

ИССЛЕДОВАНИЕ ОБЛАСТИ ПРИМЕНИМОСТИ ПСЕВДОДВУМЕРНОЙ МОДЕЛИ ПЛАСТА КАРАТ

STUDY OF THE FIELD OF APPLICABILITY OF THE PSEUDO-TWO-DIMENSIONAL RESERVOIR MODEL KARAT

*I. Zhdanov
I. Brigadnov*

Summary. This paper presents the results of the study of the applicability area of the developed pseudo-two-dimensional reservoir model, as well as the validation of the calculation results using synthetic cases and using retrospective analysis. Based on the study, it was concluded that the algorithm allows, taking into account the assumptions inherent in the initial models, to describe the physical processes in the reservoir and the well with a reliability acceptable for making production decisions. In addition, it allows you to perform calculations under conditions of high uncertainty in the input data and has extensive automation capabilities while maintaining a high speed of calculations.

Keywords: reservoir proxy model, development optimization, oil field development, geological and hydrodynamic models.

Жданов Иван Александрович

Аспирант, Санкт-Петербургский Горный
Университет

zhdanov.ia.spbu@gmail.ru

Бригаднов Игорь Альбертович

Д.ф.-м.н., профессор, Санкт-Петербургский Горный
Университет

brigadnov@mail.ru

Аннотация. В данной работе представлены результаты исследования области применимости разработанной псевдодвумерной модели пласта, а также валидация результатов расчетов на синтетических кейсах и с помощью ретроспективного анализа. На основе проведенного исследования сделаны выводы о том, что алгоритм позволяет с учетом допущений, заложенных в исходные модели, описывать физические процессы в пласте и скважине с достоверностью, приемлемой для принятия производственных решений. Помимо этого, он позволяет выполнять расчеты в условиях высокой неопределенности во входных данных и обладает широкими возможностями автоматизации при сохранении высокой скорости расчетов.

Ключевые слова: прокси-модель пласта, оптимизация разработки, разработка нефтяного месторождения, геолого-гидродинамические модели.

Поиск экономически оптимального сценария разработки нефтегазовых месторождений на основе физико-математических моделей является основой для принятия производственных решений при разработке месторождений нефти и газа. Для принятия решения на этапе проектирования или управления разработкой месторождения в общем случае необходимо определить набор операций (действий), позволяющий на основе исходных данных получить решение приемлемой точности в заданный временной период. При этом первой операцией, определяющей успешность всего процесса принятия решения, является выбор физико-математических моделей, на основе которых выполняются расчеты. Решить данную задачу можно с помощью так называемой идеологии иерархии геолого-гидродинамических моделей (ИГГДМ), предполагающей обоснованный и соразмерный задаче выбор инструмента моделирования в зависимости от решаемой задачи, сложности объекта разработки, полноты и достоверности исходных данных [1]. Инструменты для контроля и управления добычей разделяются в соответствии с масштабом анализа на уровне: месторождения, блоков, скважин [2–4].

Для большинства объектов разработки валидность выбора вида и размерности модели определяется сле-

дующими ключевыми критериями: тип коллектора (терригенный или биохемотренный), наличие подвижной водяной и газовой фазы, сложность геологического строения резервуара, чувствительность к полноте и качеству исходных данных, необходимость выполнения массовых расчетов и др.

Для активов, имеющих длительную историю разработки и значительный фонд скважин создание и поддержание постоянно действующей гидродинамической модели является очень трудоемким процессом. Таким образом, целью данной работы является апробация разработанной прокси-модели пласта КАРАТ, основанной на дифференциальном материальном балансе, на синтетических кейсах и с помощью ретроспективного анализа.

Разработанная модель охватывает задачи, решаемые в псевдо-двухмерной (по пространству) постановке на уровне скважин [5].

Двумерная синтетическая модель

Выполнено тестирование адаптации разработанной модели на данные синтетической двумерной модели

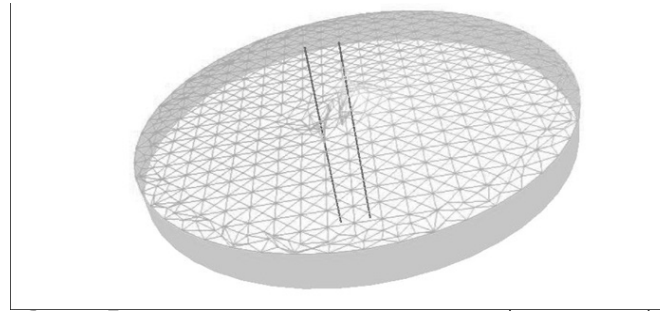


Рис. 1. Двумерная синтетическая модель (2 скважины)

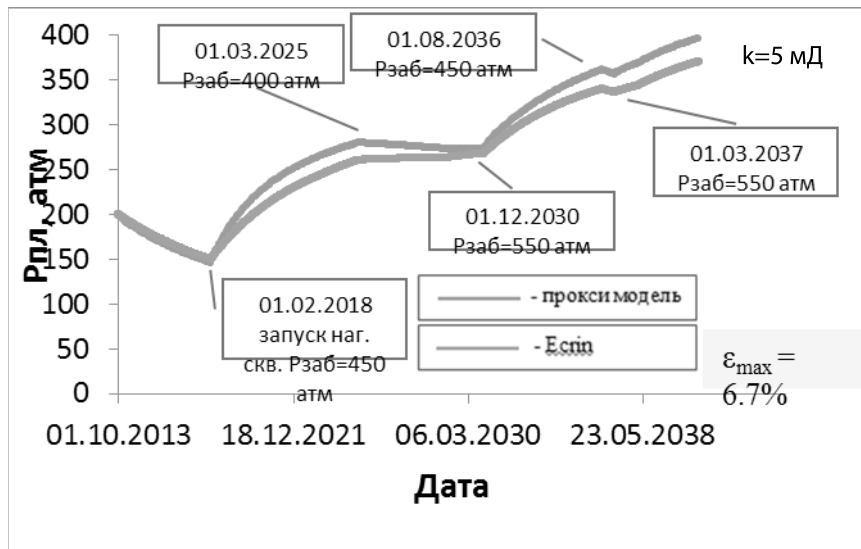


Рис. 2. Сравнение динамик изменения пластовых давлений для синтетической модели с постоянным забойным давлением на добывающей скважине (50 атм) и меняющемся во времени забойным давлением на нагнетательной скважине, а также меняющемся во времени скин-факторе добывающей скважины между Карра Ecrin и KAPAT

путем сравнения пластового давления, рассчитанного в коммерческом симуляторе Карра Ecrin компании КарраEngineering, с давлением, полученным в результате автоадаптации разработанной прокси модели.

Были построены синтетические примеры моделей при следующих заданных параметрах (рис. 1):

- Количество добывающих скважин: 1,
- Количество нагнетательных скважин: 1,
- Границы залежи: $P = \text{const}$ (границы постоянного давления),
- Начальное пластовое давление $P_k = 200$ атм,
- Эффективная толщина пласта $h = 10$ м,
- Допущения: $k/\mu = \text{const}$, $c_w = c_o = 0$.

На рисунке 2 представлено сравнение динамик изменения пластовых давлений для синтетической модели с постоянным забойным давлением на добывающей

скважине (50 атм.) и меняющемся во времени забойным давлением на нагнетательной скважине (значения 450; 400; 550; 450; 550 атм.), а также меняющемся во времени скин-факторе добывающей скважины.

Нагнетательная скважина была запущена спустя 5 месяцев после запуска добывающей скважины. Как видно из сравнения, относительная ошибка до запуска нагнетательной скважины менее 0.2%. После запуска нагнетательной скважины относительная ошибка начинает увеличиваться и достигает своего максимального значения 6.7%.

По результатам тестирования адаптации разработанной модели на данные синтетической модели была получена хорошая сходимость пластового давления, рассчитанного в коммерческом гидродинамическом симуляторе Карра Ecrin, с давлением, полученным в инструменте KAPAT. Относительная ошибка до запуска

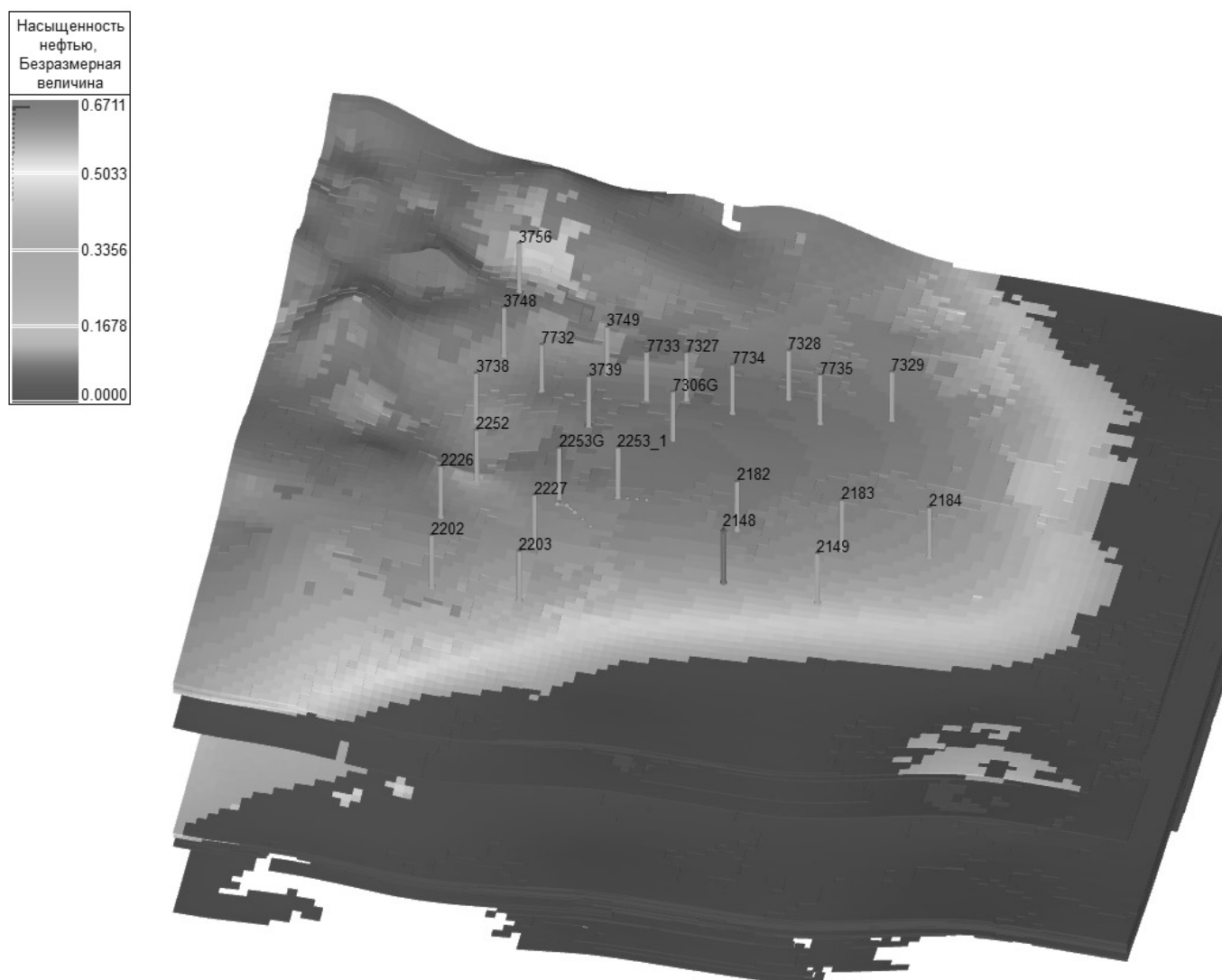


Рис. 3. Трехмерная синтетическая модель (25 скважин)

нагнетательной скважины во всех рассматриваемых синтетических двухмерных моделях не превышает 0.2%. Вывод — инструмент КАРАТ с высокой достоверностью применим для оценки пластового давления на режиме истощения. После запуска нагнетательной скважины относительная ошибка возрастает, но в рассматриваемых моделях не превышает 12.2%. Также стоит отметить, что во всех рассматриваемых синтетических моделях воспроизводится динамика изменения пластового давления. Данная точность является приемлемой для принятия производственных решений на основе результатов автоадаптации разработанной модели.

Трехмерная синтетическая модель (25 скважин)

Для валидации разработанной модели использовался численный коммерческий симулятор tNavigator.

Был построен синтетический пример модели при следующих заданных параметрах (рис. 3):

Количество скважин: 25,
 Количество непроницаемых разломов: 1,
 Начальное пластовое давление $P_k=253$ атм,
 Вязкость нефти $\mu_o=0.68$ сП,
 Вязкость воды $\mu_w=0.37$ сП,
 Давление насыщения $P_b=179.5$ атм,
 Газосодержание нефти $R_g=96$ м³/м³,
 Средняя нефтенасыщенная толщина пласта А $h_A=3.2$ м,
 Средняя нефтенасыщенная толщина пласта Б: $h_B=7.2$ м.

Выполнено тестирование адаптации разработанной модели на данные синтетической трехмерной модели путем сравнения пластового давления, рассчитанно-

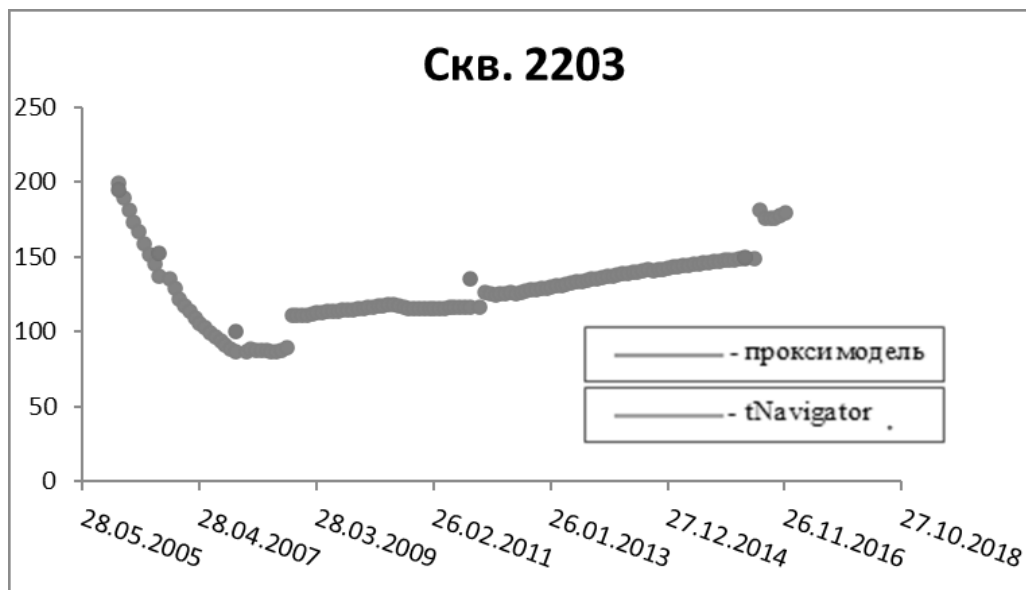


Рис. 4. Сравнение пластовых давлений для скважины 2203

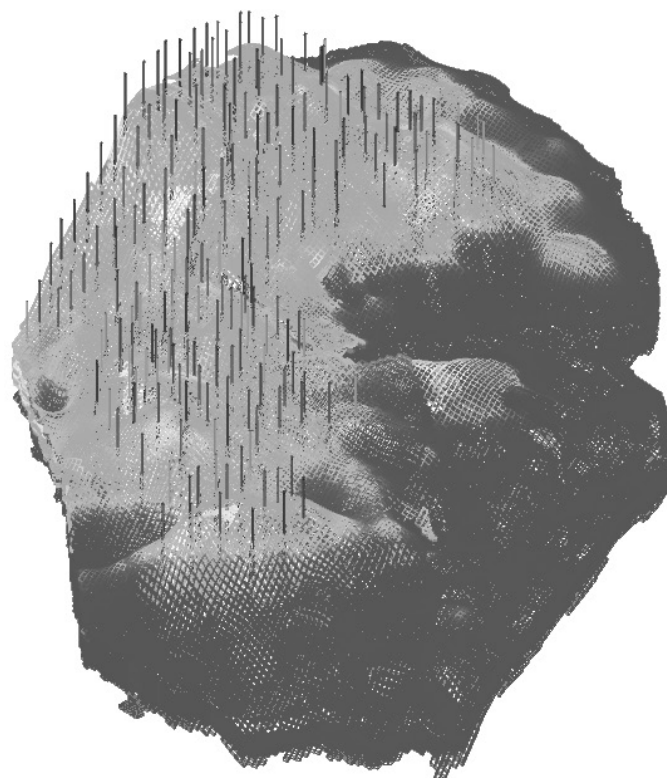


Рис. 5. Трехмерная синтетическая модель (63 скважины)



Рис. 6. Сравнение прогнозов добычи нефти, рассчитанных с помощью симулятора tNavigator и инструмента КАРАТ

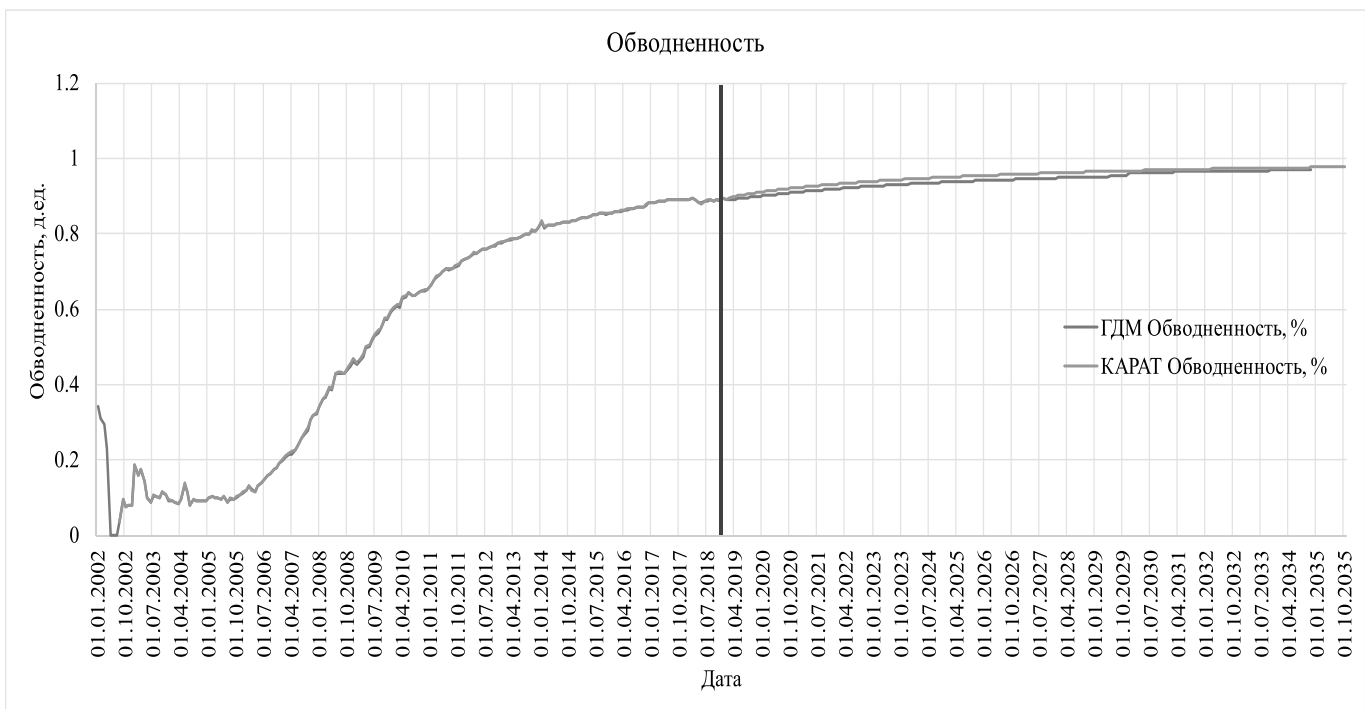


Рис. 7. Сравнение прогнозов обводненности, рассчитанных с помощью симулятора tNavigator и инструмента КАРАТ

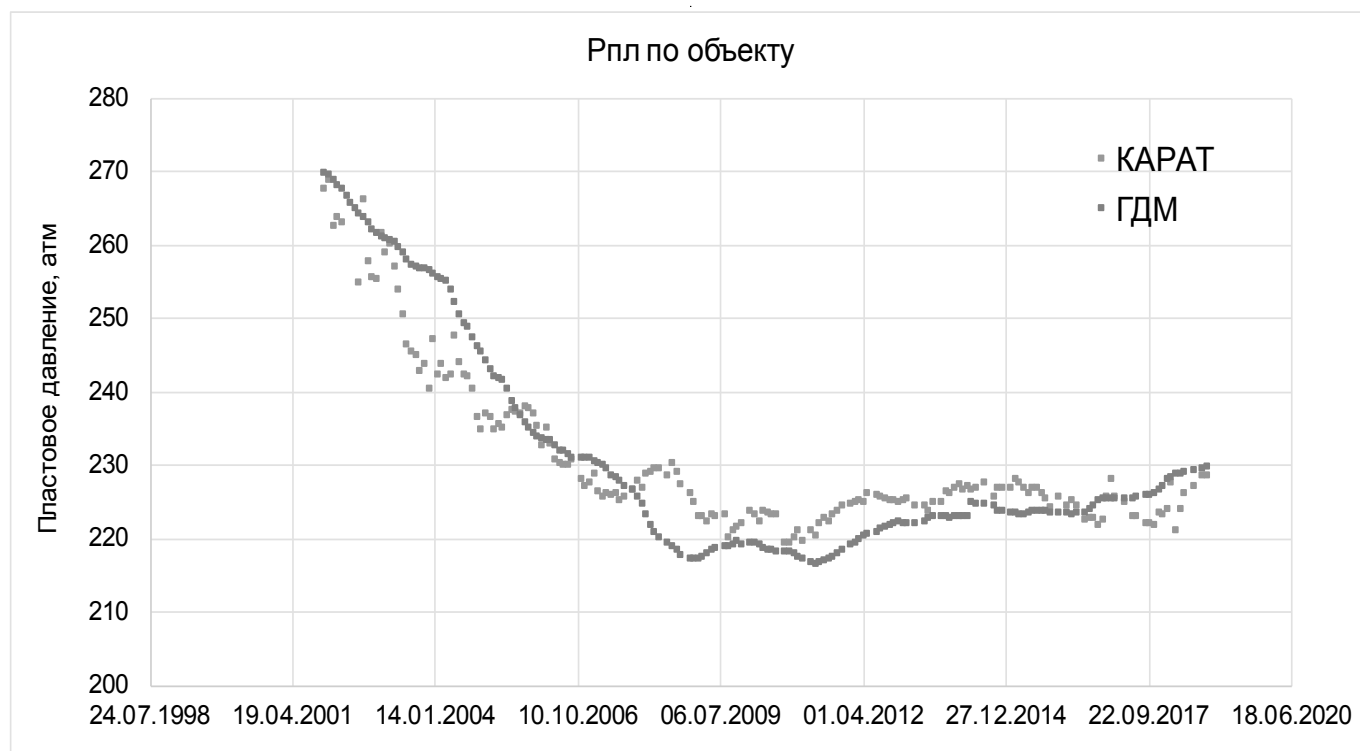


Рис. 8. Сравнение пластового давления, рассчитанного с помощью симулятора tNavigator и инструмента KARAT

го в коммерческом симуляторе tNavigator компании RockFlowDynamics, с давлением, полученным в результате автоадаптации в инструменте KARAT.

На рисунке 4 представлено сравнение пластовых давлений для скважины 2203 синтетического месторождения. Давление, полученное в результате автоадаптации разработанного инструмента KARAT воспроизводит динамику изменения пластового давления, восстановленного по синтетическим КВД. Максимальная относительная ошибка составляет 13.6%.

По результатам тестирования адаптации разработанной модели на данные синтетической трехмерной модели можно сделать вывод о зависимости максимальной относительной ошибки от заданного начального пластового давления. Также результаты автоадаптации чувствительны к рассчитанным запасам, приходящимся на скважину.

В итоге, по результатам тестирования модели на нескольких десятках синтетических кейсов, средняя относительная погрешность не превышает 20%, что для ранних сроков эксплуатации большинства скважин (вскрывающих коллектор с эффективной проницаемостью более 0.5 мД) не является определяющим для выбора метода воздействия на пласт в дальнейшем. Таким образом, инструмент KARAT применим для описания ши-

рокого диапазона объектов разработки с учетом ограничений, приведенных в этой работе.

Трехмерная синтетическая модель (БЗ скважины)

Для валидации разработанной модели, также, как и для предыдущей синтетической модели, использовался численный коммерческий симулятор tNavigator.

Был построен синтетический пример модели при следующих заданных параметрах (рис. 5):

Количество скважин: 63,
Начальное пластовое давление $P_k=270$ атм,
Вязкость нефти $\mu_o=1.14$ сП,
Вязкость воды $\mu_w=0.3$ сП,
Давление насыщения $P_b=66.13$ атм,
Газосодержание нефти $R_g=50$ м³/м³.

Выполнено тестирование адаптации разработанной модели на данные синтетической трехмерной модели путем сравнения пластового давления, рассчитанного в коммерческом симуляторе tNavigator компании RockFlowDynamics, с давлением, полученным в результате автоадаптации в инструменте KARAT.

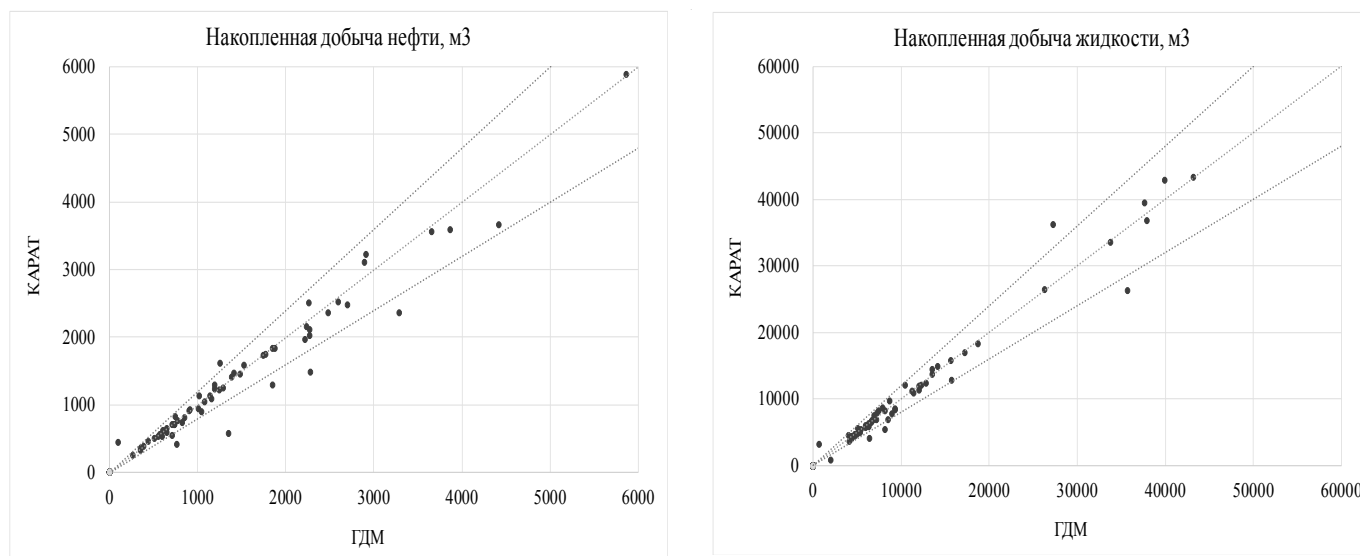


Рис. 9. Кросс-плоты дебитов жидкости и дебитов нефти, рассчитанных с помощью симулятора tNavigator и инструмента KARAT на 6-й прогнозный месяц

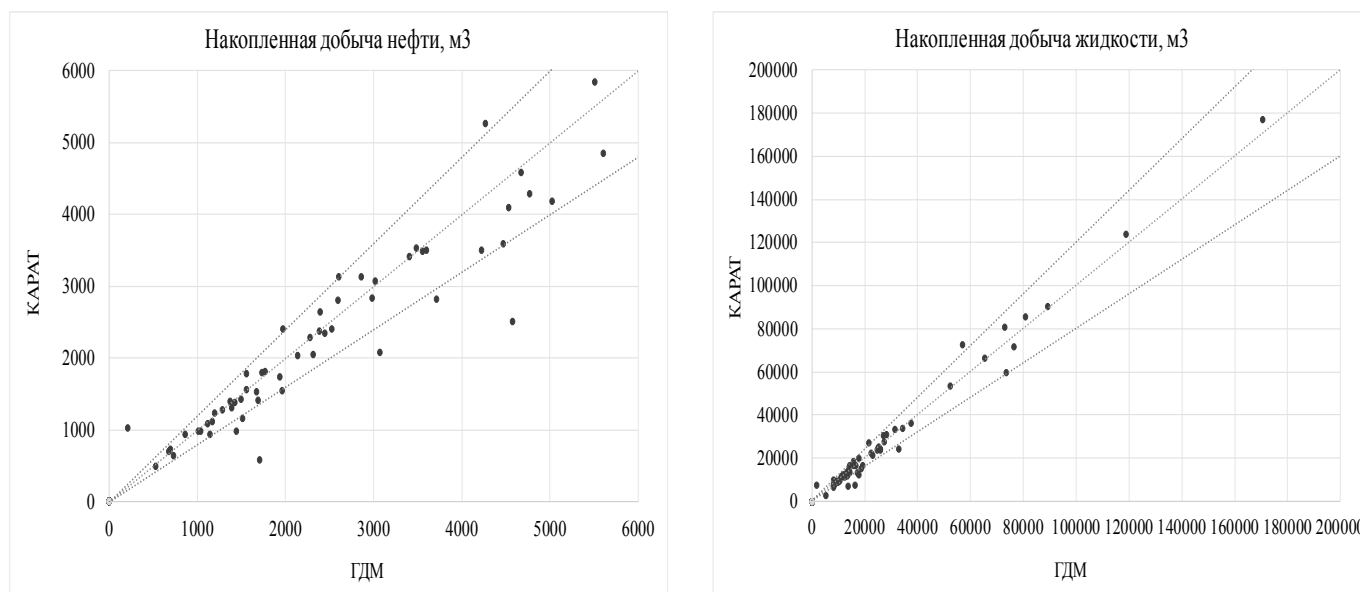


Рис. 10. Кросс-плоты дебитов жидкости и дебитов нефти, рассчитанных с помощью симулятора tNavigator и инструмента KARAT на 12-й прогнозный месяц

На рисунке 6 представлено сравнение прогнозов добычи нефти синтетического объекта разработки, рассчитанных с помощью симулятора tNavigator и инструмента KARAT.

Прогнозные значения добычи нефти, полученные из модели KARAT и tNavigator, также хорошо согласуются между собой. Имеющиеся расхождения связаны с небольшими расхождениями в прогнозе обводненности (рис. 7).

На рисунке 8 представлено сравнение динамики пластового давления синтетического объекта разработки, рассчитанных с помощью симулятора tNavigator и инструмента KARAT.

Как видно из рисунка 8, динамики пластового давления, полученного из модели KARAT и tNavigator, хорошо согласуются между собой. При этом, относительная ошибка в отдельные месяцы достигает 10%.

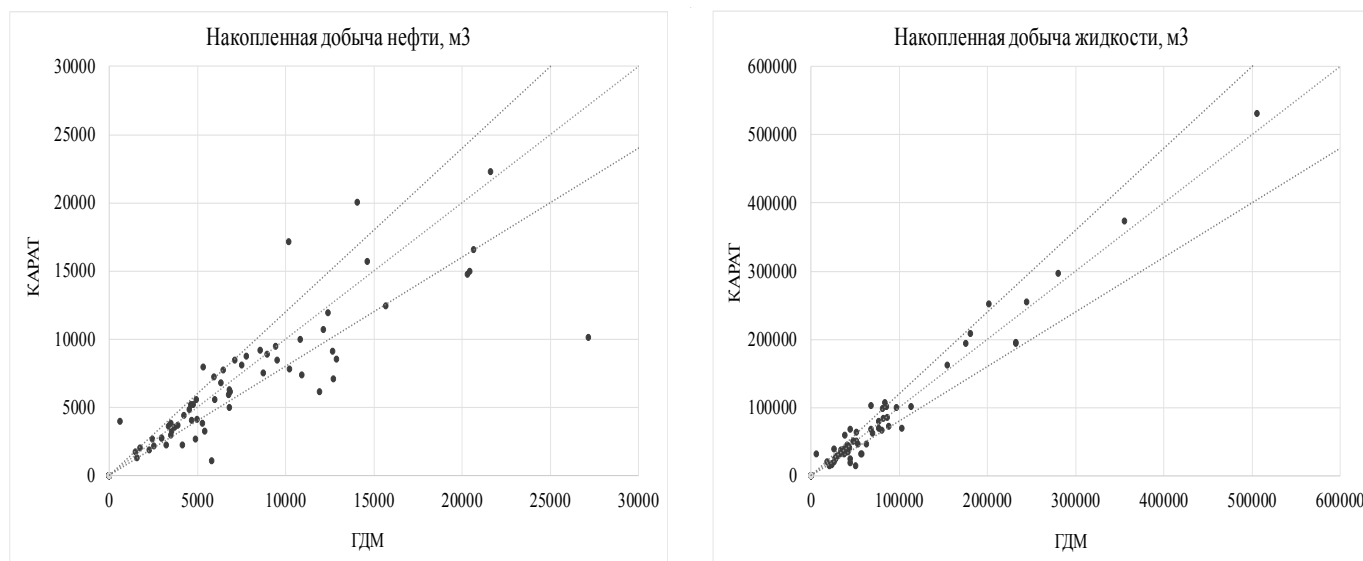


Рис. 11. Кросс-плоты дебитов жидкости и дебитов нефти, рассчитанных с помощью симулятора tNavigator и инструмента КАРАТ на 36-й прогнозный месяц

Таблица 1. Сравнение процентной доли скважин, удовлетворяющих различным критериям относительной ошибки

Накопленная добыча нефти, м3 (6-й месяц прогноза)					Накопленная добыча жидкости, м3 (6-й месяц прогноза)				
Отн. ошибка, %	<5%	<10%	<15%	<20%	Отн. ошибка, %	<5%	<10%	<15%	<20%
Общее количество скв., шт.	63				Общее количество скв., шт.	63			
Соответствует критерию, %	35	71	86	88	Соответствует критерию, %	51	77	86	90
Накопленная добыча нефти, м3 (12-й месяц прогноза)					Накопленная добыча жидкости, м3 (12-й месяц прогноза)				
Отн. ошибка, %	<5%	<10%	<15%	<20%	Отн. ошибка, %	<5%	<10%	<15%	<20%
Общее количество скв., шт.	63				Общее количество скв., шт.	63			
Соответствует критерию, %	25	57	71	79	Соответствует критерию, %	44	63	76	84
Накопленная добыча нефти, м3 (36-й месяц прогноза)					Накопленная добыча жидкости, м3 (36-й месяц прогноза)				
Отн. ошибка, %	<5%	<10%	<15%	<20%	Отн. ошибка, %	<5%	<10%	<15%	<20%
Общее количество скв., шт.	63				Общее количество скв., шт.	63			
Соответствует критерию, %	6	32	49	65	Соответствует критерию, %	22	43	54	68

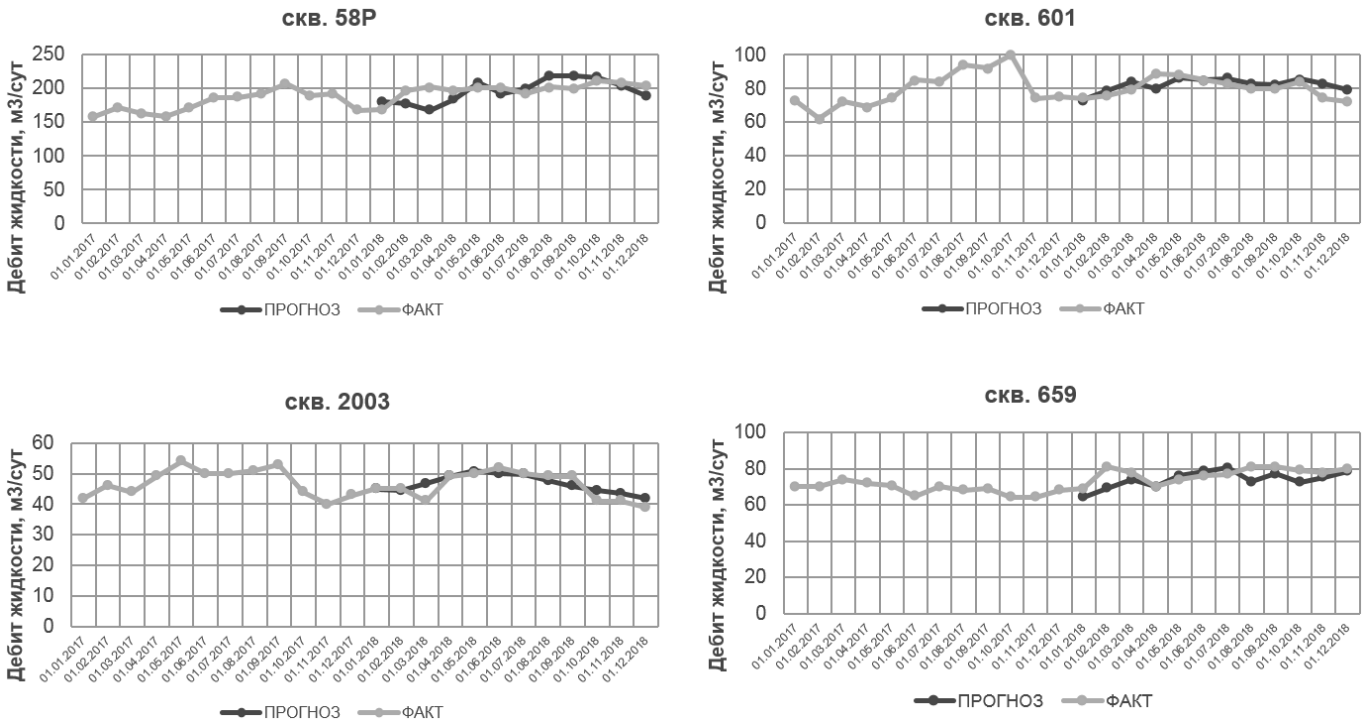


Рис. 12. Сравнение результатов ретроспективного прогноза разработанной модели с фактическими данными по дебиту жидкости

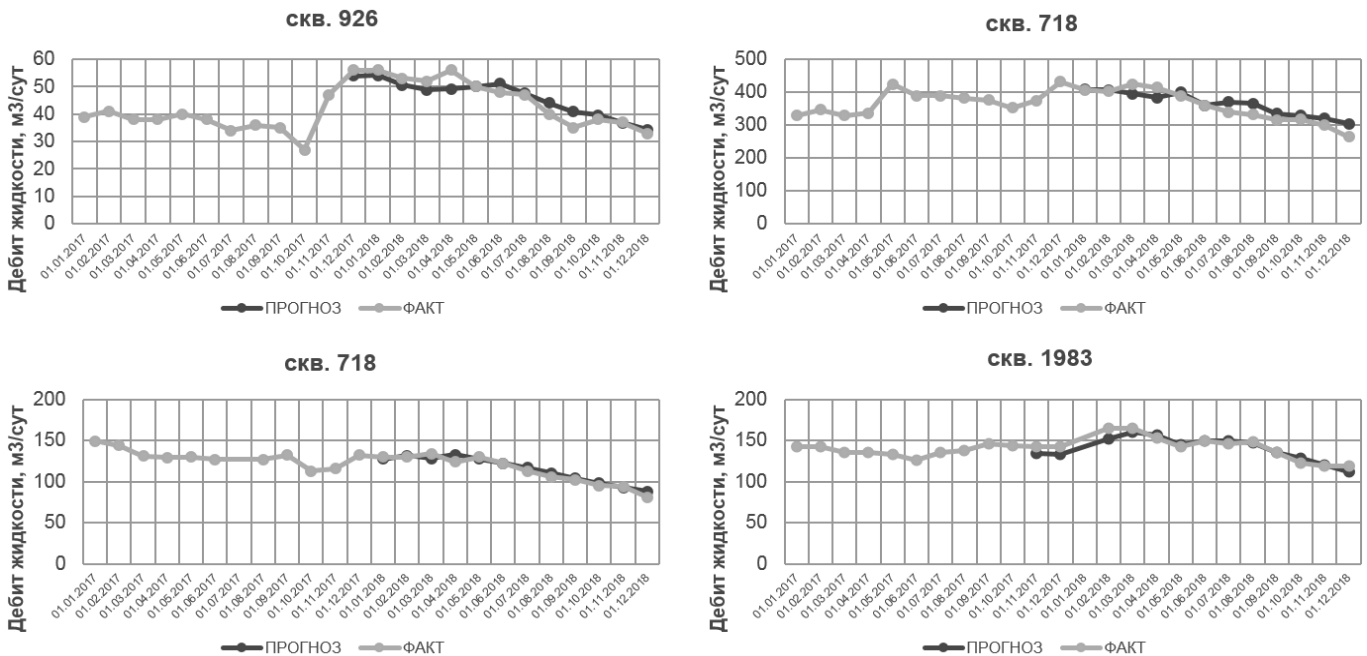


Рис. 13. Сравнение результатов ретроспективного прогноза разработанной модели с фактическими данными по дебиту жидкости

Далее рассматривался поскважинный анализ прогнозной способности модели KAPAT.

Для этих целей были построены кросс-плоты накопленной добычи жидкости и нефти за прогнозный период, рассчитанных с помощью симулятора tNavigator и инструмента KAPAT на 6-й прогнозный месяц (рис. 9).

Также были построены кросс-плоты накопленной добычи жидкости и нефти за прогнозный период, рассчитанных с помощью симулятора tNavigator и инструмента KAPAT на 12-й и 36-й прогнозный месяц (рис. 10, рис. 11).

Как видно из рисунков 9, 10 и 11, значения накопленной добычи жидкости и нефти за прогнозный период, рассчитанных с помощью симулятора tNavigator и инструмента KAPAT на 6-й, 12-й и 36-й прогнозные месяцы, хорошо согласуются между собой. Для большинства скважин относительная ошибка не превышает 20%.

Процентная доля скважин, удовлетворяющих различным критериям относительной ошибки, для всех рассматриваемых периодов прогноза приведены в таблице 1.

Как можно судить по полученным результатам, относительная ошибка накопленной добычи жидкости и накопленной добычи нефти увеличивается при увеличении длительности прогнозного периода. Однако, при длительности прогнозного периода до 12 месяцев относительная ошибка не превышает 20% для 80% рассматриваемых скважин.

Тестирование на реальных данных

Выполнено сравнение результатов ретроспективного прогноза разработанной модели с фактическими данными по дебиту жидкости.

На рисунке 12 и рисунке 13 представлены примеры сопоставления фактических и прогнозных значений дебита жидкости по скважинам одного из месторождений Западной Сибири.

В результате анализа результатов ретроспективного прогноза на разработанной модели по нескольким сотням скважин относительная погрешность в расчетном дебите жидкости и нефти не превышает 10% для 90% скважин на горизонт расчета не более 1 года.

Разработанная модель KAPAT имеет ряд методических ограничений:

- ◆ естественная или техногенная газовая шапка
- ◆ газоконденсатные и газовые объекты
- ◆ естественная мезо- и макротрещиноватость
- ◆ интенсификация разработки методами увеличения нефтеотдачи

Данный алгоритм позволяет с учетом допущений, заложенных в исходные модели, описывать физические процессы в пласте и скважине с достоверностью, приемлемой для принятия производственных решений. Помимо этого, он позволяет выполнять расчеты в условиях высокой неопределенности во входных данных и обладает широкими возможностями автоматизации при сохранении высокой скорости расчетов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Жданов И.А., Алексеева А. М., Шарифов А. Р., Маргарит А. С., Халиуллин Ф. Ф., Цареградская М. И., Григорьев А. В., Результаты апробации прокси-модели пласта для оптимизации заводнения на примере пласта БВ8/1 Вынгапуровского месторождения, ПРОнефть. Профессионально о нефти, 2019, 2, с. 16–20.
2. Rezapour A., Ortega A., Ershaghi I., Reservoir Waterflooding System Identification and Model Validation with injection/production Rate Fluctuations// Society of Petroleum Engineers. — 2015. — April 27. DOI:10.2118/174052-MS.
3. Decline curve analysis using type curves — analysis of oil well production data using materials balance time: application to field cases/L.E. Doublet, P.K. Pande, T.J. McCollum, T. A. Blasingame//SPE28688-MS. — 1994.
4. Grinestaff G.H., Waterflood pattern allocations: Quantifying the injector to producer relationship with streamline simulations, SPE54616-MS, 1999.
5. Билинчук А.В., Халиуллин Ф. Ф., Ситников А. Н., Пустовских А. А., Маргарит А. С., Жданов И. А., Анджукаев Ц. В., Разработка и внедрение инструмента для достижения потенциала добычи, Нефтяное хозяйство, 2016, № 12, с. 84–86.