

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2024.4.253-272>

EDN BDJFFO

УДК 622.279.23/4.001.57

Анализ и развитие методик интегрированного моделирования

Мамонов Д.М., Падин Е. А., Жильцова Д. С.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Analysis and development of methods of integrated modeling

D.M. Mamonov, E.A. Padin, D.S. Zhiltsova

Tyumen Oil Research Center LLC, Tyumen, Russia

E-mail: DMMamonov@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. Важнейшей опорой процессов планирования стратегии разработки является гидродинамическое моделирование, при этом специфика моделирования газовых и газоконденсатных объектов связана со значительным влиянием сети сбора и подготовки газа на технологические режимы работы скважин. Это обуславливает необходимость создания интегрированных моделей систем «пласт – скважины – наземная инфраструктура».

В статье содержится подробный анализ современных методов и принципов работы инструментов для интегрированного моделирования разработки месторождений углеводородов. Рассмотрены различные способы моделирования пласта, системы сбора и подготовки продукции в составе интегрированной модели. Обозначены основные тенденции развития инструментов для интегрированного моделирования, которые позволят повысить быстродействие и точность моделей, что даст возможность прогнозировать динамику более сложных систем добычи.

Ключевые слова: *интегрированная модель, гидродинамическая модель, интегрированная прокси-модель, опция Network, добыча газа*

Для цитирования: Мамонов Д.М., Падин Е.А., Жильцова Д.С. Анализ и развитие методик интегрированного моделирования // Нефтяная провинция.-2024.-№4(40).-С. 253-272. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.4.253-272>. - EDN BDJFFO

Abstract. Simulation of hydro-dynamic model is the principal pillar for planning of development strategy, while specifics of modeling of gas and gas-condensate facilities associ-

ated with significant impact of gas gathering and processing network on well process flow pattern. This stipulates the necessity of integrated model simulation for «formation – wells – surface facilities» system.

The article represents detailed analysis of modern methods and principles of operation of instruments using for integrated modeling during hydrocarbon field development. Represented different approaches to formation and production gathering and processing system simulation as a part of integrated modeling process. Authors delineated basic trends of evolution of integrated modeling instruments allowing improving model speed and accuracy that will give an opportunity to make forecast of more complicated production system dynamics.

Key words: *integrated model, hydro-dynamic model, integrated proxy-model, Network option, gas production*

For citation: D.M. Mamonov, E.A. Padin, D.S. Zhiltsova Analiz i razvitiye metodik integrirovannogo modelirovaniya [Analysis and development of methods of integrated modeling]. Neftyanaya Provintsiya, No. 4(40), 2024. pp. 253-272. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.4.253-272>. EDN BDJFFO (in Russian)

Введение

Преимущества интегрированных моделей (ИМ) были обозначены ещё в начале 2000-х годов, поскольку их использование позволяет достичь полной согласованности расчётных параметров (давление, температура и др.) в общих точках различных элементов системы добычи и подготовки УВ. Другими словами, речь идёт о синхронизации возможностей пласта «отдать», а скважин и труб «принять» флюиды для достижения заданных технико-экономических показателей разработки месторождения.

Модель всей системы добычи состоит из функций, описывающих гидравлические характеристики множества элементов. Элементы имеют общие переменные в узлах их сопряжения. Решение всей системы уравнений и поиск единого гармоничного решения при множестве различных ограничений на переменные и при некотором наборе граничных условий становится сложной вычислительной задачей. Для её решения используется специальный математический аппарат и программное обеспечение.

Существуют различные подходы как к расчету отдельных элементов системы добычи, так и к их интеграции между собой. Соответственно, программное обеспечение позволяет создавать интегрированные модели различной детальности, используя при этом различные модули и алгоритмы.

Задачи, для которых используются интегрированные модели, могут быть различного характера. Это могут быть задачи долгосрочного прогнозирования, когда нужно выполнять стратегическое планирование разработки промысла с учетом процессов извлечения углеводородов из продуктивных пластов и технологических ограничений инфраструктуры. Или же это задачи управления промыслом в режиме реального времени, когда важно быстро воспроизвести текущие режимы работы скважин и оборудования, и оперативно принять решение о возможных изменениях технологических режимов работы оборудования. При этом для каждой из задач предъявляются различные требования к интегрированным моделям, используемым для их решения. Текущая практика такова, что для каждой конкретной задачи используются различные инструменты.

Далее в работе проведен анализ основных подходов интегрированного моделирования, применяемых в ООО «ГННЦ».

Полномасштабная гидродинамическая модель с упрощенным заданием ГСС (ГДМ + NETWORK)

Наиболее доступным вариантом, не требующим использования дополнительных программ, является опция NETWORK, которая поддерживается большинством гидродинамических симуляторов. В этом случае сеть сбора описывается в виде древовидной структуры, в каждой ветке которой потери давления рассчитываются с применением многомерных таблиц VFP (таблицы вертикальных характеристик потока), определяющих характеристики потока флюида. Потери давления могут рассчитываться для опре-

деления потерь давления в скважинах, линейных объектах, насосах, компрессорах. Может применяться для вертикальных, наклонных или горизонтальных секций трубы).

Основным преимуществом опции NETWORK является высокая расчетная скорость. Суть расчета заключается в вычислении устьевых давлений по скважинам путем балансировки расходов и потерь давления в сети сбора.

В рамках данной опции доступны все возможности полноценного гидродинамического симулятора: задание ограничений по скважинам или группам, реализация алгоритмов управления прогнозом (QDRILL, PRORDER), реализация продвинутых условий контроля скважинами (UDQ, ACTION). При использовании NETWORK не требуется корректировка задания сценарных условий в гидродинамической модели, а детальность описания физики пласта максимальна. При этом при описании модели системы сбора существуют следующие ограничения:

- Нет возможности моделирования сложных систем, содержащих, кольцевые участки, лупинги, перемычки;
- Моделирование технологического оборудования (компрессоры, насосы, штуцеры) возможно только с использованием VFP-таблиц без прямого учета характеристик;
- Расчет потерь давления осуществляется на основе объемов продуктов, без учета фазовых превращений;
- Поскольку потери давления описываются в виде VFP-таблиц, оперативно изменять характеристики трубопроводов или технологического оборудования затруднительно, для этого требуется использовать отдельное ПО для препроцессинга;
- Постоянная температура на входе в трубопроводы;

– Учет технологических ограничений по скоростям и давлениям в скважинах и сети возможно только опосредованно через ключевые слова гидродинамического симулятора.

Однако с учетом большого накопленного опыта гидродинамического моделирования с опцией NETWORK специалистами ООО «ТННЦ» используются подходы минимизации критичного влияния вышеперечисленных ограничений применимости. Например:

– Моделирование лупингов можно выполнить, подобрав один трубопровод, но с эквивалентным перепадом давления.

– Дополнительные возможности дает параметр VFP-таблицы ALQ, в качестве которого может рассматриваться любая переменная, что позволяет использовать опцию с большой вариативностью.

Таким образом, опция NETWORK является полноценным инструментом для интегрированного моделирования, который позволяет детально учесть физику пласта и воспроизводить основные физические эффекты сети наземной инфраструктуры. Наиболее уместным вариантом использования представляется проведение долгосрочных, в том числе многовариантных расчетов. [1-2]

Упрощенная модель пласта с детальным заданием сети в GAP

При таком подходе ИМ представляет собой детальную модель сети и упрощенное описание притока из пласта по каждой скважине.

Данная модель сети позволяет учитывать температурные эффекты, рассчитывать более сложные архитектуры ГСС (например, кольцевые системы, схемы с лупингами и перемычками), описывать компрессорное и насосное оборудование с учетом соответствующих характеристик.

Расчет сети возможен как с учетом оптимизатора, так и без него (при заданных управляющих параметрах). Современное ПО, например, GAP,

Pipesim, тНавигатор позволяет задавать различные технологические ограничения (скорости, давления, температуры и другие) в любых элементах сети. Приток из пласта чаще всего на практике описывается с помощью одного из следующих подходов:

1. Индикаторные кривые притока
2. Кривые падения добычи или давления («Decline Curve»)
3. Модель материального баланса

Рассмотрим более детально каждый из подходов.

1. Индикаторные кривые притока

В этом случае приток из пласта описывается в виде задания по каждой скважине продуктивности и пластового давления. Могут использоваться различные методики описания притока (линейный, Вогеля, Форхгеймера и другие). Параметры могут динамически изменяться со временем или быть зафиксированы на период расчета. Динамика поведения параметров (коэффициент продуктивности и пластовое давление) может быть задана, например, с помощью трендов на основе фактических данных. С точки зрения быстродействия удачным решением является, например, расчет в GАР при заданном пластовом давлении и продуктивности скважин, который позволяет оперативно оценивать текущие режимы работы скважин и оборудования при заданных ограничениях. Однако, такой расчет подходит только для описания текущего режима или краткосрочных расчетов на период нескольких дней (но не более одного месяца). Данный подход является наиболее простым способом описания притока из пласта по каждой скважине, который требует минимального количества исходных данных, но при этом не позволяет учитывать геолого-физические характеристики залежи и взаимовлияние между скважинами.

2. Кривые падения («Decline Curve»)

Также на практике используются различные выгрузки на основе более детальных моделей пласта, например, подход на основе кривых падения

давления или добычи (Decline Curve) [2]. В этом случае модель может использоваться для проведения средне- и долгосрочных расчетов.

Суть подхода заключается в формировании трендов пластового давления, фазовых соотношений (газовый фактор, обводненность и др.) для каждой скважины в зависимости от накопленной добычи основного добываемого флюида. Зависимости строятся на базе предварительно рассчитанной гидродинамической модели. Дополнительно по каждой скважине задаются продуктивные характеристики.

При выполнении расчета ИМ на каждом расчетном шаге в ходе нахождения потокораспределения в модели сети находится рабочий режим по каждой скважине (как точка пересечения кривых притока и оттока). Рассчитывается накопленная добыча основного добываемого флюида, значение которой используется при расчете пластового давления, фазовых соотношений для следующего расчетного шага.

Важно понимать, что используемые кривые падения соответствуют какому-то конкретному сценарию расчета гидродинамической модели, поэтому применение их для существенно отличных сценариев может вносить серьезные погрешности. Поэтому применение подобного подхода для решения комплексных оптимизационных задач не рекомендуется, т.к. возникает необходимость в пересчете гидродинамической модели для формирования новых кривых падения.

3. Модель материального баланса

Другим вариантом является модель сети в GAP, но с более детальным описанием пласта в виде модели материального баланса, реализованной в ПО MVal.

Модель материального баланса в MVal может описывать как пласт в целом, так и отдельные зоны. В случае выделения ячеек материального баланса по отдельным зонам могут учитываться перетоки между ними с помо-

щью задания коэффициентов проводимости между каждой парой ячеек материального баланса. В случае большого количества ячеек материального баланса нахождение коэффициентов проводимости может оказаться непросто вычислительной задачей.

Каждая взятая ячейка материального баланса, которую на практике еще называют «танк», является нульмерной моделью, то есть в ней нет направления и положения в пространстве оцениваемых параметров и моделируемых процессов. Например, в рамках модели не представляется возможным выполнить локальную оценку выделившегося газа при снижении давления ниже давления насыщения или разделить неэффективную закачку, на ушедшую по площади и по разрезу.

Основными допущениями модели материального баланса являются:

- Пласт однородный и изотропный;
- Тренд изменения давления постоянный для всего «танка»;
- Любые процессы проходят в изотермических условиях;
- Свойства флюида определяются для среднего пластового давления

на рассматриваемый момент времени.

Данная модель не может учитывать различные мероприятия по скважинам (например, РИР, значительно снижающие обводненность скважин), ввод новых скважин у которых технологические параметры работы значительно отличаются от действующих скважин (например, входная обводненность или газовый фактор существенно ниже).

Модель материального баланса позволяет прогнозировать средневзвешенное пластовое давление для всего «танка», а также фазовые соотношения (обводненность, газовый фактор и др.) на основе настроенных на исторические данные ОФП (по каждой скважине или для всего «танка»). При интеграции с сетью (моделью GAP) возможно на каждую скважину задавать постоянную поправку пластового давления, именуемую «dPShift», а также постоянное значение коэффициента продуктивности.

Основная область применения таких моделей – кратко-, среднесрочное прогнозирование. Однако, следует понимать, что прогнозирование будет на концептуальном уровне, т.е. на уровне всего пласта или больших его частей. Если же требуется более детальная разбивка (вплоть до каждой скважины), то создание и настройка модели MBal будет требовать большого количества данных и значительных трудозатрат, что будет снижать эффективность модели и нивелировать основные преимущества инструмента – быстродействие и простоту.

Сопоставление трех подходов к упрощенному моделированию пласта представлено на рис. 1.

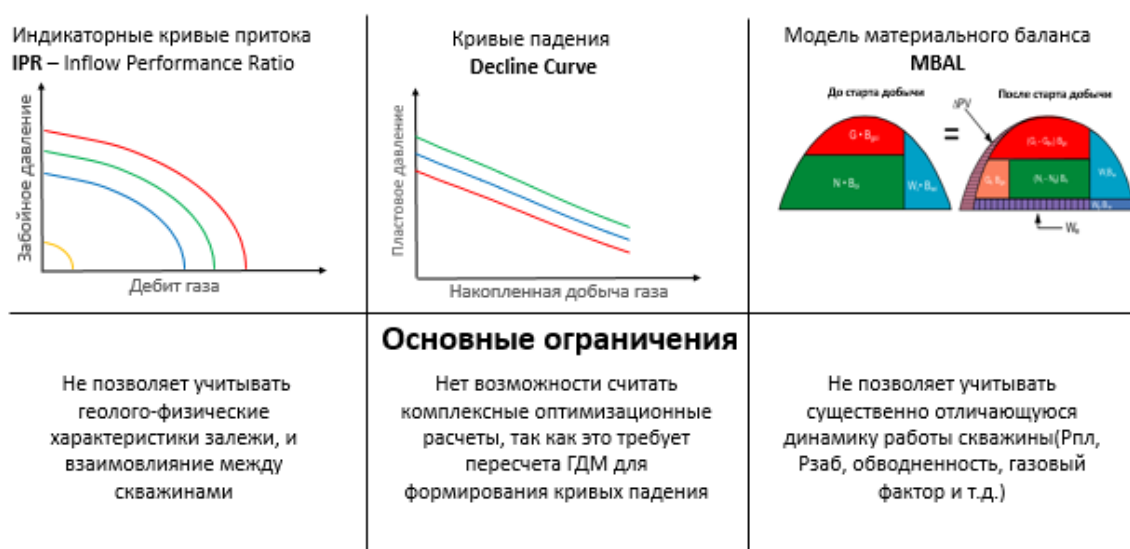


Рис. 1. Основные ограничения ИМ с упрощенной моделью пласта

Полномасштабная интегрированная модель (ГДМ + GAP)

Данный тип ИМ является наиболее детальным с точки зрения описания физики процессов как в подземной, так и наземной частях. Как правило, данный вариант требует применения дополнительного программного модуля – интегратора, который отвечает за управление и передачу данными между различными приложениями.

При расчете ИМ на каждом временном шаге выполняются следующие этапы (Рис. 2):

1. Расчет и формирование индикаторных кривых притока (IPR) в гидродинамическом симуляторе;
2. Передача IPR и PVT (плотности/составы) по каждой скважине из модели пласта в модель сети сбора;
3. Решение задачи потокораспределения в модели сети с учетом оптимизатора (учет заданных ограничений по добыче, давлению, скоростям потока и др.) или без него;
4. Передача рассчитанного в модели сети дебита основной фазы (жидкость или газ) по каждой скважине в качестве ограничения для гидродинамического симулятора;
5. Расчет временного шага гидродинамического симулятора до следующего шага балансировки с сетью.

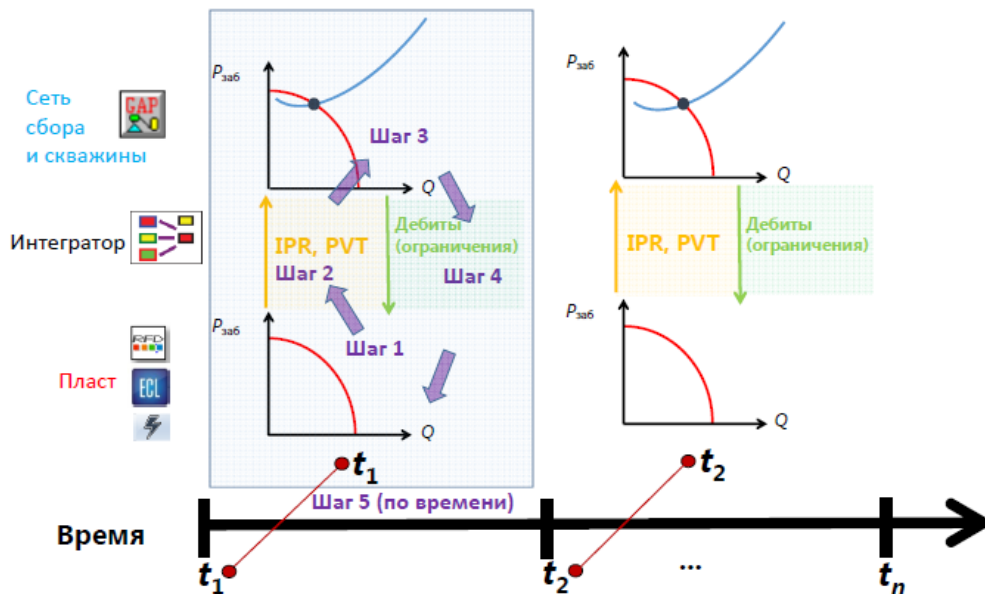


Рис. 2. Явная схема расчета ИМ

Важно отметить, что использование данного типа моделей требует высокого качества адаптации каждой из моделей. Недостаточное качество настройки одной из моделей-компонент или настройка моделей на различные данные может приводить как ухудшению стабильности счета, так и снижению прогностической способности модели в целом.

Другой сложностью на этапе подготовки ИМ к расчету заключается в необходимости перенести все технологические ограничения из гидродинамического симулятора в модель сети. Однако ряд условий управления скважинами, таких как автоматическое включение скважин, задание рейтинга скважин, требует задания пользовательских алгоритмов. Встроенные алгоритмы расчета ИМ включают как логику управления скважинами, учитывающую ограничения с помощью «свода правил», так и полноценный оптимизатор. Проблема встроенных алгоритмов связана с тем, что при большом количестве скважин и технологических ограничений поиск решения требует существенных временных ресурсов, при этом полученный результат часто не отвечает требованиям стабильности и оптимальности решения системы.

Несмотря на указанные недостатки данный тип моделей является наиболее распространенной при решении задач интегрированного моделирования. Помимо максимальной детальности каждой модели-компоненты другими преимуществами такого подхода являются:

- Использование моделей в существующем ПО без необходимости конвертации;
- Возможность подключения модели системы подготовки, экономической модели или любых других моделей с использованием встроенных или пользовательских приложений;
- Широкая функциональность по управлению расчетами с использованием пользовательских скриптов и workflow.

Таким образом, данная модель детально описывает систему добычи на каждом отдельно взятом уровне, однако с точки зрения интеграции и оптимизации системы в целом существует ряд проблем и недостатков. Тем не менее данная ИМ получила широкое распространение в отрасли, в первую очередь, при проведении долгосрочных расчетов и используется как эталон при сравнении с более простыми моделями.

Модуль интегрированного прокси-моделирования

Инструмент является авторской разработкой сотрудников ООО «Тюменский нефтяной научный центр» и стал золотой серединой между «моделью материального баланса + ГСС в GАР» (одной из наиболее простых версий ИМ) и типом моделей «ГДМ + ГСС в GАР» (наиболее детальной версией ИМ). Расчет внутрислоистой фильтрации флюидов основан на законах гидродинамики и материального баланса.

Время расчета прокси-модели в сравнении детальными моделями в разы меньше – на персональном компьютере до 5 часов в случае самых сложных моделей, тогда как расчет полномасштабной ИМ занимает до 5 дней, а расчет гидродинамической модели с опцией Network – до 24 часов.

Расчетная схема модуля интегрированного прокси-моделирования аналогична полномасштабным инструментам, но с некоторыми особенностями (Рис. 3). Модель пласта является однослойной, ячейки гидродинамической сетки могут формироваться только для газонасыщенной области. Ячейки модели могут иметь любую форму и размеры. Для учета водонапорного режима функционал модуля позволяет подключить модель водоносного горизонта с настраиваемыми свойствами к нижним и боковым граням газонасыщенных ячеек. Изменение насыщенности в объемах ячеек учитывает внедрение воды. Продвижение воды к забоям скважин настраивается проводимостью граней ячеек.

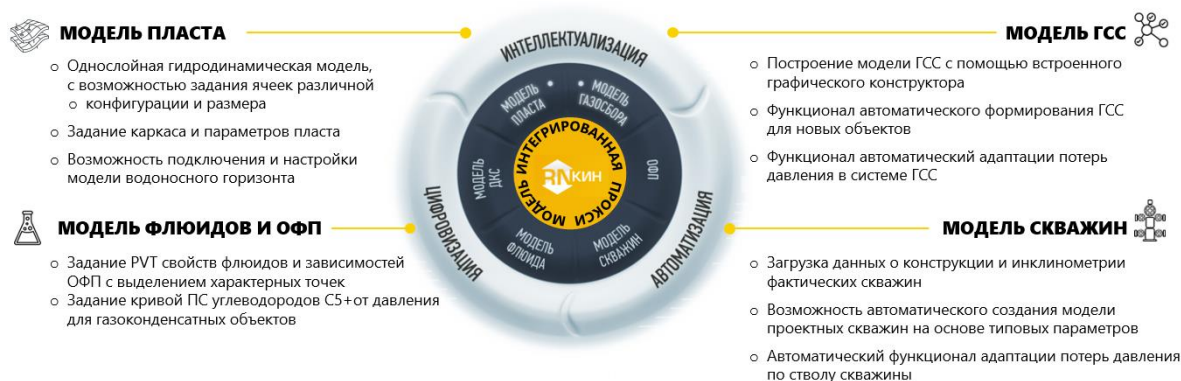


Рис. 3. Основные особенности модуля интегрированного прокси-моделирования

Входными данными для моделирования скважин являются инклинометрия, информация о параметрах насосно-компрессорных труб и продуктивности в виде коэффициентов фильтрационного сопротивления a и b . В модуле реализованы алгоритмы автоматической адаптации потерь давления по стволу скважины на данные гидродинамических и газоконденсатных исследований скважин. Расчет производится с помощью эмпирических корреляционных зависимостей, моделирующих движение многофазного флюида (газ+конденсат+вода) по стволу скважины. При этом расчет является изотермическим.

Наземная сеть формируется с помощью графического конструктора объектов сбора и регулирования добычи, с заданием параметров этих объектов.

Гидродинамический расчет движения газожидкостных потоков в системе трубопроводов реализован с помощью детерминированной физико-математической модели. Расчет технологических показателей разработки пласта, параметров работы скважин и объектов наземной сети сбора осуществляется с заданием сценарных условий как для модели в целом, так и для отдельных объектов на выбранный период прогнозирования.

Расчетная схема модуля включает три этапа расчета: обособленный расчет модели пласта (управляющими параметрами являются добыча газа и конденсата), обособленный расчет модели скважин и ГСС (управляющими параметрами являются динамика пластового давления, полученная на предыдущем этапе и давление на входной гребенке установки комплексной подготовки газа) и расчет интегрированной связки пласт-скважина-ГСС. А интерфейс модуля представляет собой полноценный постпроцессор с графическим и табличным отображением результатов (Рис. 4) [3-7].

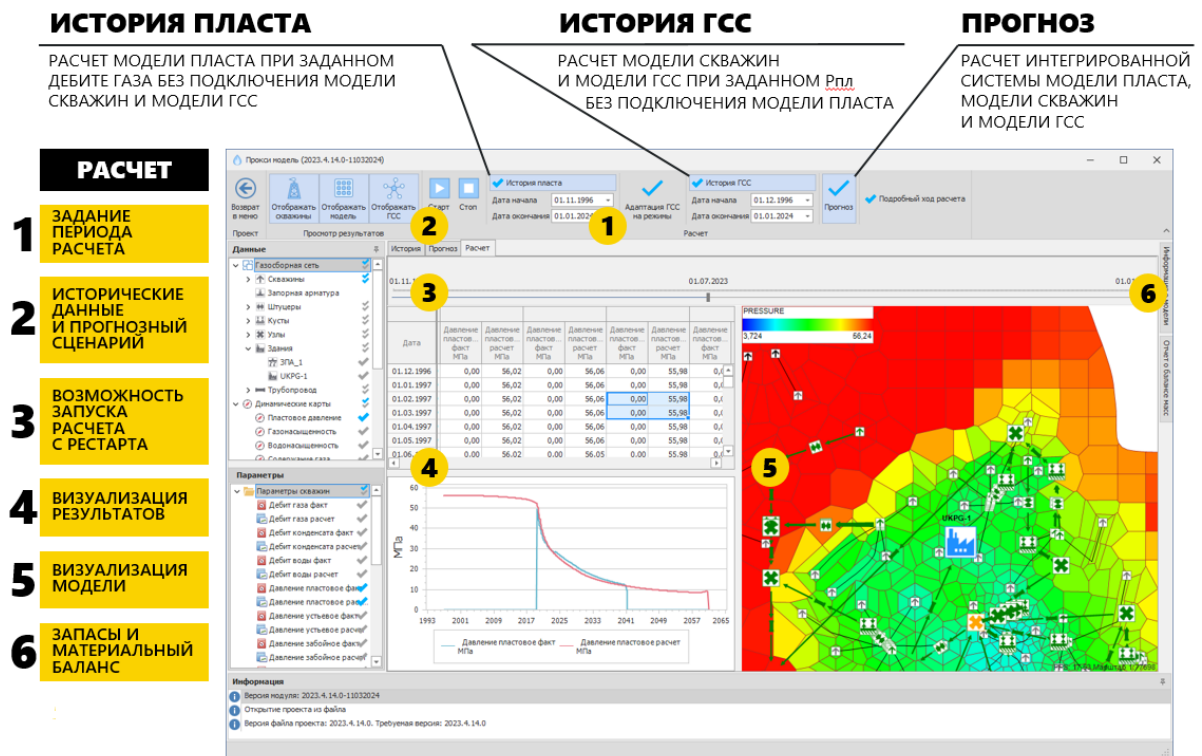


Рис. 4. Функционал модуля интегрированного прокси-моделирования

Базовый функционал модуля интегрированного прокси-моделирования применим для работы с однопластовыми газовыми и газоконденсатными залежами, также модуль применим для автоматического определения оптимальной стратегии разработки для новых месторождений путем многовариантных расчетов.

При этом формирование проектного фонда скважин любой конструкции и его кустование выполняется автоматически с учетом заданных пользователем параметров и ограничений, а сетка модели пласта автоматически перестраивается в зоне размещения фонда скважин индивидуально под каждый вариант (Рис. 5). Исходными данными являются количество скважин (задается пользователем на основе удельных запасов конденсата и газа), расстояние между скважинами и тип заканчивания проектных скважин (при выборе горизонтальных скважин уточняются длина и угол поворота ствола). Алгоритм кустования выполняет подбор минимального количества кустов с учетом заданных ограничений максимального отхода и максимального количества скважин в кусте.

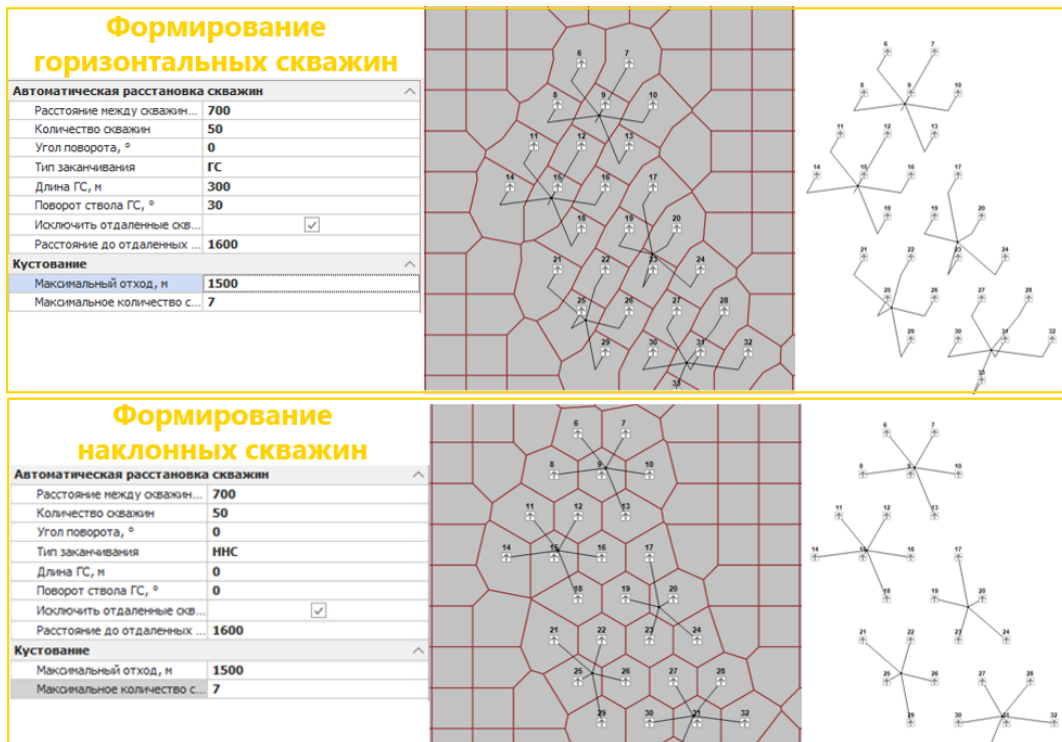


Рис. 5. Формирование проектного фонда скважин

Также реализован функционал автоматического формирования оптимальной системы сбора (Рис. 6). Алгоритм автоматического формирования газосборной сети основан на решении задачи Штейнера с усложнением в виде экономической составляющей.

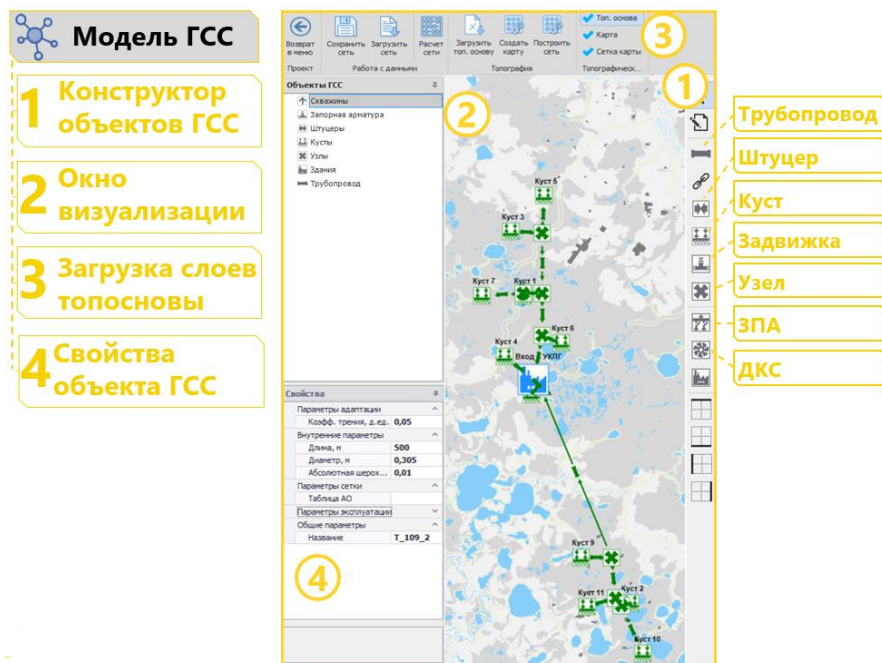


Рис. 6. Формирование модели ГСС

Формирование сценарных условий для многовариантных расчетов, выполнение расчетов и отображение результатов по рассмотренным вариантам осуществляется в автоматическом режиме на соответствующей вкладке модуля. Здесь же задаются темпы отбора, расстояния между проектными скважинами, количества скважин, типа заканчивания и диаметра насосно-компрессорных труб по вариантам (Рис. 7).

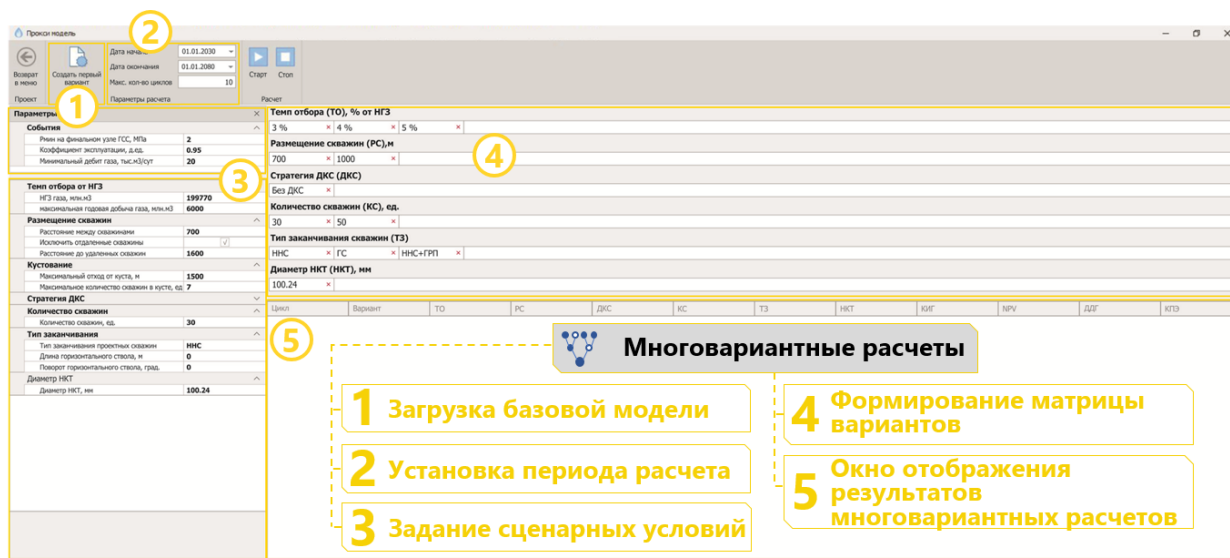


Рис. 7. Формирование сценарных условий для многовариантных расчетов

Особенности функционала определяют ограничения применимости инструмента:

- Нефтяные, нефтегазовые и нефтегазоконденсатные залежи;
- Газовые и газоконденсатные объекты с многозабойными скважинами;
- Залежи с двойной пористостью и двойной проницаемостью;
- Решение задач, требующих детального моделирования призабойной зоны

Таким образом, модуль интегрированного прокси-моделирования позволяет со средней детальностью учесть физику пласта и воспроизвести

основные физические эффекты в газосборной сети. Наиболее уместным вариантом использования представляется проведение долгосрочных, в том числе многовариантных расчетов в силу оперативности расчета.

Место моделей в процессах решения бизнес-задач

В табл. 1 представлена сопоставительная характеристика рассмотренных инструментов, которая показывает основные особенности каждого из них. Видно, что разработанный инструмент интегрированного прокси-моделирования опережает классические упрощенные подходы интегрированного моделирования (IPR+GAP, Decline Curve+GAP, Mbal+GAP) по детальности модели пласта, простоте использования и точности расчета в целом. В то же время отставание по точности от полномасштабных инструментов незначительно, особенно с учетом меньшего расчетного времени и низкой трудоемкости при работе с инструментом в целом. Таким образом, можно отметить, что модуль интегрированного прокси-моделирования может быть использован в качестве препроцессинга перед детальными расчетами, позволяет оперативно и качественно прорабатывать множество вариантов при планировании стратегии разработки с минимальным снижением точности расчетов. После этого только наиболее перспективные сценарии рассчитываются на полномасштабных гидродинамических и интегрированных моделях для уточнения технологических параметров, что в конечном итоге увеличивает качество принимаемых решений.

При этом функционал выбора оптимальной стратегии разработки новых месторождений в автоматизированном режиме дополнительно расширяет область применения авторского инструмента интегрированного прокси-моделирования в части самостоятельного использования без дальнейших расчетов на полномасштабных ИМ в случае ограниченного количества доступных исходных данных.

Таблица 1

Сопоставление инструментов интегрированного моделирования

	Детальность модели пласта	Детальность модели ГСС	Простота использования	Скорость расчета	Точность расчета	Горизонт планирования	Итоговый балл
IPR+GAP	★	★ ★ ★	★ ★ ★	★ ★ ★	★ ★ ★	★ ★ ★	9
Decline Curve+GAP	★	★ ★ ★	★ ★ ★	★ ★ ★	★ ★ ★	★ ★ ★	9,5
Mbal+GAP	★	★ ★ ★	★ ★ ★	★ ★ ★	★ ★ ★	★ ★ ★	10
ГДМ+Network	★ ★ ★	★ ★ ★	★ ★ ★	★ ★ ★	★ ★ ★	★ ★ ★	13,5
ГДМ+GAP	★ ★ ★	★ ★ ★	★ ★ ★	★ ★ ★	★ ★ ★	★ ★ ★	13,5
Прокси-модель	★ ★	★ ★ ★	★ ★ ★	★ ★ ★	★ ★ ★	★ ★ ★	13,5

В тоже время все еще требуется дополнительная работа над скоростью расчета даже в случае упрощенных инструментов, что явно обозначает пути развития будущих и уже разработанных инструментов.

Заключение

Универсального инструмента, позволяющего одновременно решать задачи различного характера по управлению разработкой месторождений углеводородов, на текущем этапе развития моделирования не существует. Одни модели позволяют оперативно воспроизводить текущее состояние работы промысла, однако неинформативны для задач долгосрочного планирования. Другие позволяют детально описать процессы в продуктивных пластах и системах сбора и подготовки, однако требуют длительной подготовки, настройки, отладки, а возможно и доработки существующих алгоритмов управления промыслом, что делает их непригодными для повсеместного использования.

Развитие направления интегрированного моделирования связано как с совершенствованием отдельных типов моделей (сокращение времени расчета, увеличение точности описания физических процессов, автоматизация рутинных процессов работы с моделями и т.д.), так и с разработкой методик совместного использования моделей различной детальности, когда различные типы моделей не заменяют, а дополняют друг друга.

Список литературы

1. Кузеванов М.А., Глумов С.В., Бучинский С.В. Интегрированная модель системы пласт – скважина – система сбора – система подготовки многопластового нефтегазо-конденсатного месторождения // Научно-технический вестник ОАО «НК «РОС-НЕФТЬ». -2016. - №42. - С. 25-27.
2. Падин Е.А., Юшков А.Ю. 2023. Новые подходы к упрощению интегрированных моделей // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. Том 9. № 4 (36). С. 108–127. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2023-9-4-108-127>
3. Оперативное прогнозирование разработки газовых месторождений на основе интегрированного прокси-моделирования / Архипов Ю.А. [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2022. – №1. – С. 74-76.
4. Пospelова Т.А. Механизм построения универсальной математической прокси-модели гидродинамических систем нефтяных и газовых месторождений на основе метода крупных контрольных объемов / Т.А. Пospelова // Бурение и нефть. – 2021. – №5(Май). – С. 40-43.
5. Стрекалов А.В. Математические модели гидравлических систем для управления системами поддержания пластового давления. - Тюмень. - 2007.
6. Практическое руководство по интегрированному моделированию газовых и газоконденсатных месторождений: монография / Падин Е.А., Мубаракшин Л.Н., Орехов Е.Н., Рейтблат Е.А., Пospelова Т.А. – ООО «Тюменский нефтяной научный центр», 2023. – 176 с.
7. Орехов Е.Н., Новиков А.В., Выдрина О.С., Мамонов Д. М. Комплексное управление добычей газоконденсатного промысла // Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 6(42). С. 62–69. EDN NSJPCS.

References

1. M.A., Kuzevanov, S.V. Glumov, S.V. Buchinsky, 2016. *Integrated model of the “reservoir – well – gathering system – treatment system” chain of a multi-reservoir oil and gas condensate field*, Scientific and Technical Bulletin of ROSNEFT, No. 42, pp. 25-27. (in Russian)
2. Padin, E.A., & Yushkov, A.Yu. (2023). New approaches to simplification of integrated asset models. Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, 9(4), 108–127. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2023-9-4-108-127> (in Russian)
3. Yu.A. Arkhipov [et al.], 2022. *Operational forecasting of a gas field development based on integrated proxy modeling*, Oil industry. No. 1, pp. 74-76. (in Russian)
4. T.A. Pospelova, 2021. *The building mechanism of a universal mathematical proxy model of hydrodynamic systems of oil and gas fields based on the large control volumes method*, Drilling and Oil, No.5 (May), pp. 40-43. (in Russian)
5. A.V. Strekalov, 2007. *Mathematical models of hydraulic systems for controlling reservoir pressure maintenance systems*. Tyumen. (in Russian)
6. Practical Guide to Integrated Modeling of Gas and Gas-Condensate Fields: monography / Egor A. Padin, Lenar N. Mubarakshin, Evgenii N. Orekhov, Elena A. Reitblat, Tatiana A. Pospelova – Tyumen Petroleum Scientific Center, LLC, 2023. – 176 p. (in Russian)
7. Orekhov E.N., Novikov A.V., Vydrina O.S., Mamonov D.M. Integrated management of gas condensate production // Scientific journal of the Russian gas society. 2023;6(42):62-69. EDN NSJPCS. (in Russian)

Сведения об авторах

Мамонов Дмитрий Михайлович, главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
Россия, 625048, Тюмень, ул. Максима Горького, д. 42
E-mail: DMMamonov@tnc.rosneft.ru

Падин Егор Александрович, эксперт, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
Россия, 625048, Тюмень, ул. Максима Горького, д. 42
E-mail: EA_Padin2@tnc.rosneft.ru

Жильцова Дарья Сергеевна, специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
Россия, 625048, Тюмень, ул. Максима Горького, д. 42
E-mail: DSZhiltsova@tnc.rosneft.ru

Authors

D.M. Mamonov, chief specialist, Tyumen Oil Research Center LLC
42, Maxim Gorky Str., Tyumen, 625048, Russian Federation
E-mail: DMMamonov@tnc.rosneft.ru

E.A. Padin, expert, Tyumen Oil Research Center LLC
42, Maxim Gorky Str., Tyumen, 625048, Russian Federation
E-mail: EA_Padin2@tnc.rosneft.ru

D.S. Zhiltsova, specialist, Tyumen Oil Research Center LLC
42, Maxim Gorky Str., Tyumen, 625048, Russian Federation
E-mail: DSZhiltsova@tnc.rosneft.ru

Статья поступила в редакцию 23.08.2024
Принята к публикации 17.12.2024
Опубликована 30.12.2024