



ОПЫТ СОЗДАНИЯ И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ИНТЕГРИРОВАННОЙ МОДЕЛИ «ПЛАСТ — СКВАЖИНА — ПОВЕРХНОСТЬ» ДЛЯ СОПРОВОЖДЕНИЯ И ОПТИМИЗАЦИИ МНОГОПЛАСТОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

© Коллектив авторов,
2025



Н.А. Виниченко*, **Г.Г. Саркисов**, **Л.В. Чуднова**, **Р.Р. Фахртдинов**, **И.В. Евдокимов**
ООО «ПетроТрейс», РФ, Москва

Электронный адрес: nikita.vinichenko@ptgeos.com

Введение. В современных условиях ограничения объемов добычи нефти, связанные с ОПЕС+, делают актуальной задачу перераспределения добычи между скважинами для снижения обводненности продукции и разгрузки сети сбора. Принятие решений об оптимальном распределении дебитов часто осложнено интерференцией скважин, которые могут влиять друг на друга как через пласт, так и через систему сбора. Поэтому для оптимизации работы промысла целесообразно использовать многовариантные расчеты на адресной интегрированной модели.

Цель. С целью оптимизации работы месторождения в условиях ограничения добычи нефти ОПЕС+ построена, адаптирована и использована в мониторинге разработки полномасштабная интегрированная модель месторождения.

Материалы и методы. Для построения интегрированной модели нефтяного месторождения, находящегося на поздней стадии разработки, предложены оптимальные методы учета добывающих скважин, находящихся в периодической эксплуатации, моделирования процессов выпадения парафинов, инструменты моделирования скважин с негерметичностями, учета совместных скважин, разрабатывающих несколько эксплуатационных объектов (ЭО) одновременно. Полномасштабная интегрированная неизоэнтальпическая модель месторождения включает 7 гидродинамических моделей, более 400 моделей добывающих и нагнетательных скважин, модели системы поглощения, модель системы поддержания пластового давления (ППД), включающей местную закачку, модели второстепенных объектов разработки и сеноманского водоносного горизонта, построенные методом материального баланса. Главной особенностью реализованной модели является большой фонд действующих скважин, периодический характер работы значительной части фонда, множество негерметичностей, а также осложнения, связанные с выпадением парафинов.

Результаты. Примененные способы оптимизации интегрированной модели позволили провести многовариантные расчеты с реализацией различных стратегий по вхождению месторождения в установленные ОПЕС+ ограничения добычи по наиболее экономически рентабельному сценарию. Высокая скорость расчета полномасштабной интегрированной модели месторождения позволила создать полезный дополнительный инструмент мониторинга разработки.

Заключение. Полученные результаты подтверждают эффективность использования полномасштабной интегрированной модели нефтяного месторождения на поздней стадии при мониторинге разработки и принятии решений.

Ключевые слова: интегрированная модель, мониторинг разработки, ограничение добычи, периодическая эксплуатация

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Виниченко Н.А., Саркисов Г.Г., Чуднова Л.В., Фахртдинов Р.Р., Евдокимов И.В. Опыт создания и использования интегрированной модели «пласт — скважина — поверхность» для сопровождения и оптимизации многопластового месторождения в Западной Сибири. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(2):49–58. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-2-49-58>

Статья поступила в редакцию 10.03.2025

Принята к публикации 01.04.2025

Опубликована 30.06.2025

EXPERIENCE IN CREATING AND USING AN INTEGRATED “RESERVOIR-WELL-SURFACE” MODEL TO SUPPORT AND OPTIMIZE A MULTI-LAYER FIELD IN WESTERN SIBERIA

Nikita A. Vinichenko*, **Gennady G. Sarkisov**, **Lidia V. Chudnova**, **Renat R. Fakhrtidinov**,
Ivan V. Evdokimov

PetroTrace ltd., RF, Moscow

E-mail: nikita.vinichenko@ptgeos.com

Introduction. In modern conditions, the limitations of oil production associated with OPEC+ make it urgent to redistribute production between wells in order to reduce the water content of products and unload the collection network. Making decisions about the optimal distribution of flow rates is often complicated by the interference of wells, which can affect each other both through the reservoir and through the collection system. Therefore, to optimize the operation of the fishery, it is advisable to use multivariate calculations based on an address integrated model.

Aim. In order to optimize the operation of the field in conditions of limited OPEC+ oil production, a full-scale integrated field model was built, adapted and used in development monitoring.

Materials and methods. To build an integrated model of an oil field at a late stage of development, optimal methods for accounting for producing wells in periodic operation, modeling paraffin deposition processes, tools for modeling wells with leaks, accounting for joint wells developing several EOS simultaneously are proposed. The full-scale integrated non-isothermal model of the field includes 7 hydrodynamic models, more than 400 models of producing and injection wells, models of the absorption system, a model of the PPD system including local injection, models of secondary development facilities and the Cenomanian aquifer constructed by the material balance method. The main feature of the implemented model is a large fund of operating wells, the periodic nature of the work of a significant part of the fund, many leaks, as well as complications associated with the loss of paraffins.

Results. The applied methods of optimization of the integrated model made it possible to carry out multivariate calculations with the implementation of various strategies for entering the field into the OPEC+ production limits according to the most economically profitable scenario. The high calculation speed of a full-scale integrated field model has allowed us to create a useful additional development monitoring tool.

Conclusion. The results obtained confirm the effectiveness of using a full-scale integrated model of an oil field at a late stage when monitoring development and making decisions.

Keywords: integrated model, development monitoring, production limitation, periodic operation

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest.

For citation: Vinichenko N.A., Sarkisov G.G., Chudnova L.V., Fakhrtudinov R.R., Evdokimov I.V. Experience in creating and using an integrated "reservoir-well-surface" model to support and optimize a multi-layer field in Western Siberia. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(2):49–58. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-2-49-58>

Manuscript received 10.03.2025

Accepted 01.04.2025

Published 30.06.2025

ВВЕДЕНИЕ

Объектом исследования в данной работе является многопластовое нефтяное месторождение на поздней стадии разработки, расположенное в Западной Сибири, осложненное выпадением парафинов в системе сбора, большим количеством скважин с негерметичностями и высокой долей фонда добывающих скважин в периодической эксплуатации. Месторождение находится под изменяющимся ограничением объемов добычи нефти, связанным с OPEC+, что требует решать задачу перераспределения добычи между скважинами через остановку части фонда и возможный запуск ранее простаивавшей части фонда для снижения обводненности продукции и разгрузки сети сбора. Принятие таких решений осложнено интерференцией скважин по пласту и системе сбора, которая оказывает серьезное влияние на точность оценки показателей экономической эффективности мероприятий. Необходим инструмент, учитывающий физические процессы как в пласте, так и в системе сбора. На изучаемом месторождении нет возможности эффективно использовать прокси-модели для оценки интерференции скважин по пласту, т.к. часть объектов разработки приурочена к отложениям ачимовской

толщи и тюменской свиты, характеризующимся высокой неоднородностью фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС). Кроме того, осложнения, связанные с выпадением парафинов в системе сбора и на устьях скважин, не позволяют использовать изотермические модели скважин и системы сбора. Поэтому в качестве прогностического инструмента для решения задач перераспределения добычи использована полномасштабная интегрированная неизотермическая модель, связывающая гидродинамические модели (ГДМ), модели скважин и модели элементов поверхностного обустройства. Такая сложная модель характеризуется высокой длительностью расчетов, что является критическим фактором при мониторинге разработки, где решения должны приниматься оперативно. Решение этой проблемы сводится к оптимизации интегрированной модели (ИМ) и применению нестандартных методик построения отдельных ее элементов.

ЦЕЛЬ

Для оптимизации и мониторинга разработки многопластового нефтяного месторождения на поздней стадии построена полномасштабная интегрированная

неизотермическая модель, использующая ГДМ, модели скважин и модели элементов поверхностного обустройства. Ввиду технической сложности модели и необходимости оперативного принятия решений в рамках как мониторинга разработки, так и корректировки работы действующего фонда скважин, связанной с ограничителями ОПЕС+, были разработаны модификации стандартных подходов к построению и адаптации отдельных элементов ИМ, направленные на ускорение расчета таких моделей без потерь точности. Эти модификации позволили оперативно решать задачу оптимизации разработки при изменении ограничений добычи, а также использовать ИМ как инструмент мониторинга разработки актива.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

ПРОЦЕСС РАСЧЕТА ИМ

Полномасштабная интегрированная модель построена в двух программных продуктах: ГДМ созданы в Aspen Tempest MORE, модели скважин и элементов поверхностного обустройства в Aspen METTE. Синхронизация всех элементов ИМ в ходе расчетов осуществлялась также средствами программного обеспечения (ПО) Aspen METTE. Полностью синхронизированная балансировка данных осуществлялась во всех узлах сети сбора и на забоях скважин [1, 2]. Для расчета каждого временного шага применялся следующий алгоритм (рис. 1).

1. В начале каждого расчетного шага для каждой скважины, включая нагнетательные, формируются зависимости расходов фаз от забойного давления (IPR-кривые). Кривые рассчитываются в ГДМ по 10 точек на каждую скважину, а для скважин, реализованных в моделях материального баланса (например, водозаборные скважины, пробуренные на сеноманский пласт), IPR-кривые рассчитываются исходя из определенного методом материального баланса пластового давления и продуктивности.
2. IPR-кривые передаются в METTE.
3. Переданные IPR кривые используются в качестве граничных условий при решении системы нелинейных уравнений, составленной исходя из законов сохранения энергии, массы, момента импульса и условий равенства давлений в узлах сети сбора. Для замыкания системы уравнений используются граничные условия: граничное условие снизу — переданные IPR-кривые, которые гарантируют, что любое решение системы уравнений на забое скважины

будет соответствовать ее IPR-кривой; граничное условие сверху — давление в конечной точке площадного объекта (установки по давлению на входе в пункт подготовки нефти или ДНС). Также в некоторых элементах системы сбора и скважин присутствуют параметры, задаваемые оператором: частота вращения вала электроцентробежного насоса (ЭЦН), диаметр проходного отверстия штуцера и т.д.

ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ И МОНИТОРИНГА РАЗРАБОТКИ МНОГОПЛАСТОВОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В УСЛОВИЯХ ОГРАНИЧЕНИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ ОПЕС+ ПОСТРОЕНА, АДАПТИРОВАНА И ИСПОЛЬЗОВАНА ПОЛНОМАСШТАБНАЯ ИНТЕГРИРОВАННАЯ МОДЕЛЬ МЕСТОРОЖДЕНИЯ, ИСПОЛЬЗУЮЩАЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ, МОДЕЛИ СКВАЖИН И ЭЛЕМЕНТОВ ПОВЕРХНОСТНОГО ОБУСТРОЙСТВА.

4. Решением системы нелинейных уравнений являются в том числе дебиты и суточные закачки каждой скважины, которые передаются в ГДМ.
5. Переданные в ГДМ дебиты используются для гидродинамических расчетов и отборов флюидов из ГДМ и моделей материального баланса.
6. Рассчитанные в ГДМ отборы фаз и соответствующие им забойные давления передаются в METTE для выполнения следующего временного шага.

ОСОБЕННОСТИ ПРОЦЕССА МОНИТОРИНГА РАЗРАБОТКИ АКТИВА С ПОМОЩЬЮ ИНТЕГРИРОВАННОЙ МОДЕЛИ

Мониторинг разработки месторождения сводится к постоянному обновлению используемых моделей (прокси-модели, модели материального баланса, ГДМ, ИМ и др.) с последующими многовариантными расчетами различных бизнес-кейсов или вариантов полномасштабных корректировок стратегии разработки и выбором из пула вариантов оптимального. Для сложных моделей с большим количеством элементов выделяют дополнительный этап проверки корректности модели [3]: проверяют воспроизводимость моделью аналогичных прогнозируемым процессам, произошедших в исторический период. В рассматриваемой работе актуализация элементов модели происходила в два этапа: актуализация моделей скважин и системы сбора и актуализация ГДМ. На первом этапе актуализировалось внутрискважинное оборудование, замененное оператором

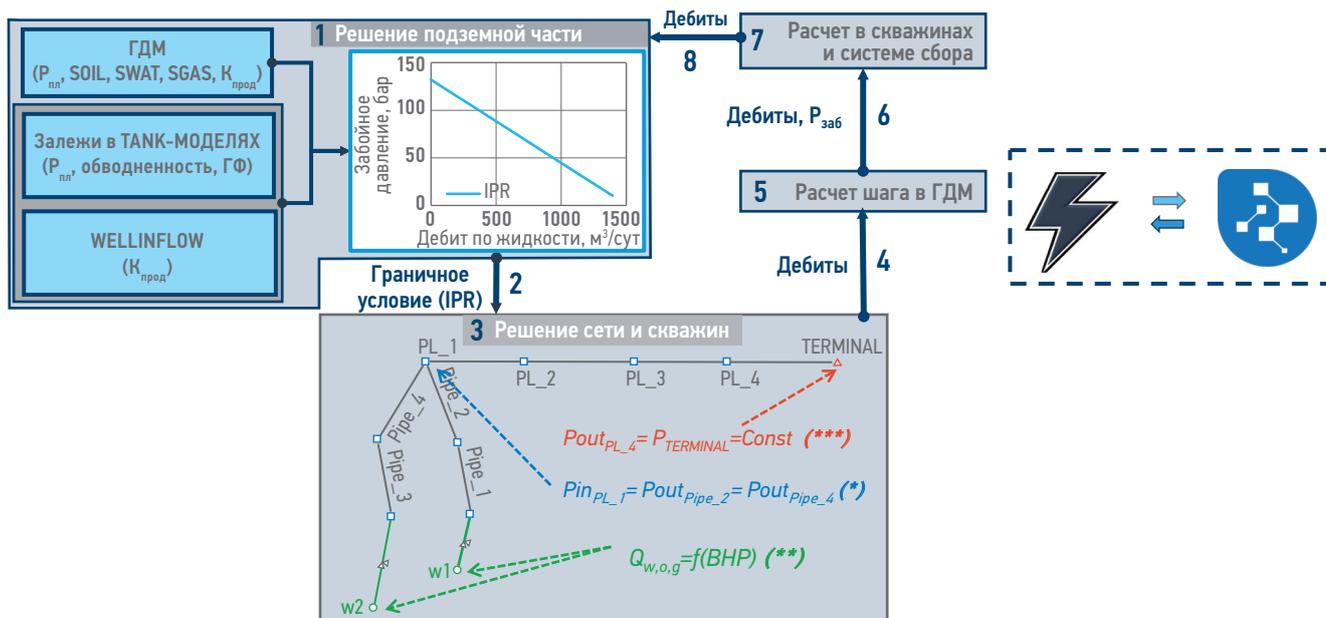


Рис. 1. Алгоритм расчета ИМ. Составлено авторами
 Fig. 1. An algorithm for calculating IAM. Prepared by the authors

в отчетный период времени, обновлялось сезонное колебание температуры окружающего трубопроводы грунта, добавлялись модели новых скважин. Также проверялась корректность моделей скважин через введение фактических забойных и устьевых давлений, параметров работы оборудования (частота вращения вала ЭЦН) с проверкой соответствия фактических данных рассчитанных моделью расходов фаз. На втором этапе актуализации элементов модели в используемые ГДМ добавлялись новые скважины и проведенные геолого-технические мероприятия, восстанавливались отборы за отчетный период и верифицировалось энергетическое состояние залежей. Далее проводилась проверка воспроизводимости фактической добычи и закачки на ИМ, а также воспроизводимость специфических ситуаций, важных для решения конкретных задач (например, включение в работу ранее простаивавших скважин). Проверка воспроизводимости проводилась по относительной невязке дебитов скважин и суммарных расходов фаз в контрольных точках (вход в дожимную насосную станцию (ДНС), пункт подготовки нефти (ППН), выход из кустовой насосной станции (КНС) и др.), суммарной добычи, закачки, поглощения на месторождении. При этом управление работой модели осуществлялось аналогично уставкам оператора: частота вращения вала насоса для добывающих и водозаборных скважин, а также шурфовых установок, диаметр проходного отверстия штуцера для оборудованных штуцерами нагнетательных и поглощающих скважин,

режим работы агрегата для КНС, давление на входе для ППН и ДНС. После проверки воспроизводимости добычи за рассматриваемый период (а для ряда задач дополнительно специфических процессов) проводились многовариантные расчеты с выдачей рекомендаций по мониторингу разработки: сценарии входа или выхода из ограничений ОПЕС+, оптимизация систем сбора и ППД, поиск скважин-кандидатов для вывода из бездействия. Также производился поиск участков сети сбора с условиями для выпадения парафинов и предлагалось изменение уставок оборудования для его предупреждения в рамках решения задач по подготовке к зиме (рис. 2).

Этап проверки воспроизводимости на ИМ фактической добычи и закачки дополнялся проверкой воспроизводимости процессов, являющихся ключевыми в прогнозных расчетах (рис. 3):

- для поиска скважин кандидатов для вывода из действующего фонда проверялись отклики всех скважин при аналогичном выводе скважин их бездействия в историческом периоде;
- для сценариев с ограничениями ОПЕС+ проверялись периоды массовых запусков и остановок действующего фонда скважин; для верификации скважинам выставлялись соответствующие фактическим данным значения частот вращения валов ЭЦН и проверялись все значимые для моделирования показатели: добиты фаз, забойные и буферные давления, давления на приеме ЭЦН, линейные давления;



Рис. 2. Цикл мониторинга разработки актива с использованием ИМ. Составлено авторами
 Fig. 2. Monitoring cycle of asset development using IAM. Prepared by the authors

- для сценариев подготовки к зиме и поиска участков выпадения парафинов были детализированы теплофизические характеристики трубопроводов, учтены потери тепла на ЭЦН и погружных электродвигателях;
- для задач, связанных с системой ППД, в ИМ были добавлены агрегаты КНС, системы местной закачки, поглощения.

МОДЕЛИРОВАНИЕ СКВАЖИН В ПЕРИОДИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Месторождение находится на поздней стадии разработки, и более 60% действующего фонда добывающих скважин находится в периодической эксплуатации. Прямое моделирование периодической эксплуатации подразумевает запуск и остановку скважин в ИМ соответствии с их режимами работы.

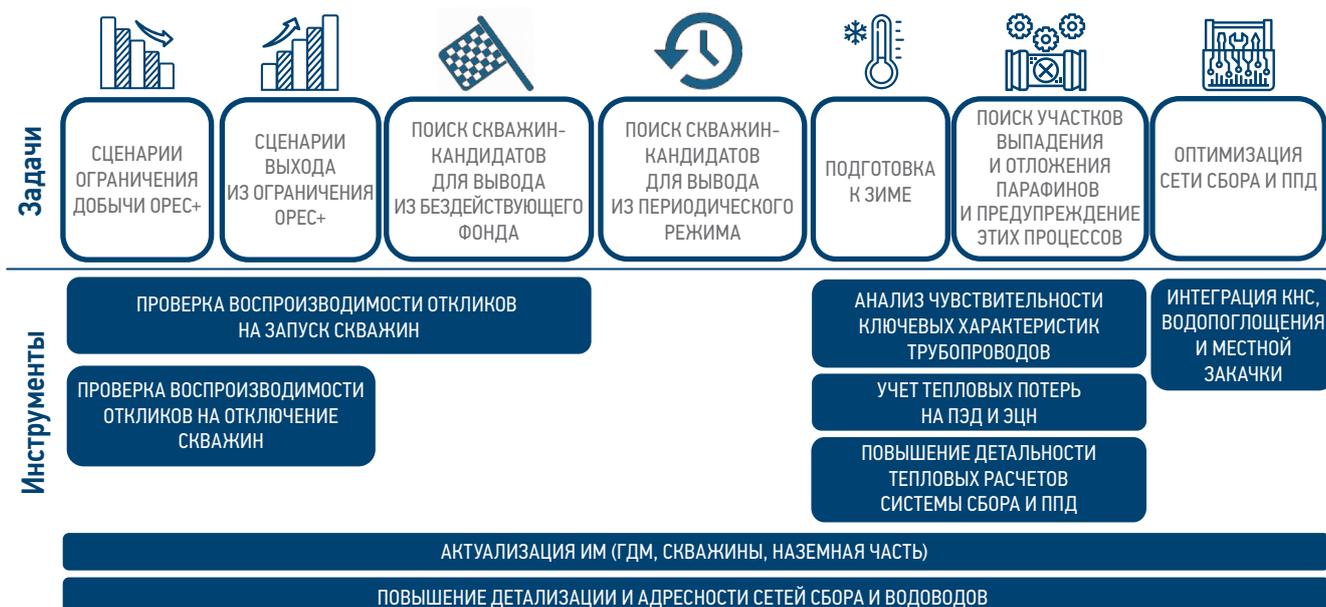


Рис. 3. Дополнительные модификации и проверки в ИМ при решении специфических задач. Составлено авторами
 Fig. 3. Additional modifications and checks in IAM when solving specific tasks. Prepared by the authors

Такой подход к моделированию приводит к постоянному изменению потоков в системе сбора и изменению количества действующих скважин в течение каждого расчетного дня. Это сильно увеличивает время расчета модели, что особенно критично для условий оперативного принятия решений в рамках мониторинга разработки.

Для ускорения расчетов необходимо модифицировать метод моделирования скважин, находящихся в режиме периодической эксплуатации, таким образом, чтобы давления и температуры сохранили свое значение в характерных точках модели (забои и устья скважин, узлы системы сбора). Так как фонд скважин в периодической эксплуатации значителен и они запускаются и останавливаются в разное время суток, допущение об усреднении расхода в трубопроводах системы сбора в течение дня (или нескольких дней) допустимо. Это означает, что кривые распределения давления (КРД) и кривые распределения температуры (КРТ) в трубопроводах системы сбора при осреднении расхода фаз по системе сбора на сутки (независимо от того, что некоторые скважины работают по 3 ч в сутки) будут сохранены. Таким образом, задача модификации ИМ сводится к осреднению на сутки расхода в трубопроводах системы сбора (непрерывной подаче фаз в систему сбора из скважин) и сохранению КРД и КРТ в скважинах. Для этого моделирование периодической эксплуатации заключалось в непрерывной добыче жидкости из ГДМ, искусственном увеличении расхода на забое (1) в модели скважины (в целях корректного расчета КРД и КРТ в скважине) и искусственном уменьшении расхода на устье (2) скважины, с заданием в ГДМ коэффициентов эксплуатации равных множителю расхода на устье (2) для корректного расчета забойного давления скважин.

$$Mult_{заб} = \frac{t_{откачки} + t_{накопления}}{t_{откачки}}, \quad (1)$$

$$K_{экспл} = Mult_{уст} = \frac{t_{откачки}}{t_{откачки} + t_{накопления}}, \quad (2)$$

где $K_{экспл}$ — коэффициент эксплуатации, закладываемый в ГДМ, д.ед., $Mult_{заб}$ — множитель на расход на забое скважин (точка передачи расхода из ГДМ в модели скважин), д.ед., $Mult_{уст}$ — множитель на расход на устье скважин (точка передачи расхода модели скважин и модель системы сбора), д.ед., $t_{откачки}$ — время откачки в цикле работы скважины, ч, $t_{накопления}$ — время накопления в цикле работы скважины, ч.

Такой подход позволил уменьшить время расчета ИМ на горизонте 1 год более чем на два порядка при количестве скважин в периодической экспликации более 250. При этом чем выше количество скважин, находящихся в периодической эксплуатации, тем большее увеличение скорости расчета дает описанная модификация ИМ.

МОДЕЛИРОВАНИЕ СКВАЖИН С НЕГЕРМЕТИЧНОСТЯМИ

В случаях невозможности моделирования источника негерметичности в ГДМ или неоправданности такого моделирования (ввиду сложности или значительного увеличения времени расчета ГДМ) в ИМ для таких скважин строились TANK-модели (модели материального баланса) с постоянным пластовым давлением. Для корректного контроля интерференции по пласту в ГДМ по скважинам с негерметичностями задавался контроль по дебиту нефти. Добыча скважин с негерметичностями передавалась в ИМ не из ГДМ, а из TANK-модели.

МОДЕЛИРОВАНИЕ СОВМЕСТНЫХ СКВАЖИН

Для скважин, разрабатывающих два эксплуатационных объекта (далее — ЭО), представленных в разных ГДМ, данные передавались в ИМ одновременно из двух ГДМ с последующим смешиванием флюидов в модели скважины (с усреднением PVT-свойств). Модель совместной скважины фактически состоит из двух коротких скважин, подключенных к «трубопроводу», повторяющему траекторию скважины от верхних дыр перфорации верхнего объекта до устья (рис. 4).

Таким образом, была устранена необходимость в объединении всех имеющихся ГДМ в одну, что положительно сказалось на времени счета.

СТРАТЕГИЯ ВХОДА В ОГРАНИЧЕНИЯ ОПЕС+

При выработке стратегии оптимизировался свободный денежный поток по месторождению в целом (FCF), а в качестве граничного условия задавалась суммарная добыча нефти по месторождению, равная ограничению по ОПЕС+. Для оптимизации на полномасштабной ИМ проведена серия расчетов, отличавшихся действующим фондом добывающих скважин. Так как ИМ включает все основные системы промысла, то в зависимости от выбранного фонда добывающих скважин снижалась подача воды на площадные объекты и ее передача в систему ППД, поглощения и т.п.

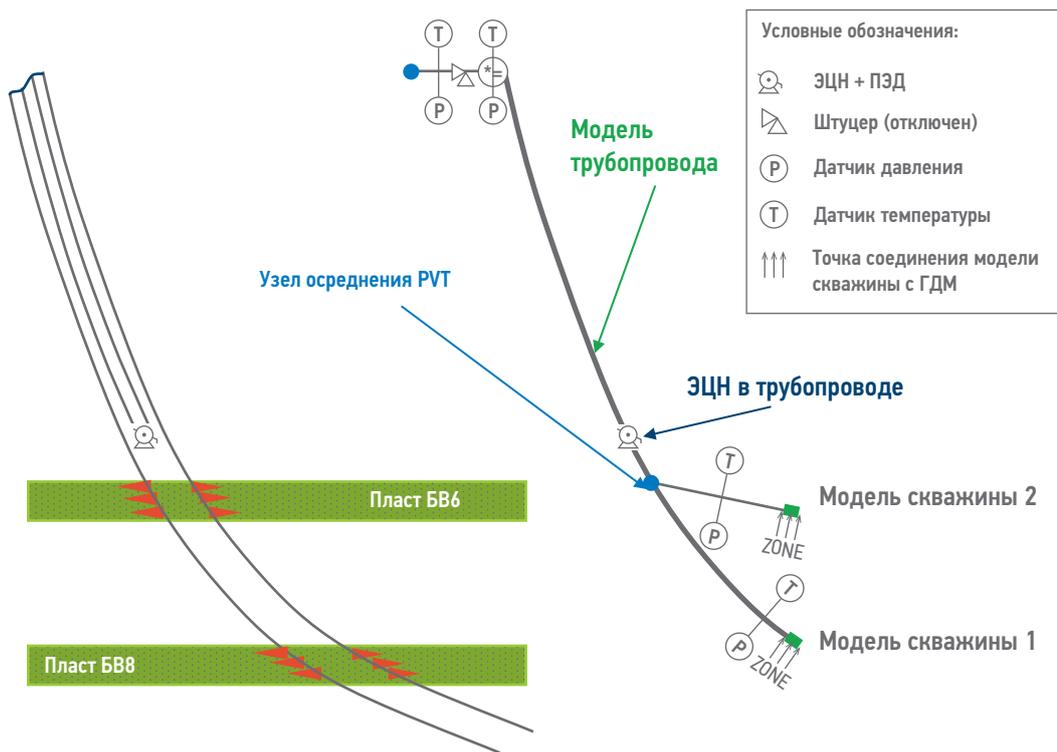


Рис. 4. Модель совместной скважины. Составлено авторами
 Fig. 4. A model of a joint well. Prepared by the authors

Тривиальный вариант максимизации FCF — провести сортировку скважин по их индивидуальному FCF, рассчитанному по текущему режиму работы, от максимального к минимальному и сокращать список работающих скважин с конца до тех пор, пока суммарная добыча нефти не будет удовлетворять ограничению (остановка скважин с наименьшим денежным потоком). Однако в сравнении с вариантами, основанными на других критериях сортировки и более адресном учете состояния сети сбора, этот вариант экономически менее привлекателен (рис. 5). Это происходит из-за технологически неверной нагрузки и разгрузки сети сбора. Наименее рентабельные скважины с высоким буферным давлением, низким дебитом нефти, но и низкой обводненностью могут повысить свой дебит жидкости и соответственно нефти при разгрузке участка сети, в котором они находятся. И наоборот, низкое буферное давление не позволит ощутимо разгрузить сеть для высокорентабельных. Ситуации подобной интерференции при большом изменении действующего фонда требуют адресного анализа на интегрированной модели. Постановка задачи ограничения добычи отсекает некоторые способы увеличения FCF — в привычных задачах оптимизации разработки основным источником роста FCF является увеличение добычи нефти, однако в задаче входа в ограничения ОПЕС+

добыча нефти у всех вариантов одинакова и оптимизация FCF сводится к поиску

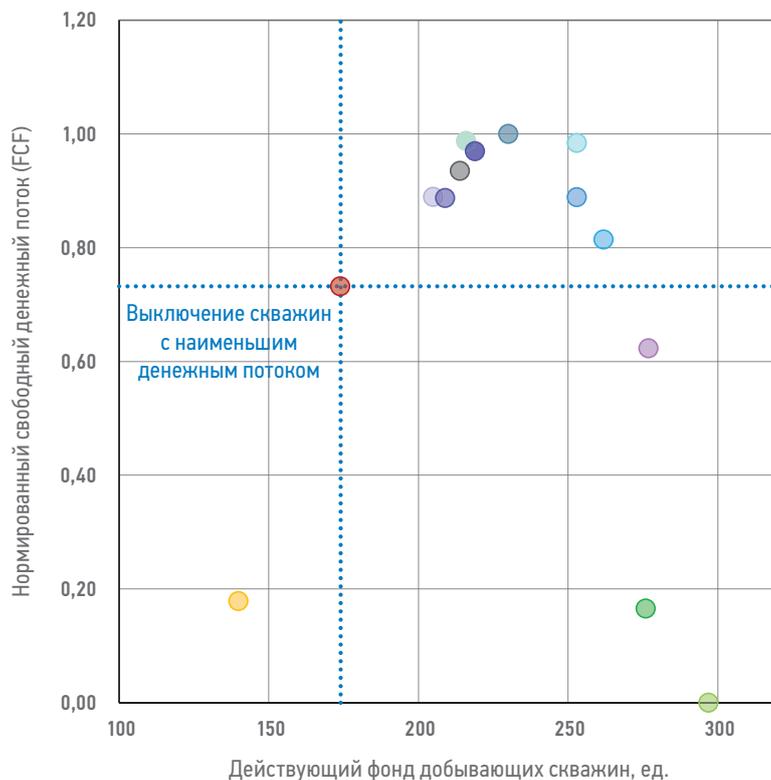


Рис. 5. Результаты оптимизации стратегии входа в ограничения ОПЕС+. Составлено авторами
 Fig. 5. Results of optimization of the OPEC+ entry strategy. Prepared by the authors

такого сценария, при котором произойдет перераспределение добычи нефти между скважинами с максимальной суммой FCF. В итоге найденный оптимальный вариант не соответствует ни одному из «очевидных» критериев, когда скважины отключаются

и по обводненности, и по буферному давлению, и по FCF, и по результатам качественного анализа их взаимодействия с другими скважинами. На рис. 6–8 приведены основные параметры работы скважин оптимального варианта.

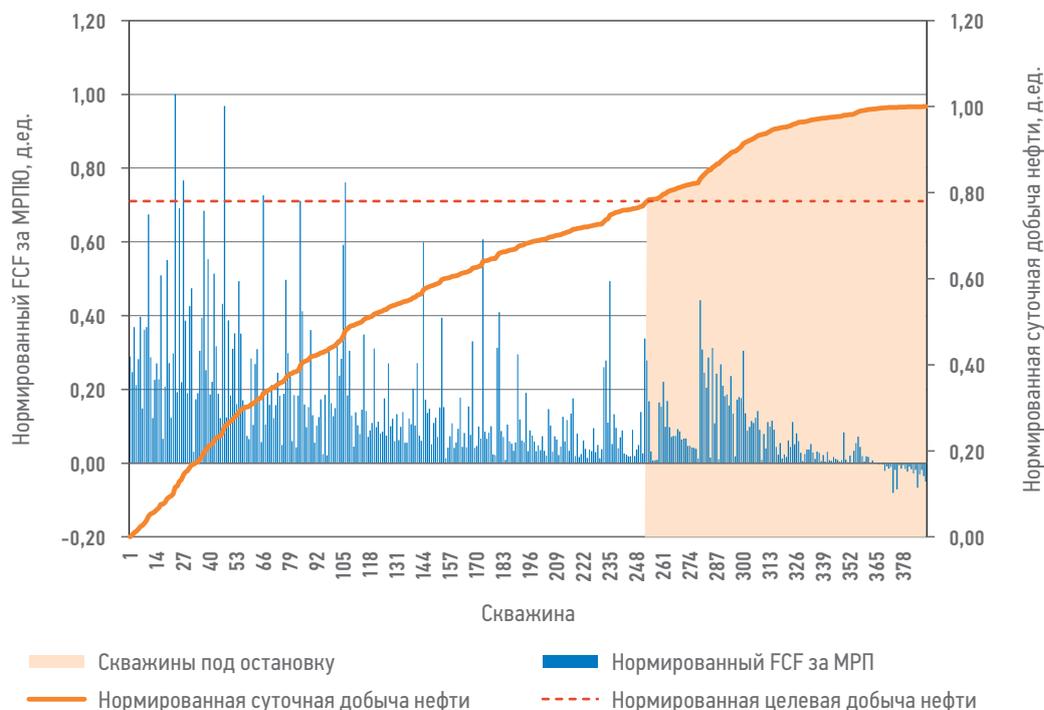


Рис. 6. Рейтинг скважин по FCF оптимального варианта входа в ограничения ОПЕК+. Составлено авторами
 Fig. 6. The rating of wells according to FCF of the optimal option for entering the OPEC+ restrictions. Prepared by the authors

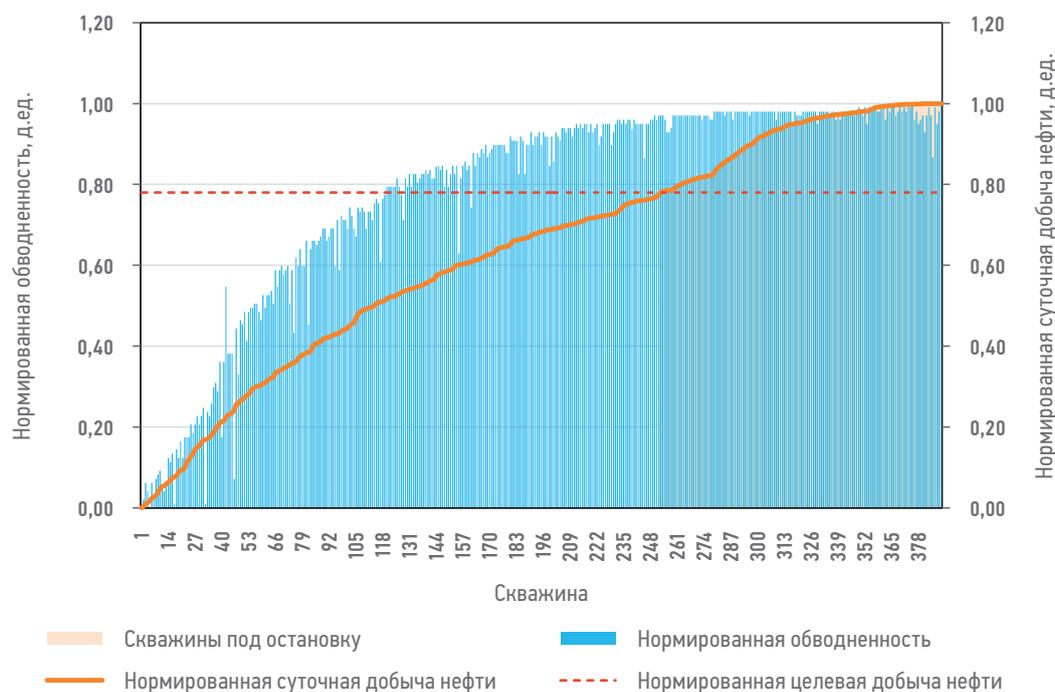


Рис. 7. Рейтинг скважин по обводненности оптимального варианта входа в ограничения ОПЕК+. Составлено авторами
 Fig. 7. The rating of wells according to watercut of the optimal option for entering the OPEC+ restrictions. Prepared by the authors

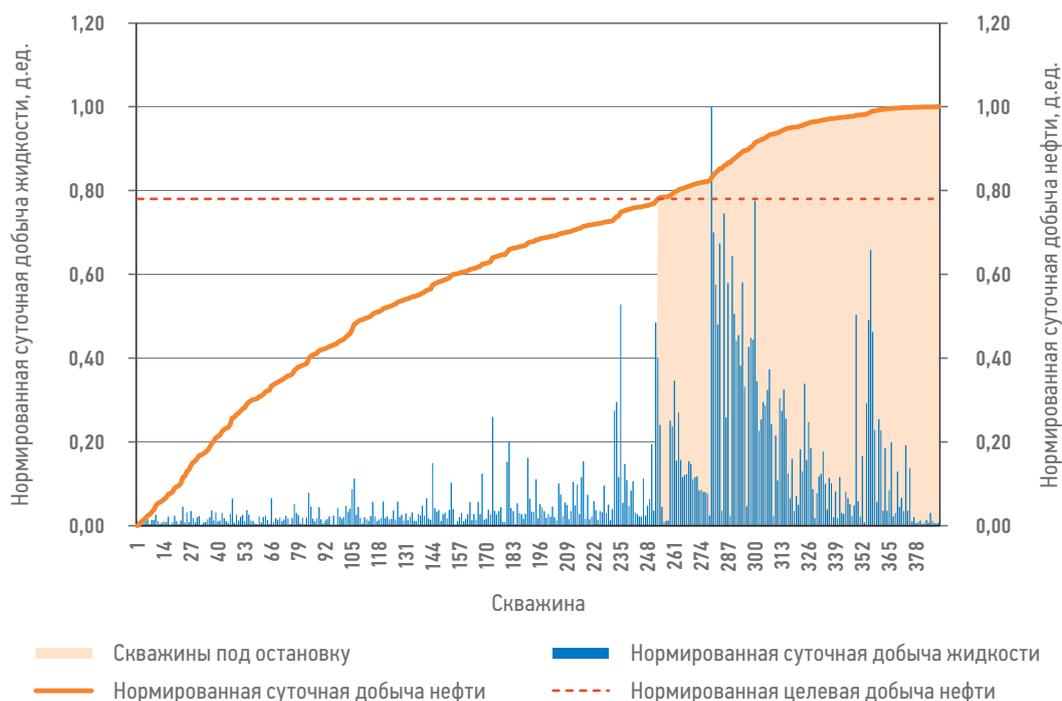


Рис. 8. Рейтинг скважин по суточной добыче жидкости оптимального варианта входа в ограничения ОПЕС+. Составлено авторами

Fig. 8. The rating of wells according to liquid rate of the optimal option for entering the OPEC+ restrictions. Prepared by the authors

РЕЗУЛЬТАТЫ

Использованные при построении отдельных элементов модели (скважины с негерметичностями, совместные скважины, работающие на несколько ЭО, скважины, работающие в периодическом режиме) методы позволили увеличить скорость расчета ИМ на два порядка, что предоставило возможность увеличения детальности модели с ростом прогностической способности специфических событий, таких как массовый запуск и массовая остановка скважин, а также возможность эффективно использовать ИМ как инструмент для мониторинга разработки и принятия оперативных решений.

В ходе мониторинговых работ построенная полномасштабная ИМ нефтяного месторождения, находящегося на поздней стадии разработки, позволила определить наиболее экономически привлекательный сценарий входа в ограничения ОПЕС+ (рис. 5), учитывающий выпадение твердой фазы в трубопроводах, связанное

с сезонным снижением температуры окружающей среды.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящей работе представлены усовершенствованные методы построения отдельных элементов ИМ, позволившиекратно увеличить скорость расчета полномасштабной неизотермической ИМ с большим действующим фондом скважин, системой ППД и, водозабора и поглощения, с большим количеством скважин, которые находятся в периодической эксплуатации. Увеличение скорости расчета ИМ позволило применить такую модель как инструмент мониторинга разработки и принятия оперативных промышленных решений, в том числе по стратегии входа в ОПЕС+. Полученные результаты подтверждают возможность использования сложных моделей не только для долгосрочного планирования, но и для расчета сложных физических процессов в оперативном управлении промыслом.

Список литературы

1. Mikhin A., Salavatullin K., Kamartdinov M. Main Aspects of the Integrated Asset Modeling and Gas Field Development Optimization under Surface Facilities Constraints. Ежегодная техническая выставка SPE. 2018.
2. Engebretsen S. How to establish an integrated production management system across the reservoir lifecycle. First Break. 2018;2:65–69. <https://doi.org/10.3997/1365-2397.n0072>
3. Myasnikov A., Mikhin A., Kamartdinov M. Integrated Asset Modelling: Tips, Tricks and Pitfalls. Ежегодная техническая выставка SPE. 2019. <https://doi.org/10.2118/196875-MS>

References

1. Mikhin A., Salavatullin K., Kamartdinov M. *Main Aspects of the Integrated Asset Modeling and Gas Field Development Optimization under Surface Facilities Constraints*. Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. 2018.
2. Engebretsen S. *How to establish an integrated production management system across the reservoir lifecycle*. First Break. 2018;2:65–69. <https://doi.org/10.3997/1365-2397.n0072>
3. Myasnikov A., Mikhin A., Kamartdinov M. *Integrated Asset Modelling: Tips, Tricks and Pitfalls*. Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. 2019. <https://doi.org/10.2118/196875-MS>

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Н.А. Виниченко — разработал методы ускорения расчета модели, подготовил текст статьи, координировал все этапы работы.

Г.Г. Саркисов — разработал методы ускорения расчета модели, отредактировал текст статьи, оказал экспертную поддержку на всех этапах работы.

Л.В. Чуднова — выполнила многовариантные расчеты на интегрированной модели, приняла участие в построении и настройке элементов модели.

Р.Р. Фахртдинов — выполнил многовариантные расчеты на интегрированной модели, принял участие в построении и настройке элементов модели.

И.В. Евдокимов — принял активное участие в организации и координации работ по внедрению интегрированной модели в мониторинг разработки.

Nikita A. Vinichenko — developed the methods for accelerating the calculation of the model, prepared the text of the article, coordinated all stages of the work.

Gennady G. Sarkisov — developed the methods for accelerating the calculation of the model, edited the text of the article, provided expert support at all stages of the work.

Lidia V. Chudnova — performed multivariate calculations on an integrated model, took part in the construction and configuration of model elements.

Renat R. Fakhrtidinov — performed multivariate calculations on an integrated model, took part in the construction and configuration of model elements.

Ivan V. Evdokimov — took an active part in the organization and coordination of work on the implementation of the integrated model in development monitoring.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Никита Алексеевич Виниченко* — руководитель отдела интегрированного моделирования, ООО «ПетроТрейс»
115114, Россия, г. Москва, ул. Летниковская 10, стр. 4, Бизнес-центр «Святогор-4».
e-mail: Nikita.Vinichenko@ptgeos.com

Геннадий Геннадьевич Саркисов — ведущий эксперт, ООО «ПетроТрейс»

Лидия Викторовна Чуднова — старший инженер-разработчик отдела интегрированного моделирования, ООО «ПетроТрейс»

Ренат Робертович Фахртдинов — инженер-разработчик отдела интегрированного моделирования, ООО «ПетроТрейс»
SPIN-код: 8890-5512

Иван Владиславович Евдокимов — руководитель направления, ООО «ПетроТрейс»

Nikita A. Vinichenko* — Head of Integrated Modeling Division, PetroTrace ltd
10 Letnikovskaya str., building 4, 115114, Moscow, Russia.
e-mail: Nikita.Vinichenko@ptgeos.com

Gennady G. Sarkisov — Leading expert, PetroTrace ltd

Lidia V. Chudnova — Senior Reservoir engineer of Integrated Modeling Division, PetroTrace ltd

Renat R. Fakhrtidinov — Reservoir engineer of Integrated Modeling Division, PetroTrace ltd
SPIN-code: 8890-5512

Ivan V. Evdokimov — Head of branch office, PetroTrace ltd

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author