

## Новые подходы к упрощению интегрированных моделей

Егор Александрович Падин<sup>1</sup>✉, Антон Юрьевич Юшков<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup> Тюменский нефтяной научный центр, Тюмень, Россия

<sup>2</sup> Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия  
Контакт для переписки: ea\_padin2@tnnc.rosneft.ru✉

**Аннотация.** На текущий момент в направлении моделирования разработки нефтегазовых месторождений наблюдается тенденция к переходу от моделей отдельных элементов системы добычи к комплексным интегрированным моделям промыслов добычи углеводородов. Особенно актуально применение таких моделей для корректного прогнозирования и управления добычей углеводородов на газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождениях, где параметры наземной инфраструктуры определяют динамику добычи не меньше, чем скважины и продуктивные пласты.

Сложность интегрированных моделей связана с трудоемкостью их создания и высокими требованиями к вычислительным и временным ресурсам, необходимым для разработки и сопровождения моделей.

В данной статье предложены подходы, позволяющие повысить оперативность выполнения расчетов интегрированных моделей и при этом сохранить качество прогнозирования, что способствует увеличению ценности моделирования и детальности проработки проектных решений. Авторами выполнено исследование четырех конфигураций интегрированных моделей. В первую очередь представлены особенности работы детальной интегрированной модели, а затем описаны методы упрощения как модели пласта, так и сети сбора. Для каждой модели приведены ключевые характеристики, а также алгоритмы расчета.

На примере газового месторождения выполнен численный эксперимент с использованием всех рассмотренных конфигураций, проведено сопоставление основных технологических показателей разработки, которое дало схожие результаты по всем конфигурациям.

На основе проведенной работы сделан вывод о возможности применения подобных упрощенных интегрированных моделей для выполнения оперативных

(и в том числе многовариантных) расчетов в дополнение к детальным интегрированным моделям.

**Ключевые слова:** интегрированная модель, упрощенная интегрированная модель, оптимизация, модель пласта, модель сети сбора, программа-интегратор, опция NETWORK

**Цитирование:** 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>

Поступила 25.10.2023; одобрена 11.12.2023; принята 15.12.2023

## New approaches to simplification of integrated asset models

Egor A. Padin<sup>1</sup>✉, Anton Yu. Yushkov<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup> Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russia

<sup>2</sup> Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

Corresponding author: ea\_padin2@tnnc.rosneft.ru ✉

**Abstract.** The current trend in modeling of the development of oil and gas fields is the transition from models of individual elements of the production system to complex integrated asset models (IAM) of hydrocarbon production fields. The use of such models is especially relevant for the correct forecasting and management of hydrocarbon production in gas, gas condensate and oil and gas condensate fields, where the parameters of facility infrastructure determine the dynamics of production no less than wells and productive reservoirs.

The complexity of integrated asset models is associated with the labor-intensive of its creation and the high requirements for computational and time resources required to create and maintain models.

This article proposes approaches to increase the efficiency of calculations of integrated asset models while maintaining the quality of forecasting, which helps to increase the value of modeling and the degree of details of development of project solutions. A study of four integrated asset models configurations was carried out. Firstly, the operating features of a detailed integrated asset model are presented, and then methods for simplifying both the reservoir model and the gathering system model are described. For each model, key characteristics are given, as well as calculation algorithms.

Through the example of a gas field, a numerical experiment was performed using all the considered configurations; a comparison of the main technological parameters of development was carried out, which showed similar results for all configurations. Based on the study, a conclusion was made about the possibility of using such simplified integrated asset models to perform operational, including multivariate calculations in addition to detailed integrated asset models.

**Keywords:** integrated asset model, simplified integrated asset model, optimization, reservoir model, gathering system model, program-integrator, NETWORK option

**Citation:** 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>

Received October 25, 2023; Reviewed December 11, 2023; Accepted December 15, 2023

## Введение

В последние годы в нефтегазовой отрасли активно развивается интегрированное динамическое моделирование одновременно всех объектов системы добычи углеводородов (УВ) для отдельно взятых промыслов. Помимо гидродинамических моделей (ГДМ) продуктивных пластов, интегрированные модели (ИМ) включают модели скважин, модель сети сбора и модель системы подготовки продукции.

Основным преимуществом ИМ является то, что их использование позволяет достичь полной согласованности расчетных параметров (давление, температура и др.) в общих точках различных элементов системы добычи и подготовки УВ. Другими словами, речь идет о синхронизации возможностей пласта «отдать», а скважин и труб — «принять» флюиды для достижения заданных технико-экономических показателей разработки месторождения [Костюченко и др., 2003].

Общепринятой практикой является использование детальной трехмерной ГДМ в связке с гидравлической моделью сети сбора [Харитонов и др., 2010; Игнатьев и др., 2013; Кармазин и др., 2015; Язьков, Кудрин, 2016; Баталов и др., 2018; Степанчук, Амангалиев, 2018]. Такая модель считается наиболее точной и достоверной ввиду наибольшего количества учитываемых факторов и процессов. При такой конфигурации модели в большинстве случаев для получения совместного решения требуется отдельное приложение — интегратор, который отвечает за обмен информацией между отдельными программными продуктами.

Детальная ИМ требует значительных ресурсов на подготовку и выполнение расчетов. В связи с этим актуальной задачей является разработка упрощенных (альтернативных) подходов моделирования системы «пласт — скважины — сеть сбора», позволяющих учесть ключевые физические процессы и оптимизировать время расчетов [Бикбулатов и др., 2015; Вознюк и др., 2018].

## Методы

Необходимость учета связки «пласт — скважины — сеть сбора» при моделировании и требование оперативности расчетов привели к большому количеству исследований, направленных на разработку упрощенных моделей элементов подземной и наземной добычи.

Одним из наиболее распространенных способов упрощения модели пласта является использование материального баланса, с помощью которого возможно описать как пласт в целом, так и отдельные зоны. Подобный подход представлен в работах [Бахтий и др., 2020; Nnamdi, 2020]. Другим способом упрощения модели пласта может быть применение кривых падения добычи или давления (от англ. decline curve), такие методы описаны в [Kritsadativud и др., 2015]. В свою очередь, ускорению и аппроксимации детальных трехмерных ГДМ также посвящается большое количество исследований. В них рассматриваются, например, методики апскейлинга [Li, Durllofsky, 2016], однослойные модели [Архипов и др., 2022], модели на основе линий тока [Datta-Gupta, King, 2007], подходы на основе FMM (fast marching method) [Xie и др., 2015].

Основным методом упрощения модели сети сбора продукции является использование опции NETWORK, решение производственных задач на ее основе представлено в работах [Скворцов, Глумов, 2014; Кузеванов и др., 2016].

С увеличением работ в направлении искусственного интеллекта и машинного обучения появляются исследования по созданию прокси-моделей системы добычи на их основе (см., например, [He и др., 2016]).

В данной работе рассмотрены следующие четыре конфигурации ИМ:

- 1) базовый случай (детальная ИМ);
- 2) упрощение модели сети сбора (опция NETWORK);
- 3) упрощение модели пласта (прокси-модель на основе динамических IPR);
- 4) упрощение моделей пласта и сети сбора (прокси-модель IPR + VFP).

Далее подробнее рассмотрим особенности каждого варианта.

### Вариант № 1. Базовый случай (детальная ИМ)

В базовом случае рассмотрим детальную ИМ, состоящую из следующих элементов: трехмерной детальной ГДМ, моделей скважин, модели системы сбора/закачки.

Наиболее распространенная конфигурация модели предполагает использование программы-интегратора, которая отвечает за обмен информацией между отдельными приложениями и верхнеуровневую оптимизацию.

В этом случае нахождение общего решения для системы добычи осуществляется последовательно для модели пласта и модели сети сбора с учетом передачи данных между ними. Чаще всего связи между моделями пласта и сети сбора формируются на забоях скважин. Модели потока по стволу скважин обычно описываются кривыми лифта (vertical flow performance, VFP), характеризующими зависимость забойного давления ( $P_{\text{заб}}$ ) от величин расхода ( $q$ ) и устьевого давления ( $P_{\text{уст}}$ ) и описывающими потери давления при движении флюида в стволе скважины. Основной информацией, которая

передается из модели пласта, являются кривые притока (inflow performance relationship, IPR), описывающие зависимость  $P_{заб}$  от величин  $q$  и пластового давления ( $P_{пла}$ ) и характеризующие продуктивность скважины. Обе функции — IPR и VFP — являются, по сути, гидравлическими характеристиками отдельных элементов. В первом случае это интервал вскрытия и призабойная зона пласта, во втором — колонна лифтовых труб в скважине.

При использовании подобной ИМ типовая схема расчета на каждом временном шаге, начиная с нулевого, выглядит следующим образом (рис. 1):

1. Формирование IPR на основе расчета гидродинамического симулятора.
2. Передача IPR- и PVT-свойств (плотности/составы) по каждой скважине из модели пласта в модель сети сбора.
3. Решение задачи потокораспределения в модели сети (с учетом заданных кривых IPR и VFP) с использованием оптимизатора (учет заданных ограничений в узлах сети сбора 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.

Основным преимуществом использования программы-интегратора является возможность комбинировать модели-компоненты, созданные в различных программных продуктах, без необходимости дополнительной конвертации.

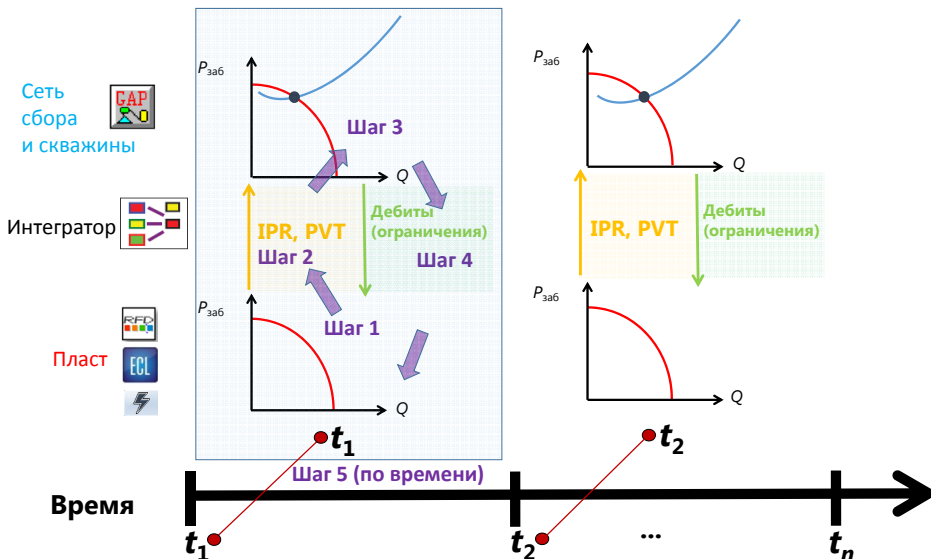


Рис. 1. Базовый случай. Схема расчета

Fig. 1. Base case. Calculation scheme

В качестве недостатков использования подобного подхода можно отметить необходимость применения отдельных программных продуктов для расчета каждой модели-компоненты, а также длительность выполнения расчетов, которая связана с детальностью описания составляющих моделей. Кроме того, часто встречаемой проблемой является нестабильность расчетной схемы, которая связана с последовательной передачей данных от одного приложения к другому, что может приводить к осцилляциям в динамике добычи при резких изменениях параметров в отдельных моделях.

## **Вариант № 2. Упрощение модели сети сбора (опция NETWORK)**

Наиболее распространенным подходом, позволяющим сократить время расчета ИМ, но при этом сохранить детальность описания пласта и учесть влияние сети сбора на работу скважин, является использование опции NETWORK, входящей в гидродинамические симуляторы.

Опция NETWORK поддерживается основными гидродинамическими симуляторами (Eclipse, Tempest, tNavigator и др.). В этом случае сеть сбора описывается в виде древовидной структуры, в каждой ветке которой потери давления рассчитываются по VFP-таблице (рис. 2).

Основным преимуществом опции NETWORK является ее встроенность в ядро гидродинамического симулятора, что обеспечивает высокую скорость расчетов. Суть расчета заключается в динамическом вычислении устьевых давлений скважин путем выравнивания расходов и потерь давления в сети сбора. В рамках данной опции доступны все возможности полноценного гидродинамического симулятора: задание ограничений по скважинам или группам, реализация всех имеющихся алгоритмов управления прогнозом. Но при этом отсутствует возможность моделирования сложных систем, содержащих кольцевые участки, лупинги, перемычки, а также не учитывается изменение температуры при смене режима работы наземной сети.

Однако большой опыт использования опции NETWORK в отрасли, особенно при работе с газовыми объектами, показывает, что вышеперечисленные ограничения или не оказывают критичного влияния на результат, или могут быть устранены. Например, моделирование лупингов можно выполнить, подобрав один трубопровод, но с эквивалентным перепадом давления.

Таким образом, можно заключить, что опция NETWORK является полноценным инструментом для ИМ, который позволяет сохранить детальность описания пласта и учесть влияние сети сбора на режимы работы скважин.

## **Вариант № 3. Упрощение модели пласта (прокси-модель на основе динамических IPR)**

Как было показано ранее, в отрасли существуют различные подходы по упрощению модели пласта. Далее рассмотрен предложенный в работе [Yang и др., 2022] подход, основанный на использовании предварительно обученных IPR-таблиц. Модель пласта описывается в виде набора IPR-таблиц по каждой скважине, которые меняются во времени.

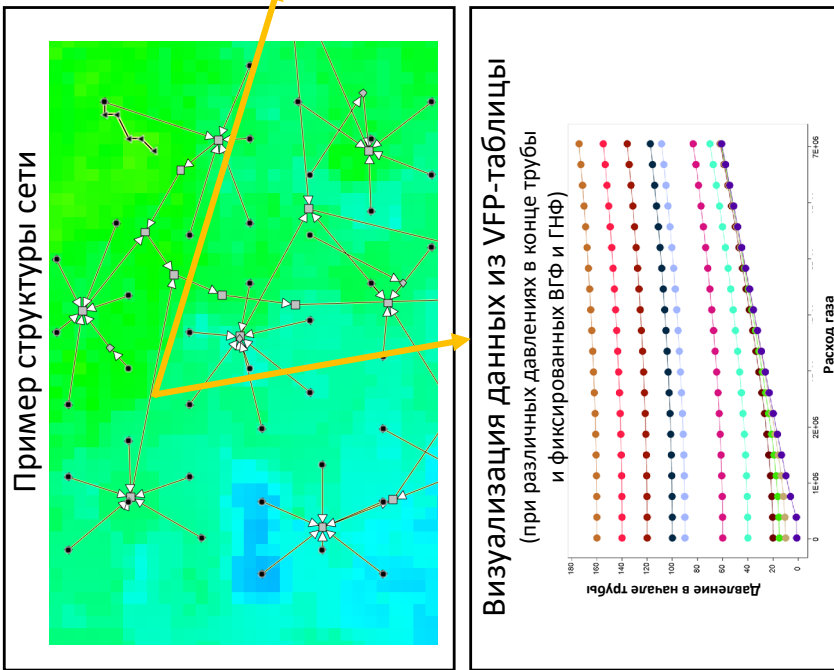


Рис. 2. Описание сети сбора набором VFP-таблиц  
 Fig. 2. Description of gathering system with a set of VFP tables

Процесс моделирования состоит из двух этапов — обучения и прогноза. На этапе обучения выполняется запуск (один или несколько) гидродинамического симулятора, в ходе которого на каждом отчетном шаге записываются IPR-таблицы как функции накопленной добычи добываемых флюидов. Это позволяет неявно учитывать временной фактор изменения IPR-кривых. Таким образом, дебит каждой фазы является функцией забойного давления ( $P_{заб}$ ) и накопленной добычи ( $Q$ ).

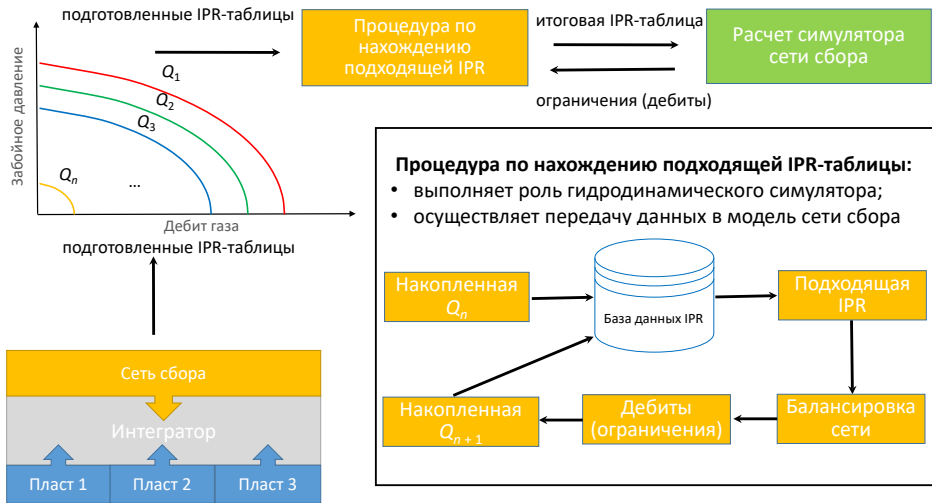
Поскольку IPR-кривая записывается в табличном формате (по аналогии с VFP-таблицей), каких-либо ограничений на вид зависимости (линейный, нелинейный и др.) не накладывается. Дебиты добываемых флюидов в таблице IPR приводятся к стандартным условиям, что позволяет использовать подход как в формате «черной нефти» (black oil), так и в композиционном формате или же их сочетание.

Зависимость IPR-кривой можно представить следующим образом:

$$q_i = f(P_{заб}, Q_{накоп. нефть}, Q_{накоп. газ}, Q_{накоп. вода}), \tag{1}$$

где  $i$  — нефть, газ, вода.

На этапе прогноза упрощенная модель выполняет функцию гидродинамического симулятора — передает по каждой скважине IPR-кривые в модель сети (рис. 3).



Расчет базового сценария для обучения на основе ИМ

**Рис. 3.** Концепция расчета прокси-модели на основе динамических IPR

**Fig. 3.** The concept of calculating a proxy model based on dynamic IPR

В случае если для обучения выполнялся только один расчет гидродинамического симулятора, нахождение подходящей IPR-кривой выполняется с помощью линейной интерполяции. Тогда достаточно использовать накопленную добычу только по основному флюиду (нефть/газ), добыча остальных фаз неявно связана с ним.



В случае обучения IPR на нескольких прогнозных сценариях появляется необходимость принимать во внимание накопленную добычу не только самих скважин, но и их «соседей», что позволит учесть взаимовлияние скважин:

$$\text{IPR} = f \left( \begin{array}{l} Q_{\text{накоп. нефть}}, Q_{\text{накоп. газ}}, Q_{\text{накоп. вода}} \\ Q_{\text{соседние накоп. нефть}}, Q_{\text{соседние накоп. газ}}, Q_{\text{соседние накоп. вода}} \end{array} \right). \quad (2)$$

Описанные подходы обучения и прогноза были реализованы авторами в виде двух рабочих процессов (workflow), описывающих последовательность выполняемых операций (рис. 4):

- 1) обучение — запись IPR-таблиц во время проведения расчетов гидродинамического симулятора;
- 2) прогноз — расчет IPR-таблиц для каждой скважины на основе базы данных подготовленных IPR-таблиц.

Реализация рабочих процессов выполнена в коммерческом ПО — интеграторе, который в ходе обучения использует гидродинамическую модель и модель сети сбора, а в ходе прогноза — рабочий процесс для моделирования притока из пласта и модель сети сбора.

#### Вариант № 4. Упрощение моделей пласта и сети сбора (прокси-модель IPR + VFP)

В такой постановке модели скважин и трубопроводов, а также модели притока флюида из пласта описываются в виде табличных многомерных зависимостей, описывающих гидравлические характеристики элементов:

- VFP — поток по стволам скважин, трубопроводам, наземному оборудованию:

$$\text{ВНП} = f(q, \text{WGR}, \text{GOR}, \text{ТНП}, \text{ALQ}), \quad (3)$$

где ВНП (bottom hole pressure) — давление в конце трубы, бар;  $q$  — расход газа, тыс. м<sup>3</sup>/сут; WGR (water gas ratio) — водогазовый фактор, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>; GOR (gas oil ratio) — газонефтяной фактор, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>; ТНП (tubing head pressure) — давление в начале трубы, бар; ALQ (artificial lift quantity) — значение искусственного лифта (единицы измерения зависят от выбранного параметра);

- IPR — приток к скважинам из пласта:

$$\text{ВНП} = f \left( \begin{array}{l} q, Q_{\text{накоп. нефть}}, Q_{\text{накоп. газ}}, Q_{\text{накоп. вода}} \\ Q_{\text{соседние накоп. нефть}}, Q_{\text{соседние накоп. газ}}, Q_{\text{соседние накоп. вода}} \end{array} \right). \quad (4)$$

С вычислительной точки зрения функции VFP и IPR имеют идентичное строение: давление является функцией расхода и ряда других параметров. С точки зрения физического смысла основным отличием этих функций является то, что в случае VFP гидравлическая характеристика является постоянной во времени, а характеристика IPR, наоборот, меняется во времени, что важно учитывать явно или косвенно.

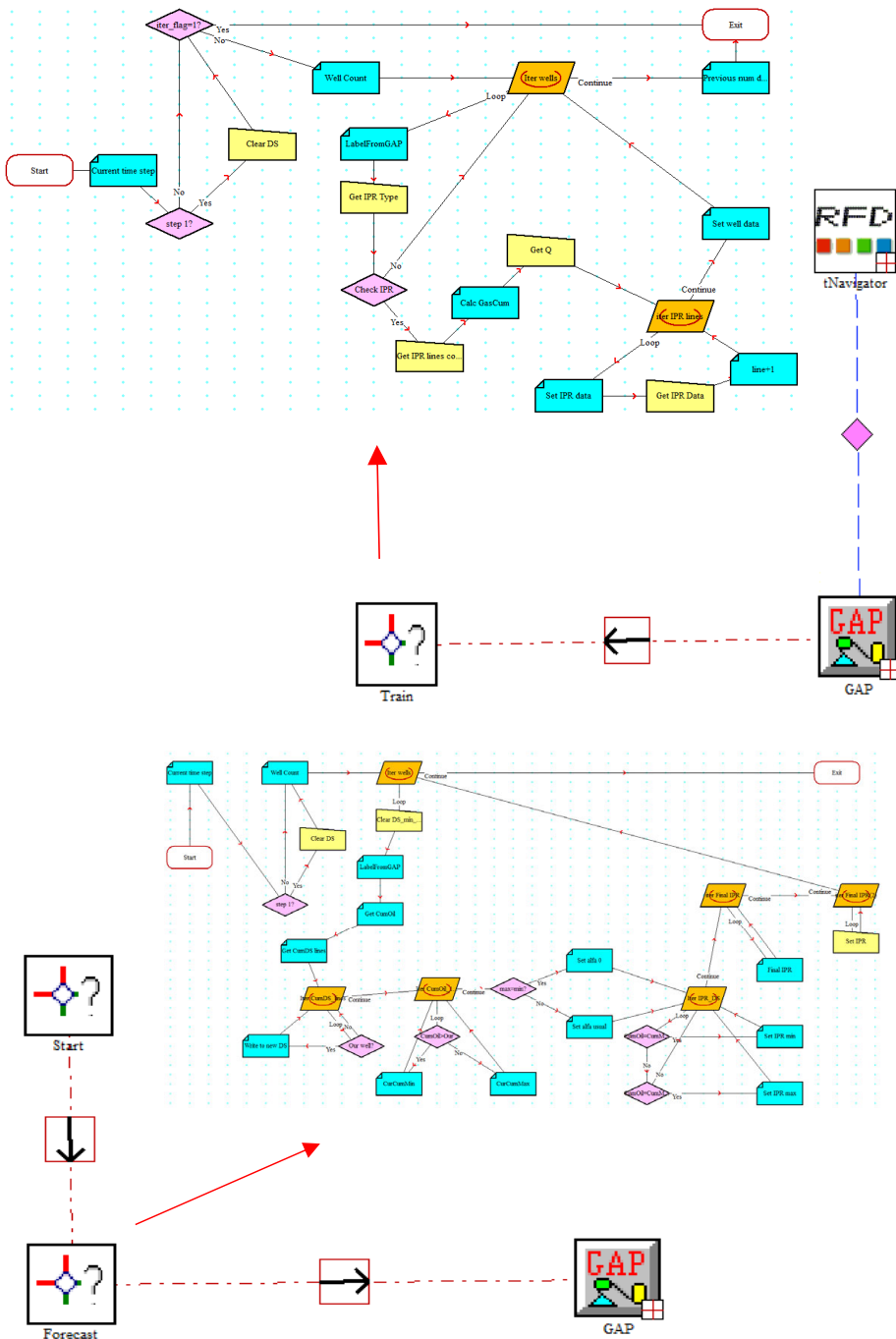


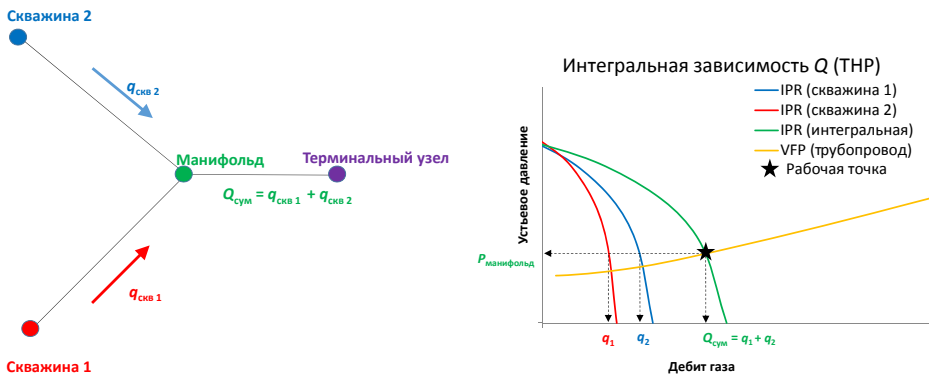
Рис. 4. Блок-схемы используемых рабочих процессов (сверху — обучение, снизу — прогноз)

Fig. 4. Flowcharts of the used workflow (on the top — training, on the bottom — forecast)

Данная постановка является комбинацией вариантов № 2 и 3. Преимуществами подхода являются отсутствие необходимости в коммерческом ПО и скорость расчета, которая достигается за счет использования подготовленных ранее таблиц, не требующих дополнительных сложных вычислений.

Для практической реализации данного подхода авторами разработано ПО и следующий алгоритм расчета:

1. Определяется накопленная добыча по каждой скважине.
2. На основе накопленной добычи подбирается подходящая IPR ( $q$  от ВНР).
3. С учетом IPR и VFP (по каждой скважине) находится зависимость IPR ( $q$  от ТНР):
  - определяется максимально возможный дебит с учетом текущих IPR/VFP;
  - для заданного диапазона дебитов определяются соответствующие им забойные давления;
  - с учетом забойных давлений и дебитов рассчитываются устьевые давления.
4. Для скважин, работающих в одном кусте, строится интегральная зависимость  $Q$  от ТНР (рис. 5).
5. Выполняется расчет сети исходя из известных IPR ( $q$  от ТНР) и VFP труб при фиксированном давлении в конце сети.
6. Расчет выполняется от граничного узла к устьям скважин. Итерационно подбираются расходы до тех пор, пока расходы и давления во всех узлах сети не будут сбалансированы.



**Рис. 5.** Пример расчета интегральной зависимости накопленной добычи ( $Q$ ) от давления в начале трубы (ТНР)

**Fig. 5.** Example of calculating the integral dependence of cumulative production ( $Q$ ) from tubing head pressure (TNP)

На рис. 6 представлена блок-схема алгоритма расчета прокси-модели IPR + VFP.

Описанный алгоритм реализован авторами в виде отдельного приложения на языке программирования Python с использованием библиотек NumPy, SciPy и Pandas, позволяющих эффективно обрабатывать большие массивы данных (IPR, VFP).

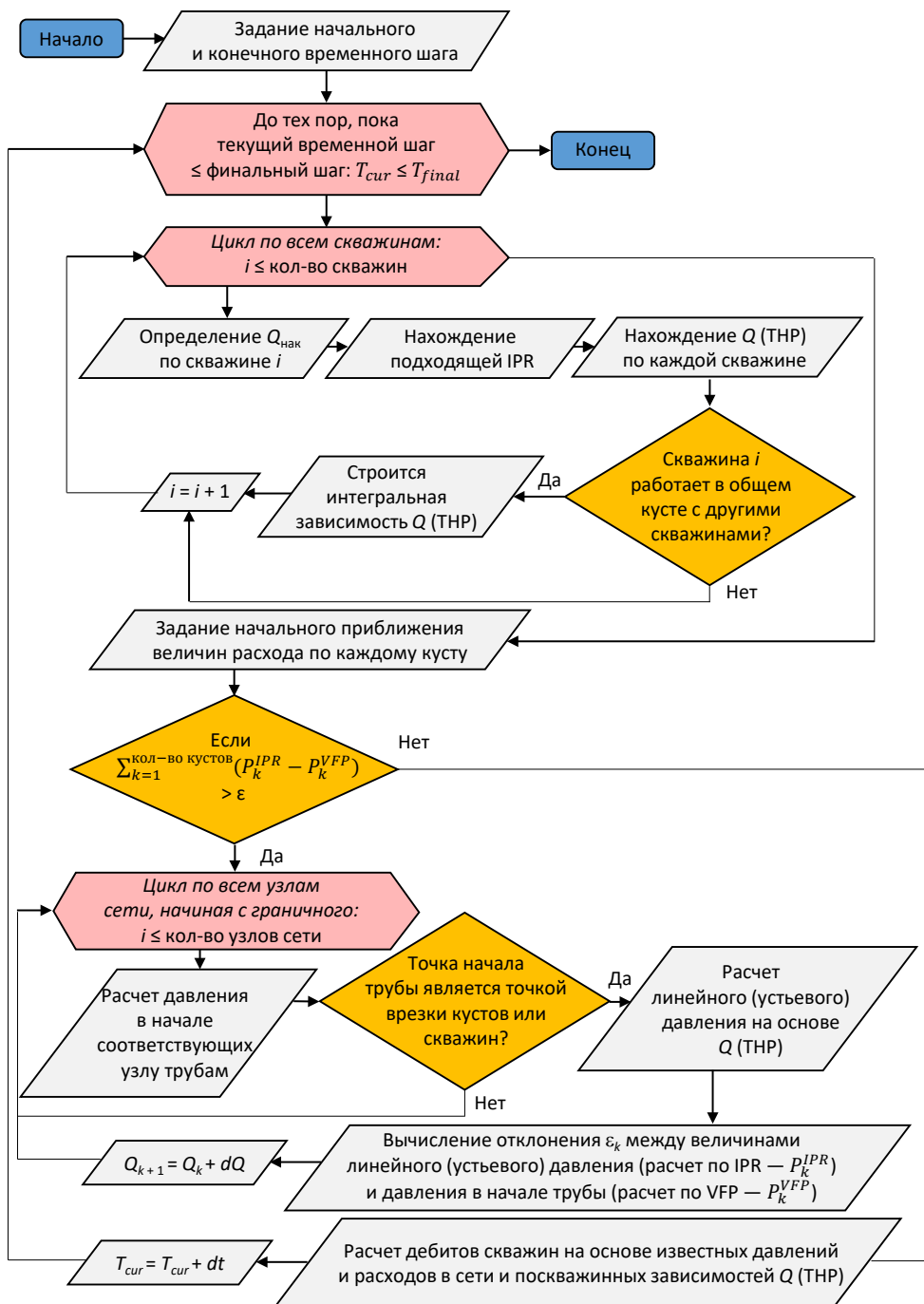


Рис. 6. Блок-схема расчетного алгоритма прокси-модели IPR + VFP

Fig. 6. Flowchart of the calculation algorithm for the proxy model IPR + VFP

Подобная прокси-модель может быть использована для выполнения многовариантных экспресс-расчетов краткосрочного/долгосрочного характера. Для долгосрочных расчетов наиболее точные результаты будут получены в случае фиксированного фонда скважин, когда необходимо определить оптимальный режим работы промысла с учетом существующих ограничений. Прогностическая способность модели зависит от того, насколько прогнозный сценарий отличается от сценариев, на которых проводится обучение. Более точные результаты получаются при интерполяции IPR-таблиц, чем при экстраполяции. Соответственно, данная модель дает менее точные результаты в случае значительных отличий прогнозного сценария от сценариев для обучения (число и тип скважин, интервалы вскрытия пласта, технологические ограничения, условия выбытия и т. д.), что является ограничением модели. Кроме того, использование данной модели не позволяет воспроизвести эффекты, связанные с третичными методами увеличения добычи нефти и газа, такими как, например, закачка газа, полимерное заводнение, тепловые методы. Для решения остальных задач, типичных для интегрированного моделирования, применение прокси-модели позволит значительно ускорить прогнозирование технологических параметров разработки и минимизировать расчеты на детальных ИМ.

## Результаты

### Численный эксперимент

С целью сопоставления результатов расчетов на представленных вариантах ИМ рассмотрено газовое месторождение с подстилающей водой. Для упрощения расчетов из полномасштабной модели вырезан сектор, включающий скважины, относящиеся к трем кустам (рис. 7). Модель сети сбора, соответственно, описывает поток продукции от устьев скважин до сепаратора. Рассмотрен сценарий, при котором зафиксировано давление на сепараторе (20 бар), добыча имеет падающую динамику.

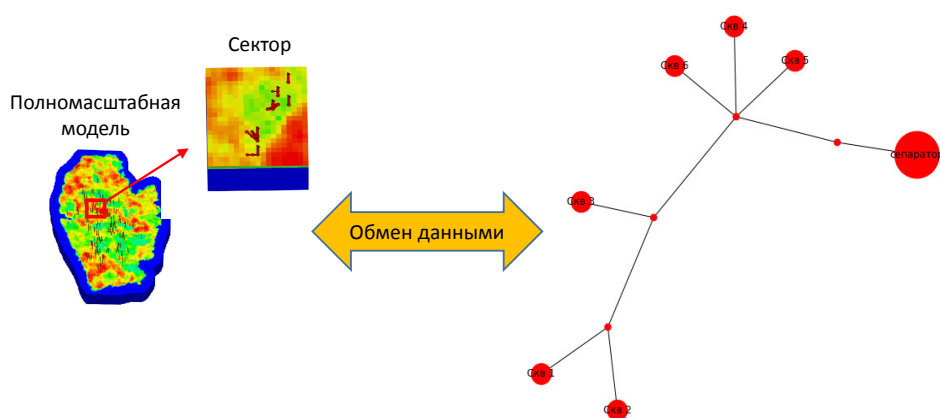


Рис. 7. Графическая визуализация модели газового месторождения

Fig. 7. Graphic visualization of the gas field model

Выполнены прогнозные расчеты с использованием всех четырех вариантов. При этом варианты № 3 и 4 обучены на том же самом сценарии, на котором и проводился прогноз. Результаты сопоставления основных технологических параметров представлены на рис. 8. Видно, что все четыре модели дают близкие результаты по основным технологическим показателям разработки.

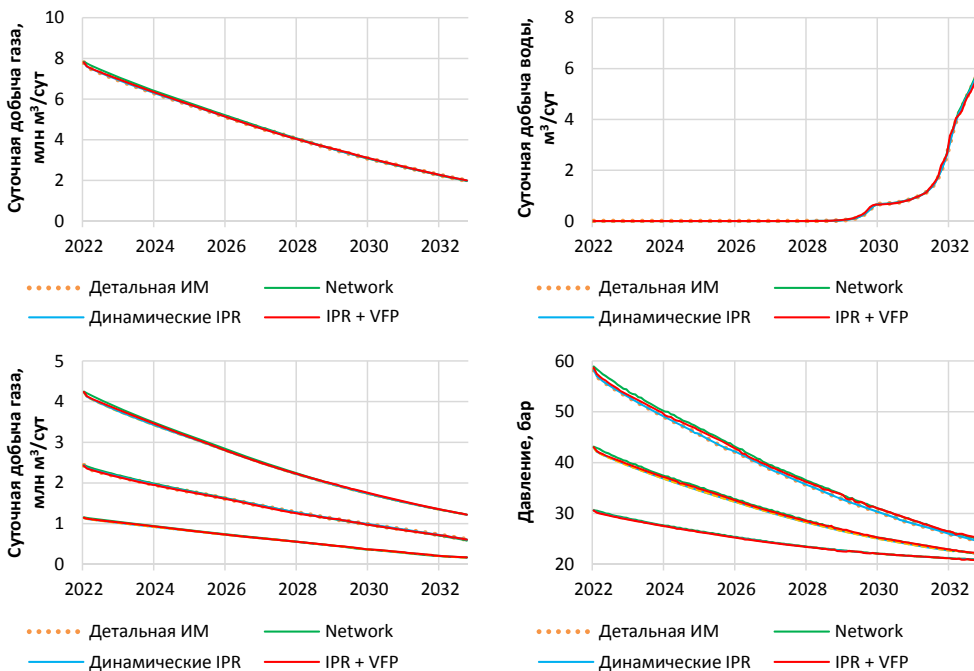


Рис. 8. Сопоставление основных технологических показателей для четырех вариантов

Fig. 8. Comparison of main technological indicators for four methods

На рис. 9 представлено сопоставление времени прогнозных расчетов. Время расчета с использованием NETWORK практически в 2 раза выше времени расчета на детальной ИМ. Это связано с тем, что рассматриваемая сеть сбора достаточно простая, и решение систем «пласт» и «сеть сбора» в отдельности ускоряет поиск общего решения, а в случае NETWORK сходимость решения, наоборот, замедляется. При усложнении модели сети сбора и появлении ограничений в узлах сети (например, по давлениям и скоростям потока) время расчета базового случая увеличивается, а расчетное время варианта № 2 уменьшается.

Варианты № 3 и 4 имеют прирост по скорости относительно базового случая в 1,5 и 2,7 раза соответственно. Стоит отметить, что при усложнении модели пласта, например при увеличении количества активных ячеек или использовании композиционной PVT-модели, выигрышность использования вариантов № 3 и 4 будет только увеличиваться.

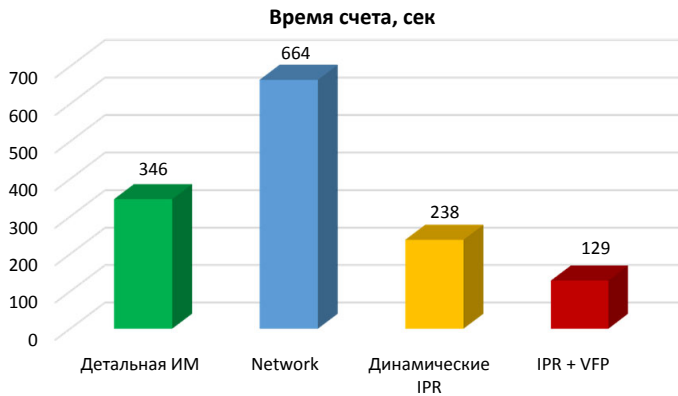


Рис. 9. Сопоставление времени счета моделей

Fig. 9. Comparison of model run times

Для дальнейшего анализа будем использовать только варианты № 1 и 4. Рассмотрим более сложную ситуацию, когда модель обучается на одном расчетном сценарии, а прогноз выполняется на другом. Сценарии для обучения и прогноза отличаются значением давления на сепараторе: для обучения используется значение 30 бар, а прогноз по-прежнему выполняется при 20 бар. На рис. 10 представлено сопоставление основных технологических параметров. В период безводной добычи динамика всех параметров идентична, однако после момента прорыва воды к скважинам отклонение технологических параметров возрастает.

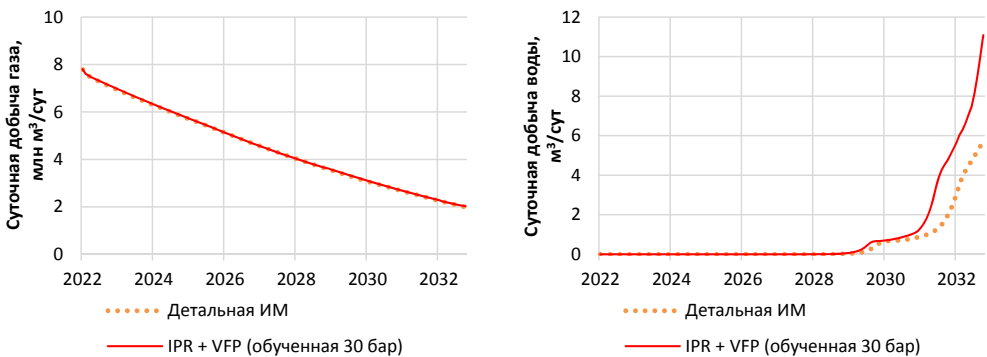
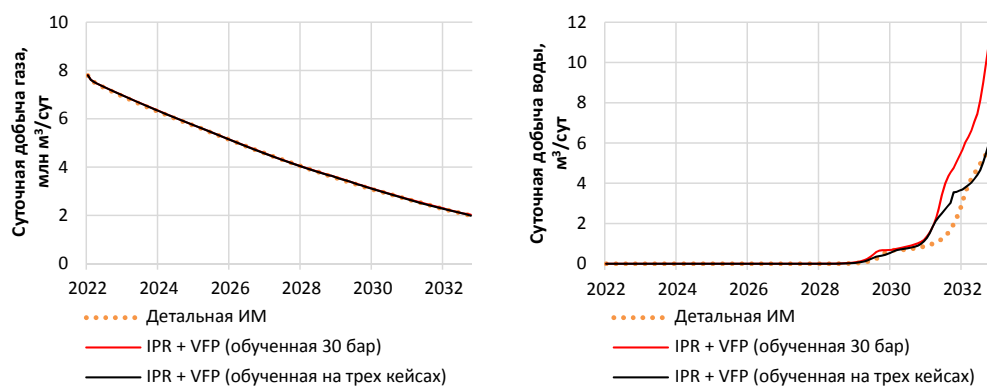


Рис. 10. Сопоставление основных технологических показателей (варианты № 1 и 4). Обучение на одном кейсе

Fig. 10. Comparison of main technological parameters (methods No. 1 and 4). Training on the one case

Для увеличения сходимости базовой и прокси-модели выполнено обучение последней на трех различных сценариях: при давлении на сепараторе, равном 30, 10 и 2 бар соответственно. Видно, что подобный подход позволяет значительно улучшить качество прогнозирования прокси-модели (рис. 11).



**Рис. 11.** Сопоставление основных технологических показателей (варианты № 1 и 4). Обучение на трех кейсах

**Fig. 11.** Comparison of main technological parameters (methods No. 1 and 4). Training on the three cases

## Обсуждение

В рассмотренном выше случае изучено изменение только одного параметра (давление на сепараторе) между сценариями для обучения и прогноза. В реальности количество параметров, которые могут меняться между расчетными сценариями, гораздо выше. Например, ограничения по дебитам/давлениям отдельных скважин, условия выбытия скважин, уровни добычи по промыслу, конфигурации подключения кустов и т. д. Самым простым подходом с методической точки зрения является проведение большого количества сценарных расчетов для обучения и генерация на их основе наиболее подходящих IPR на прогнозе, однако такой подход представляется низкоэффективным, из-за чего теряется привлекательность самой концепции.

Альтернативным подходом может быть использование методов машинного обучения для извлечения максимальной информации из нескольких расчетных сценариев.

Поиск оптимального подхода для выполнения быстрых и устойчивых прогнозных расчетов на базе представленной прокси-модели является предметом дальнейших исследований.

## Заключение

1. ИМ используются повсеместно для решения задач краткосрочного и долгосрочного планирования. Зачастую применяемые модели очень сложны и громоздки, становится затруднительно применять их для оперативного принятия решений.
2. В работе рассмотрены возможные подходы к упрощению ИМ, которые позволяют сократить время расчетов и при этом сохранить точность получаемых результатов.
3. Рассмотренные подходы не заменяют, а дополняют существующие детальные ИМ, снижая на них нагрузку и позволяя выполнять многовариантные расчеты.



4. Предложенные прокси-модели имеют определенные границы применимости: не могут использоваться для прогнозирования сценариев, значительно отличающихся от сценариев для обучения, и сложных методов воздействия (газовых, тепловых, химических и др.), не позволяют отслеживать изменение свойств по площади пласта (давление, насыщенности и т. д.) во времени.

## СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- Архипов Ю. А., Русанов А. С., Орехов Е. Н., Садыков Т. И., Меркушин П. В., Кадников А. В., Смирнов Е. И., Стрекалов А. В., Князев С. М. 2022. Оперативное прогнозирование показателей разработки газовых залежей на основе интегрированного прокси-моделирования // Нефтяное хозяйство. № 1 (1179). С. 74–76. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-1-74-76>
- Баталов Д. А., Юсупов Р. Ю., Зыков М. А., Зипир В. Г., Гонтарев Д. П., Кукушкин В., Байгузов Р., Крайнова Е., Кривокорытова М., Харьковский А. 2018. Пример применения интегрированного моделирования в Западной Сибири // Ежегодная Каспийская техническая конференция и выставка SPE (31 октября — 2 ноября 2018 г., Астана, Казахстан). Доклад SPE-192578-RU.
- Бахтий Н., Демин А., Тупицын М. 2020. Автоматизированное создание и применение моделей материального баланса для прогнозирования добычи в системе интегрированного управления разработкой месторождения // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE (26–29 октября 2020 г., виртуальная). Доклад SPE-201958-RU.
- Бикбулатов С. М., Воробьев Д. С., Смирнов А. Ю., Мукминов И. Р., Ромашкин С. В. 2015. Совершенствование методологии оптимизации режимов работы скважин на основе интегрированного моделирования // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE (26–28 октября 2015 г., Москва, Россия). Доклад SPE-176581-RU.
- Вознюк А., Гатаулин Т., Поушев А. 2018. Эволюция интегрированных моделей от упрощенного представления до комплексных моделей «пласт — скважина — наземные сети сбора» на разных стадиях освоения газоконденсатных месторождений // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE (15–17 октября 2018 г., Москва, Россия). Доклад SPE-191744-18RPTC-RU.
- Игнатъев А., Бикбулатов С., Мукминов И., Ромашкин С., Бучинский С., Викулова Е. 2013. Особенности построения интегрированной модели разработки и эксплуатации двух газоконденсатных пластов Уренгойского ГКМ // Конференция и выставка SPE по разработке месторождений в осложненных условиях и Арктике (15–17 октября 2013 г., Москва, Россия). Доклад SPE-166892-RU.
- Кармазин М. С., Юшков А. Ю., Бучинский С. В. 2015. Оптимизация добычи газа на морских месторождениях на основе интегрированной модели // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». № 3 (40). С. 50–52.
- Костюченко С. В., Кудряшов С. В., Воробьев П. В. 2003. Интегрированные модели для проектирования согласованных систем добычи и сбора нефти (часть 1) // Нефтяное хозяйство. № 11. С. 100–103.
- Кузеванов М. А., Глумов Д. Н., Бучинский С. В. 2016. Интегрированная модель системы пласт — скважина — система сбора — система подготовки многопластового нефтегазоконденсатного месторождения // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». № 42. С. 25–27.

- Скворцов Д. О., Глузов Д. Н. 2014. Оптимизация добычи конденсата с использованием ПО MEPO в связке Eclipse-Network // Российская техническая нефтегазовая выставка и конференция SPE по разведке и добыче (14–16 октября 2014 г., Москва, Россия). Доклад SPE-171261-RU.
- Степанчук А., Амангалиев Б. 2018. Опыт применения интегрированного моделирования гигантского нефтяного месторождения, Казахстан // Ежегодная Каспийская техническая конференция и выставка SPE (31 октября — 2 ноября 2018 г., Астана, Казахстан). Доклад SPE-192537-RU.
- Харитонов А. Н., Архипов Ю. А., Давлетов К. М., Скоробогач М. А., Юмшанов В. Н., Дунаев А. В., Глазунов В. Ю. 2010. Результаты внедрения интегрированной модели Ямсовейского нефтегазоконденсатного месторождения (сеноман) // Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. № 1. С. 38–52.
- Язьков А. В., Кудрин П. А. 2016. Интегрированный подход к освоению месторождений группы компаний ПАО «НОВАТЭК» на разных стадиях реализации // Газовая промышленность. № 12 (746). С. 30–42.
- Datta-Gupta A., King M. J. 2007. Streamline Simulation: Theory and Practice. Richardson: Society of Petroleum Engineers. 404 p.
- He Q., Mohaghegh Sh. D., Liu Zh. 2016. Reservoir simulation using Smart Proxy in SACROC Unit — Case study // SPE Eastern Regional Meeting (13–15 September 2016, Canton, Ohio, USA). Paper SPE-184069-MS. <https://doi.org/10.2118/184069-MS>
- Kritsadatuvud P., Jafarpour B., Ekkawong P. 2015. Fast production optimization with decline curve analysis under facility constraints: A field case study // SPE Western Regional Meeting (27–30 April 2015, Garden Grove, California, USA). Paper SPE-174039-MS. <https://doi.org/10.2118/174039-MS>
- Li H., Durlofsky L. J. 2016. Upscaling for compositional reservoir simulation // SPE Journal. Vol. 21. No. 3. Pp. 873–887. <https://doi.org/10.2118/173212-PA>
- Nnamdi D. 2020. Conceptual reservoir development and short-term forecasting using material balance based integrated asset models and neural network proxy models // SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition (11–13 August 2020, virtual). Paper SPE-203682-MS. <https://doi.org/10.2118/203682-MS>
- Xie J., Yang Ch., Gupta N., King M. J., Datta-Gupta A. 2015. Depth of investigation and depletion in unconventional reservoirs with fast-marching methods // SPE Journal. Vol. 20. No. 4. Pp. 831–841. <https://doi.org/10.2118/154532-PA>
- Yang Ch., He J., Onishi T., Du S., Wang Zh., Guan X., Chen J., Wen X.-h. 2022. A physics-based proxy for surface and subsurface coupled simulation models // SPE Journal. Vol. 27. No. 4. Pp. 1962–1972. <https://doi.org/10.2118/204004-PA>

## References

- Arhipov, Yu. A., Rusanov, A. S., Orekhov, E. N., Sadykov, T. I., Merkushev, P. V., Kadnikov, A. V., Smirnov, E. I., Strekalov, A. V., & Knyazev, S. M. (2022). Operational forecasting of gas field development based on integrated proxy modeling. *Oil Industry*, (1), 74–76. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-1-74-76> [In Russian]
- Batalov, D. A., Yusupov, R. Yu., Zykov, M. A., Zipir, V. G., Gontarev, D. P., Kukushkin, V., Bayguzov, R., Kraynova, E., Krivokorytova, M., & Kharkovsky, A. (2018, October 31–November 2).

- Integrated asset modeling in West Siberia: A case study* [Conference paper SPE-192578-MS]. SPE Annual Caspian Technical Conference and Exhibition, Astana, Kazakhstan. <https://doi.org/10.2118/192578-MS>
- Bakhty, N., Demin, A., & Tupitsin, M. (2020, October 26–29). *Assisted creation and usage of material balance models for production forecasting as a part of integrated field management* [Conference paper SPE-201958-MS]. SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual. <https://doi.org/10.2118/201958-MS>
- Bikbulatov, S. M., Vorobyev, D. S., Smirnov, A. Yu., Mukminiov, I. R., & Romashkin, S. V. (2015, October 26–28). *Improvement of the well performance optimization methodology based on integrated modeling* [Conference paper SPE-176581-MS]. SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia. <https://doi.org/10.2118/176581-MS>
- Voznyuk, A., Gataullin, T., & Poushev, A. (2018, October 15–17). *Evolution of integrated models from simplified approach to complex reservoir — well — surface network representation at different stages of gas condensate field lifecycle* [Conference paper SPE-191744-18RPTC-MS]. SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia. <https://doi.org/10.2118/191744-18RPTC-MS>
- Ignatyev, A., Bikbulatov, S., Mukminov, I., Romashkin, S., Buchinskiy, S., & Vikulova, E. (2013, October 15–17). *The features of building the integrated model for development of two gas-condensate formations of Urengoykoe field* [Conference paper SPE-166892-MS]. SPE Arctic and Extreme Environments Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia. <https://doi.org/10.2118/166892-MS>
- Karmazin, M. S., Yushkov, A. Yu., & Buchinskiy, S. V. (2015). Gas production optimization for two fields based on integrated model. *Scientific and Technical Bulletin of OJSC “NK “Rosneft”*, (3), 50–52. [In Russian]
- Kostyuchenko, S. V., Kudryashov, S. V., & Vorobiev, P. V. (2003). Integrated models to design coordinated oil production and gathering systems (part 1). *Oil Industry*, (11), 100–103. [In Russian]
- Kuzevanov, M. A., Glumov, D. N., & Buchinskiy, S. V. (2016). Integrated model of a system reservoir — well — gathering system — processing facility of a multilayer oil and gas condensate field. *Scientific and Technical Bulletin of OJSC “NK “Rosneft”*, (42), 25–27. [In Russian]
- Skvortsov, D. O., & Glumov, D. N. (2014, October 14–16). *Condensate production optimization using MEPO software combined with Eclipse-Network* [Conference paper SPE-171261-MS]. SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia. <https://doi.org/10.2118/171261-MS>
- Stepanchuk, A., & Amangaliyev, B. (2018, October 31–November 2). *Application of integrated reservoir to surface network coupling of giant oil field, Kazakhstan* [Conference paper SPE-192537-MS]. SPE Annual Caspian Technical Conference and Exhibition, Astana, Kazakhstan. <https://doi.org/10.2118/192537-MS>
- Kharitonov, A. N., Arkhipov, Yu. A., Davletov, K. M., Skorobogach, M. A., Yumshanov, V. N., Dunaev, A. V., & Glazunov, V. Yu. (2010). Results of the implementation of the integrated model of Yamsoveyskoye oil and gas condensate field (Cenomanian). *Geology, Drilling, Development and Operation of Gas and Gas Condensate Fields*, (1), 38–52. [In Russian]
- Yazkov, A. V., & Kudrin, P. A. (2016). Integrated approach to NOVATEK reservoir development at different realization stages. *Gas Industry*, (12), 30–42. [In Russian]

- Datta-Gupta, A., & King, M. J. (2007). *Streamline simulation: Theory and practice*. Society of Petroleum Engineers.
- He, Q., Mohaghegh, Sh. D., & Liu, Zh. (2016, September 13–15). *Reservoir simulation using Smart Proxy in SACROC Unit — Case study* [Conference paper SPE-184069-MS]. SPE Eastern Regional Meeting, Canton, Ohio, USA. <https://doi.org/10.2118/184069-MS>
- Kritsadativud, P., Jafarpour, B., & Ekkawong, P. (2015, April 27–30). *Fast production optimization with decline curve analysis under facility constraints: A field case study* [Conference paper SPE-174039-MS]. SPE Western Regional Meeting, Garden Grove, California, USA. <https://doi.org/10.2118/174039-MS>
- Li, H., & Durlofsky, L. J. (2016). Upscaling for compositional reservoir simulation. *SPE Journal*, 21(3), 873–887. <https://doi.org/10.2118/173212-PA>
- Nnamdi, D. (2020, August 11–13). *Conceptual reservoir development and short-term forecasting using material balance based integrated asset models and neural network proxy models* [Conference paper SPE-203682-MS]. SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition, Virtual. <https://doi.org/10.2118/203682-MS>
- Xie, J., Yang, Ch., Gupta, N., King, M. J., & Datta-Gupta, A. (2015). Depth of investigation and depletion in unconventional reservoirs with fast-marching methods. *SPE Journal*, 20(4), 831–841. <https://doi.org/10.2118/154532-PA>
- Yang, Ch., He, J., Onishi, T., Du, S., Wang, Zh., Guan, X., Chen, J., & Wen, X.-h. (2022). A physics-based proxy for surface and subsurface coupled simulation models. *SPE Journal*, 27(4), 1962–1972. <https://doi.org/10.2118/204004-PA>

## Информация об авторах

*Егор Александрович Падин*, эксперт, управление геологии и разработки новых и зарубежных активов, Тюменский нефтяной научный центр, Тюмень, Россия  
[ea\\_padin2@tnnc.rosneft.ru](mailto:ea_padin2@tnnc.rosneft.ru), <https://orcid.org/0009-0008-5703-9981>

*Антон Юрьевич Юшков*, старший эксперт, Тюменский нефтяной научный центр, Тюмень, Россия; кандидат технических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Институт геологии и нефтегазодобычи, Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия  
[ayyushkov@tnnc.rosneft.ru](mailto:ayyushkov@tnnc.rosneft.ru), <https://orcid.org/0000-0002-6160-0689>

## Information about the authors

*Egor A. Padin*, Expert, Department of Geology and Development of New and Foreign Assets, Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russia  
[ea\\_padin2@tnnc.rosneft.ru](mailto:ea_padin2@tnnc.rosneft.ru), <https://orcid.org/0009-0008-5703-9981>

*Anton Yu. Yushkov*, Senior Expert, Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russia; Cand. Sci. (Tech.), Associate Professor, Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Institute of Geology and Oil and Gas Production, Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia  
[ayyushkov@tnnc.rosneft.ru](mailto:ayyushkov@tnnc.rosneft.ru), <https://orcid.org/0000-0002-6160-0689>