

Опыт применения упрощенных гидродинамических моделей на уникальном нефтяном месторождении Западной Сибири

Зольников Д.Н.^{1,2}, Хурамшина Э.И.¹, Рыков А.И.¹, Свалов А.В.¹, Емельянов Д.В.³

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия; ²ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия,

³АО «Самотлорнефтегаз», Нижневартовск, Россия

eikhuramshina@tinn.rosneft.ru

Аннотация

Гидродинамическое моделирование уникальных по запасам нефтяных месторождений с длительной историей разработки требует крайне высоких компетенций от специалистов, высоких трудозатрат на подготовку исходной информации и адаптацию моделей, что создает трудности для решения оперативных производственных задач мониторинга разработки. Одним из вариантов моделирования таких месторождений является применение упрощенных гидродинамических моделей, которые нивелируют недостатки предыдущих методов. Основная суть подхода — максимальное укрупнение ячеек моделей по разрезу (одна пачка в пласте — один слой). В работе описываются принципы построения, адаптации и применения упрощенных гидродинамических моделей по двум объектам одного из месторождений Западной Сибири. Приводятся существующие проблемы упрощенного гидродинамического моделирования и рекомендации по дальнейшему их решению.

Материалы и методы

Анализ инструментария по моделированию исследуемого месторождения. Построение геологической основы упрощенных гидродинамических моделей, задание свойств пласта и флюидов, загрузка промысловых данных по скважинам. Адаптация и применение упрощенных (однослойных) гидродинамических моделей.

Ключевые слова

Западная Сибирь, уникальное нефтяное месторождение, пласты БВ₈, БВ₁₀, упрощенное гидродинамическое моделирование, однослойная гидродинамическая модель

Для цитирования

Зольников Д.Н., Хурамшина Э.И., Рыков А.И., Свалов А.В., Емельянов Д.В. Опыт применения упрощенных гидродинамических моделей на уникальном нефтяном месторождении Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 7. С. 84–89.

DOI: 10.24412/2076-6785-2024-7-84-89

Поступила в редакцию: 03.10.2024

OIL PRODUCTION

UDC 622.276 | Original Paper

The experience of using simplified hydrodynamic models in a unique oil field in Western Siberia

Zolnikov D.N.^{1,2}, Khuramshina E.I.¹, Rykov A.I.¹, Svalov A.V.¹, Emelianov D.V.³

¹“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia; ²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia; ³“Samotlorneftegaz” JSC, Nizhnevartovsk, Russia
eikhuramshina@tinn.rosneft.ru

Abstract

Hydrodynamic modeling of a unique oil field located in Western Siberia requires extremely high competencies from specialists, high labor costs for preparing initial information and adapting models. This is not acceptable for solving operational production tasks of development monitoring, since such fields have a long history, a huge well stock, which significantly complicates the modelling process, and as a result, calculations on the cluster take up to seven days. One of the options for modeling such deposits is the use of simplified hydrodynamic models that offset the disadvantages of previous methods. The main essence of the approach is the maximum enlargement of model cells by section (one pack in a layer is one layer). The paper describes the principles of construction, adaptation and application of simplified hydrodynamic models for two objects of the deposit. The existing problems of simplified hydrodynamic modeling and recommendations for their further solution are presented.

Materials and methods

Analysis of the tools for modeling the studied field. Construction of the geological basis of simplified hydrodynamic models, setting the properties of the formation and fluids, loading field data on wells. Adaptation and application of simplified (single-layer) hydrodynamic models.

Keywords

Western Siberia, a unique oil field, BV₈, BV₁₀ formations, simplified hydrodynamic modeling, single-layer hydrodynamic model

For citation

Zolnikov D.N., Khuramshina E.I., Rykov A.I., Svalov A.V., Emelianov D.V. The experience of using simplified hydrodynamic models at a unique oil field in Western Siberia. Exposition Oil Gas, 2024, issue 7, P. 84–89. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-7-84-89

Received: 03.10.2024

Введение

Гидродинамическое моделирование нефтяных месторождений — один из основных инструментов разработчика пласта, направленный на прогнозирование потоков флюидов через пористую среду посредством гидродинамических симуляторов. Основное предназначение — обеспечение возможности физического содержательного анализа и проектирования разработки на долгосрочную перспективу, обеспечение возможности принятия адресных решений по сопровождению разработки на ближайшую перспективу.

Нефтяные пласты представляются в виде гидродинамических моделей (ГДМ), состоящих из большого количества ячеек. ГДМ создаются с использованием программного обеспечения — гидродинамических симуляторов (РН-КИМ, tNavigator, Eclipse и др.).

Предпосылки создания упрощенных ГДМ

Объектом исследования являются пласты одного из месторождений Западной Сибири. Рассматриваемое месторождение в настоящее время в разработке находится более 55 лет, имеет уникальные размеры по площади и разрезу — 3 тыс. км², этаж нефтеносности составляет около 2 км. Фонд скважин, перебивавших в добыче, насчитывает более 21 тыс. единиц, часть из которых совместно разрабатывает несколько пластов.

Соответственно, длительная история разработки месторождения, огромный фонд пробуренных скважин, уникальные размеры залежей не позволяют применять стандартные подходы к гидродинамическому моделированию нефтяных месторождений.

Инструментарий по моделированию на месторождении

В зависимости от видов производственных задач при моделировании исследуемого месторождения применяют различные инструменты, включающие: Capacitance Resistive Model (CRM) (Ариадна) [1], аналитические модели, двухмерные прокси-модели, секторные и полномасштабные ГДМ, нейронные сети (Автобаланс) [2].

Нейронные сети и модели CRM на текущий момент хорошо решают задачи регулирования и определения неэффективной закачки.

Аналитические модели, в том числе модели характеристик вытеснения, позволяют произвести оценку извлекаемых запасов по объектам, выполнить анализ выработки запасов по динамике отбора от начальных извлекаемых запасов. Локализация запасов в классическом виде невозможна ни по площади, ни по разрезу. В случае адресного рассмотрения участков объекта, можно определить районы с не вырабатываемыми запасами.

Первые попытки упрощения моделирования полномасштабных ГДМ были связаны с построением прокси-моделей. Модели представляли собой набор двухмерных карт, описанных в динамике для каждой пачки пласта. Несмотря на высокую скорость счета, модели имели низкую прогностическую способность, вызванную ограниченностью функционала и существующими неопределенностями деления добычи по пачкам. Осложняющим фактором применения прокси-моделирования являлось наличие обширных водонефтяных зон (ВНЗ).

Наиболее универсальный подход к моделированию месторождения — применение секторных и полномасштабных ГДМ, так как они позволяют выполнить полный комплекс производственных задач [3].

Полномасштабные ГДМ на месторождении обновляются при подготовке проектно-технологической документации (ПТД) с периодичностью — порядка одного раза в пять лет. В виду значительного времени счета, в полномасштабных ГДМ выполнена не поскважинная адаптация, а групповая, что делает данные модели непригодными для задач мониторинга.

Альтернатива — использование секторных ГДМ, которые в настоящее время являются основным инструментом для сопровождения бурения. Преимуществом данного подхода является оперативное обновление

Табл. 1. Сведения о времени счета, покрытии, актуализации секторных и полномасштабных ГДМ по пластам исследуемого месторождения
Tab. 1. Information on the time of calculation, coverage, updating of sectoral and full-scale hydrodynamic models for the formations of the studied field

Объекты	Секторные ГДМ			Полномасштабные ГДМ (ПТД)		
	время расчета	покрытие	актуальность	время расчета	покрытие	актуальность
AB _{1,5}	до 3 часов	86 %	2022 г.	до 7 суток	100 %	01.01.2023
BB ₈	до 3 часов	68 %	2022 г.	до 3 суток	100 %	01.01.2023
BB ₁₀	до 3 часов	66 %	2015–2019 гг.	до 1 суток	100 %	01.01.2023
Ач	до 3 часов	7 %	2019 г.	до 1 суток	100 %	01.01.2023
ЮВ ₁	до 3 часов	39 %	2015–2019 гг.	до 1 суток	100 %	01.01.2023

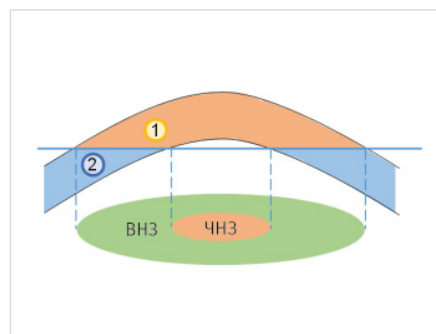


Рис. 1. Двухслойное представление пласта (горизонтальный ВНК)
Fig. 1. Two-layer representation of the formation (horizontal oil-water contact)

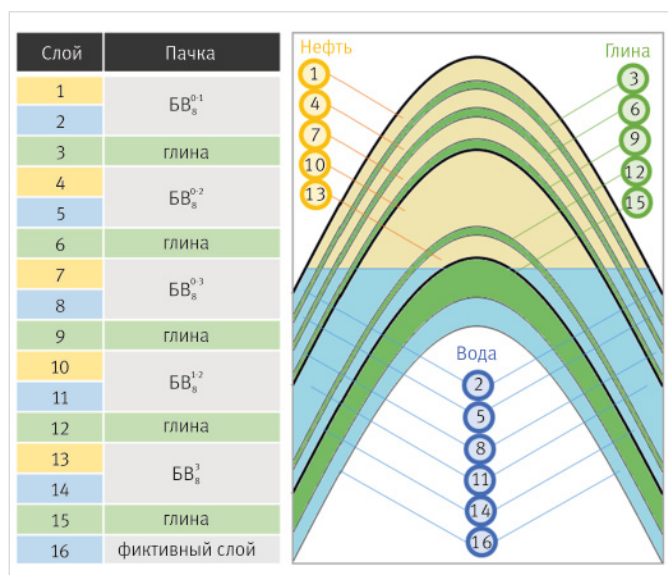


Рис. 2. Схема послойного моделирования объекта BV₈
Fig. 2. The scheme of layered modeling of the BV₈ object

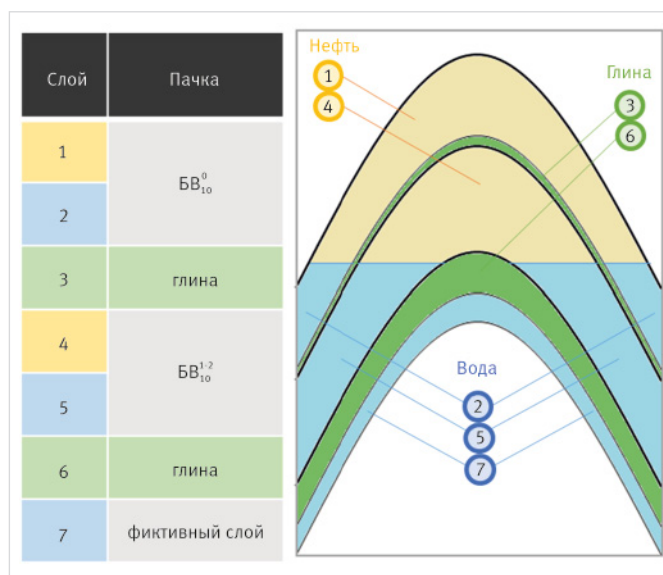


Рис. 3. Схема послойного моделирования объекта BV₁₀
Fig. 3. The scheme of layered modeling of the BV₁₀ object

Табл. 2. Сравнение расчетных накопленных показателей по упрощенным ГДМ от фактических значений

Tab. 2. Comparison of calculated accumulated indicators based on simplified hydrodynamic models from actual values

Параметр	БВ ₈	БВ ₁₀
	Отклонение, %	Отклонение, %
Накопленная добыча нефти, тыс. м ³	-1,6	1,3
Накопленная добыча жидкости, тыс. м ³	-0,6	-0,2
Накопленная закачка воды, тыс. м ³	-4,7	-14,9

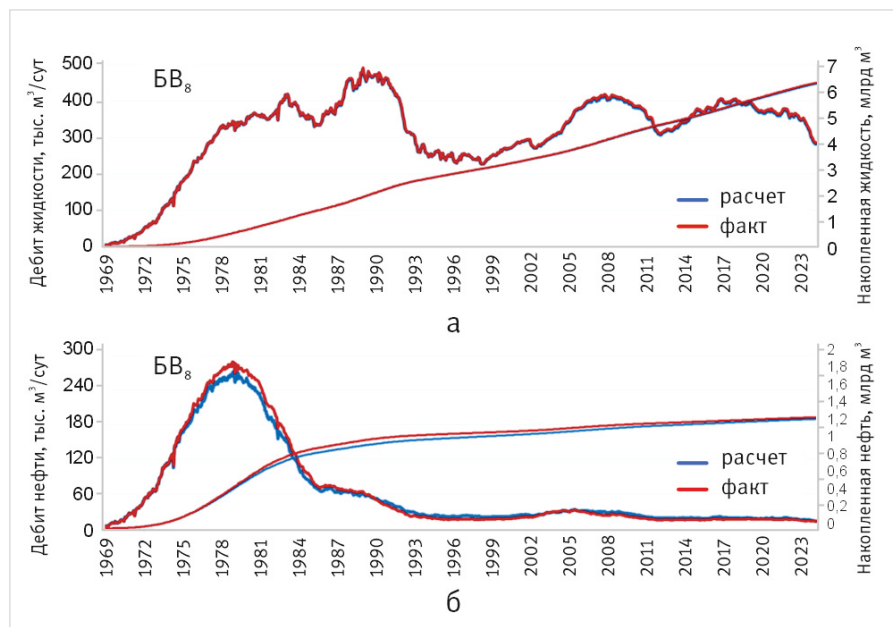


Рис. 4. Текущие результаты адаптации по объекту БВ₈: а — зависимости дебита жидкости и накопленной добычи жидкости, б — зависимости дебита нефти и накопленной добычи нефти

Fig. 4. Current results of adaptation for the BV₈ facility: a – dependences of liquid flow rate and accumulated liquid production, б – dependences of oil flow rate and accumulated oil production

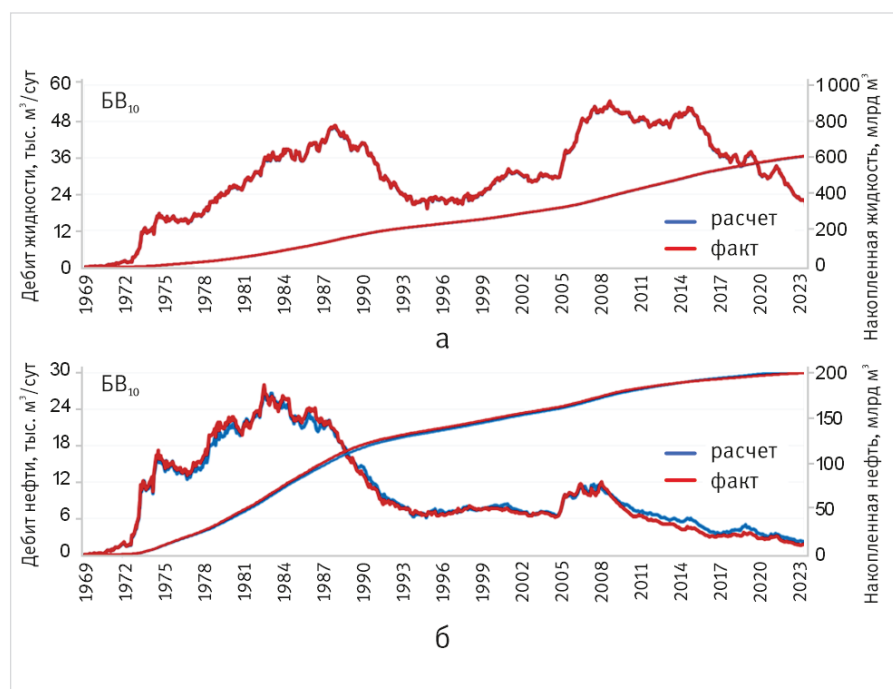


Рис. 5. Текущие результаты адаптации по объекту БВ₁₀: а — зависимости дебита жидкости и накопленной добычи жидкости, б — зависимости дебита нефти и накопленной добычи нефти

Fig. 5. Current results of adaptation for the BV₁₀ facility: a – dependences of liquid flow rate and accumulated liquid production, б – dependences of oil flow rate and accumulated oil production

за счет небольшого количества скважин. При этом основным недостатком является то, что сектора ограничены по площади, т.е. нельзя выполнить полноценный прогноз по всему пласту и нет возможности построения полномасштабных карт. Затрудняет применение секторного моделирования неполное покрытие секторами, а также разная степень актуальности моделей (табл. 1).

Для нивелирования недостатков вышеописанных подходов предлагается применение упрощенного гидродинамического моделирования.

Принцип построения и адаптация упрощенных ГДМ

Упрощенная ГДМ представляет собой полномасштабную, единую модель эксплуатационного объекта. В настоящее время построено две упрощенные ГДМ — для группы пластов БВ₈ (БВ₈⁰ и БВ₈¹⁻³) и БВ₁₀ (БВ₁₀⁰ и БВ₁₀¹⁻²). В моделях охватываются весь фонд скважин и весь период эксплуатации. Каждая пачка в упрощенных ГДМ представлена в виде двух слоев, один из которых полностью нефтенасыщенный, другой водонасыщенный. Оба слоя обрезаны (нулевой песчаностью) по контуру водонефтяного контакта (ВНК): нефтенасыщенный сверху, водонасыщенный снизу. При моделировании использовался горизонтальный ВНК, для выделения чистонефтяной зоны (ЧНЗ) и ВНЗ (рис. 1). Необходимость разделения нефти и воды в отдельные слои вызвана следующими факторами:

- наличие обширных ВНЗ моделируемых пластов;
- нефизичная концентрация остаточных запасов в приконтурных областях однослойных моделей;
- большой фонд фактических скважин с горизонтальным окончанием для адаптации исторических показателей (подтягивание ВНК).

Упрощенная ГДМ объекта БВ₈ содержит пять нефтяных (БВ₈⁰⁻¹, БВ₈⁰⁻², БВ₈⁰⁻³ и БВ₈¹⁻², БВ₈³), шесть водоносных и пять глинистых слоев (рис. 2). Упрощенная ГДМ объекта БВ₁₀ — два нефтяных (БВ₁₀⁰ и БВ₁₀¹⁻²), три водоносных и два глинистых слоев (рис. 3). Для адаптации обводненности в упрощенных ГДМ были предусмотрены фиктивные водонасыщенные слои.

При задании свойств пласта и флюидов используется модель Black Oil, расчет значений конечных точек относительных фазовых проницаемостей (ОФП) производится в каждой ячейке по зависимостям из полномасштабной ГДМ, PVT свойства нефти задаются в виде зависимостей от давления, также построена возможность использования разных типов аквифера.

Промысловые данные по скважинам представляют собой выгрузку из базы данных, которая включает:

- траектории скважин;
- интервалы перфорации;
- сведения о гидравлическом разрыве пласта (ГРП);
- данные месячных эксплуатационных рапортов;
- учет заколонных циркуляций и негерметичностей эксплуатационных колонн;
- сведения о геолого-технических мероприятиях (ГТМ).

При анализе входных данных проводится проверка и при необходимости их корректировка. Размеры ячеек в направлениях X и Y

в упрощенных ГДМ приняты 100 метров, аналогично предыдущим подходам.

После проверки входных данных проводится интегральная адаптация:

- подбор оптимальных значений параметров законтурного водоносного горизонта;
- ограничение уровней закачки системы поддержания пластового давления (ППД) в соответствии с забойным давлением;
- подбор оптимальных значений проницаемости, насыщенности;
- подбор оптимальных значений вертикальной анизотропии проницаемости;
- подбор оптимальных значений ОФП: изменение формы ОФП, изменение

зависимостей, модифицированных ОФП.

На данном этапе выполнялся контроль расхождения годовой и накопленной добычи жидкости и закачки воды по скважинам, соответствия модельного тренда пластового давления фактическому (рис. 4, 5, табл. 2).

После проведения интегральной адаптации в целом по объекту, следующим этапом является поскважинная адаптация, в которой применялись следующие корректировки в упрощенных ГДМ:

- локальное изменение проницаемости;
- локальное изменение нефтенасыщенности;
- локальное изменение вертикальной

анизотропии проницаемости;

- локальное изменение модифицированных ОФП;
- корректировка параметров ГРП;
- учет несовершенства скважины (скин-фактор).

На данном этапе выполнялся контроль расхождения годовой и накопленной добычи жидкости, нефти и закачки воды по скважинам; анализировались кросс-плоты пластового давления, забойного давления, накопленной добычи нефти и текущей добычи нефти (рис. 6, табл. 3).

На текущий момент уровень поскважинной адаптации составляет около 60 %. Для адаптации 40 % скважин, из числа ненастроенных на объекте БВ₈, необходимо провести обновление геологической основы упрощенной модели.

Итогом моделирования является получение карт основных динамических параметров, позволяющих выполнить комплексный анализ наличия зон локализации остаточных запасов (ЛОЗ). Полученные результаты использовались для принятия решения о рассмотрении зоны ЛОЗ для проведения ГТМ.

Сопоставление запускной обводненности ввода новых скважин (ВНС) в 2023 г.

По пластам БВ₈ хорошая корреляция отмечается для зон уплотняющего бурения

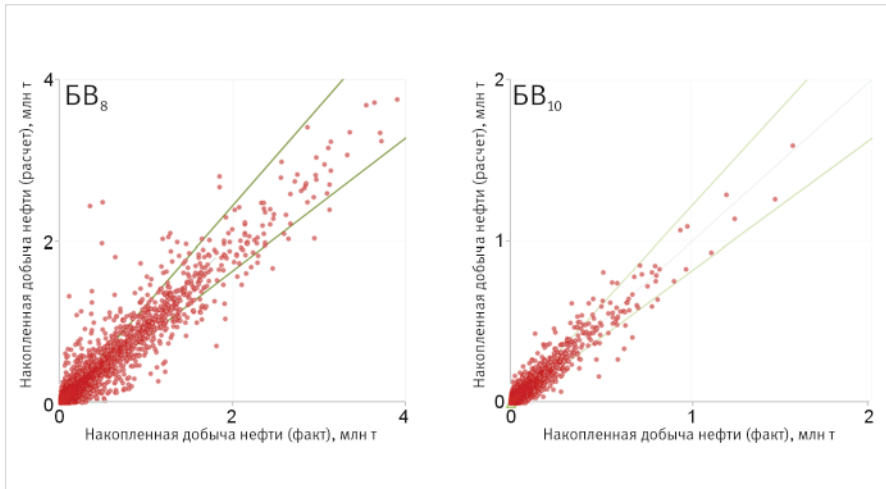


Рис. 6. Кросс-плоты адаптации накопленной добычи нефти по скважинам объектов БВ₈ и БВ₁₀
Fig. 6. Cross-plots of adaptation of accumulated oil production from wells of BV₈ and BV₁₀ facilities

Табл. 3. Отклонение накопленной добычи нефти по скважинам объектов БВ₈ и БВ₁₀
Tab. 3. Deviation of accumulated oil production from wells of BV₈ and BV₁₀ facilities

Процент накопленной добычи нефти по скважинам	БВ ₈	БВ ₁₀
С погрешностью адаптации <20 %	62	57
С погрешностью адаптации <30 %	76	69
С погрешностью адаптации <40 %	82	78
С погрешностью адаптации <50 %	87	84

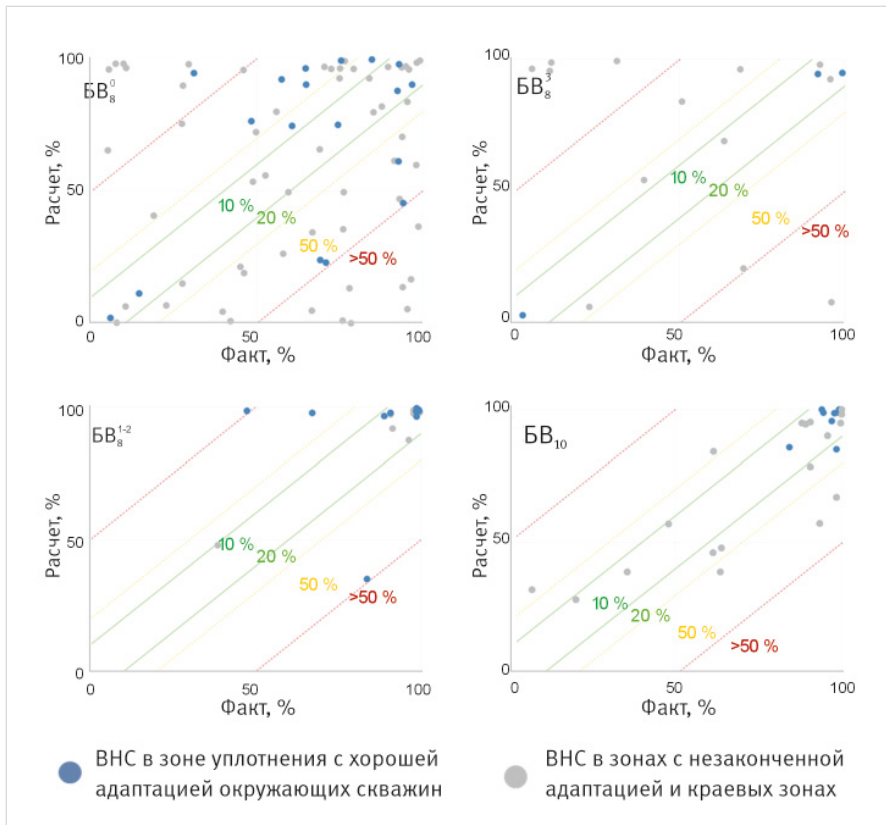


Рис. 7. Отклонение запускной обводненности по ВНС
Fig. 7. Deviation of the starting water level for the commissioning of new wells

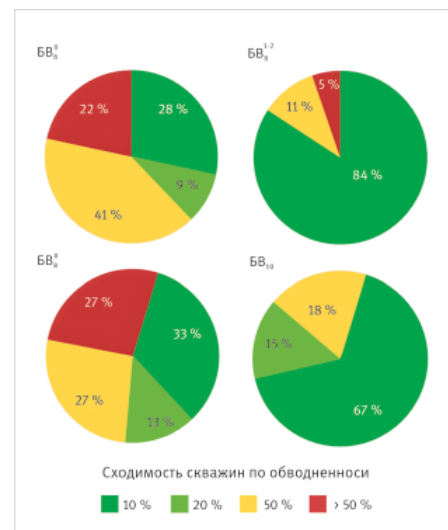


Рис. 8. Распределение отклонения по обводненности скважин от ВНС
Fig. 8. Distribution of the deviation in the water content of wells from the introduction of new wells

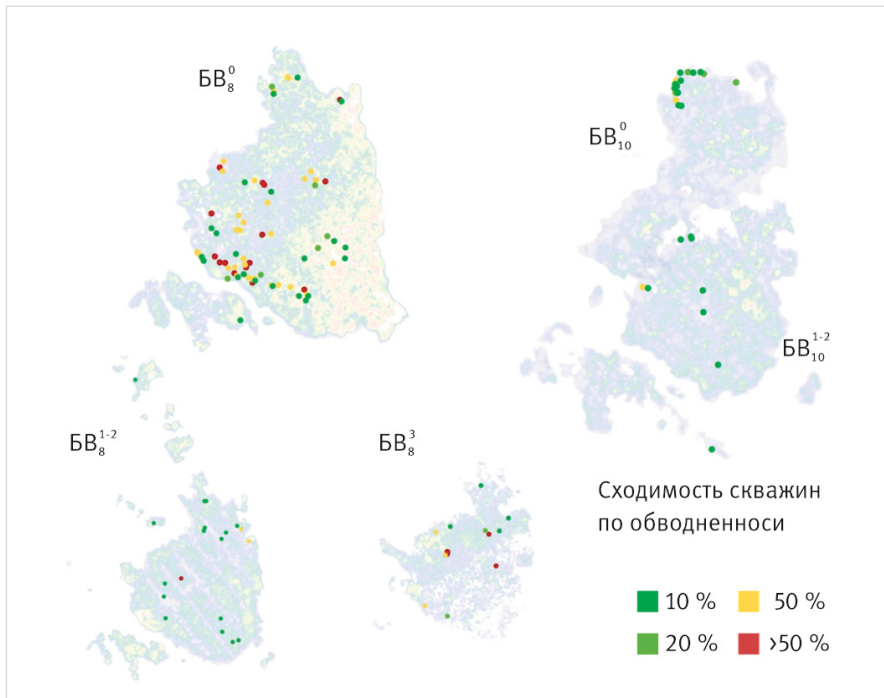


Рис. 9. Сведения по отклонению обводненности ВНС в зависимости от расположения скважин
 Fig. 9. Information on the deviation of the water content of new wells depending on the location of wells

с адаптированным окружающим фондом, по объекту БВ₁₀ — удовлетворительная сходимость, в том числе по краевым зонам (рис. 7, 8, 9).

Сравнение функционала упрощенных ГДМ с предыдущими подходами

Упрощенные ГДМ обладают наибольшим функционалом, по сравнению с прокси-моделированием (табл. 4).

Однослойные ГДМ позволяют выполнить оперативные задачи и стратегические расчеты в целом по объекту по сравнению с полномасштабным и секторным моделированием (табл. 5).

Несмотря на преимущества, упрощенные ГДМ имеют ряд недостатков, вызванных низкой детализацией по разрезу и неточностью структурного каркаса, построенного по опорному фонду наклонно-направленных скважин без учета результатов бурения горизонтальных скважин.

Данные факторы сопровождаются в проблеме адаптации истории — забойного давления и накопленной добычи нефти (погрешность более 20 %). Зоны ЛОЗ не всегда согласуются с результатами эксплуатации фактических скважин, также наблюдается не подтверждение запускной обводненности по скважинам, пробуренным в изолированные ЦИ в пределах пачек.

Табл. 4. Сопоставление функционала прокси-моделей и упрощенных ГДМ применительно для пластов исследуемого месторождения
 Tab. 4. Comparison of the functionality of proxy models and simplified GDMS applied to the formations of the studied field

Параметры	Прокси-модель		Упрощенная модель	
	Примечание	возможность моделирования	Примечание	возможность моделирования
Учет зарезок бокового ствола (ЗБС) с других пластов/объектов	фиктивными скважинами в неудобном формате	нет	учитываются все скважины и ЗБС	да
Моделирование залежей с газовой шапкой и залежей с обширной ВНЗ	функционал не предусмотрен	нет	возможно при помощи задания дополнительного газо/водонасыщенного слоя	да
Моделирование многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах (ГС), неполное вскрытие, уход трещины гидроразрыва в нижележащий пласт	ГС моделируется как трещина	нет	моделируется с учетом фактической проводки скважины и параметров трещины	да
Стабильность работы ПО	Зависимость от состояния сети для обмена данными с базы данных	нет	Стабильно	да
Время расчета одной итерации, мин	520		100	

Табл. 5. Основные возможности, достоинства и недостатки упрощенных, секторных и полномасштабных ГДМ
 Tab. 5. The main features, advantages and disadvantages of simplified, sectoral and full-scale hydrodynamic models

	Упрощенные (однослойные) ГДМ	Секторные ГДМ	Полномасштабные ГДМ (ПТД)
Основные возможности	<ul style="list-style-type: none"> Стратегические расчеты в целом по объекту Оперативные расчеты 	<ul style="list-style-type: none"> Сопровождение бурения Оперативные расчеты 	<ul style="list-style-type: none"> Расчет профиля добычи на прогноз Оценка выработки запасов
Достоинства	<ul style="list-style-type: none"> Незначительное время расчета Получение полномасштабных карт Поскважинная адаптация 	Незначительное время расчета Расчёты отдельных скважин Поскважинная адаптация	100 % покрытия
Недостатки	Ошибки в распределении текущих остаточных запасов Ошибки в распределении коллектора и модели начального насыщения Проблема с адаптацией скважин, вскрывающих изолированные целевые интервалы (ЦИ) в пределах пачек Единый коэффициент нефтенасыщенности по разрезу	<ul style="list-style-type: none"> Ограниченность по площади Ошибки краевых эффектов 	<ul style="list-style-type: none"> Значительное время расчета Групповая адаптация

С целью нивелирования выявленных ограничений требуется перестроение структурного каркаса и исследование влияния увеличения количества слоев по вертикали на результаты моделирования и время счета моделей.

Итоги

Моделирование рассматриваемого уникального нефтяного месторождения является нетривиальной задачей в виду длительной истории разработки, огромного фонда пробуренных скважин, уникальных размеров залежей. Стандартные полномасштабные ГДМ оказываются не применимыми для задач мониторинга.

Существующие другие подходы моделирования не способны выполнить весь перечень производственных задач, в виду чего был предложен новый подход – применение упрощенных ГДМ.

В упрощенных ГДМ каждая пачка моделируется как отдельный слой с осредненными

параметрами из полномасштабной ГДМ. Согласно предлагаемой концепции, однослойные ГДМ предназначены для выявления зон ЛОЗ по площади с детализацией, в случае необходимости, на секторных моделях, а также для выполнения полномасштабных расчётов в рамках различных задач проектирования (расчёты прогнозных уровней добычи по объектам, оценка системы ППД и т.п.).

Выводы

Упрощенные ГДМ являются хорошей альтернативой для полномасштабных и секторных ГДМ в виду наличия функционала, необходимого для решения производственных задач. Однако в настоящий момент в ходе моделирования однослойных ГДМ возникли проблемы в адаптации истории, воспроизведении зон ЛОЗ, решении некоторых производственных задач из-за неточности структурного каркаса и низкой детализации по разрезу. В дальнейшем для устранения недостатков запланировано перестроение структурного

каркаса и исследование влияния увеличения количества слоев по вертикали на результаты моделирования и время счета моделей.

Литература

1. Степанов С.В., Бекман А.Д., Ручкин А.А., Поспелова Т.А. Сопровождение разработки нефтяных месторождений с использованием моделей CRM. Тюмень: ИПЦ «Экспресс», 2021. 300 с.
2. Пономарев Р.Ю., Мигманов Р.Р., Ивлев М.И. Автобаланс – нейросетевое управление заводнением // Цифровые технологии в добыче углеводородов: цифровая прозрачность. Уфа: РН-БашНИПнефть, 2023. С. 163–164.
3. Степанов С.В., Аржиловский А.В. О повышении качества математического моделирования при решении задач сопровождения разработки нефтяных месторождений // Нефтяное хозяйство. 2023. № 4. С. 56–60.

ENGLISH

Results

Modeling the unique oil field under consideration is a non-trivial task due to the long history of development, the huge stock of drilled wells, and the unique sizes of the deposits. Standard full-scale GDMs are not applicable for monitoring tasks.

Existing other modeling approaches are not capable of performing the entire list of production tasks, which is why a new approach was proposed - the use of simplified GDMs.

In simplified GDMs, each pack is modeled as a separate layer with averaged parameters from the full-scale GDM. According to the proposed concept, single-layer GDMs are designed to identify LOS zones by area with detailing, if necessary, on sector models, as well as to perform full-scale calculations within the framework of various design tasks

(calculations of predicted production levels for facilities, assessment of the RPM system, etc.).

Conclusions

Simplified GDMs are a good alternative to full-scale and sector GDMs due to the availability of the functionality necessary to solve production problems. However, at present, during the modeling of single-layer GDM, problems have arisen in history adaptation, reproduction of LZ zones, and solving some production problems due to the inaccuracy of the structural framework and low detailing along the section. In the future, to eliminate the shortcomings, it is planned to reconstruct the structural framework and study the effect of increasing the number of layers vertically on the modeling results and the calculation time of the models.

References

1. Stepanov S.V., Bekman A.D., Ruchkin A.A., Pospelova T.A. Support for the development of oil fields using CRM models. Tyumen: CPI “Express”, 2021, 300 p. (In Russ).
2. Ponomarev R.Yu., Migmanov R.R., Ivlev M.I.

Autobalance – neural network flooding management. Digital technologies in hydrocarbon production: digital transparency, abstracts. Ufa: RN-BashNIPneft, 2023, P. 163–164. (In Russ).

3. Stepanov S.V., Arzhilovsky A.V. On the issue of improving the quality of mathematical modeling in solving problems of oil field development support. Oil Industry, 2023, issue 4, P. 56–60. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Зольников Даниил Николаевич, ведущий специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия; ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия

Хурамшина Элина Ильмировна, главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: eikhuramshina@tnnc.rosneft.ru

Рыков Александр Иванович, начальник отдела, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Свалов Антон Владимирович, руководитель группы, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Емельянов Дмитрий Васильевич, главный геолог, АО «Самотлорнефтегаз», Нижневартовск, Россия

Zolnikov Daniil Nikolaevich, leading specialist, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia; Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

Khuramshina Elina Ilmirovna, chief specialist, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: eikhuramshina@tnnc.rosneft.ru

Rykov Alexander Ivanovich, head of the department, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Svalov Anton Vladimirovich, team lead, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Emelianov Dmitry Vasilievich, chief geologist, “Samotlorneftegas” JSC, Nizhnevartovsk, Russia