



© Коллектив авторов,
2022



ИЕРАРХИЯ ИНТЕГРИРОВАННЫХ МОДЕЛЕЙ. ПРИМЕНЕНИЕ ИНТЕГРИРОВАННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ РАЗЛИЧНОЙ СТЕПЕНИ СЛОЖНОСТИ НА ВСЕХ ЭТАПАХ ЖИЗНЕННОГО ЦИКЛА ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ПРОЕКТОВ

А.И. Варавва^{1*}, Р.Т. Апасов¹, Р.Р. Бадгутдинов¹, А.Ф. Ямалетдинов¹, Ф.А. Корякин¹,
Е.Е. Сандалова¹, Д.А. Самоловов¹, С.М. Бикбулатов², С.А. Нехаев³

¹Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»), РФ, Тюмень

²ПАО «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург

³ООО «Газпромнефть-Развитие», РФ, Санкт-Петербург

Электронный адрес: Varavva.AI@gazpromneft-ntc.ru

Введение. Интегрированная модель — единая цифровая модель месторождения, состоящая из связанных моделей пласта, скважин и детальной модели наземной инфраструктуры — незаменимый инструмент на всех этапах развития проекта, так как позволяет учитывать максимально возможное количество факторов и ограничений, получать системные решения. Интегрированный подход особенно актуален для пластов с нефтяными оторочками, газовых и газоконденсатных объектов, когда в добываемой продукции содержится большое количество попутного нефтяного и природного газа, когда система «пласт — скважина — сеть сбора и подготовки УВ» неразделима и для прогнозирования добычи, поиска оптимальных проектных решений требуется учитывать взаимовлияние ее компонентов. Однако при работе с интегрированными моделями увеличиваются требования к исходным данным, возрастают трудозатраты и требуемые вычислительные ресурсы как на создание, так и на сопровождение, поддержки модели в актуальном состоянии, снижается оперативность выполнения расчетов и принятия решений. Одна из ключевых стратегических задач компании — обеспечение оптимума создаваемой ценности, следовательно, требуется баланс между детальностью модели и точностью расчета.

Как показывает практика, корректнее говорить не о единой интегрированной модели, а об иерархии интегрированных моделей, или инструментах интегрированного моделирования. Мы используем композиционный принцип применения инструментов интегрированной модели (ИМ), который подразумевает создание готовых моделей-компонент и объединение их в полную модель месторождения в конфигурации, необходимой для решения конкретных задач. При этом для выбора конфигурации интегрированной модели целесообразно использовать принцип Парето: для отдельных задач мы можем несколько упростить модель (модели-компонент), потеряв только 20 % ее свойств, и возможно, что потерянные свойства не будут оказывать какого-либо влияния при решении данной задачи исследования.

Целью работы является создание матрицы применимости интегрированных моделей разной детальности на разных стадиях разработки НГКМ, основанной на многолетнем опыте сотрудников компании.

Материалы и методы. Работа содержит описание на примере крупного газоконденсатного месторождения используемых инструментов интегрированного моделирования, детальность которых изменялась по мере развития проекта:

- модель на основе уравнения материального баланса;
- полноценная модель сети сбора (GAP) с упрощенной моделью пласта (темпы падения), учитывающей расположение проектного фонда и изменчивость геологического строения;
- гидродинамическая модель с опцией Network, которая включает максимально детализированную подземную часть и упрощенную модель системы сбора (VLP);
- полноценная связь подземной части (ГДМ) и наземной (GAP) с помощью Resolve.

Проведены сравнительные расчеты профилей добычи для каждой из них, выделены их преимущества и недостатки, решаемые задачи и роль каждой модели в иерархии интегрированных моделей. Приводится обобщение опыта интегрированного моделирования на ряде нефте- и газоконденсатных месторождений компании в виде матриц применимости ИМ. Детальность ИМ связывается с этапом проекта, исходной информацией, задачи интегрированного моделирования — с задачами проекта на данном этапе.

Результаты. Показано, что введение разумных и обоснованных упрощений, устранение дефектов более простых моделей с помощью аналитических методов, создания пользовательских алгоритмов и Workflow позволяет уменьшить недостатки более простых инструментов и добиться совпадения результатов расчетов разных моделей с высокой точностью.

Ключевые слова: интегрированная модель, упрощенная интегрированная модель, опция Network, программа-интегратор, разработка газоконденсатных месторождений, этапы развития проекта

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Благодарность: коллектив авторов выражает благодарность сотрудникам компании ООО «Газпромнефть-Заполярье» и ООО «Газпромнефть НТЦ» Д.Ю. Баженову, П.А. Кудрину, В.А. Хилько, Т.Р. Ахмедшину за помощь в проработке материалов данной статьи и за поддержку в проведении гидродинамических и инфраструктурных расчетов.

Для цитирования: Варавва А.И., Апасов Р.Т., Бадгутдинов Р.Р., Ямалетдинов А.Ф., Корякин Ф.А., Сандалова Е.Е., Самоловов Д.А., Бикбулатов С.М., Нехаев С.А. Иерархия интегрированных моделей. Применение интегрированного моделирования различной степени сложности на всех этапах жизненного цикла газоконденсатных проектов. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2022;7(2):41–51. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-2-41-51>

Статья поступила в редакцию 11.10.2021

Принята к публикации 21.04.2022

Опубликована 30.06.2022

HIERARCHY OF INTEGRATED MODELS. APPLYING INTEGRATED MODELING OF VARYING DETAIL AT DIFFERENT STAGES OF GAS CONDENSATE PROJECTS DEVELOPMENT

Artem I. Varavva^{1,*}, Renat T. Apasov¹, Ruslan R. Badgutdinov¹, Ayrat F. Yamaletdinov¹, Fedor A. Koryakin¹, Ekaterina E. Sandalova¹, Dmitriy A. Samolovov¹, Salavat M. Bikbulatov², Sergey A. Nekhaev³

¹LLC Gazpromneft STC, RF, Tyumen

²PJSC Gazpromneft, RF, Saint-Petersburg

³LLC Gazpromneft-Development, RF, Saint-Petersburg

E-mail: Varavva.AI@gazpromneft-ntc.ru

Background. An integrated model (IM) is a unified digital model of a field, consisting of related models of a reservoir, wells, and a surface infrastructure model, it is indispensable tool at all stages of major projects, because it allows finding system solutions and takes into account the maximum possible number of factors and constraints. The integrated approach is especially relevant for reservoirs with oil rims, gas and gas condensate assets, when the produced fluid contains a large amount of associated petroleum gas and natural gas and system “reservoir — wellbore — gathering and hydrocarbon treatment network” is inseparable, so need to take into account the mutual influence of components to production forecast, to search optimal development solutions. However, when working with integrated model, requirements for the initial data increase, labor costs and computing power both for the creation and for model maintenance increase, speed of model calculations and taking decisions decrease. One of the major strategic challenges of the company is ensuring the optimum value created, thus need the balance between model detail and calculation accuracy.

In practical cases, it is more correct to speak not about a single integrated model, but about a hierarchy of integrated models or integrated modeling tools. We use a compositional principle of using IM tools, which implies building of ready-made component models and combining them into a full model of the field in a configuration necessary for solving specific problems. It makes sense to use the Pareto law to select the configuration of the integrated model: for individual tasks, we can somewhat simplify the model (component models), having lost only 20% of its properties, and it is possible that the lost properties will not have any effect when addressing this research problem.

Aim. The article object is the matrix of application integrated models of varying degree of detail development, article is based on long-term experience of professional engineers.

Materials and methods. The article presents the case study of a multi-reservoir gas condensate field X as an example of the integrated modeling tools development, which have varying degree of detail depends on project stage and solving problems:

- An analytical (“balance”) integrated model of a field based on a mathematical model;
- Simplified integrated model based on a detailed gathering network model and a simplified analytical reservoir model;
- Integrated model with a “Network” option based on detailed reservoir model and simplified gathering network model (VLP);
- Integrated model in the integrator software (Resolve) based on combining a gathering network simulator (GAP) and a reservoir flow simulator

Various types of integrated models are compared with each other, advantages and disadvantages, solved task and place in hierarchy of integrated models are highlighted. The tools and approaches of integrated modeling used by the authors in practice are generalized in the form of integrated modes applicability matrix. Degree of detail integrated models is associated with the initial data, the stage of project development and the tasks solved at this stage.

Results. The article shows that the introduction of reasonable and justified simplifications, the elimination of the shortcomings of simpler models using analytical methods, custom algorithms and Workflow allows to achieve the match of varying degree of detail integrated models with high accuracy.

Keywords: integrated model, simplified integrated model, Network option, integrator software, gas condensate fields development, stages of projects

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

Acknowledgments: The authors expresses thanks to the employees of Gazpromneft-Zapolyarye LLC and Gazpromneft STC LLC D.Yu. Bazhenov, P.A. Kudrin, V.A. Khilko, T.R. Akhmedshin for supporting in developing the materials of this article and in carrying out hydrodynamic and infrastructure calculations.

ВВЕДЕНИЕ

Интегрированная модель (ИМ) — единая цифровая модель месторождения, объединяющая модели пласта, скважин и наземной инфраструктуры с едиными граничными условиями и ограничениями и учитывающая их взаимовлияние. В состав ИМ также могут входить модели системы подготовки и переработки, внешнего транспорта, финансово-экономическая модель и др. Интегрированный подход особенно актуален для пластов с нефтяными оторочками, газовых и газоконденсатных объектов ввиду содержания большого количества газа как в пласте, так и в системе сбора углеводородов, из-за чего возрастают фильтрационные сопротивления, снижается коэффициент продуктивности, увеличиваются скорости и давления в шлейфах и в лифтовых подъемниках. Также возникают ограничения, связанные переработкой, утилизацией и реализацией добываемого газа, возникают вопросы об оптимальном управлении фондом скважин.

Опыт работы с интегрированными моделями Новопортовского [1, 2] и Тазовского [3] месторождений показывает, во-первых, существенное влияние имеющихся ограничений на профиль добычи углеводородов, во-вторых, необходимость применения интеграции на как можно более ранних стадиях развития проекта, когда принимаются решения, влияющие на основной объем капитальных затрат, формируется основная ценность проекта. Однако в то же время интегрированные модели имеют повышенные требования к исходным данным, требуются существенные трудозатраты и вычислительные мощности как при создании, так и при сопровождении, актуализации ИМ, также снижается оперативность выполнения расчетов и принятия решений. Следовательно, требуется баланс между детальностью модели и точностью расчета для достижения стратегической цели компании, обеспечения оптимума создаваемой ценности.

Целью данной статьи является обобщение используемые авторами в практической деятельности инструменты интегрированного моделирования на основе следующих

критериев: объем исходных данных, механизм интеграции, ограничения и допущения.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Газоконденсатное месторождение X территориально расположено на полуострове Ямал. Планируется вовлекать в разработку неоконъюнкционные залежи, включающие более 15 пластов, выделено 5 объектов разработки. Экономический интерес представляют как запасы газа, так и запасы конденсата (потенциальное содержание компонентов C₅+ изменяется от 30 до 200 г/м³). В данном случае необходим наибольший охват инструментами интегрированного моделирования для решения комплексных задач как стратегического, так и оперативного прогнозирования профилей добычи.

На примере месторождения X приводится описание используемых инструментов интегрированного моделирования, детальность которых изменялась по мере развития проекта и решаемых задач. Различные типы интегрированных моделей сравниваются между собой, анализируется необходимость их применения на различных этапах развития проекта с решаемыми на этом этапе задачами. Также описаны проблемы, с которыми авторы столкнулись при работе с интегрированными моделями различной детальности, подходы к их решению, сформулированы выученные уроки.

АНАЛИТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ

На ранних этапах развития проекта до начала построения моделей или инициации проекта незаменимым инструментом является аналитическая («балансовая») модель месторождения. Это математическая модель, количественно описывающая геолого-физические свойства пласта, течение флюида в скважине и давление в поверхностной сети при помощи физических зависимостей или корреляций [4]. Она включает в себя ряд допущений:

- модель средней скважины: для расчета используются средние параметры по всем разведочным скважинам (единые

извлекаемые запасы, единое пластовое давление);

- пласт моделируется по методу материального баланса, пластовое давление рассчитывается по линейной зависимости $P_{пл} / z_{пл} - P_{пл}^0 / z_{пл}^0 = Q_r - Q_r^0$;
- модель однофазного течения, ВГФ и КГФ не влияют на продуктивность скважины, КГФ учитывается в виде функции $ПС5+ = f(P_{пл})$;
- двухчленный закон фильтрации (уравнение Форхгеймера), фильтрационные коэффициенты A^* и B^* не меняются с течением времени;
- упрощенный расчет потерь давления в скважине и в сети сбора (от общего дебита газа, без разбивки на кусты / ветки трубопроводов) по аналитической формуле для «сухого» газа.

Балансовая модель в большинстве случаев применяется для экспресс-оценки профилей добычи на ранних этапах разработки проектов (этап «Поиск» и «Оценка») с минимальным количеством входной информации. Основное преимущество «балансовой» ИМ: для оценки профилей добычи нужно знать только запасы и продуктивность «средней» скважины, при этом количество расчетов модели неограниченно. Для рассматриваемого проекта Х «балансовая» ИМ использовалась для верхнеуровневой оценки профилей добычи УВ с учётом имеющихся неопределенностей для инициации и более подробного рассмотрения проекта на более детальных моделях. Следует отметить, что в компании активно используется и модернизируется аналитическая 2D-«зонная» модель, которая снимет ряд указанных выше допущений, что, однако, делает инструмент более сложным и менее быстрым.

УПРОЩЕННАЯ ИНТЕГРИРОВАННАЯ МОДЕЛЬ (УИМ)

Логичным предложением «балансовой» интегрированной модели является «упрощенная интегрированная модель»: модель сети сбора со скважинами и заданными кривыми падения (Decline Curves). В данном случае детализация наземной инфраструктуры и скважин максимальна, а модель пласта — упрощенная.

Упрощенная ИМ включает в себя следующие элементы:

- *сеть сбора* задаётся максимально подробно, точно задаются все длины и диаметры трубопроводов, рассчитываются теплотери, может быть задан любой вариант топологии системы сбора (лучевая / коллекторная схема и т. д.);
- *модель скважины* задаётся максимально детально, учитывается инклинометрия

скважин, дифференциация по отходам от кустовой площадки, настройка модели скважин на фактические данные (ГДИ);

- *аналитическая модель пласта* с учетом дифференциации скважин: для каждой скважины или группы скважин (зоны) задаются характерные (индивидуальные) продуктивности скважин, дренируемые запасы и пластовые давления.

Используемый инструмент Decline curves в качестве исходных данных использует зависимости от накопленной добычи:

$$P_{пл} = f_{рпл}(Q_r), \text{ ПС5+} = f(P_{пл}) = f_{ПСС5+}(Q_r),$$

где $P_{пл}$ — пластовое давление в зоне отбора; ПС5+ — потенциальное содержание компонентов С5+ в добываемом газе; Q_r — накопленные отборы газа.

Для задания зависимости $f_{рпл}(Q_r)$ используются зависимости фактора сверхсжимаемости от давления $z_{пл}(P_{пл})$ из модели PVT и кривая материального баланса $P_{пл} / z_{пл} - P_{пл}^0 / z_{пл}^0 = Q_r - Q_r^0$.

Далее производится простая замена параметризации и, как итог, получается функция $P_{пл} = f_{рпл}(Q_r)$. Итоговая зависимость $P_{пл}(Q_r)$ — нелинейная, т.к. газ не является идеальным, — дренируемые запасы на каждую скважину определяются при помощи карт толщин и обоснованной на основе месторождений-аналогов площади дренирования. Для получения зависимости ПС5+ = $f(P_{пл})$ используется зависимость CVD из модели PVT. Задавалась также зависимость ВГФ = $f_{ВГФ}(Q_r)$ по данным месторождения-аналога.

По каждой скважине задается IPR-кривая на основе двухпараметрического уравнения притока:

$$p_{пл}^2 - p_3^2 = AQ + BQ^2.$$

Для прогнозирования коэффициентов A и B на основе имеющихся данных по разведочному фонду скважин использовался следующий алгоритм.

1. Определение фильтрационных коэффициентов A и B для ГДИ по разведочным скважинам, вычисление удельных коэффициентов $A_{уд}$ и $B_{уд}$ (на 1 м эффективной газонасыщенной толщины).
2. Интерполяция удельных коэффициентов $A_{уд}$ и $B_{уд}$ по каждому пласту.
3. Расчёт карт коэффициентов A и B для прогнозных скважин при помощи интерполированных карт $A_{уд}$ и $B_{уд}$ и карты эфф. газонасыщенных толщин:

$$A = A_{уд} / (h \cdot R); B = B_{уд} / (h^2 \cdot R^2),$$

где h — эффективная газонасыщенная толщина; R — кратность дебита. Параметр R вводится для учёта заканчивания

скважины и представляет собой отношение дебита проектной скважины, рассчитанного по аналитической формуле для конкретно выбранного закачивания, и дебита «средней» фактической наклонно направленной скважины, рассчитанной по уравнению Дюпюи. Коэффициент определялся аналитически (ГС, уравнение Джоши) или на основе месторождений-аналогов (ГС+МГРП).

4. Для каждой проектной скважины с полученных карт снимаются значения A и B . Если скважина вскрывает несколько пластов, то полученные коэффициенты «суммируются»:

$$A = \frac{\sum_{i=1}^n A_i \cdot q_{iAOF}}{\sum_{i=1}^n q_{iAOF}}, B = \frac{\sum_{i=1}^n B_i \cdot q_{iAOF}^2}{(\sum_{i=1}^n q_{iAOF})^2},$$

где i — номер пласта; n — количество одновременно вскрываемых пластов; q_{iAOF} — абсолютно свободный дебит газа пласта i . Из недостатков данного подхода по описанию модели пласта следует отметить следующие.

1. Отсутствуют внутрипластовая интерференция между скважинами и перетоки между соседними зонами дренирования. В случае отключения каких-либо скважин недобытые запасы больше не дренируются другими скважинами.
2. Не учитывается изменение фильтрационных коэффициентов с течением времени из-за подтягивания подстилающей воды, выпадения конденсата в ПЗП или при нестационарном режиме фильтрации.

Исходные данные для построения упрощенной интегрированной модели: карты толщин, на которых расставляется проектный фонд скважин и с которых снимаются значения для масштабирования; результаты анализа продуктивности разведочных и фактических скважин; PVT-модель пластового флюида. Существенным плюсом используемой упрощенной модели является то, что для ее построения не нужна полномасштабная ГМ или ГДМ, что позволяет проводить расчеты ИМ параллельно с построением данных моделей. В то же время проводится создание ряда важных для дальнейшей интеграции детальных моделей-компонентов: сети сбора и скважин, а также выполняется геолого-промысловый анализ разработки пластов. При этом на каждый элемент сети или скважин заданы свои ограничения: скорость потока на устье и в трубопроводах, общее ограничение («полка») по добыче газа, ограничение по давлению на терминальном узле — КС+УКПГ. В результате УИМ может быть эффективно использована для решения ряда актуальных задач:

- оценка кустования и системы сбора с оптимизацией очередности ввода объектов: скорость расчетов позволяет провести большое количество итераций по корректировке сети сбора, координат кустовых площадок с учетом топологии и конфигурации газосборной сети (ГСС);
- оценка перспективных зон для бурения в ходе анализа карт продуктивности по данным испытаний по каждому пласту;
- оценка профилей добычи с учетом имеющихся ограничений более достоверна в сравнении с использованием более простых аналитических моделей;
- комплексная (в том числе экономическая) оценка сценариев разработки: расчет температуры по ГСС и необходимого количества метанола; уточнение диаметров НКТ, длин и диаметров газосборов на весь период разработки;

НА УПРОЩЕННОЙ ИНТЕГРИРОВАННОЙ МОДЕЛИ МОЖНО ПРОВЕСТИ БОЛЬШОЕ КОЛИЧЕСТВО ИТЕРАЦИЙ, СРАВНИТЬ РАЗЛИЧНЫЕ СЦЕНАРИИ И ВЫБРАТЬ НАИБОЛЕЕ ПЕРСПЕКТИВНЫЙ ВАРИАНТ ДЛЯ РАСЧЕТА НА БОЛЕЕ СЛОЖНЫХ ИНСТРУМЕНТАХ.

Таким образом, для рассматриваемого проекта Х УИМ позволила сравнить большое количество сценариев разработки и обустройства месторождения и выбрать наиболее перспективные варианты для расчета на более сложных инструментах;

ИНТЕГРИРОВАННАЯ МОДЕЛЬ С ОПЦИЕЙ NETWORK

Следующая по сложности ИМ с опцией Network. Данная опция доступна для большинства гидродинамических симуляторов. Существенным плюсом этого подхода является то, что связка «пласт — скважина — система сбора» решается в рамках единой системы уравнений, которая линеаризуется и решается итерационно. При этом на гидродинамическую модель пласта (ГДМ) не накладывается никаких требований, нужны минимальные корректировки модели для интеграции, таким образом, детализация подземной части максимальна. Доступны все имеющиеся в гидродинамическом симуляторе опции, например, для управления фондом скважин в условиях заданных ограничений (группового контроля), автоматического подбора давления на терминальном узле для выполнения суммарной полки добычи УВ. Детализация сети сбора и скважин в данном подходе несколько ниже, чем для УИМ: потери давления внутри скважин и элементов

сети интерполируются через предварительно рассчитанные таблицы потерь давления (VFP-таблицы). На структуру сети накладывается ряд ограничений:

- структура сети линейная, отсутствуют кольцевые участки («лупинги»);
- на терминальный узел (НС+УКПГ) накладывается постоянное давление, изменение которого невозможно в пределах линейных итераций, возможно только «явное» изменение давления на следующий временной шаг;
- учет ограничений со стороны сети сбора и устьев скважин (максимальные скорости, давления) возможен только «явно» на следующем временном шаге, что может приводить к «осцилляциям» решения;
- ограниченные возможности учета нелинейных элементов сети сбора (насосы, компрессоры, штуцера, сопротивления) через VFP-таблицы;
- задание ограничений площадных объектов (УКПГ) возможно только через интегральные ограничения объемной добычи углеводородов.

Потери давления по VFP-таблицам также рассчитываются с рядом допущений: постоянные составы флюида; постоянная температура на входе в трубопровод; упрощенный расчет по корреляционным формулам скоростей потока в различных участках сети.

Однако, как показывает практика, влияние большинства имеющихся ограничений и допущений модели Network можно минимизировать [5].

1. Потери давлений в лупингах с хорошей точностью рассчитываются через концепцию эквивалентного диаметра, который нужно вычислять исходя не из равенства площадей, а из равенства перепадов давлений по участкам.
2. Ряд ограничений, которые зачастую приводят к «осцилляциям» решения и нарушению заданных лимитов на некоторых временных шагах (например, ограничение по устьевой скорости газа), можно перенести в VFP-таблицы лифтовых подъемников, в результате чего данные ограничения будут учтены «неявно» в процессе линейных итераций.
3. Основные ограничения (максимальная депрессия, максимальная скорость газа на устьях скважин и в сети сбора) можно достаточно легко устранить с помощью ключевых слов (UDQ, ACTION) и корреляционных формул.

Как итог, ИМ с опцией Network — практически полноценная ИМ, которая позволяет рассчитывать различные сценарии разработки и наземного обустройства, которые были основаны ранее на этапе УИМ, с учетом всех

имеющихся ограничений. При этом ГДМ дает нам наиболее достоверные прогнозы дебитов (в том числе ГС, МЗС, ГС+МГРП без привлечения аналитической «кратности» дебита) и пластового давления (с учетом геологического строения и интерференции скважин). Для рассматриваемого проекта X данная модель использовалась как основа для расчета профилей добычи при переходе с этапа «Выбор» на этап «Определение» для поиска наиболее сбалансированного и обрисованного решения.

ИНТЕГРИРОВАННАЯ МОДЕЛЬ В ПРОГРАММЕ-ИНТЕГРАТОРЕ

Наиболее полноценная ИМ по общепринятому мнению — ИМ в программе-интеграторе, которая позволяет комбинировать в рамках единой ИМ различные внешние и внутренние программы-симуляторы (компоненты ИМ): симулятор завода (УКПГ), симулятор сети сбора, гидродинамический симулятор и др. Используются явные модели пласта, скважины, сети сбора, УКПГ и др. Можно задавать элементы моделей сколь угодно детально с учетом фактических конструкций элементов. С точки зрения метода интеграции, напротив, есть ряд допущений и недостатков. Расчет моделей-компонентов, как правило, производится последовательно. Совместное решение «сеть сбора — скважина — пласт» выполняется только на момент связи моделей, на начало каждого временного шага. В пределах временного шага предполагается, что режимы работы скважин, пласта и сети сбора изменяются незначительно, т.е. используется неявная схема расчета, что может приводить к осцилляциям решения при резком изменении параметров моделей-компонентов. Такая проблема достаточно распространена в ИМ нефтяных оторочек [3], когда при прорыве газа в скважину подгазовой зоны существенно изменяется и режим работы ГНО, и индекс продуктивности скважины, что приводит к «пилообразному» режиму работы, для корректировки которого приходится проводить измельчение временного шага, или корректировать алгоритмы интеграции и передаваемые ограничения, или «сглаживать» получаемое в ГДМ решение (сглаживание кубов, отказ от локальных измельчений). С помощью собственных алгоритмов или встроенных возможностей интеграторов можно добавлять итерации для балансировки системы «сеть сбора — скважина — пласт» и учета изменений режимов работы в пределах временного шага путем пересчета ГДМ после расчета сети сбора. Однако такая схема связи требует существенных вычислительных и временных затрат и не выполняется на полномасштабных ИМ.

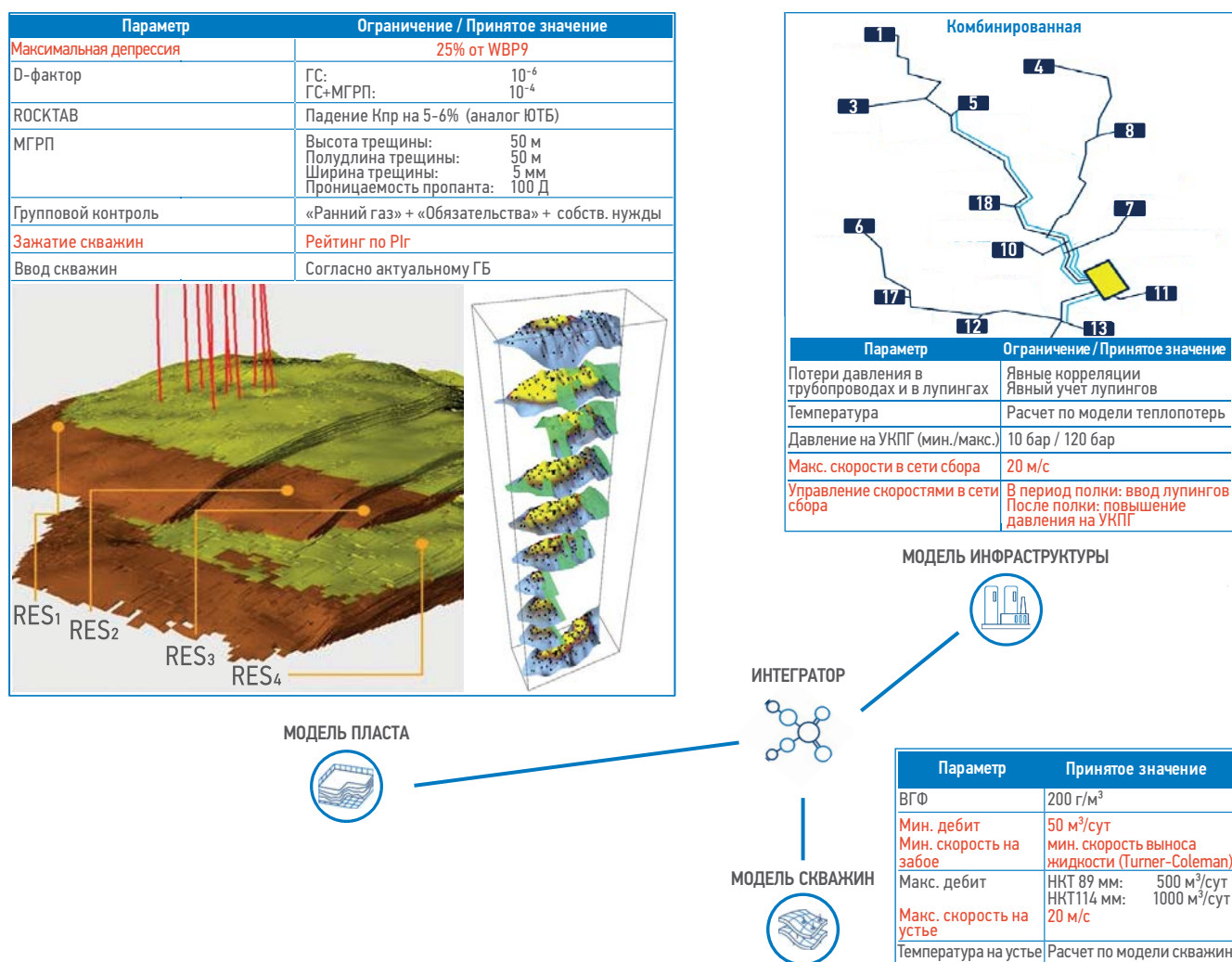


Рис. 1. Алгоритмы, для которых потребовалась пользовательская реализация с помощью Workflow (выделены красным). Составлено авторами

Fig. 1. IM in the integrator program (algorithms that required custom implementation using Workflow are highlighted in red). Created by authors

Также в программе-интеграторе, как правило, доступны ограниченные возможности группового управления по сравнению с ГДМ. Для решения практических задач группового управления (рейтингование скважин, автоматическое включения фонда, указание для каждого ограничения управляющего параметра и др.) зачастую необходимо создание пользовательских алгоритмов. На рис. 1 для примера приведено количество алгоритмов, которые пришлось реализовать для рассматриваемого месторождения X. Несмотря на указанные недостатки, зачастую ИМ в программе-интегратора является безальтернативным инструментом. Для создания ИМ нужны модели пласта, скважин и сети сбора, созданные в соответствующих программах-компонентах, дополнительное упрощение или преобразование их не требуется. Все нелинейные и фактические инфраструктурные элементы моделируются наиболее достоверным, явным образом. Данная связка имеет подробное описание подземной части, сети

сбора. Благодаря этому модель, созданная в программе-интеграторе с явным моделированием и полной детализацией как подземной, так и наземной части, рассматривается нами как эталон, с которым сравниваются другие, более простые модели.

РЕЗУЛЬТАТЫ

Все используемые на практике инструменты интегрированного моделирования имеют свои преимущества и недостатки. Более простые модели не всегда с достаточной точностью описывают физику процесса, более сложные детальные модели имеют ограничения, связанные с временем разработки, расчета и адаптации модели, и для решения практических задач их приходится упрощать. Результаты расчётов с использованием описанных ИМ различной детальности при использовании одинаковых предпосылок и корректных допущений зачастую

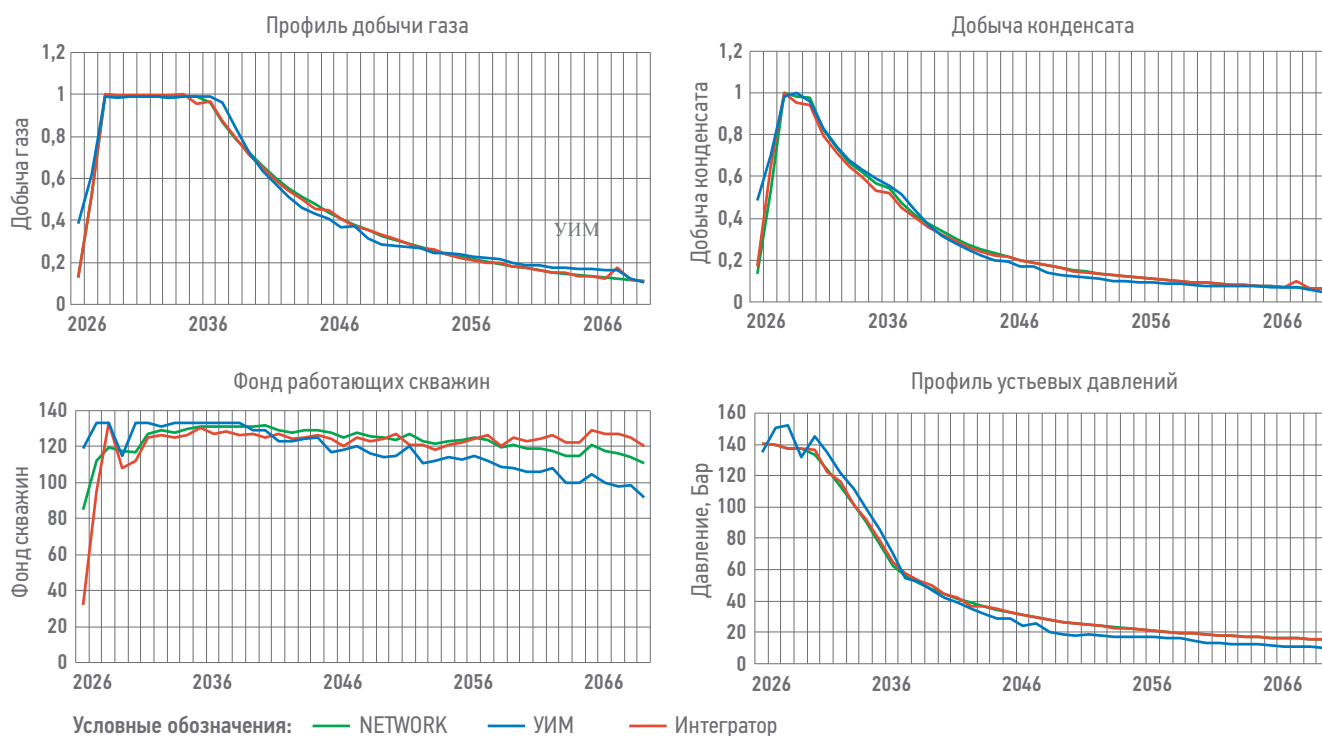


Рис. 2. Сравнение результатов расчёта с использованием различных ИМ. Составлено авторами
Fig. 2. Forecast results comparison. Created by authors

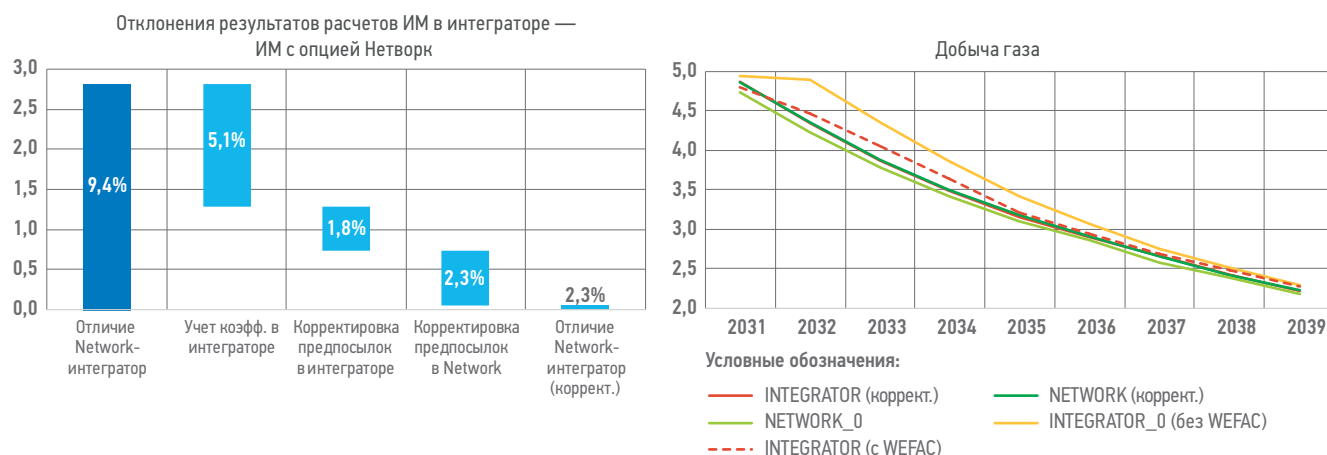


Рис. 3. Сравнение модели ИМ в программе-интеграторе и ИМ с опцией Network. Составлено авторами
Fig. 3. Comparison of the model created in the integrator program and the model with the Network option. Created by authors

отличаются незначительно (рис. 2). Однако в процессе анализа результатов расчета был выявлен ряд несоответствий предпосылок расчета: в PVT-моделях флюида, коэффициентах эксплуатации, используемых при расчете VFP-таблиц температурах и др. Эти на первый взгляд незначительные несоответствия приводили к отклонению результатов расчетов по добыче и продолжительности полки на ~10 %. После корректировки моделей и синхронизации предпосылок расчета как модели Network, так и модели в программе-интеграторе результаты расчетов этих инструментов стали идентичны (рис. 3).

Таким образом, процесс интеграции в более сложном инструменте и сравнение с более простым инструментом позволяют выявить несоответствие предпосылок расчета и уточнить все используемые интегрированные инструменты, после чего их можно комплексировать для решения производственных задач: более простые инструменты позволяют давать оперативные прогнозы, рассматривать большее количество вариантов, выполнять анализ неопределенностей, выбирать сценарии для дальнейшей проработки на более сложных моделях, среднесрочных и долгосрочных прогнозах.

ВЫВОДЫ

Как показывает практика, для крупного проекта, как правило, есть не единая интегрированная модель, а набор моделей-компонентов различной детальности, которые объединяются в единую ИМ в той конфигурации, которая необходима для решения конкретных производственных задач. Структура, набор и детальность моделей-компонентов, а также методы интеграции могут существенно изменяться в зависимости от объектов разработки, этапа развития проекта, горизонта планирования и решаемых задач (табл. 1).

На начальных этапах развития проекта, в условиях недостаточности и большой неопределенности информации требуются более простые и быстрые ИМ для проведения большого количества расчетов в диапазонах неопределенностей. По мере уточнения геологического строения осуществляется переход на 2D-, 3D-модели как по наземной, так и подземной части. При этом практика концептуального проектирования разработки и обустройства месторождений показала, что на начальных этапах развития проектов целесообразно применять более сложные инструменты геологического и гидродинамического моделирования, позволяющие учесть особенности пластов. При этом модели-компонент «Скважина» и «Система сбора» используются

для этих задач в упрощенном виде, позволяющие учесть только ключевые особенности объектов. На этапе «Определение» для детальной проработки проектных решений, уточнения концепции используется комплекс инструментов: проведение много-сценарных расчетов на Network, использование Proxu-УИМ для поиска основных определяющих зависимостей целевой функции от исходных параметров и неопределенностей, верификация расчетов на полноценной связке в программе-интеграторе. Ценность от применения интегрированной модели на этапе «Эксплуатация» напрямую связана с оперативностью получения результатов моделирования режимов работы скважин и возможностью оценить эффективность корректирующих мероприятий. Соответственно, часто на данном этапе модель-компонента «Пласт» представлена в упрощенном виде, что позволяет повысить скорость выполнения расчетов и принятия решений в целом. Процесс развития инструментов интегрированного моделирования в процессе развития проекта от этапа «Оценка» и «Выбор» до этапа «Реализация» и «Эксплуатация», сравнение более сложных с более простыми инструментами позволяет, во-первых, выявить несоответствие предпосылок расчета, во-вторых, обосновать используемые допущения и уточнить все используемые интегрированные модели и добиться совпадения результатов расчетов разных моделей

Таблица 1. Детальность ИМ и решаемые задачи в зависимости от этапа проекта
Table 1. The detail of the MI and the tasks to be solved, depending on the stage of the project

	Этапы проекта				
	Поиск	Оценка	Выбор	Определение	Реализация
Задачи проекта	Оценка запасов для подтверждения возможности коммерчески выгодной разработки месторождения		Разработка и оценка альтернативных концепций с целью максимизации стоимости с одновременным снижением рисков и неопределенностей до приемлемого уровня, выбор оптимальной интегрированной концепции разработки	Детальная проработка проектной документации в соответствии с решениями по содержанию, качеству, срокам и бюджету проекта, принятыми при выборе интегрированной концепции разработки	Проведение строительно-монтажных и пусконаладочных работ и последующая передача в эксплуатацию
Задачи ИМ	- Верхнеуровневая (вариативная и сценарная) оценка профилей добычи - Оценка неопределенностей - Подбор диаметров НКТ		- Оценка профилей добычи - Оценка перспективных зон для бурения и ОПР - Выбор наиболее перспективных сценариев и вариантов расчёта - Оценка кустования и конфигурации системы сбора - Оценка необходимой мощности площадных объектов, количества метанола - Уточнение диаметров НКТ	Уточнение концепции разработки Уточнение и оптимизация системы разработки и режимов работы скважин Выявление узких мест и оптимизация сети сбора Определение оптимальной стратегии управления фондом скважин и давлением в сети сбора в условиях ограничений для максимизации ЖУВ	- Среднесрочное и долгосрочное прогнозирование профилей добычи - Оперативное прогнозирование, формирование технологических режимов - Оптимизация технологических режимов для максимизации добычи ЖУВ
Детальность ИМ	Аналитическая модель		NETWORK / УИМ / Аналитическая модель	ИМ в программе-интеграторе / NETWORK / УИМ / Аналитическая модель	
Исходная информация	Запасы и анализ ГДИС	Запасы и анализ ГДИС, карты, модели скважин, модели сети сбора	Карты, модели скважин, модель сети сбора, ГМ+ГДМ, ограничения и алгоритмы их реализации	Уточнённые РВТ, ФЕС, топология сети сбора и конструкции объектов, синхронизация и доработка модели	Динамические замеры давления, температур и объёмов по скважинам и по основным технологическим узлам

с высокой точностью. Таким образом, используя на каждом этапе развития проекта и для решения конкретных производственных задач модели достаточной детальности или комплекс интегрированных

инструментов различной детальности, проектным командам удастся сделать точный прогноз, затратив оптимальное количество времени и использовав максимум имеющейся информации.

Список литературы

1. Апасов Р.Т., Чамеев И.Л., Варавва А.И., Верниковская О.С., Ильясов А.Р., Вирт В.И. Интегрированное моделирование — инструмент повышения качества проектных решений для разработки нефтяных оторочек многопластовых нефтегазоконденсатных месторождений // Нефтяное хозяйство. — 2018. — № 12. — С. 46–49.
2. Богданов Е.В., Чамеев И.Л., Решетников Д.А., Первозкин И.В., Ткачук А.В., Шорохов А.Н. Интегрированное моделирование как инструмент, повышающий эффективность разработки многопластового нефтегазоконденсатного месторождения // Нефтяное хозяйство. — 2019. — № 12. — С. 52–55.
3. Varavva A.I., Apasov R.T., Samolovov D.A., Elesin A.V., Apasov G.T., Voyevoda E.V., Reshetnikov D.A., Senachin M.A. Creating the Integrated Model for Conceptual Engineering of Reservoir Management and Field Facilities Construction — Experience of Tazovskoe Oil and Gas-Condensate Field // Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, October — 2021. — SPE-206540-MS.
4. Хилько В.А., Ситников А.Н., Борисов Д.В. Решение задачи управления работой куста газовых скважин с различающимися продуктивными характеристиками // Газовая промышленность. — 2019. — № 1. — С. 12–16.
5. Varavva A.I., Apasov R.T., Badgutdinov R.R., Yamaletdinov A.F., Koryakin F.A., Sandalova E.E., Samolovov, Bikbulatov S.M., Nekhaev S.A. Hierarchy of Integrated Models of Varying Detail to Solve Problems at Different Stages of Gas Condensate Projects Development // Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference — 2021. — SPE-206545-MS.

References

1. Apasov R.T., Chameev I.L., Varavva A.I., Vernikovskaya O.S., Ilyasov A.R., Virt V.I. Integrated modeling: a tool to improve quality of design solutions in development of oil rims of multi-zone oil-gas-condensate fields // Oil Industry. — 2018. — № 12. — P. 46–49.
2. Bogdanov E.V., Chameev I.L., Reshetnikov D.A., Perevozkin I.V., Tkachuk A.V., Shorokhov A.N. Integrated modeling as a tool to increase the development efficiency of the multilayer oil-gas-condensate field // Oil Industry. — 2019. — № 12. — P. 52–55.
3. Varavva A.I., Apasov R.T., Samolovov D.A., Elesin A.V., Apasov G.T., Voyevoda E.V., Reshetnikov D.A., Senachin M.A. Creating the Integrated Model for Conceptual Engineering of Reservoir Management and Field Facilities Construction — Experience of Tazovskoe Oil and Gas-Condensate Field // Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, October — 2021. — SPE-206540-MS.
4. Khilko V.A., Sitnikov A.N., Borisov D.V. Problem solution of control of a cluster of gas well with different productive characteristic // Gas Industry. — 2019. — № 12. — P. 52–55.
5. Varavva A.I., Apasov R.T., Badgutdinov R.R., Yamaletdinov A.F., Koryakin F.A., Sandalova E.E., Samolovov, Bikbulatov S.M., Nekhaev S.A. Hierarchy of Integrated Models of Varying Detail to Solve Problems at Different Stages of Gas Condensate Projects Development // Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference — 2021. — SPE-206545-MS.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

А.И. Варавва — разработал идею статьи, провел расчеты, сделал теоретический анализ, анализ результатов расчетов, работал над текстом статьи.

А.Ф. Ямалетдинов — разработал идею статьи, провел расчеты, сделал теоретический анализ, анализ результатов расчетов, работал над текстом статьи.

Ф.А. Корякин — разработал идею статьи, провел расчеты, сделал теоретический анализ, анализ результатов расчетов, работал над текстом статьи.

Е.Е. Сандалова — разработал идею статьи, провел расчеты, сделал теоретический анализ, анализ результатов расчетов, работал над текстом статьи.

Р.Р. Бадгутдинов — разработал идею статьи, провел расчеты, сделал теоретический анализ, анализ результатов расчетов, работал над текстом статьи.

Р.Т. Апасов — разработал идею статьи, провел методическую поддержку, сделал теоретический анализ, анализ результатов расчетов.

Д.А. Самоловов — разработал идею статьи, провел методическую поддержку, сделал теоретический анализ, анализ результатов расчетов.

С.М. Бикбулатов — разработал идею статьи, провел методическую поддержку, сделал теоретический анализ, анализ результатов расчетов.

Artem I. Varavva — purposing paper concept, doing calculus, doing theoretical analysis, doing results analysis, writing the text of the article.

Ayrat F. Yamaletdinov — purposing paper concept, doing calculus, doing theoretical analysis, doing results analysis, writing the text of the article.

Fedor A. Koryakin — purposing paper concept, doing calculus, doing theoretical analysis, doing results analysis, writing the text of the article.

Ekaterina E. Sandalova — purposing paper concept, doing calculus, doing theoretical analysis, doing results analysis, writing the text of the article.

Ruslan R. Badgutdinov — purposing paper concept, doing calculus, doing theoretical analysis, doing results analysis, writing the text of the article.

Renat T. Apasov — purposing paper concept, methodological supporting, doing theoretical analysis, doing results analysis.

Dmitriy A. Samolovov — purposing paper concept, methodological supporting, doing theoretical analysis, doing results analysis.

Salavat M. Bikbulatov — purposing paper concept, methodological supporting, doing theoretical analysis, doing results analysis.

С.А. Нехаев — разработал идею статьи, провел методическая поддержку, сделал теоретический анализ, анализ результатов расчетов.

Sergey A. Nekhaev — purposing paper concept, methodological supporting, doing theoretical analysis, doing results analysis.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Артём Игоревич Варавва* — руководитель по разработке продукта, ООО «Газпромнефть НТЦ» 625048, Россия, Тюмень, ул. 50 лет Октября, д. 14, МФК «Магеллан».
e-mail: Varavva.AI@gazpromneft-ntc.ru

Artem I. Varavva* — Product manager, LLC Gazpromneft STC
14, 50 Let oktyabrya str., 625048, Tyumen, Russia.
e-mail: Varavva.AI@gazpromneft-ntc.ru

Ренат Тимергалеевич Апасов — руководитель программ развития продуктов, ООО «Газпромнефть НТЦ» 625048, Россия, Тюмень, ул. 50 лет Октября, д. 14, МФК «Магеллан».
e-mail: Apasov.RT@gazpromneft-ntc.ru

Renat T. Apasov — Product development program manager, LLC Gazpromneft STC
14, 50 Let oktyabrya str., 625048, Tyumen, Russia.
e-mail: Apasov.RT@gazpromneft-ntc.ru

Руслан Рустамович Бадгутдинов — директор программ развития продуктов, ООО «Газпромнефть НТЦ» 625048, Россия, Тюмень, ул. 50 лет Октября, д. 14, МФК «Магеллан».
e-mail: Badgutdinov.RR@gazpromneft-ntc.ru

Ruslan Rustamovich Badgutdinov — Director for product development program, LLC Gazpromneft STC,
14, 50 Let oktyabrya str., 625048, Tyumen, Russia.
e-mail: Badgutdinov.RR@gazpromneft-ntc.ru

Айрат Флюрович Ямалетдинов — руководитель по разработке продукта, ООО «Газпромнефть НТЦ» 625048, Россия, Тюмень, ул. 50 лет Октября, д. 14, МФК «Магеллан».
e-mail: Yamaletdinov.AF@gazpromneft-ntc.ru

Ayrat F. Yamaletdinov — Product manager, LLC Gazpromneft STC,
14, 50 Let oktyabrya str., 625048, Tyumen, Russia.
e-mail: Yamaletdinov.AF@gazpromneft-ntc.ru

Федор Андреевич Корякин — главный специалист, ООО «Газпромнефть НТЦ» 625048, Россия, Тюмень, ул. 50 лет Октября, д. 14, МФК «Магеллан».
e-mail: Koryakin.FA@gazpromneft-ntc.ru

Fedor A. Koryakin — Chief specialist, LLC Gazpromneft STC,
14, 50 Let oktyabrya str., 625048, Tyumen, Russia.
e-mail: Koryakin.FA@gazpromneft-ntc.ru

Екатерина Евгеньевна Сандалова — главный специалист, ООО «Газпромнефть НТЦ» 625048, Россия, Тюмень, ул. 50 лет Октября, д. 14, МФК «Магеллан».
e-mail: Koryakin.FA@gazpromneft-ntc.ru

Ekaterina E. Sandalova — Chief specialist, LLC Gazpromneft STC,
14, 50 Let oktyabrya str., 625048, Tyumen, Russia.
e-mail: Koryakin.FA@gazpromneft-ntc.ru

Дмитрий Алексеевич Самоловов — эксперт, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, Санкт-Петербург, наб. реки Мойки д. 75-79, литер Д.
e-mail: Samolovov.DA@gazpromneft-ntc.ru

Dmitriy A. Samolovov — Expert, LLC Gazpromneft STC,
75–79 liter D Moika river emb., 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Samolovov.DA@gazpromneft-ntc.ru

Салават Миниахметович Бикбулатов — руководитель направления по моделированию подземной части, ПАО «Газпромнефть» 190000, Россия, Санкт-Петербург, набережная Адмиралтейского канала, д. 2.
e-mail: Bikbulatov.SM@gazprom-neft.ru

Salavat M.h Bikbulatov — Line of reservoir engineering head, PJSC Gazpromneft,
2, Admiraltejskij canal embankment, 190000, Saint-Petersburg, Russia.
e-mail: Bikbulatov.SM@gazprom-neft.ru

Сергей Александрович Нехаев — заместитель генерального директора по ранней проектной проработке, ООО «Газпромнефть Развитие» 197198, Россия, Санкт-Петербург, Зоологический переулок, д. 2-4.
e-mail: Nekhaev.SA@gazprom-neft.ru

Sergey A. Nekhaev — Deputy general director for early design, LLC Gazpromneft-Development,
2-4, Zoologicheskij lane, 197198, Saint-Petersburg, Russia.
e-mail: Nekhaev.SA@gazprom-neft.ru

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author