

ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС «АВТОЭКСПЕРТИЗА TIMEZYX» – АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА ДЛЯ ОЦЕНКИ КАЧЕСТВА ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ

Сыртланова В.С.

Ведущий специалист по оценке качества моделей ООО "НИПИ НГ"

Фогель Н.С.

Заместитель руководителя Департамента производства ГК "Таймзикс"

Тихонов А.С.

Руководитель Департамента производства ГК "Таймзикс"



"AUTOEXPERTIZE-TIMEZYX" SOFTWARE – THE AUTOMATED SYSTEM FOR A QUALITY CONTROL OF GEOLOGICAL AND RESERVOIR SIMULATION MODELS

V.S. Syrtlanova (NiPI of oil and gas LLC, Leading specialist of model validation group)

N.S. Fogel (Deputy Head of Production Department, "TimeZYX")

A.S. Tikhonov (Head of Production Department, "TimeZYX")

В работе представлен программный модуль «Автоэкспертиза TimeZYX», входящий в состав программного комплекса «TimeZYX», позволяющий быстро и эффективно проводить оценку качества геолого-гидродинамических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. Описан расширенный набор инструментов для анализа геологической и гидродинамической модели, реализованный в программе.

Программа обеспечивает подготовку экспертного заключения путем автоматизированного формирования отчета (включающего необходимый набор графических и аналитических материалов) и может быть легко использована специалистами в области геологии и разработки месторождений практически любого уровня квалификации, поскольку не требует глубокого знания специализированных систем моделирования. Для высококвалифицированных пользователей представлен широкий набор средств, позволяющий провести анализ 3D моделей практически любой сложности.

Ключевые слова: геологическая модель, гидродинамическая модель, месторождение, экспертиза, программный комплекс, карта, гистограмма, кроссплот, ремасштабирование, настройка на историю разработки, модификаторы.

«Autoexpertize TimeZYX» software as a part of «TimeZYX» is presented, allowing quickly and effectively to carry out a quality control of geological and reservoir simulation models for gas and oilfields.

The improved tooling for the analysis of the geological and reservoir simulation model realised in the program is described.

The program provides preparation of the report on quality by the automated formation of the report (including a necessary set of graphic and analytical materials), does not demand profound knowledge of specialised systems of modelling and can be easily used by experts both geologists and reservoir engineers of almost any skill level.

For high quality experts there are developed options, allowing to carry out the analysis of 3D models of almost any complexity.

Key words: Geological model, reservoir simulation, oilfield, expertise, quality control, software, geomap, the histogram, up-scaling, history matching, modifiers.

Развитие и внедрение систем моделирования в нефтегазовой отрасли за последние годы привело к массовому созданию и использованию геологических (ГМ) и гидродинамических (ГДМ) моделей месторождений углеводородов, не только для подготовки проектной технологической документации, но и для оперативного управления разработкой месторождений и подбора ГТМ.

Более того, создание и использование моделей перестало быть прерогативой только специализированных научных центров и НИПИ, задачи моделирования стоят и перед геологическими службами на производстве у недиректора. В процесс моделирования включаются специалисты по геологии и разработке, не имеющие специального математического образования, и не разбирающи-

еся в деталях программных средств. Наряду с вопросами повышения квалификации стоит задача упрощения технических процедур, связанных с подготовкой исходных данных, управлением расчетом и анализом результатов моделирования, в том числе оценкой качества моделей.

Наряду с ростом количества моделей во всех нефтедобывающих компаниях растет их детальность и сложность, а создание новых опций в системах моделирования, позволяющих реализовать новые возможности при создании геологических и гидродинамических моделей, затрудняет оценку их качества.

Для оценки качества моделей наряду с аналитической работой эксперта, практически трудно формализуемой, требуется выполнение массы технических операций, зачастую выполняемых вручную, и занимающих, как правило, большую часть времени, нежели непосредственно экспертная оценка.

В этой связи, автоматизация различных этапов экспертизы, позволяющая эксперту освободиться от непроизводительной ручной работы, является актуальной задачей.

Методические основы оценки качества моделей, заложенные большим числом как отечественных, так и зарубежных исследователей, частично представлены в регламентах и методических рекомендациях [1-3], в отраслевой специализированной литературе [4-6].

В той или иной мере элементы автоматизации подготовки материалов для экспертизы реализовывались с того времени, как появились первые трехмерные модели. Многие корпоративные центры и институты внедряют внутрикорпоративные системы. Можно отметить программные комплексы БАСПРО, History+, Экспертиза-ТРАСТ, элементы экспертизы реализованы в ResView и т.д. [4, 5].

Автоматизированная система экспертизы моделей

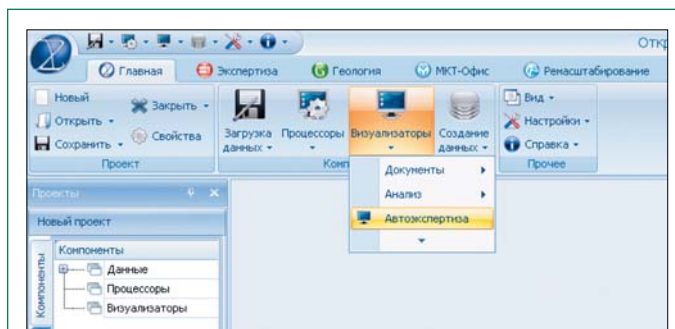
В данной статье рассматривается программный модуль «Автоэкспертиза TimeZYX».

«Автоэкспертиза TimeZYX» – специализированный модуль, разработанный как элемент открытой платформы TimeZYX. Сам программный комплекс «TimeZYX» представляет собой набор модулей, составляющий практически полную линейку продуктов для геологического и гидродинамического моделирования, мониторинга месторождений углеводородов.

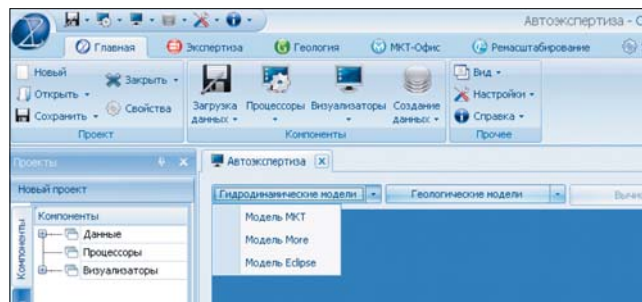
Следует отметить, что задача программного модуля на данном этапе его развития – это не замена эксперта-специалиста по моделированию, геологии и разработке, а автоматизированная подготовка набора материалов (статистические показатели, карты, графики, гистограммы и т.п.) в помощь эксперту, для того чтобы сосредоточиться на анализе, а не на технических операциях по подготовке и обработке результатов расчета и исходных данных.

При экспертизе анализируются следующие типы данных:

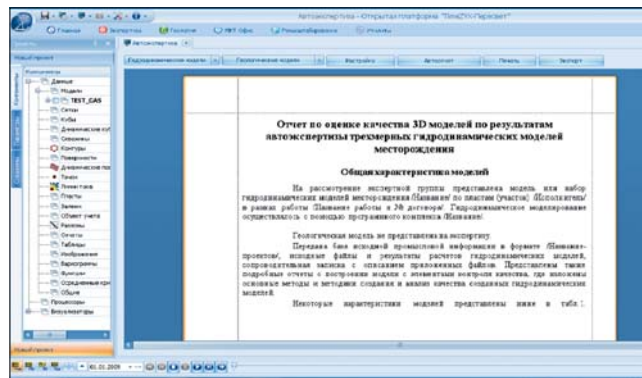
- Данные по скважинам (ГИС, РИГИС, отметки пересечений).



Запуск



Выбор модели



Выдача отчета

Рисунок 1. Общая схема работы модуля «Автоэкспертиза» в базовом режиме

- 3D геологические и гидродинамические модели (сетка, кубы свойств и т.п.).
- Фактические данные по разработке и гидродинамические расчеты.
- Карты, поверхности, контура, ОФП, PVT-свойства.

Поддерживаются модели из следующих комплексов по моделированию: Petrel, Eclipse (Schlumberger), Irap RMS, Tempest More (Roxar), VIP (Landmark), TimeZYX. Возможна загрузка данных из наиболее распространенных форматов: LAS, RMS Well, GRDECL, Roff, EGRID, SMSPEC, MIS, BLN, CPS, Zmap и т.п.

Автоэкспертиза обеспечивает возможность загрузки исходных данных и моделей в различных форматах, их анализ и подготовку экспертного заключения путем авто-

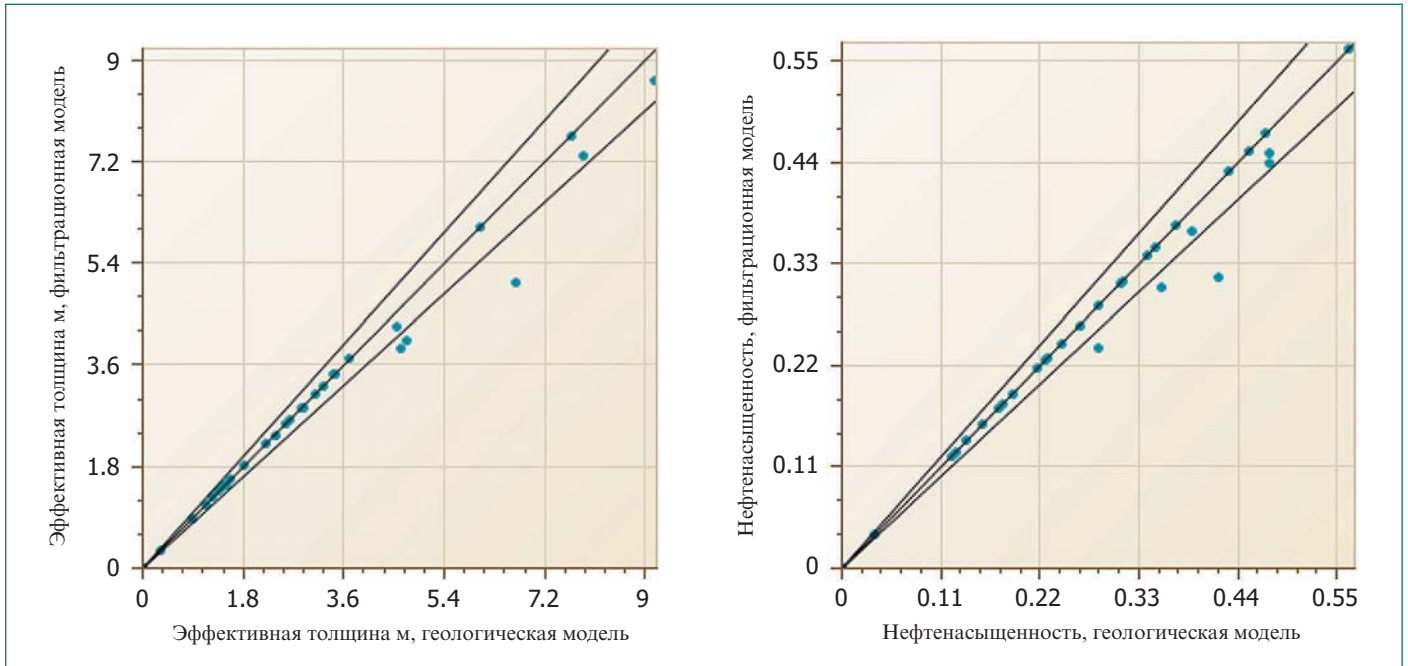


Рисунок 2.

Сопоставление суммарных эффективных нефтенасыщенных толщин и нефтенасыщенностей по геологической и гидродинамической моделям

матризованного формирования текста отчета (включающего необходимый набор графических и аналитических материалов) для оценки качества модели.

Использование программного комплекса возможно в базовом режиме, заключающемся в загрузке модели и нажатии пары кнопок для получения заключения (рис. 1), и в пользовательском режиме, позволяющем обеспечить 2D и 3D визуализацию, получение практически любой статистики и подготовку большого числа графиков, карт и другого иллюстративного и аналитического материала.

В рамках базового режима достаточно указать программе размещение входного файла гидродинамической и геологической модели, с предварительно подготовленными исходными данными, и получить отчет по оценке их качества. Можно выполнить оценку только по геологической или только по гидродинамической модели, даже без результатов расчета – программа выдаст отчет с анализом на основе той информации, которая будет загружена.

В основе методических подходов, использованных для оценки качества моделей в модуле «Автоэкспертиза», лежат, в основном, положения, представленные в [6].

В состав блока анализа геологической модели входит несколько десятков инструментов, обеспечивающих подготовку отчета, с выдачей набора иллюстраций (при необходимости можно указать требование о выводе всех графиков и т.п. в файл Excel для возможности их дальнейшей обработки). В рамках анализа геологической модели проверяется, в первую очередь, соответствие геомодели исходным данным, использованным при построении.

Оценка качества перехода от геологической модели к фильтрационной представлена примерно 20 инструментами, которые дают достаточно информации о качестве ремасштабирования геологической сетки в гидродинамическую.

Оценка качества гидродинамической модели включает более 100 инструментов, характеризующих особенности гидродинамической сетки, закономерности, использованные при обосновании параметров модели, качество адаптации модели на историю разработки, корректность модификаций, использованных при адаптации, анализ прогноза.

Далее несколько подробнее будет показан (естественно, не в полном объеме) набор аналитических данных, формируемых программой. Все иллюстрации, приведенные ниже, являются фрагментами автоматически сформированных отчетов по различным моделям.

Отметим, что в качестве критерия удовлетворительного качества ремасштабирования принимается не более, чем 10%-ное (пользователем может быть установлено любое другое значение) отклонение среднего параметра по гидродинамической модели от геологической (для абсолютных отметок кровли и подошвы пласта – средняя толщина ячеек гидродинамической модели).

Для оценки качества ремасштабирования строятся графики сопоставления абсолютных отметок стратиграфической кровли и подошвы моделируемого пласта, а также эффективных нефтенасыщенных толщин, средних пористостей и нефтенасыщенностей по скважинам в геологической и гидродинамической моделях, и по исходным РИГИС (рис. 2).

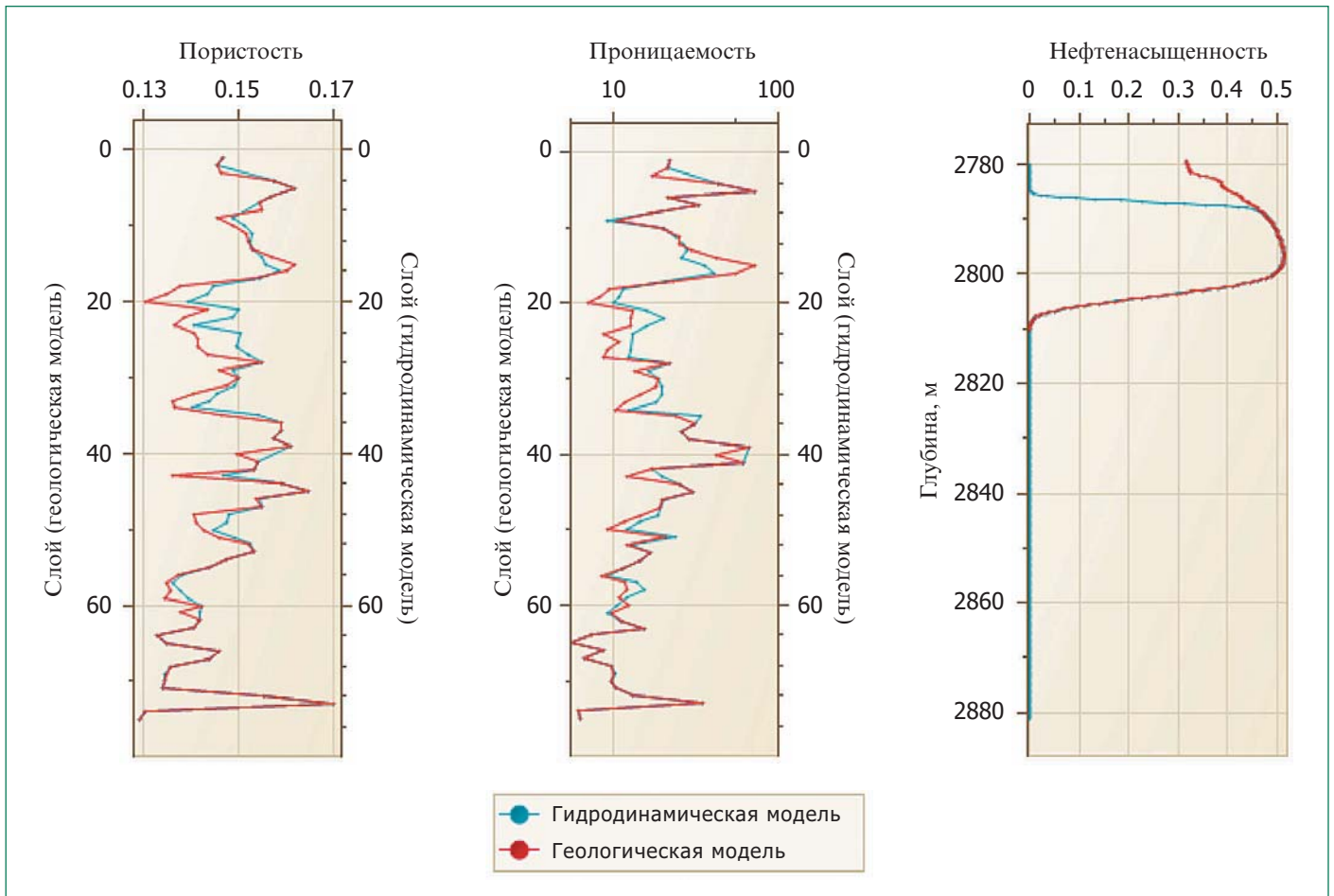


Рисунок 3.

Сравнение ГСР по кубам пористости, проницаемости, нефтенасыщенности в геологической и гидродинамической моделях



Рисунок 4.

Гистограмма распределения запасов по пористости

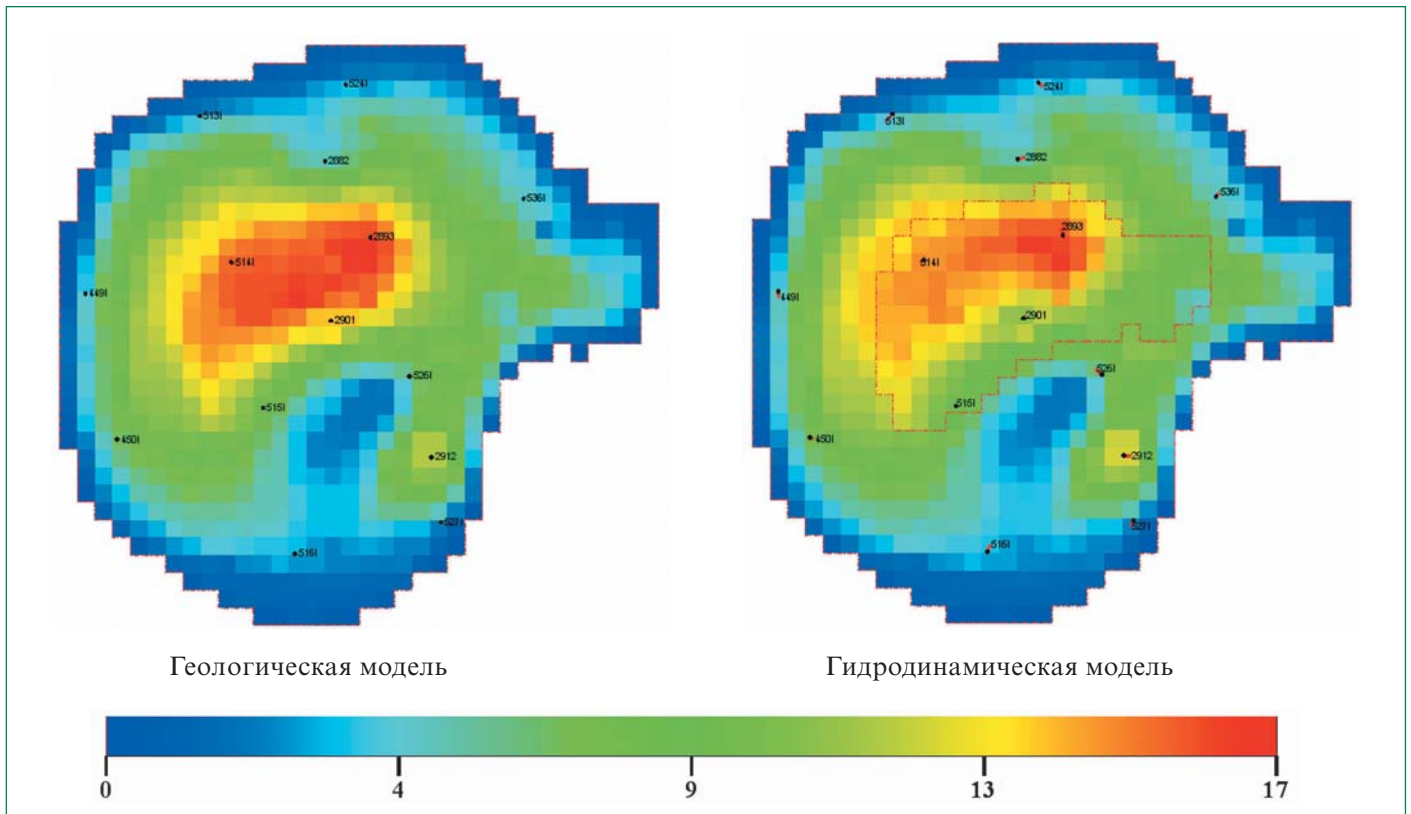


Рисунок 5.
Сопоставление карты эффективных нефтенасыщенных толщин

Ниже приведен (неполный) список материалов по ГМ и ГДМ для оценки качества перехода к гидродинамической модели:

- Карты глубин кровли коллектора, суммарного порового объема, зон насыщения, эффективных нефтенасыщенных толщин, средней пористости и средней проницаемости.
- Гистограммы распределений пористости, проницаемости, нефтенасыщенности, газонасыщенности в ЧНЗ и в ВНЗ; запасов по проницаемости и по пористости (рис. 3).
- Характеристика толщин и неоднородности продуктивного пласта.
- Гистограммы распределений пористости, проницаемости, нефтенасыщенности, газонасыщенности в ЧНЗ и в ВНЗ; запасов по проницаемости и по пористости.
- Сравнение подсчетных параметров и запасов в геологической и гидродинамической моделях.
- Зависимости пористости от проницаемости, проницаемости по Y от проницаемости по X; проницаемости по Z от проницаемости по X (в ЧНЗ и ВНЗ).

Для оценки правильности выбора размерности сетки в плане проводится проверка выполнения требования РД [1] о рекомендуемом (3 ячейки) количестве ячеек между скважинами, в результате выдается таблица близкорасположенных пар скважин в модели, с указанием количества ячеек между ними.

Оценка сохранения вертикальной неоднородности и распределения параметров по разрезу осуществляется путем сопоставления ГСР в геологической и гидродинамической моделях по пористости, абсолютной проницаемости (в гидродинамической модели берется X-компонента тензора проницаемости) и нефтенасыщенности (рис. 4). При этом ГСР для нефтенасыщенности строится по глубине, а для пористости и проницаемости – по слоям модели.

В таблице 1 представлено сопоставление средних значений и диапазонов изменения параметров пласта в геологической и гидродинамической моделях.

Визуально оценить схожесть площадного распределения параметров при переходе от геологической модели к гидродинамической позволяют карты эффективных нефтенасыщенных толщин и средних параметров по моделям (рис. 5).

Анализируется сохранение в моделях закономерностей, полученных при обработке результатов петрофизических исследований, например, зависимости пористости или остаточной водонасыщенности от абсолютной проницаемости. Для выявления наличия закономерности в моделях строятся графики, иллюстрирующие зависимость пористости от проницаемости (рис. 6) в каждой ячейке (в том числе, для различных зон насыщения). Поскольку модели могут содержать десятки миллионов ячеек, то при построении графика производится обработка данных сле-

Параметры	Значения	Зоны пласта				Пласт в целом		
		ЧНЗ+ГНЗ		ВНЗ+ГВНЗ				
		ГМ	ГдМ	ГМ	ГдМ	ГМ	ГдМ	
Общая толщина, м	Среднее	30	30	30	30	30	30	
	Вариация	0	0	0	0	0	0	
	Интервал изменения	От	30	30	30	30	30	30
		До	30	30	30	30	30	30
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	Среднее	14.33	13.5	6.98	9.22	7.36	9.44	
	Вариация	0.17	0.17	0.66	0.47	0.65	0.46	
	Интервал изменения	От	5.6	5.6	0.4	0.8	0.4	0.8
		До	16.8	16.4	18.4	22.8	18.4	22.8
Коэффициент песчанности, д.ед.	Среднее	0.48	0.48	0.39	0.39	0.4	0.4	
	Вариация	0.17	0.17	0.38	0.38	0.37	0.37	
	Интервал изменения	От	0.19	0.19	0.15	0.15	0.15	0.15
		До	0.56	0.56	0.83	0.83	0.83	0.83
Коэффициент расчлененности, д.ед.	Среднее	6	33.27	6.89	25.55	6.84	25.95	
	Вариация	0.15	0.17	0.33	0.44	0.32	0.43	
	Интервал изменения	От	3	11	2	6	2	6
		До	8	40	13	52	13	52

Таблица 1.
Характеристика толщин и неоднородности продуктивного пласта

дующим образом: диапазон изменения параметров разбивается на 100 равных отрезков (количество отрезков может быть изменено пользователем); получаемая сетка 100x100 заполняется точками так, что учитывается наличие хотя бы одного значения в указанном диапазоне; количество ячеек в диапазоне показывается градиацией цвета шкалы.

Аналогичным образом оценивается латеральная и вертикальная анизотропия проницаемости (рис. 6).

Анализ параметров, задаваемых в гидродинамической модели после перехода от геологической, включает оценку корректности выбора типа модели, свойств пластовых флюидов, относительных фазовых проницаемостей (ОФП), капиллярных давлений и остаточных насыщенныхностей.

Ниже указан базовый набор материалов, которые выдаются программой автоэкспертизы в отчет:

- Графики забойных давлений по добывающим скважинам и пластового давления по регионам.
- Карта регионов ОФП и ГСР по регионам ОФП.
- Таблица средних значений и диапазонов изменения геологических параметров по регионам PVT и физико-химические свойства пластовых жидкостей для PVT-регионов.
- Зависимость множителя на поровый объем и множителя на проницаемость от пластового давления.
- Таблица средних значений и диапазонов изменения геологических параметров по регионам ОФП.
- Графики ОФП в системе нефть-вода/нефть-газ/вода-газ по регионам ОФП.

- Зависимость остаточных водонасыщенности, нефтенасыщенности от пористости и от проницаемости (по зонам насыщения – ЧНЗ, ВНЗ, газонасыщенная зона).

- Гистограмма распределения остаточных нефтенасыщенности и водонасыщенности, свободной воды и коэффициента вытеснения (по зонам насыщения).

- Зависимость коэффициента вытеснения от пористости, от проницаемости, от начальной нефтенасыщенности (по зонам насыщения).

- Зависимость капиллярных сил от водонасыщенности по регионам ОФП.

Свойства пластовых флюидов в модели обычно задаются в соответствии с результатами экспериментов на глубинных пробах нефти, воды и газа, и обосновываются при подсчете запасов. В отчете приводится набор модельных параметров по PVT-регионам, с основными статистическими характеристиками по каждому региону.

При наличии зависимости порового объема и проницаемости от давления приводится карта распределения множителей проницаемости (или порового объема) и графики самой зависимости (рис. 7).

Для анализа пространственного распространения регионов ОФП и геологических особенностей, учтенных при выделении регионов, строится карта, показывающая номер региона, занимающего наибольшую долю в разрезе каждой ячейки, а также аналог ГСР, иллюстрирующий зна-

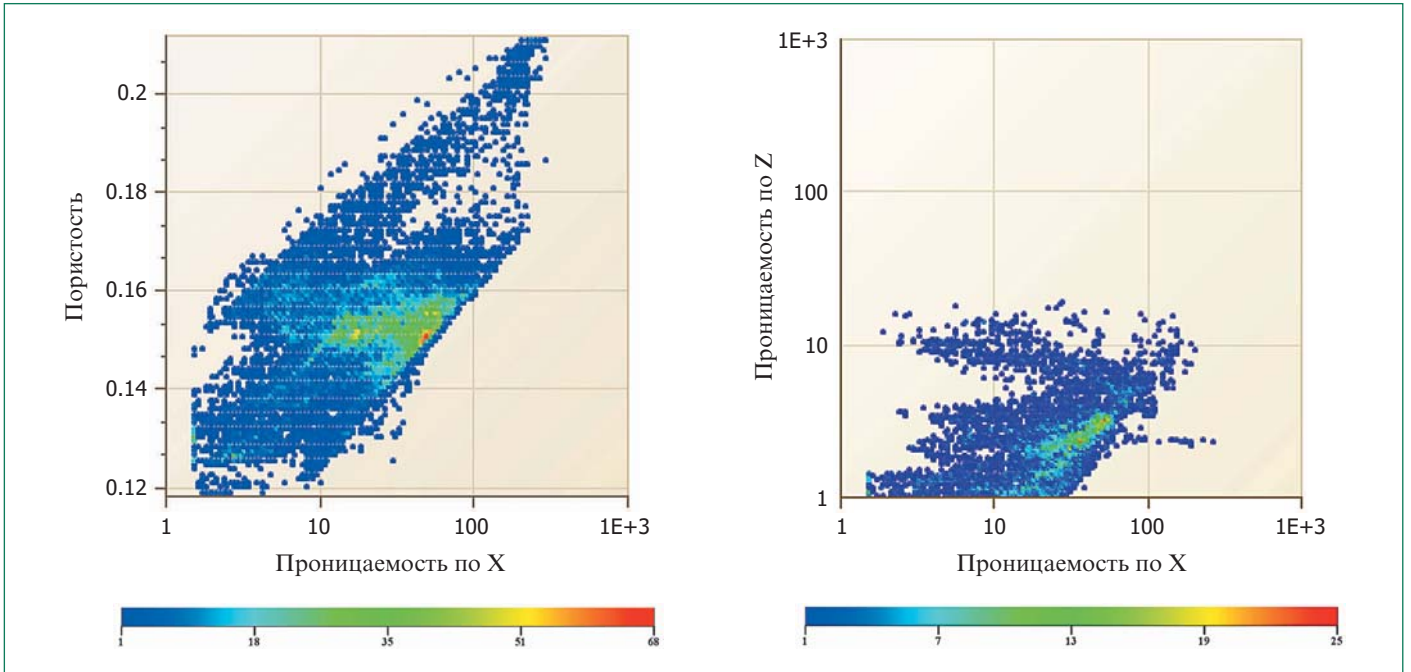


Рисунок 6. Зависимость пористости от проницаемости (слева) и вертикальной проницаемости от латеральной (цветом указано количество ячеек, попадающих в диапазон)

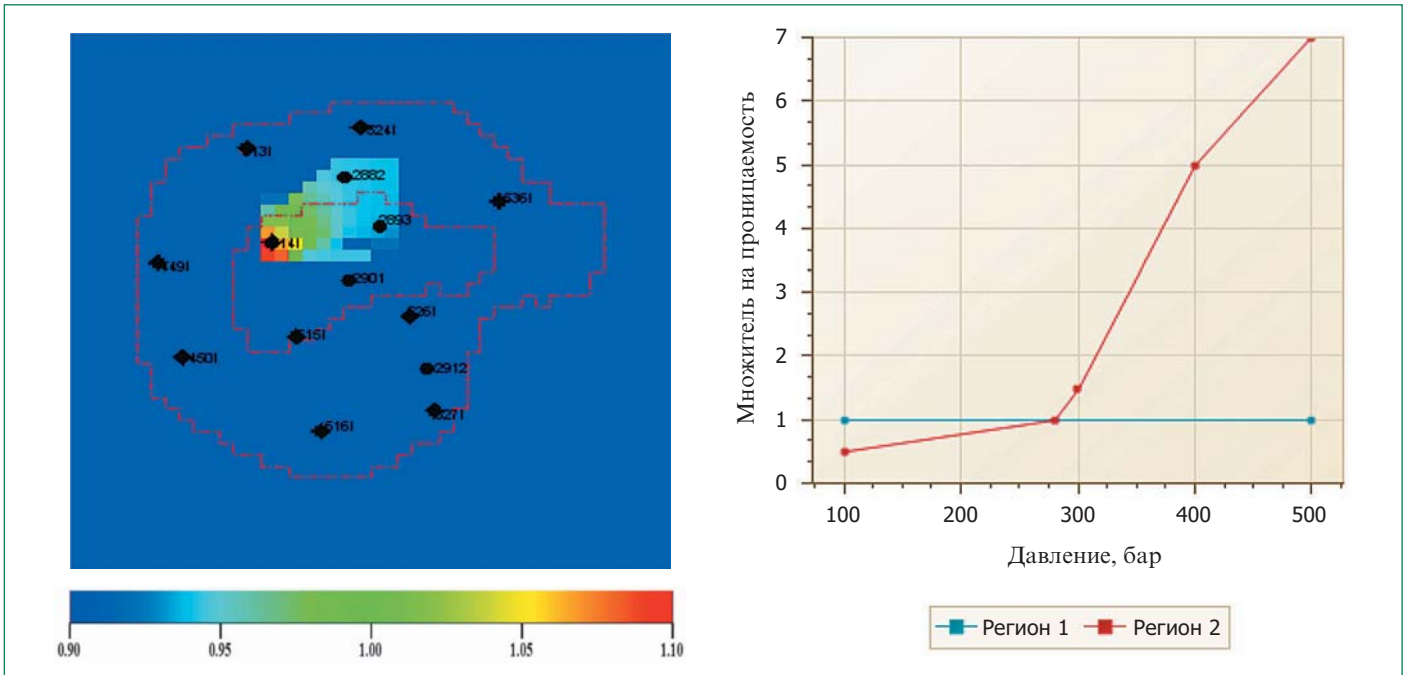


Рисунок 7. Распределение множителей проницаемости в зависимости от пластового давления в модели

чение региона, занимающего наибольшую долю для каждого слоя. ОФП приводятся в отчете вместе с вычисленной относительной подвижностью (рис. 8).

Для оценки корректности задания остаточных насыщенных и получающихся коэффициентов вытеснения, в соответствии с представлениями о физике пласта, стро-

ятся различного рода зависимости, характеризующие распределение остаточных насыщенных и их взаимосвязь с фильтрационными параметрами (рис. 8-9).

Для контроля задания начальных условий и условий на границе расчетной области в отчет приводятся следующие характеристики:

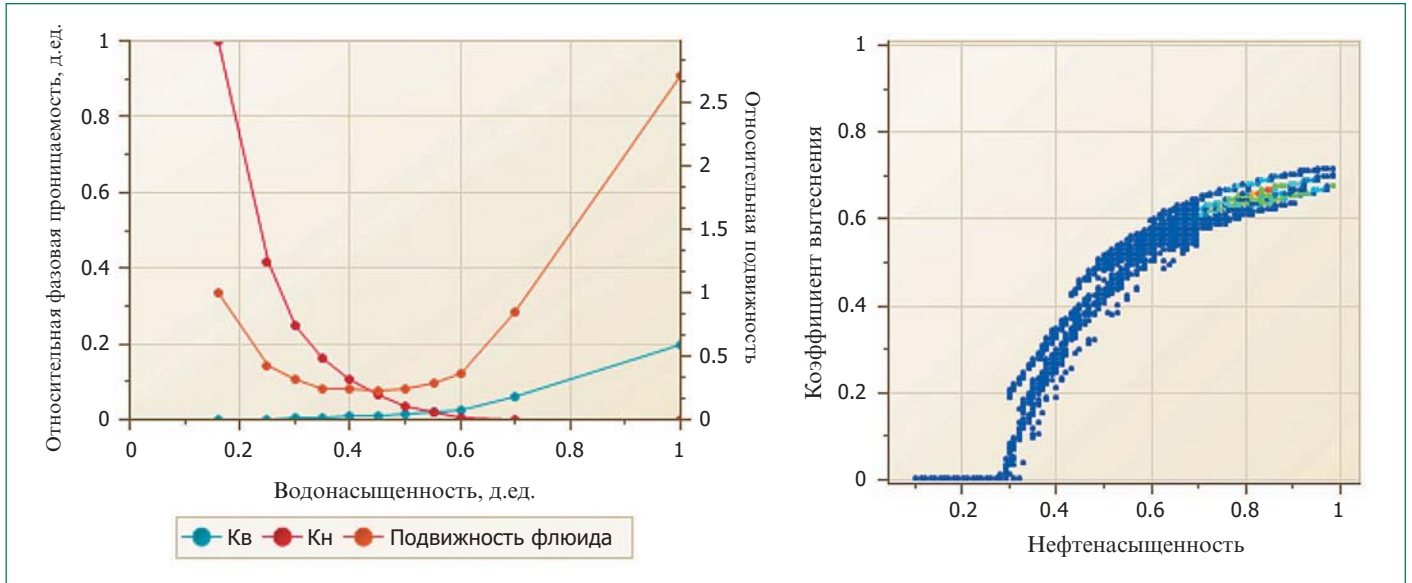


Рисунок 8.

Относительная фазовая проницаемость и подвижность (слева), зависимость коэффициента вытеснения от начальной нефтенасыщенности (справа)

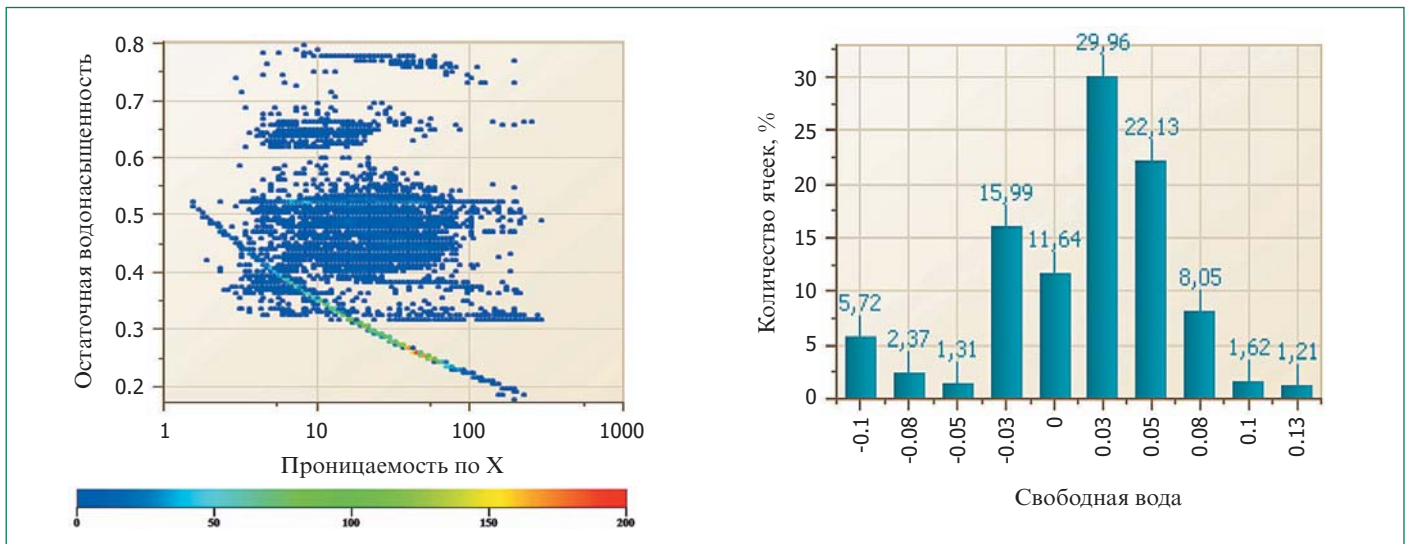


Рисунок 9.

Зависимость остаточной водонасыщенности от проницаемости и гистограмма распределения свободной воды по ячейкам модели

- Таблица сопоставления капиллярных давлений в модели с давлениями на ВНК.
- Таблица параметров регионов начального равновесия.
- Гистограмма распределения средней начальной нефтенасыщенности по скважинам.
- Характеристика аквиферов и карта максимального порового объема.

Для контроля качества адаптации модели на промыслово-технологические показатели приводятся:

- Графики сопоставления расчетных и фактических показателей по добыче нефти, жидкости, газа, по закачке воды и газа, по обводненности.

- Графики сопоставления расчетных и фактических показателей по накопленной добыче нефти, жидкости и газа и по накопленной закачке воды и газа.

- Графики сопоставления расчетных и фактических показателей забойных и пластовых давлений по добывающим и нагнетательным скважинам.

- Гистограммы распределения расчетного забойного и пластового давления по добывающим и нагнетательным скважинам.

- Карта среднего пластового давления на последнюю историческую дату (в пользовательском режиме на любую дату).

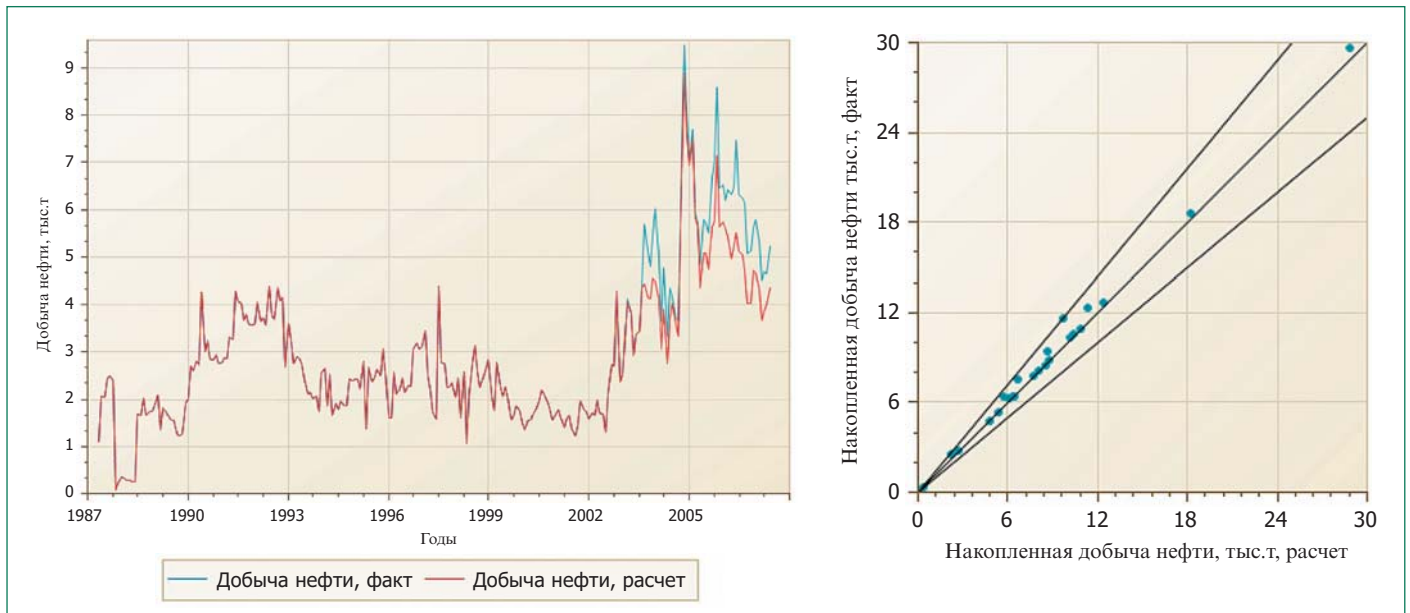


Рисунок 10.

Сопоставление фактических и расчетных показателей по добыче нефти в целом по модели и по скважинам

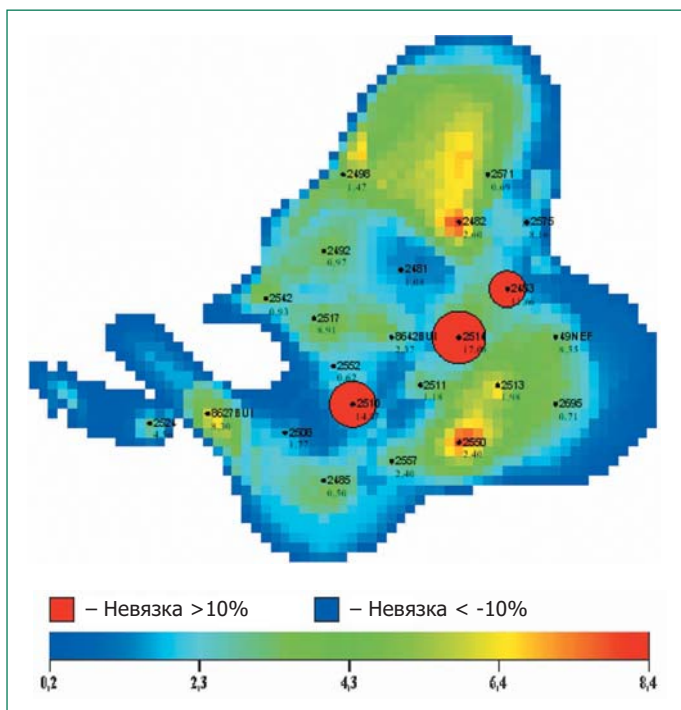


Рисунок 11.

Карта плотности запасов с невязками по накопленной добыче нефти, тыс.м³/га

– Кроссплоты сопоставления фактических и расчетных показателей по текущей и накопленной добыче нефти, жидкости и газа; по текущим и накопленным обводненности и закачке воды и газа; по забойным и пластовым давлениям по добывающим и по нагнетательным скважинам.

– Карты плотности запасов с круговыми диаграммами невязок по текущей и накопленной добыче нефти.

- Динамика среднего изменения скин-фактора и множителя сообщаемости скважины с пластом и ГСР по этим параметрам для добывающих и нагнетательных скважин.
- Построение карт модификаторов относительной проницаемости и динамического множителя к проницаемости.
- Карта несоседних соединений в модели.

Если рассматриваемый объект моделирования уже эксплуатировался в течении некоторого времени, то необходимо проверить адекватность модели истории разработки. Условием адекватности, с точки зрения технологических показателей, в данном случае будет являться достаточно точное воспроизведение моделью существующей истории разработки (как в целом по модели, так и по отдельным скважинам или участкам).

В рамках оценки качества адаптации анализируется точность воспроизведения разработки путем сопоставления динамики расчетных и фактических показателей добычи нефти, газа и жидкости, закачки воды и газа, обводненности, накопленной добычи и закачки в целом по модели, а также фактической и расчетной динамики пластового и среднего забойного давления по добывающим и нагнетательным скважинам.

Кроме того, строятся кроссплоты накопленных и текущих показателей добычи нефти и жидкости, обводненности, а также закачки воды, пластовых и забойных давлений по скважинам на последнюю историческую расчетную дату (в пользовательском режиме такие сопоставления возможны на любые загруженные или вычисленные параметры на любую дату (рис. 10)).

Для оценки достоверности площадного распределения текущих запасов нефти и погрешности настройки модели

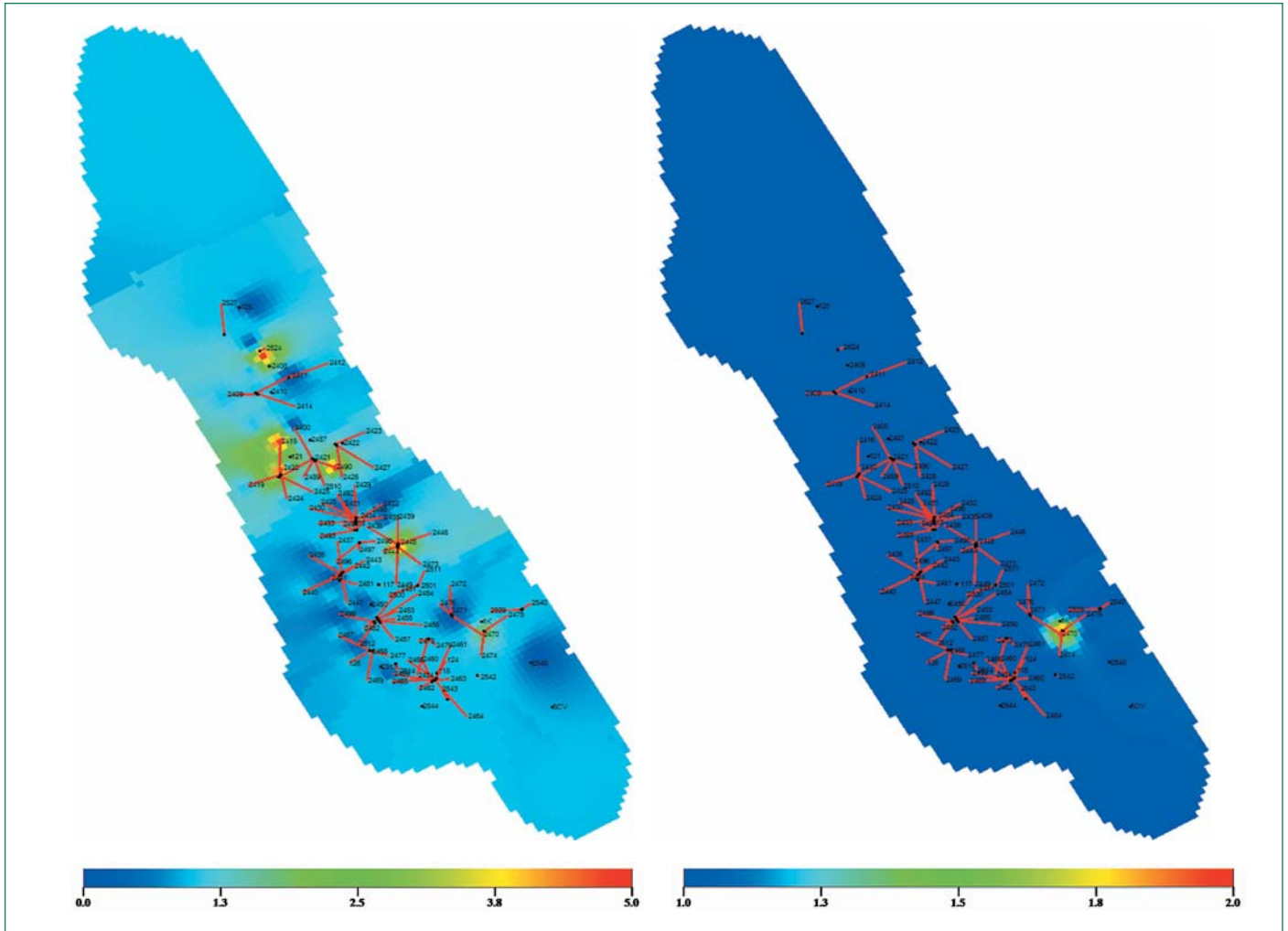


Рисунок 12.
Карта распределения модификаторов относительной проницаемости XKRW (слева) и XKRO (справа) в модели

по накопленной и текущей добыче нефти приводятся карты текущей плотности запасов с указанием величины погрешности текущей и накопленной добычи нефти по скважинам, настройка по которым находится за пределами 10%-ной погрешности (значение можно выбирать). Визуальный анализ позволяет оценить достоверность распределения запасов при недостаточной точности настройки модели (рис. 11).

Настройка моделей на историю разработки, как правило, производится путем изменения исходных параметров модели, при этом наличие разнообразных инструментов такой настройки, а также использование систем автоматизированной настройки моделей зачастую приводит к некорректным или нефизичным модификациям параметров модели. Модуль «Автоэкспертиза» позволяет проанализировать ряд модификаторов, часто используемых в моделях, наряду со стандартными подходами, связанными с модификацией ОФП и абсолютной проницаемости.

На рисунке 12 приведены фрагменты карт распределений множителей относительной проницаемости, на

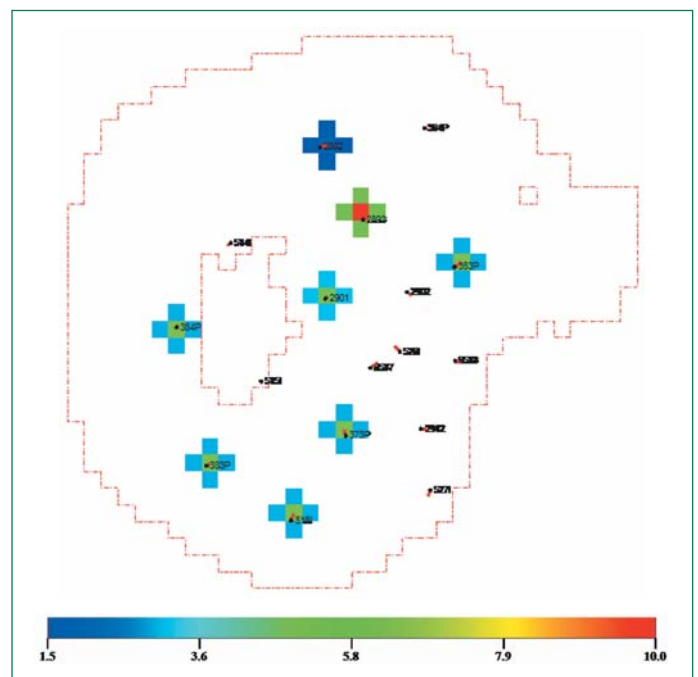


Рисунок 13.
Карта распределения динамических множителей проницаемости

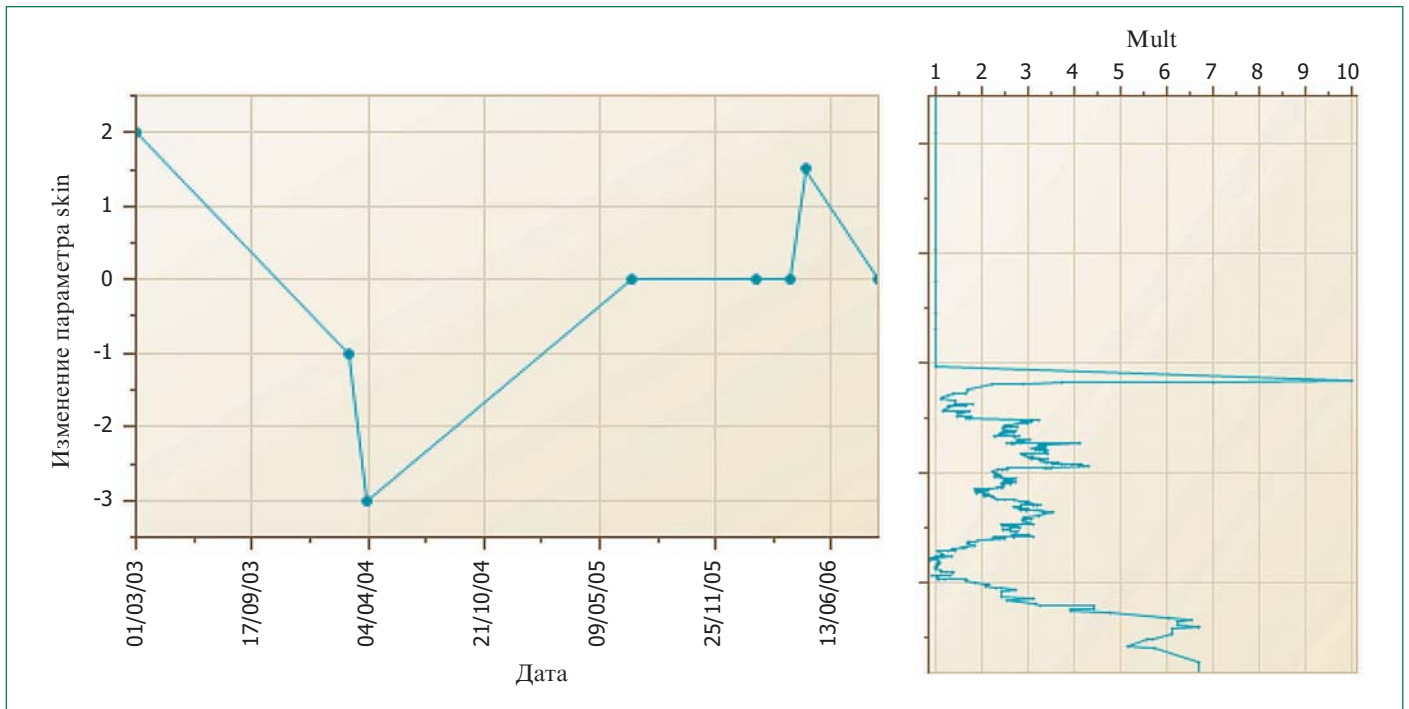


Рисунок 14.

Динамика среднего по добывающим скважинам изменения скин-фактора (слева) и распределения по разрезу множителя сообщаемости скважины с пластом

рисунке 13 представлено распределение динамических множителей абсолютной проницаемости.

Проводится анализ динамики среднего изменения скин-фактора и множителя сообщаемости скважин с пластом (рис. 14), а также их распределение по разрезу.

При анализе прогнозных расчетов, наряду с подготовкой и выдачей необходимых регламентных таблиц, графиков и карт текущей плотности запасов на нужные даты (рис. 11), анализируется также условие выбытия скважин в прогнозе по зависимости обводненности добывающих скважин от дебита нефти непосредственно перед выбытием (рис. 15).

В пользовательском режиме представлен широкий набор средств программного продукта, позволяющий провести анализ 3D моделей практически любой сложности, всесторонне оперативно проанализировать модели в ходе настройки на историю разработки или при выборе варианта разработки.

Имеется также возможность поддержки работы с несколькими объектами разработки в рамках одной модели, для получения объединенных данных в едином документе, удовлетворяющем тем или иным требованиям ГКЗ, ЦКР или корпоративным стандартам. К тому же квалифицированный специалист сможет сам в пользовательском режиме построить любую другую зависимость по имеющимся фактическим, модельным или вычисленным данным.

По существу, пользовательский режим представляет собой систему пре- и постпроцессоров, позволяющих ана-

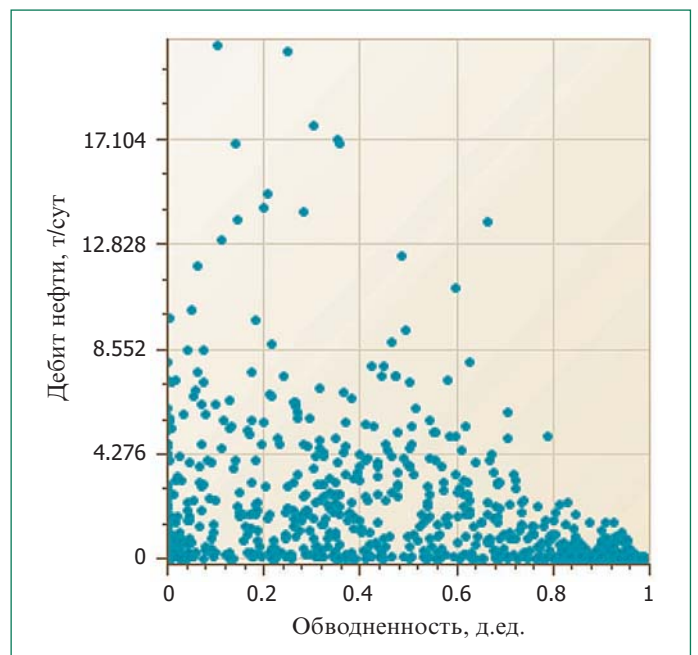


Рисунок 15.

Зависимость обводненности выбывающих добывающих скважин от дебита нефти при прогнозном расчете

лизировать модели как с использованием 3D визуализаторов (рис. 16), в том числе на основе линий тока, так и в 2D варианте с построением карт, разрезов, графиков и т.д.

Заключение

В условиях, когда повышаются требования к качеству моделей как у добывающих обществ, так и в государственных органах, и при этом совершенствуются практические

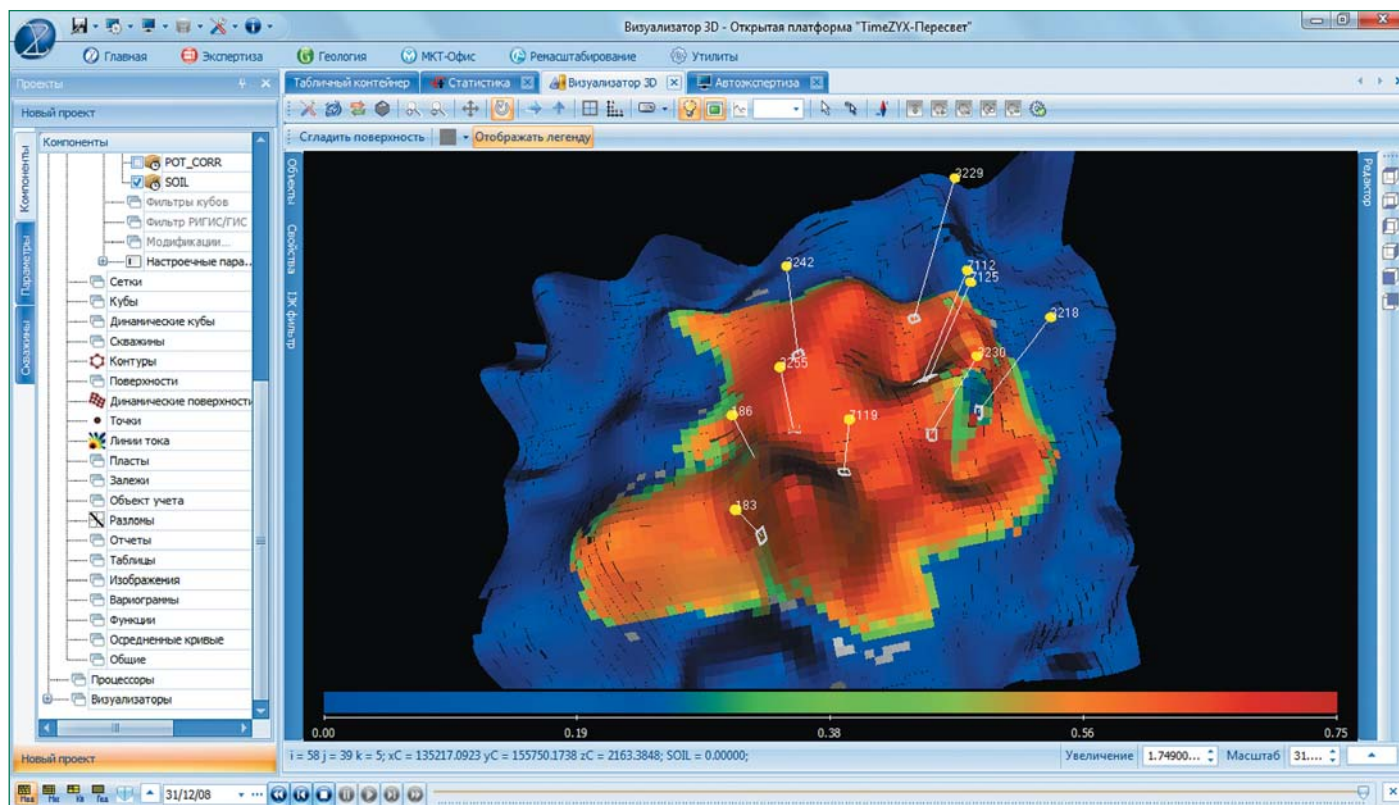


Рисунок 16.
3D визуализатор пользовательского режима модуля «Автоэкспертиза»

средства моделирования, возможность оперативной оценки качества моделей становится важной как для тех, кто создает модели, так и для тех, кто их использует, для тех специалистов, которые осуществляют контроль качества моделей.

В этой связи, наверное, наиболее актуальной задачей является автоматизация самого процесса создания модели или автоматизация поиска оптимальных решений по повышению эффективности разработки и планирования ГТМ. Тем не менее, автоматизация различных этапов экс-

пертизы является важным шагом к решению задач оптимизации разработки.

С учетом простоты и удобства, программный продукт «Автоэкспертиза TimeZYX», не требующий глубокого знания специализированных систем моделирования, может использоваться на всех этапах создания и приемки геолого-гидродинамических моделей проектными организациями и нефтегазодобывающими компаниями, экспертами государственных контролирурующих организаций ■

Литература

1. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений (РД 153-39.0-47-00). М., Минтопэнерго, 2000 г.
2. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. Часть 1-2. Геологические модели. Гидродинамические модели. М., ОАО "ВНИИОЭНГ", 2003 г.
3. Положение о порядке приемки и экспертизы трехмерных цифровых геологических и гидродинамических моделей, создаваемых при подсчете и пересчете запасов месторождений углеводородного сырья. М., Федеральное агентство по недропользованию, 2010 г.
4. Пьянков В.Н., Сыртланов В.Р., Филев А.И. Экспертная система оценки качества построения геолого-технологических моделей месторождений. Нефтяное хозяйство, №4, 2005 г.
5. Бриллиант Л.С., Аржиловский А.В., Цой В.Е. Экспертиза геологических и гидродинамических моделей – основа качества исполнения проектной документации. Вестник Российской академии естественных наук, том 5, № 6, 2005 г.
6. Закревский К.Е., Майсюк Д.М., Сыртланов В.Р. Оценка качества 3D моделей. Москва. ООО "ИПЦ "Маска"", 2008 г.
7. Инновационные технологии для топливно-энергетического комплекса России. Москва. НЦ РИТ, 2010 г.