибирское месторождение. Тектонически расположено в пределах Варьеганского вала, Коллекторы - песчаники порового типа с прослоями глин и маломощных линз глинистых пород. Пласт $ПК_{1-2}$ выделен в кровельной части отложений покурской свиты (сеноманский ярус). Для оценки геологических запасов и проведения фильтрационных расчётов по пласту $ПК_{1-2}$ Западно-Сибирского месторождения была построена цифровая геологическая модель. По результатам проведенной автором экспертизы модели были сделаны следующие замечания. Анализ куба литологии (рис.19) показывает, что протяженность песчаных и глинистых прослоев в модели значительно различается для области около скважин и области, удаленной от нее. Это различие достаточно велико - более чем в три раза. То есть в районе скважин имеются локальные аномалии параметра протяженности. Это обусловлено неправильным применением метода расчета литологии для столь изменчивых отложений.

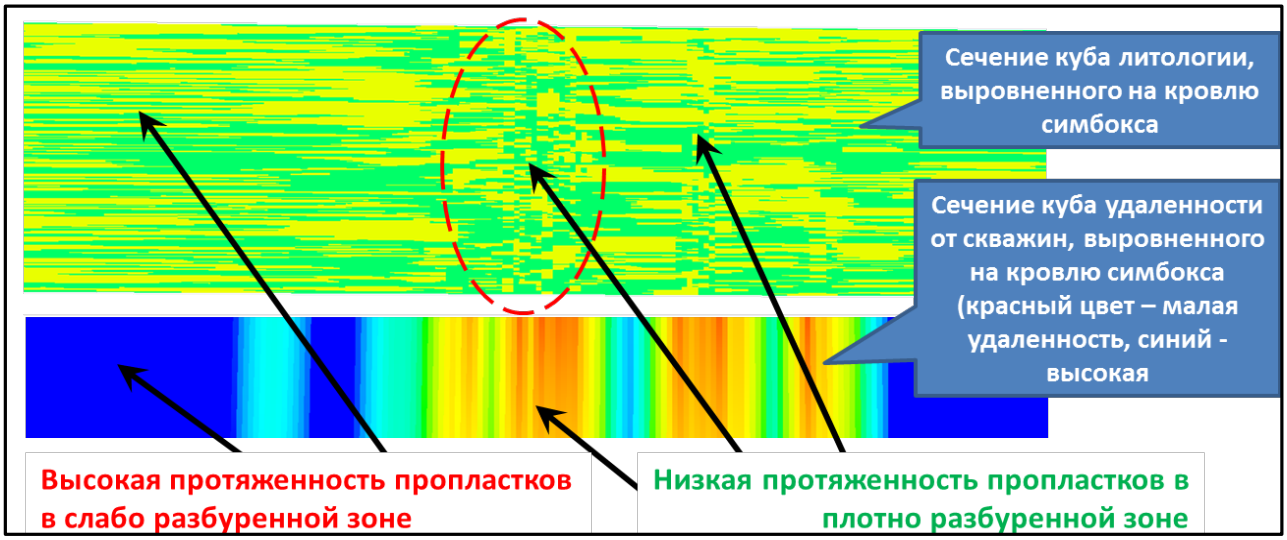

Рис.19. Анализ куба литологии

В результате в удаленной от скважин зоне существует вместо коротко-линзовой модели модель слоисто-протяженная. Это влияет на результаты гидродинамического моделирования (моделирование прорывов газа).

Восточно-Кубанское месторождение. Восточно-Кубанское месторождение находится в пределах южного борта Восточно-Кубанской впадины (прогиба) с незначительным чехлом мезозой-кайнозойских отложений. Нефтегазовые залежи песчаных коллекторов неструктурного типа приурочены к верхне- и среднеюрскому отделам и связаны с их моноклинальным залеганием. По

результатам проделанного анализа модели и выявления зон локального аномального изменения толщин пластов был сделан вывод (рис.20), что корреляционные отбивки и построенный на их основе структурный каркас сделаны некорректно, поэтому необходимо пересмотреть корреляционные построения и сделать модель заново.

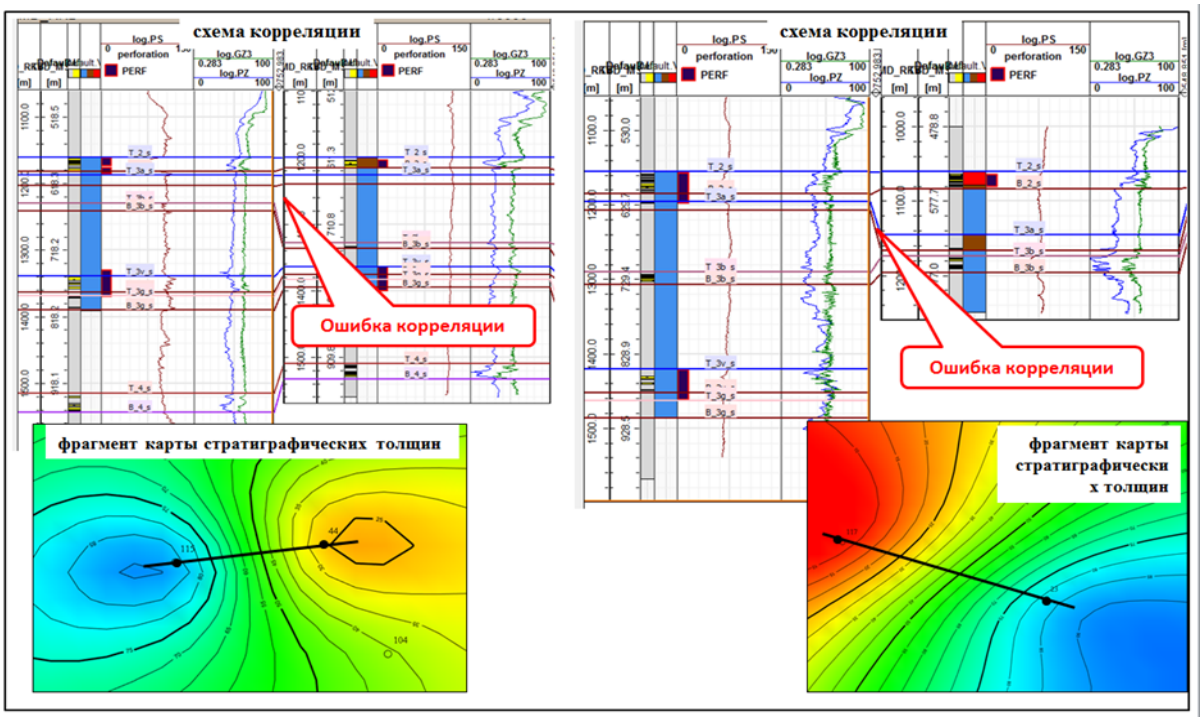

Рис.20. Выявление ошибок корреляции

Подавляющее число экспертируемых моделей было построено для месторождений с коллекторами порового или порово-кавернозного типа. Реальное опробование авторской технологии оценки качества для геологических моделей с распределением трещиноватости в объеме резервуара отсутствует в связи с крайне незначительным числом таких моделей, строящихся в России.

Применение комплексного параметра качества.

Эффективность использования комплексного параметра качества цифровых геологических моделей P_{QC} в производственном процессе нефтяной компании изучалась на ряде моделей продуктивных пластов месторождений Западной Сибири и Оренбургской области. Показана практическая применимость P_{QC} в качестве инструмента, необходимого для анализа и оптимизации единого бизнес-процесса создания адекватных и детальных геолого-гидродинамических моделей на стадиях разведки и разработки месторождений углеводородов.

Массовое практическое опробование комплексного параметра качества P_{QC} на основе разработанных способов и критериев оценки качества ЦГМ было выполнено при непосредственном участии автора в Тюменском нефтяном научном центре (ТННЦ) компании ТНК-ВР [Закревский К.Е., Аржиловский А.В., Тимчук А.С., Грищенко М.А., Бикбулатова Т.Г., 2012]. Оценка качества создания геологических моделей была сделана ведущими экспертами ТННЦ (Авраменко Э.Б., Грищенко М.А., Нассонова Н.В., Немирович Т.Г., Лебедев М.В., Хабаров А.В.

и др.) по более чем ста пятидесяти месторождениям Западной Сибири и Оренбургской области.

Важным аспектом использования комплексного параметра качества P_{QC} явилось возможность оценить динамику изменения P_{QC} во времени (рис.21).

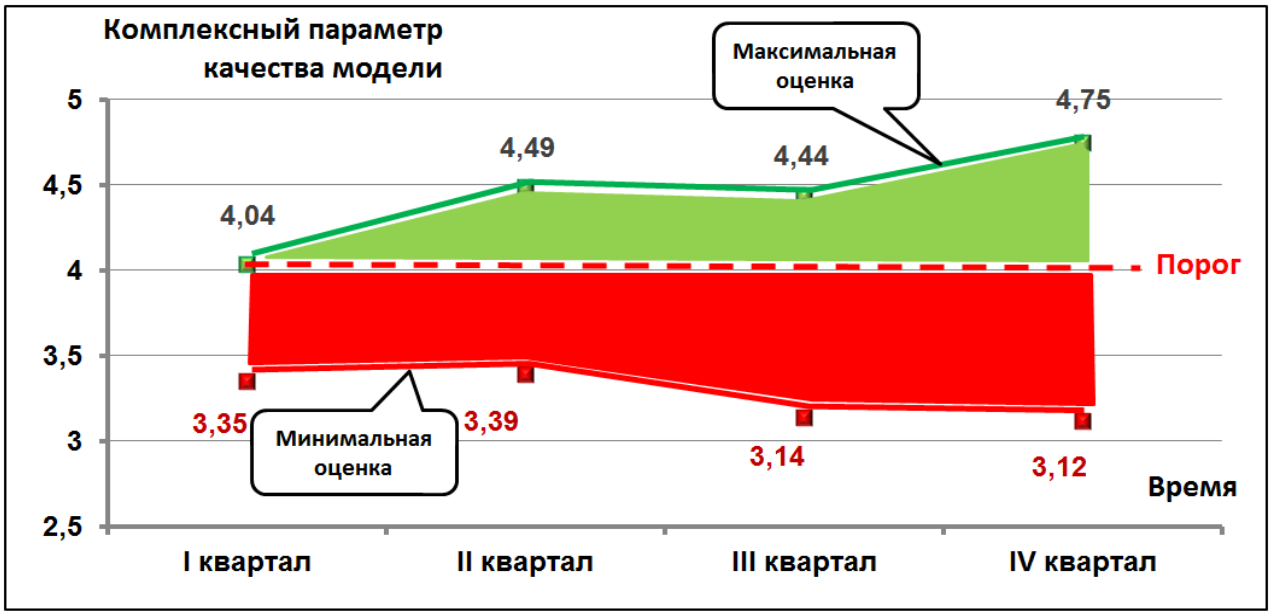

Рис.21. Мониторинг качества геологических моделей

На рис.21 показано изменение во времени величин минимальной и максимальной оценки качества моделей для одного из структурных подразделений ТННЦ. Видно, что к концу года разброс в величинах P_{QC} увеличивается. Анализ причин этого обстоятельства показал, что оно обусловлено увеличением геологического и информационного «разнообразия» экспертируемых моделей. Практическая апробация комплексного параметра качества P_{QC} позволила структурировать процесс моделирования, сформировать определенные методические направления развития, повысить качество подготовки исходной геолого-геофизической информации, выявить и устранить ряд систематических ошибок технологического характера, что существенно повысило уровень и качество создаваемых моделей. Апробация комплексного параметра качества P_{QC} геологических моделей позволила также обозначить направления развития системы экспертизы на дальнейшую перспективу.

Тестирование пакетов геологического моделирования.

Проверка работоспособности созданного набора функциональных тестов в части оценки алгоритмической и счетной корректности работы модулей различных ПО была выполнена автором в сотрудничестве со специалистами УфаНИПИнефть [Закревский К.Е., Газизов Р.К. и др., 2018].

Проверка работоспособности осуществлялась при тестировании пакета геологического моделирования «РН-Геосим», разработанного в ПАО «НК «Роснефть» с участием автора, а также при сравнении «РН-Геосим» с другими известными пакетами геологического моделирования. Далее идет описание процедуры проверки работоспособности некоторых тестов из набора.

Картопостроение. Проверка теста выполнялась на заданной поверхности, симулирующей антиклинальную ловушку (рис.22).

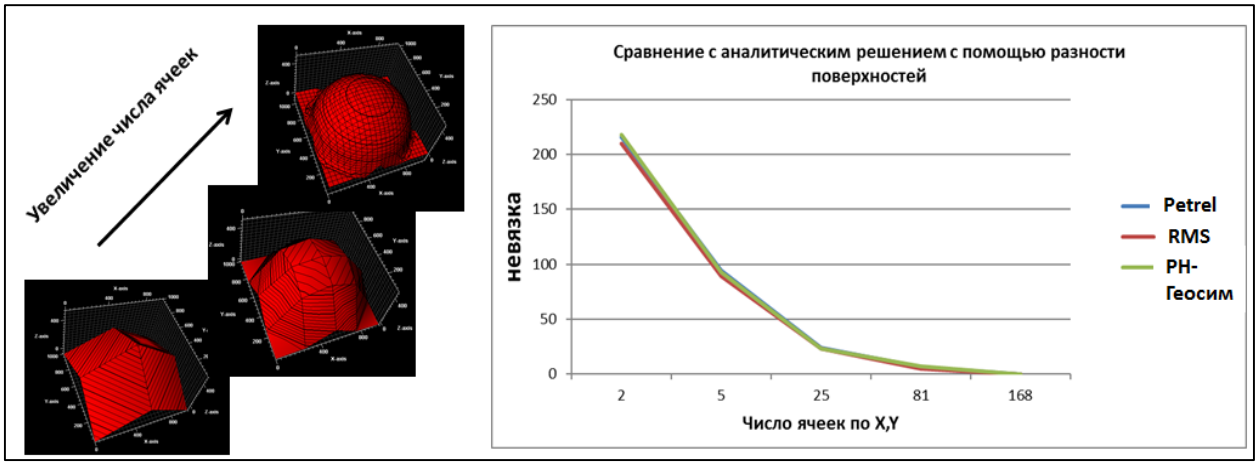

Рис.22. Сравнение работы алгоритмов картопостроения в разных ПО

Тест картопостроения на такой поверхности, выполненный методом конвергентной интерполяции в программных пакетах Petrel, RMS, PH-Геосим для сеток с разными размерами показал следующие результаты (рис.22): величина невязки возрастает с увеличением шага дискретизации сетки (уменьшением размерности), а также с увеличением «сложности» поверхности; величины невязок и тенденции их изменения для метода конвергентной интерполяции в Petrel, RMS, PH-Геосим близки.

Расчет объемов. Тест заключается в проверке расчета объемов нефтесодержащих пород (рис.23) в различных программных пакетах: Petrel, RMS, PH-Геосим для крупного месторождения Западной Сибири (пласты группы АВ).

Число скважин при расчетах варьировалось – скважины равномерно «прореживались». По результатам расчетов сделан вывод, что точность расчета объемов нефтенасыщенных пород во всех пакетах примерно одинакова, при уплотнении сетки скважин погрешность оценки величины запасов уменьшается.

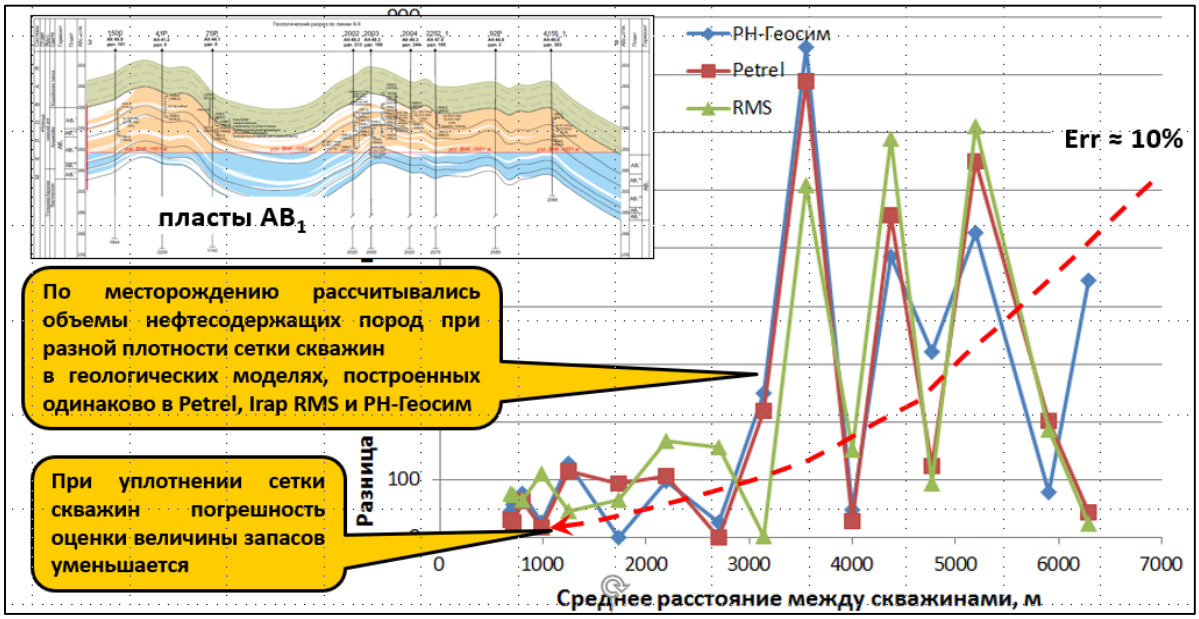

Рис.23. Расчет объемов нефтесодержащих пород в разных ПО

Выводы по четвертой главе.

В четвертой главе приведены примеры оценки качества геологических моделей и программных пакетов. Эти примеры иллюстрируют практическую работоспособность и высокую эффективность использования набора статистических и аналитических методов и комплексного параметра P_{QC} для оценки качества моделей. Такую же эффективность демонстрируют функциональные контрольные тесты в области тестирования алгоритмов разных программных пакетов геологического моделирования.

Глава 5. Примеры создания цифровых геологических моделей на основе адресных методических рекомендаций

В пятой главе приводятся примеры создания цифровых геологических моделей на основе адресных методических рекомендаций, описанных в третьей главе. Описывается процедура создания моделей в соответствии с методическими рекомендациями и с акцентом на геологические особенности строения объектов, значимые для построения модели.

Один из примеров посвящен геологическому моделированию ачимовских отложений пласта $Ач_{3-4}$ Уренгойского месторождения. Пример моделирования месторождения на начальной стадии освоения (гринфилд) резервуара описан в [Гречнева О.М., Закревский К.Е. и др., 2012]. Рассматриваемый объект расположен на территории Уренгойского месторождения. Площадь лицензионного участка полностью покрыта 2D и 3D-сейсморазведкой. В границах пласта пробурено 25 эксплуатационных и 14 разведочных скважин, отобран керн в 16 скважинах, выполнено седиментологическое описание 6 скважин.

Выполненный анализ качества сейсмического материала показал, что кроссплоты время-глубина, построенные для всех опорных горизонтов, демонстрируют устойчивую линейную взаимосвязь с высоким коэффициентом корреляции данных, что свидетельствует о корректном выполнении учёта неоднородностей верхней части разреза и расчёта статических поправок. В результате фациального анализа было получено детальное описание керна скважин, составлены седиментологические колонки-планшеты, обоснована модель формирования отложений пласта.

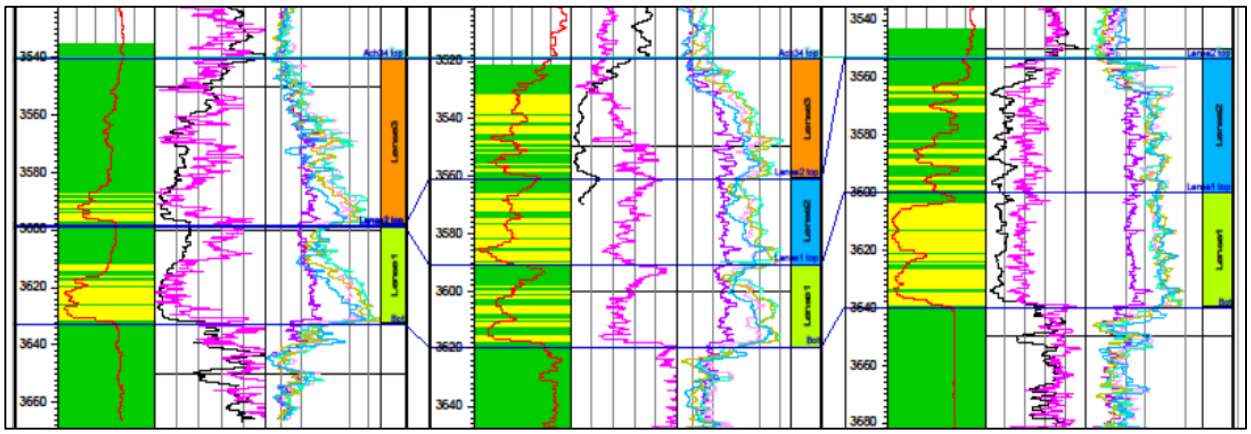

Рис.24. Пример корреляции циклов пласта $Ач_{3-4}$

Таким образом, на основе данных описаний керна, пласт Ач$_{3-4}$ был разбит (рис.24) на три циклита более мелкого порядка, согласующихся с границами системных трактов: HST (высокого стояния), TST (затопление) и LST (низкого стояния), каждый из которых представляет собой песчано-алевритовый конус выноса. Выделенные границы циклитов (линз) хорошо прослеживаются по данным ГИС в скважинах, по форме кривых ПС, ГК, ИК, а также на временных разрезах 3D сейсмических данных (рис.24 и рис.25).

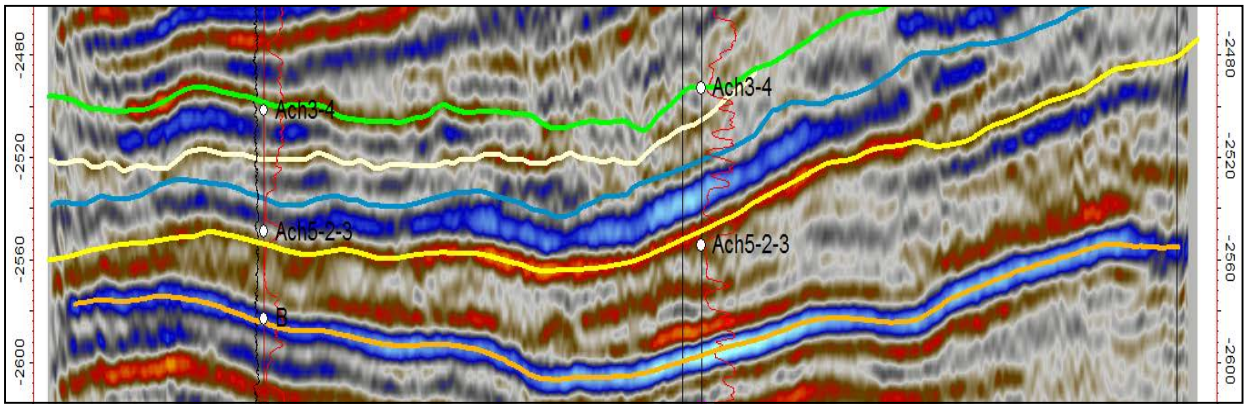

Рис.25. Корреляция циклов пласта Ач$_{3-4}$ на сейсмопрофиле

Далее для каждого циклита были определены положения флюидных контактов. С целью максимально точно отразить в 3D геологической модели выделенные конуса выноса и их распределение в межскважинном пространстве, был выполнен анализ динамических характеристик. На первом этапе рассчитывались различные кубы атрибутов. На втором этапе производилось извлечение карт атрибутов. Далее осуществлялся выбор перспективного статистического параметра (RMS, арифметическое среднее и т.д.) и поиск карты с наибольшим коэффициентом корреляции. Оценка возможности вовлечения атрибута в геологическую модель осуществлялась по двум критериям. Во-первых, на основании анализа полученных карт на предмет соответствия принципиальной фациальной схеме (рис.26).

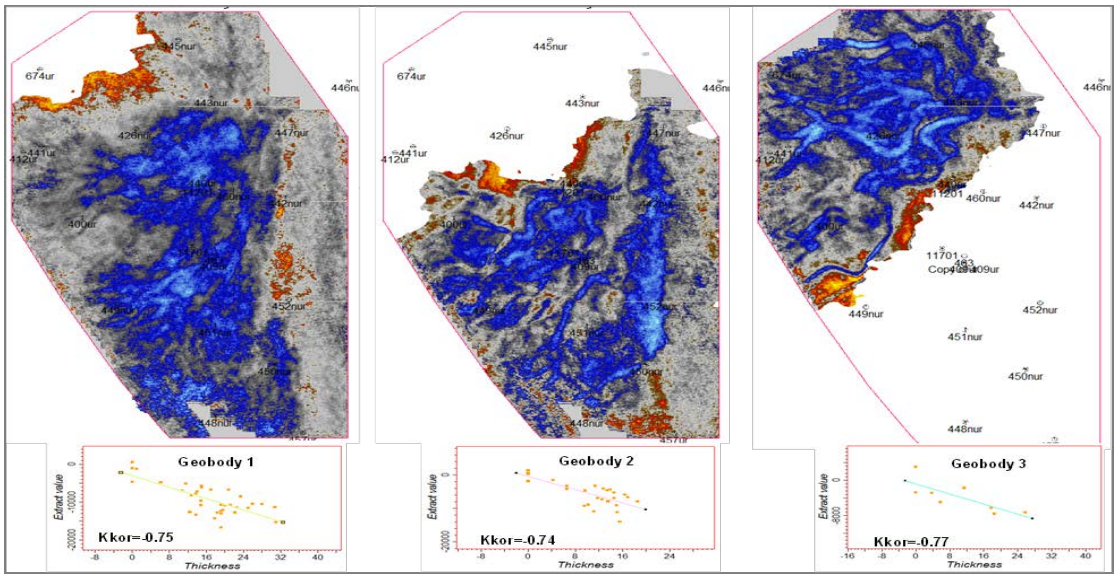

Рис.26. Амплитудный анализ отдельных циклитов в пласте Ач$_{3-4}$

Во-вторых, на основании кросс-корреляции значений эффективной мощности и коэффициента песчанистости, определенной по РИГИС со значением карты сейсмического атрибута.

Построение кубов литологии осуществлялось стохастическими методами, путем распространения дискретного признака «коллектор/неколлектор», определенного по результатам интерпретации данных ГИС. В качестве вертикальных трендов использовался для каждого цикла свой ГСР, отражающий закономерное изменение доли коллектора по вертикали. По результатам построения кубов литологии можно заключить, что распространение коллектора в объеме пласта отражает геологические представления о пласте, определенные при сейсмофациальном анализе. Восточная часть пласта заглинизирована, так как эта область соответствует склоновой фации, а западная часть относится к дистальной части лопасти. Основной объем коллектора находится в депоцентре.

Куб пористости был также построен пиксельным методом SIS. В качестве горизонтального тренда использовались прогнозные карты пористости коллекторов по сейсморазведке для каждого цикла и скважинные данные. Применялись азимутальные тренды, учитывающие направление потоков. В качестве вертикального тренда использовались ГСР по скважинам по каротажу и по керну. Тренд пористости повторяет тренд литологии. Это - улучшение пористости вниз по разрезу. Проницаемость коллекторов рассчитывалась по статистической зависимости проницаемости от пористости, построенной по керновым данным и единой для всех циклов. Расчет начальной водонасыщенности производится по модели переходной зоны на основе функции Леверетта).

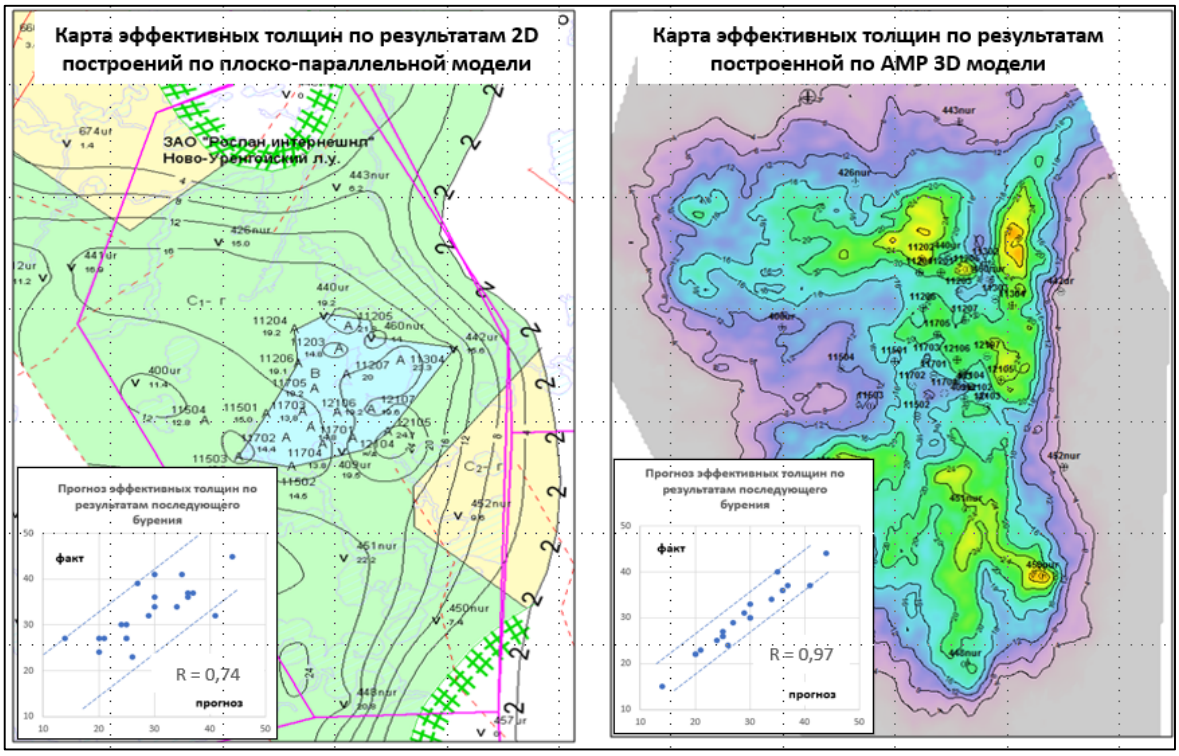

Рис.27. Сопоставление карт эффективных толщин

По построенной новой геологической модели был выполнен подсчет запасов и проведено (рис.27) сравнение с предыдущей версией подсчета. Сравнение показало прирост запасов свободного газа и конденсата +16%. Ранее использовалась плоско-параллельная схема строения пластов (модель «пирога» – «pan cake»), не учитывающая клиноформное строения разреза. Подсчет запасов в ней производился по результатам 2D картопостроения. Основные изменения произошли за счет перераспределения коллекторов по площади, а также благодаря учету сейсмической информации и отражению в модели геологических особенностей турбидитных отложений (рис.27).

Результаты интерпретации сейсмических данных показали зоны депоцентров турбидитных лопастей (повышенных толщин), не охваченных скважинными данными и не учтенных в предыдущих моделях. Результаты последующего бурения (рис.27) показывают существенно лучшее качество прогноза эффективных толщин коллекторов по модели АМР.

Кроме анализа результатов последующего бурения, оценка достоверности моделей АМР оценивалась методом кросс-валидации («слепой» тест, «выколотая» скважина). Такая работа была проделана по ряду секторных моделей Самотлора и по месторождениям Томской области (рис.28). В среднем прогноз эффективных толщин на моделях АМР выше на 15-25% прогноза, сделанного на моделях, построенных в рамках традиционного подхода.

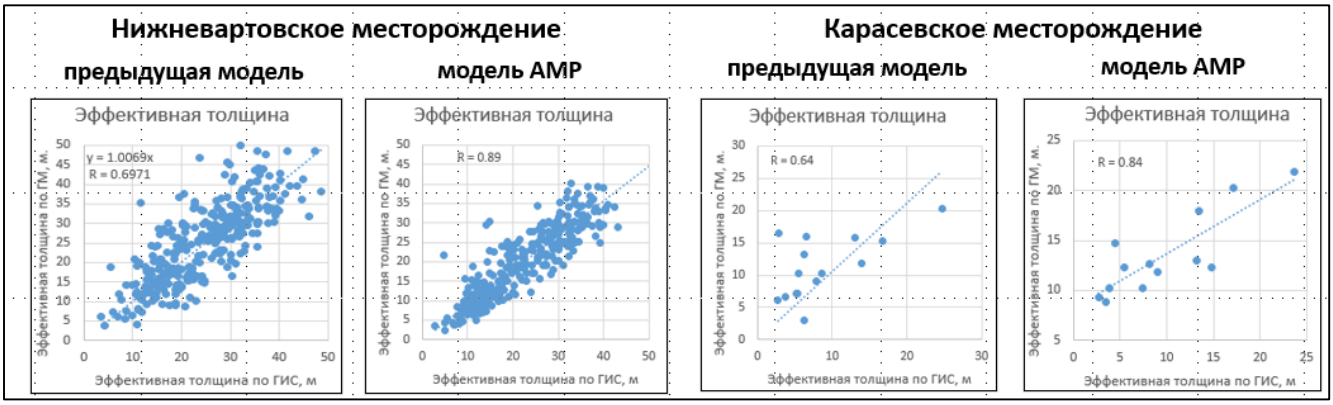

Рис.28. Слепой тест по месторождениям Томской области

Выводы по пятой главе.

В пятой главе рассмотрены примеры создания геологических моделей отложений различного возраста, распространенности и условий осадконакопления на основе адресных методических рекомендаций. Практическое использование АМР для построения геологических моделей описываемых отложений в научно-исследовательских институтах позволило существенно повысить качество создаваемых моделей, упростить и ускорить их экспертизу, формализовать договорные отношения по созданию геологических моделей между Заказчиками (нефтедобывающими предприятиями) и Исполнителями (институтами).

Заключение

В процессе проведенных исследований была достигнута поставленная цель - разработан системный подход к повышению качества цифровых геологических

моделей, основанный на технологии оценки достоверности моделей, учитывающей стадийность освоения месторождений углеводородов.

Получены следующие результаты:

1. Рассмотрен процесс создания геологической модели как части общего процесса разведки и разработки месторождения углеводородов, определены источники исходных данных, внешние и внутренние потребители информации, типы геологических моделей и их востребованность на различных стадиях освоения месторождений.

2. Изучены современные зарубежные и отечественные разработки в области оценки качества цифровых геологических моделей, включая отечественные отраслевые, корпоративные и общедоступные документы и стандарты контроля качества, а также специализированные программные пакеты создания и экспертизы цифровых геологических 3D моделей месторождений углеводородов.

3. Проанализирован процесс информационной поддержки геологического моделирования, основой которого являются системы хранения данных и системы управления знаниями, выявлена проблема отсутствия знаний по особенностям геологического моделирования отложений разного возраста и генезиса.

4. Обоснован набор статистических и аналитических методов оценки качества цифровых геологических моделей для различных этапов их построения и стадий освоения залежей углеводородов с использованием статистического и корреляционного анализов, а также анализа детерминистского тренда и локальных аномалий, экспертной оценки.

5. Предложен комплексный параметр качества, позволяющий количественно оценивать качество создания геологической модели. Параметр качества определяется количественными экспертными оценками качества исполнения этапов построения модели с учетом весовых коэффициентов, учитывающих тип анализируемой модели.

6. Разработана совокупность методов адресной интеллектуальной поддержки цифрового геологического моделирования, учитывающая разномасштабность и достоверность методов изучения резервуаров на разных стадиях освоения залежей углеводородов. Основным методом является подготовка адресных, предметно ориентированных методических рекомендаций по особенностям геологического моделирования отложений разного возраста и генезиса.

7. Предложена концепция оценки работоспособности алгоритмов, используемых при геологическом моделировании, которая представлена комплексом контрольных тестов (геометрический, стохастический, вариограммный). В результате проведенного функционального тестирования была объективно оценена точность расчетов в пакетах геологического моделирования, сделана оценка качества пакетов и сравнительный анализ.

8. Обоснован набор основных особенностей цифрового геологического моделирования терригенных отложений Западной Сибири различного возраста и генезиса.

9. Практическое использование авторских способов и критериев для массовой экспертизы геологических моделей и создания регламентных и методических документов, а также адресных методических рекомендаций для создания моделей позволило повысить достоверность трехмерных цифровых геологических моделей месторождений углеводородов.

Статьи в рецензированных научных изданиях, рекомендованных для защиты в диссертационном совете МГУ по специальности 25.00.12, опубликованные автором по теме диссертации:

1. Берман Л.Б., Афонина Н.М., Закревский К.Е., Чуринова И.М., Юдин В.А., Емельянова Н.М. Прогноз зон промышленной нефтеносности на месторождениях сложного строения. // Геология нефти и газа - №12 - 1991 - с.25-29.
2. Юдин В.А., Нейман В.С., Закревский К.Е. Построение геологических и фильтрационных моделей залежей. // Нефтяное хозяйство - №9 - 1994 - с.35-36.
3. Дьяконова Т.Ф., Билибин С.И., Закревский К.Е. Построение цифровых моделей нефтенасыщенности коллекторов месторождений Западной Сибири. // Геология нефти и газа - №4 - 2000 - с.15-24.
4. Закревский К.Е., Бузова О.Е., Букреева О.А. Оценка точности подсчета запасов углеводородов при построении цифровых геологических моделей. // Геофизика, специальный выпуск - 2002 - с.69-74.
5. Закревский К.Е., Скоробогатько А.В. Кинематическая модель пликативных и дизъюнктивных деформаций Губкинского НГР. // Геофизика - №6 - 2009 - с.31-39.
6. Забоева А.А., Закревский К.Е., Предеин А.С., Белкина А.В. Учет зональности исходной информации при построении трехмерных геологических моделей. // Нефтяное хозяйство - №10 - 2011 - с.80-82. Импакт-фактор по РИНЦ 0.417
7. Закревский К.Е., Аржиловский А.В., Тимчук А.С., Грищенко М.А., Бикбулатова Т.Г. Повышение качества геолого-гидродинамического моделирования. // Нефтяное хозяйство - №10 - 2012 - с.44-48. Импакт-фактор РИНЦ 0.434
8. Grechneva, O., Malygina, O., Ignatyev, A., Zakrevskiy, K. Experience in geology study and 3D modeling of achimovka formations of the Urengoy field based on 3D seismic survey data. // Society of Petroleum Engineers - SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition 2012, 3, 1752–1770
9. Томашев Д.В., Нелепов М.В., Папоротная А.А., Луценко О.О., Закревский К.Е. Особенности геологического моделирования клиноформ нижнего мела Восточного Предкавказья. // Нефтяное хозяйство - №12 - 2015 - с.88-91. Импакт-фактор РИНЦ 0.691
10. Закревский К.Е. Об оценке горизонтального радиуса вариограмм. // Нефтяное хозяйство - №11 - 2017 - с.32-33. Импакт-фактор РИНЦ 0.680

11. Зундэ Д.А., Горланов А.А., Шаламов И.П., Давлетшин А.И., Белянский В.Ю., Лознюк О.А., Закревский К.Е., Абрашов В.Н. Итерационный подход при геологическом и гидродинамическом моделировании. // Нефтяное хозяйство - №5 - 2019 - с.58-61. Импакт-фактор РИНЦ 0.724
12. Саакян М.И., Закревский К.Е., Газизов Р.К., Лепилин А.Е., Рыжиков Е.А. К вопросу о перспективах создания корпоративного программного обеспечения геологического моделирования. Нефтяное хозяйство, №11, 2019, с.50-54. Импакт-фактор РИНЦ 0.724
13. Zunde, D., Gorlanov, A., Shalamov, I., Zakrevsky, K., Abrashov, V. Iterative approach in obtaining the most reliable geological realization for reservoir simulation runs: Yamal-Nenets autonomous district gas field case study. // Society of Petroleum Engineers - SPE Russian Petroleum Technology Conference 2019, RPTC 2019, 2020 // SPE 196880 - 2019 - 7 c.
14. Закревский К.Е., Саакян М.И., Лепилин А.Е., Ахметов Ч.Р. Автоматизация построения поверхностей флюидных контактов в геологическом моделировании. Нефтяное хозяйство, №1, 2020, с.42-45. Импакт-фактор РИНЦ 0.724
15. Закревский К.Е., Попов В.Л., Лепилин А.Е., Рыжиков Е.А. Геологические и технологические особенности создания гибких типовых шаблонов геологического моделирования. Нефтяное хозяйство, №11, 2020, с.38-43. Импакт-фактор РИНЦ 0.724
16. Popov, V.L., Zakrevskiy, K.E., Podnebesnykh, A.V., Krasnoshchekova, L.A. Reservoir flow connectivity estimation and its using in geomodeling: Tomsk area case study. // Society of Petroleum Engineers - SPE Russian Petroleum Technology Conference, 2020, RPTC 2020, 2020, SPE 201968 12 p.

Статьи в других изданиях:

1. Денисов С.Б., Закревский К.Е. Промысловая геофизика в свете современных экономических условий и новых требований к нефтяным компаниям со стороны государственных органов. // Каротажник - №66 - 2000 - с.22-27.
2. Лисовский Н.Н., Закревский К.Е., Максимов М.М., Динариев О.Ю. Нормативные документы по созданию постоянно действующих моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. // Каротажник - №73 - 2000 - с.12-14.
3. Закревский К.Е., Ананьев С.А. Оценка точности расчетов объемов пород в пакетах геологического моделирования месторождений нефти и газа. // Газовая промышленность - №11 - 2009 - с.32-34.
4. Закревский К.Е., Чернуха М.Н. Связность резервуаров при геологическом моделировании. // Вестник ЦКР Роснедра - №3 - 2010 - с.18-23.
5. Закревский К.Е., Романова Н.В. Особенности построения геологических моделей залежей пласта Ю1 Западной Сибири. // Вестник ЦКР Роснедра - №5 - 2010 - с.36-41.
6. Кирнос Д.Г., Закревский К.Е. Повышение качества создания сейсмогеологических моделей. // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть» - №2 - 2014 - с.60-63. Импакт-фактор РИНЦ 0.310

7. Козяев А.А., Смоленцев Е.И., Бибик А.Н., Закревский К.Е. Подходы к моделированию карбонатного трещиноватого коллектора на примере месторождения Восточной Сибири. // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть» - №1 - 2016 - с.11-15. Импакт-фактор РИНЦ 0.101
8. Закревский К.Е., Попов В.Л. Оценка точности интерполяционных геологических моделей. // Экспозиция Нефть Газ - №3 - 2017 - с.12-14. Импакт-фактор РИНЦ 0.289
9. Закревский К.Е., Попов В.Л. // Вариограммный анализ геологических тел. Экспозиция Нефть Газ - №1 - 2018 - с.27-31. Импакт-фактор РИНЦ 0.268
10. Закревский К.Е., Сыртланов В.Р., Хисматуллина Ф.С. Оценка качества геологических моделей для гидродинамического моделирования. // Нефть. Газ. Новации - №2 - 2018 - с.77-82. Импакт-фактор РИНЦ 0.460
11. Закревский К.Е., Газизов Р.К., Каримова Е.Н., Лепилин А.Е. Система тестов для оценки качества пакетов геологического моделирования. // Территория «НЕФТЕГАЗ» - №9 - 2018 - с.36-49. Импакт-фактор РИНЦ 0.440
12. Закревский К.Е., Лепилин А.Е., Новиков А.П. Анализ взаимозависимости параметров геологических моделей месторождений углеводородов. // Территория «НЕФТЕГАЗ» - №10 - 2018 - с.22-28. Импакт-фактор РИНЦ 0.440

Учебные пособия и монографии

1. Закревский К.Е., Майсюк Д.М., Сыртланов В.Р. Оценка качества 3D моделей. // М. - «ИПЦ «МАСКА» - 2008 - 272 с.
2. Закревский К.Е. Геологическое 3D моделирование. // М. - «ИПЦ «МАСКА» - 2009-376 с.
3. Закревский К.Е. Практикум по геологическому 3D моделированию. Построение тестовой модели в Petrel 2009. // М. - ООО «Ритм» - 2010 - 110 с.
4. K.E.Zakrevsky. Geological 3D modelling. // Netherlands - Houten - EAGE - 2011 - 261 с.
5. Закревский К.Е., Нассонова Н.В. Геологическое моделирование клиноформ неокома Западной Сибири. // Тверь - ООО «Издательство ГЕРС» - 2012 - 80 с.
6. Струкова О.В., Закревский К.Е. Геологическое моделирование в RMS. Практические упражнения. 2D и 3D моделирование. // М.- Roxar - 2012-694 с.
7. Закревский К.Е. Практикум по геологическому 3D моделированию. Построение тестовой модели в Petrel 2011. // М. - ООО «Майпринт» -2012-114 с.
8. Кирилов А.С., Закревский К.Е. Практикум по сейсмической интерпретации в PETREL. // М. - изд-во МАИ-ПРИНТ - 2014 - 288 с.
9. Закревский К.Е., Кундин А.С. Особенности геологического 3D моделирования карбонатных и трещинных резервуаров. // М. - ООО «Белый Ветер» - 2016 - 404 с.
10. Закревский К.Е., Бобров А.В., Воробьев Д.В., Горкальцев А.А., Залялиева А.Р., Иваницкий М.Ю., Парфенов Н.А., Поднебесных А.В., Попов В.Л., Шпиндлер А.А., Яковенко О.В., Яшков Д.С. Геологическое моделирование горизонта $Ю_1$ Томской области. Под ред. Закревского К.Е. // Томск-Изд. Дом ТГУ - 2016 - 154 с.

11. Закревский К.Е., Аксарин В.А., Анохина М.С., Буякина И.В., Грищенко М.А., Зверев К.В., Зундэ Д.А., Кудаманов А.И., Кузнецов А.Г., Мальшаков А.В., Нассонова Н.В., Хабаров А.В., Черновец Л.В. Геологическое моделирование прибрежно-морских отложений (на примере пласта $АВ_1$ ($АВ_1^{1+2}$+$АВ_1^3$) Самотлорского месторождения). Под ред. Закревского К.Е. // Тюмень - Вектор Бук - 2017 - 314 с.
12. Кирилов А., Закревский К. Основы геологического моделирования в Petrel 2013. // М. - ООО «Остеон-Групп» - 2017, электронное издание.
13. Козяев А.А., Щуковский Р.М., Закревский К.Е. Моделирование трещиноватости. Практикум по DFN в Petrel 2016-2019. Под ред. К.Е.Закревского. // М. - изд-во МАИ - 2019-96 с.

Другие публикации

1. Закревский К.Е., Птецов С.Н. Определение эффективных толщин по разрезам мгновенных фаз. // В сб. Вопросы обработки и комплексной интерпретации в сейсморазведке. М. - 1989 - с.102-104.
2. Берман Л.Б., Величкина Н.Ф., Закревский К.Е., Ларкин В.Н. Особенности комплексного изучения сложнопостроенных залежей нефти аэрокосмическими и сейсмическими методами (на примере Ловинского месторождения). // В сб. Прогнозирование структур осадочного чехла на основе комплексной интерпретации и обработки на ЭВМ аэрокосмических и геолого-геофизических данных. М. - ВНИГНИ - 1990 - с.93-111.
3. Глебов А.Ф., Гузеев В.В., Закревский К.Е., Семянов А.А. Пути повышения точности и достоверности цифровых геологических моделей. // Труды V Международного технологического симпозиума. М. - Институт нефтегазового бизнеса - 2006 - с.254-260.
4. Юсупов Р.М., Сыртланов В.Р., Закревский К.Е., Маркин А.П., Ситников А.А. Первый отраслевой. // iTime - №2 - 2007 - с.20-23.

Отраслевые методические документы и стандарты

1. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений (РД 153-39.0-047-00). // М. - Минтопэнерго - 2000 (соавт. А.Г.Авербух, С.И.Билибин, Г.Н.Гогоненков и др.).
2. Методические указания по созданию постоянно действующих моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. // М. - ОАО «ВНИИОЭНГ» - 2003 (соавт. А.Г.Авербух, С.И.Билибин, Д.Н.Болотник и др.).
3. Положение ГКЗ «О порядке приемки и экспертизы трехмерных цифровых геологических и гидродинамических моделей, создаваемых при подсчете и пересчете запасов месторождений углеводородного сырья». // М. - 2010.
4. Рекомендации к методике построения геологических моделей при подсчете запасов углеводородного сырья. // ФБУ «ГКЗ» - М. - 2014.

Корпоративные методические документы и стандарты

1. Методические рекомендации по контролю качества построения цифровых геологических моделей терригенных коллекторов. // М. - ОАО «ЛУКОЙЛ» - 2006 - Стандарт предприятия.
2. Методические рекомендации по созданию цифровых геологических моделей терригенных коллекторов. // М. - ОАО «ЛУКОЙЛ» - 2006 - Стандарт предприятия.
3. Методические рекомендации по геологическому 3Д моделированию клиноформных отложений неокома Западной Сибири. // Москва-Тюмень - ОАО «ТНК-ВР Менеджмент» - ООО «Тюменский нефтяной научный центр» - 2012 - Стандарт предприятия.
4. Методические рекомендации по 3D геологическому моделированию прибрежно-морских отложений (на примере пласта $АВ_1$ ($АВ_1^{1+2}$+$АВ_1^3$) Самотлорского месторождения). // ООО «Тюменский нефтяной научный центр» - 2013 - Стандарт предприятия.
5. Стандарт и критерии качества построения геологических и гидродинамических моделей. // М. - ОАО «ТНК-ВР Менеджмент» - 2011.
6. Методика и критерии оценки точности и применимости геологических и гидродинамических моделей. // М. - ОАО «ТНК-ВР Менеджмент» - 2012.
7. Локальный нормативный документ «Экспертиза геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений». // М. - ПАО «НК «Роснефть» - 2017.

Тезисы докладов на международных конференциях

1. 4-ая конференция EAPG - Париж - Франция - 1992.
2. Международный симпозиум «Нетрадиционные источники углеводородного сырья и проблемы его освоения» - Санкт-Петербург - Россия -1992.
3. 57-ая конференция EAGE - Глазго - Шотландия - 1995.
4. Международная конференция и выставка «Геологоразведка-2000» - Санкт-Петербург - Россия - 2000.
5. 64-ая конференция EAGE - Флоренция - Италия - 2002.
6. Технологический форум Шлюмберже - Париж - Франция - 2004.
7. Конференция SPE/EAGE «Описание пласта и гидродинамика. Взаимодействие геологической и гидродинамической моделей» - Москва - Россия - 2010.
8. Семинар «Digital subsurface mapping in geological surveys: the state of the art and prospect for the future» - Краков - Польша - 2012.
9. Международная конференция и выставка SPE - Москва - Россия - 2012.
10. Международная геолого-геофизическая конференция и выставка «Современные технологии изучения и освоения недр Евразии» ГеоЕвразия - 2018 - Москва - Россия - 2018.
11. Международная научно-практическая конференция «Новые идеи в геологии нефти и газа» - Москва - Россия - 2019.
12. Международная конференция и выставка SPE - Москва - Россия - 2019.
13. Международная конференция и выставка SPE - Москва - Россия - 2020.

Тезисы докладов на российских конференциях

1. Российский технологический форум Шлюмберже - Сочи - 2002.
2. Семинар «Новое в применении сейсмических методов на этапах разведки и разработки нефтяных месторождений» - Москва - ЦГЭ -2003.
3. Научно-практический семинар «Информационные технологии при разработке месторождений» - Уфа - 2007.
4. Форум компании ТНК-ВР «Моделирование в поддержку бизнеса» - Тюмень - 2011.
5. Семинар «НАЭН» «Основные вопросы геолого-гидродинамического моделирования для целей подсчета геологических запасов и ТЭО КИН» - Москва - 2012.
6. Форум по технологиям ГРР компании Роснефть - Самара - 2014.
7. Семинар «НАЭН» «Основные вопросы геолого-гидродинамического моделирования для целей подсчета геологических запасов и ТЭО КИН» - Москва - 2015.
8. Научно-техническая конференция «Современные вызовы при разработке и обустройстве месторождений нефти и газа» - Томск - 2016.
9. Научно-практическая конференция по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа «Геомодель 2018» - Геленджик - 2018.
10. Научно-практический семинар «Цифровые технологии в разработке месторождений. Современные методы геологического моделирования» - Уфа - 2018.
11. Научно-практическая конференция «Цифровые технологии в добыче и переработке углеводородов: от моделей к практике» - Уфа - 2020.