

Константин Михайлович ФЕДОРОВ —
зав. кафедрой моделирования
физических процессов и систем,
доктор физико-математических наук, профессор

Владимир Анатольевич ДРЕЙМАН —
аспирант кафедры моделирования
физических процессов и систем
Тюменский государственный университет
kfedorov@utmn.ru

УДК 622.276

АНАЛИЗ ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ ЧИСЛЕННЫХ РЕШЕНИЙ ТРЕХМЕРНОЙ ДВУХФАЗНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ К РАЗМЕРАМ РАСЧЕТНЫХ БЛОКОВ

SENSITIVITY ANALYSIS OF GRID BLOCK SIZE ON THE 3D SEEPAGE SIMULATION

АННОТАЦИЯ. Представлены результаты исследований по изучению влияния геометрических параметров расчетных сеток на качество адаптации фильтрационной модели, построенной с использованием программного комплекса *Shlumberger Eclipse*.

SUMMARY. The paper describes the results of investigation of the influence of geometrical characteristics of numerical grid on history matching of hydrodynamic model. The research was conducted with the help of *Shlumberger Eclipse* software.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА. Гидродинамическая модель, размер ячеек, адаптация гидродинамической модели, погрешности расчета.

KEY WORDS. Hydrodynamic model, grid block size, history matching of hydrodynamic model, errors of calculation.

Одним из основных инструментов для обоснованного принятия стратегических и тактических решений при разработке месторождений углеводородов является моделирование процессов извлечения нефти и газа.

Важнейшим элементом моделирования нефтяного пласта является построение трехмерной геометрической модели на основе интерпретации сейсмических исследований со следующим насыщением этой модели информацией о распределении основных фильтрационно-емкостных характеристик пласта (пористости, проницаемости, насыщенности и др.) по данным геофизических и гидродинамических исследований скважин и изучения керна с использованием детерминистических или геолого-статистических методов. Объем пласта рассматривается как упорядоченная совокупность блоков, каждому из которых приписывается по одному значению каждого параметра.

Для создания численной разностной схемы, которая могла бы с достаточной точностью описывать гидродинамические процессы, протекающие в поровом пространстве разрабатываемого пласта, необходимо правильно подобрать параметры расчетной сетки, то есть размеры блоков, из которых будет состоять объем исследуемой залежи. При выборе размеров сеточных блоков необходимо учитывать степень подробности фильтрационной модели, точность вычислений возможностями имеющейся техники.

Сетка должна быть достаточно мелкой, чтобы описывать геометрию пласта, изменчивость геолого-физических параметров коллектора и фильтрую-

щихся флюидов, распределение насыщенностей и давлений в пространстве и во времени [1]. Размеры блоков должны быть таковы, чтобы скорость расчетов была приемлемой. Таким образом, инженеру, моделирующему эксплуатацию нефтяной залежи, необходимо находить компромисс между точностью и временем расчета.

Основными целями и задачами геолого-гидродинамического моделирования нефтяных пластов являются прогнозирование результатов эксплуатации месторождений, оценка различных сценариев разработки месторождения, контроль выработки запасов нефти, прогнозирование энергетического состояния залежи [2].

Цель нашей работы — оценка степени влияния размеров ячеек на основные расчетные показатели эксплуатации моделируемой залежи, определение значений погрешностей расчета показателей, связанных с изменением размеров сеточных блоков.

Для расчетов была использована геологическая модель с размерами ячеек $100 \times 100 \times 1,7$ м, построенная при помощи программного пакета Shlumberger Petrel. Исследуемый пласт представляет собой простейшую структуру (параллелепипед). В модели отсутствуют разломы и другого рода элементы, усложняющие геометрию залежи. Данный вид пласта был выбран для того, чтобы проанализировать влияние размеров расчетных ячеек на показатели эксплуатации, отбросив все остальные факторы. Фильтрационно-емкостные характеристики блоков определялись случайным образом, в определенных диапазонах изменения. Для пористости данный диапазон составил 0,20-0,29 д.ед., проницаемость изменялась в интервале 60-147 мД, песчанистость — 0,7-1. Значение вертикальной проницаемости в каждой ячейке составляет десятую часть от горизонтальной проницаемости. Средние значения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), а также свойства пластовых жидкостей приведены в табл. 1. Характеристики флюидов были взяты из исследований по пластам группы АВ Самотлорского месторождения. Вид кривых относительных фазовых проницаемостей для воды, нефти и капиллярной кривой взят из экспериментов на керне Самотлорского месторождения (рис. 1) [3]. В эксплуатации залежи участвуют пять скважин, расположенных по пятиточечной схеме размещения. В центре расположена нагнетательная скважина и вокруг нее 4 добывающих.

Таблица 1

Начальные условия. Свойства флюидов.

Средние ФЕС по залежи

Параметр	Значение
Начальное пластовое давление, атм.	168
Вязкость нефти в пластовых условиях, сПз	1,52
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,843
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,172
Вязкость воды в пластовых условиях, сПз	0,4
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1,014
Средняя пористость, доли ед.	0,24
Средняя проницаемость по латерали, мД	121,51
Средняя проницаемость по вертикали, мД	12,15
Средняя песчанистость, доли ед.	0,88

Для проведения данного исследования были созданы 9 вариантов расчетной сетки с различными размерами блоков в горизонтальном направлении. Вертикальные размеры блоков во всех вариантах оставались неизменными и были равны 1,7 м. Один из вариантов фильтрационной модели по параметрам сетки и по распределению свойств полностью совпадал с геологической моделью. Остальные восемь вариантов были созданы путем измельчения сетки, что позволило исключить дополнительные факторы, связанные с осреднением ФЕС, которые могут повлиять в дальнейшем на эксплуатационные показатели.

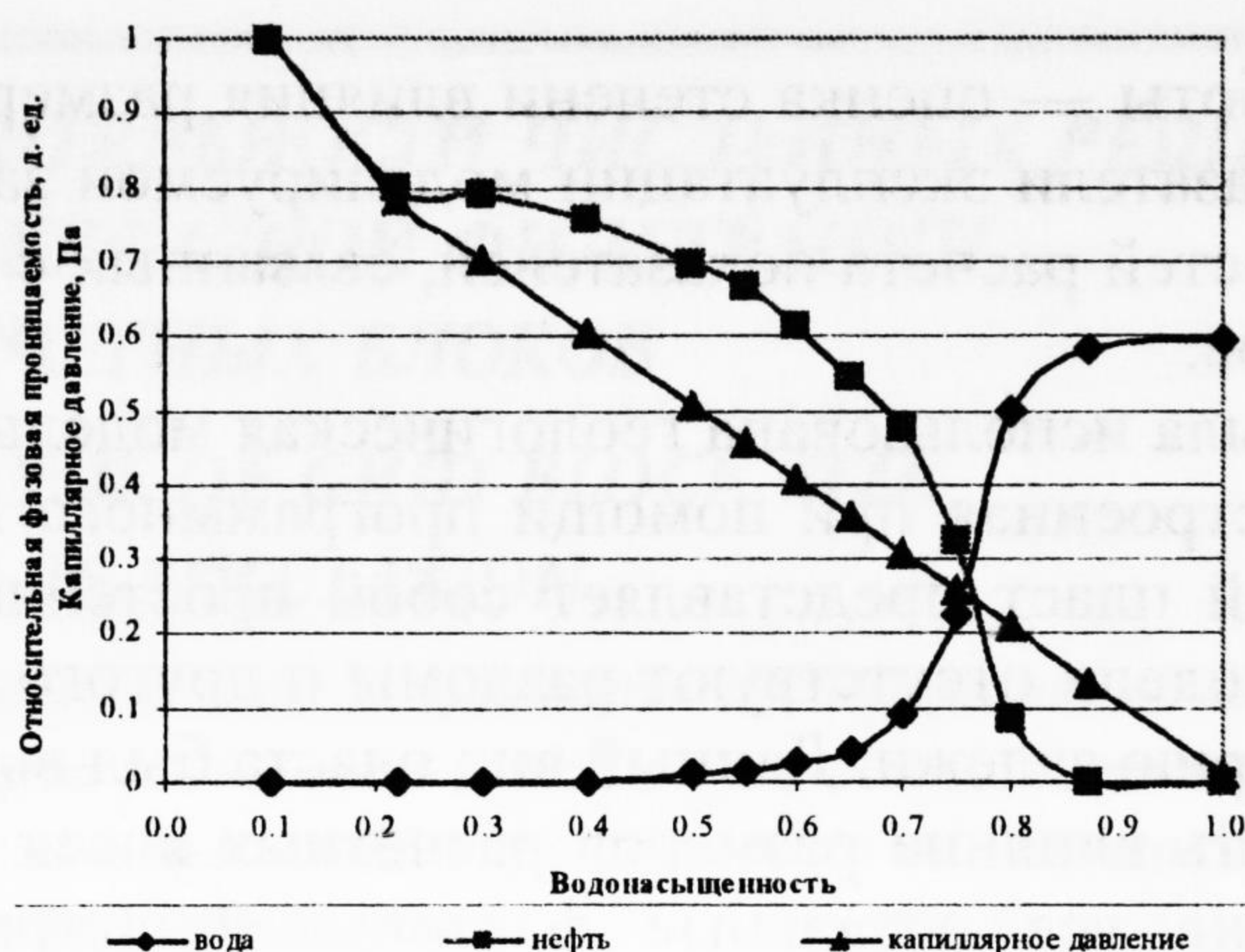


Рис. 1. Функции относительных фазовых проницаемостей

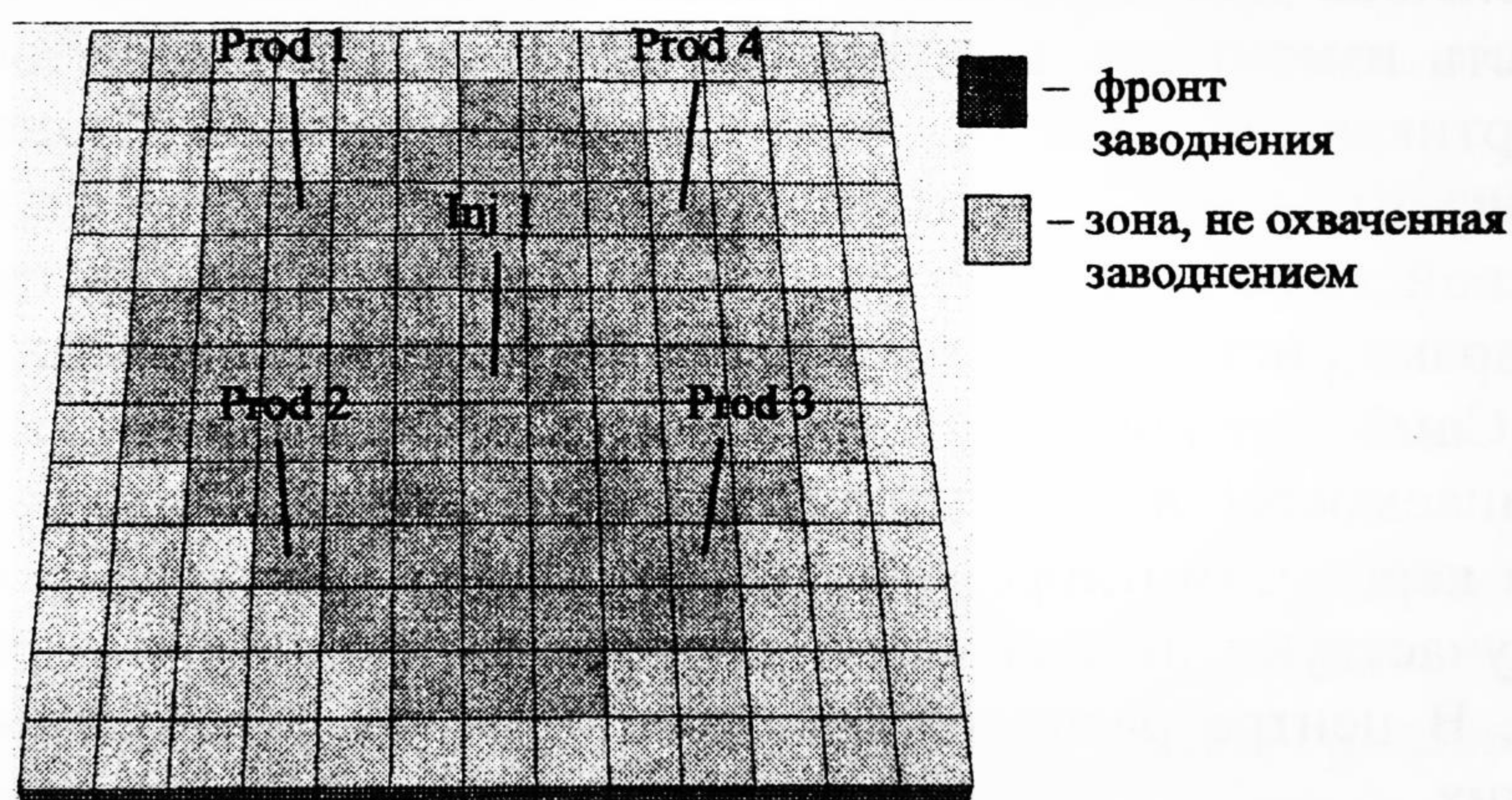


Рис. 2. Схема размещения скважин. Фронт распространения нагнетаемой воды

Для последующих гидродинамических расчетов все варианты сеточной модели были экспортированы в программный комплекс гидродинамического моделирования Shlumberger Eclipse, в основу которого положены разностные схемы, описанные в работе Х. Азиса и Э. Сеттари [4]. На данном этапе неизбежно возникновение ошибок, связанных с особенностью гидродинамических симуляторов, которая заключается в том, что скважина может быть размещена только в центре ячейки.

Таким образом, при изменении горизонтальных размерностей расчетных ячеек происходит некоторое смещение места расположения скважин. При проведении анализа зависимости погрешности расчета от изменения размеров расчетных блоков пришлось исключить варианты с размерами 50×50, 70×70 и 90×90 м по причине значительного смещения положения скважин относительно скважин эталонной модели (54-90 м). Геометрические параметры, принятых для расчета вариантов, представлены в табл. 2.

Таблица 2

Геометрические параметры расчетных сеток по вариантам

№ варианта	Размеры ячеек по осям X×Y×Z, м	Протяженность сетки по осям X×Y×Z, м	Количество ячеек по осям X×Y×Z
0 (эталонный)	10×10×1,7	1000×1000×5	100×100×3
1	20×20×1,7	1000×1000×5	50×50×3
2	30×30×1,7	1000×1000×5	33×33×3
3	40×40×1,7	1000×1000×5	25×25×3
4	60×60×1,7	1000×1000×5	17×17×3
5	80×80×1,7	1000×1000×5	13×13×3
6	100×100×1,7	1000×1000×5	10×10×3

В среднем смещение места расположения наблюдается по всем скважинам, в остальных вариантах — изменения происходят в зависимости от размеров расчетных ячеек в диапазоне 8,8-28,8 м. Максимальное среднее значение изменения месторасположения скважин наблюдается в варианте с размерами расчетных блоков 80×80 м (28,8 м). Расположение скважин представлено на рис. 1.

Расчетный период составил три года. Столь короткий отрезок времени был выбран по причине того, что расчет данной модели на сетках с мелкими ячейками занимает слишком длительное время. За данный период времени происходят основные процессы, влияние изменения размера расчетных ячеек, которые необходимо проанализировать (безводный период добычи нефти, прорыв нагнетаемой воды в продукцию скважин). На протяжении эксперимента все пять скважин находятся в работе. Контроль работы скважин осуществляется путем задания граничных условий для забойного давления (70 атм. — для добывающих скважин, 300 атм. — для нагнетательных скважин).

Был произведен расчет на шести вариантах размеров расчетных блоков. Для анализа погрешностей за базовое решение был принят вариант с наименьшими размерами ячеек 10×10×1,7 м (табл. 2). Анализ изменения точности расчетов с увеличением горизонтальных размеров ячеек проводился путем сравнения показателей по различным вариантам с показателями, полученными на эталонной модели.

Для количественной оценки величины расхождения показателей, в зависимости от размеров расчетных блоков, были рассчитаны средние за весь период, а также максимальные относительные погрешности каждого из сравниваемых параметров. Ошибки показателей определялись следующим образом:

- относительная ошибка показателя за определенный месяц определяется как модуль отношения разницы в значениях показателя исследуемого и эталонного варианта к значению в эталонной модели;

- средняя относительная погрешность эксплуатационного показателя определялась как среднее арифметическое относительных погрешностей за каждый месяц эксплуатационного периода;

- максимальная относительная ошибка эксплуатационного показателя по варианту определялась как наивысшее значение относительной ошибки за весь период расчета.

Динамика изменения основных расчетных показателей эксплуатации скважин по базовому варианту представлена на рис. 3. В первые восемь ме-

сяцев эксплуатации залежи наблюдается безводный период (скважины работают чистой нефтью). Среднее значение суммарного дебита нефти по всем скважинам составило в данный период $559 \text{ м}^3/\text{сут}$. Начиная с девятого месяца расчета, в добывающих скважинах отмечается прорыв нагнетаемой в пласт воды.

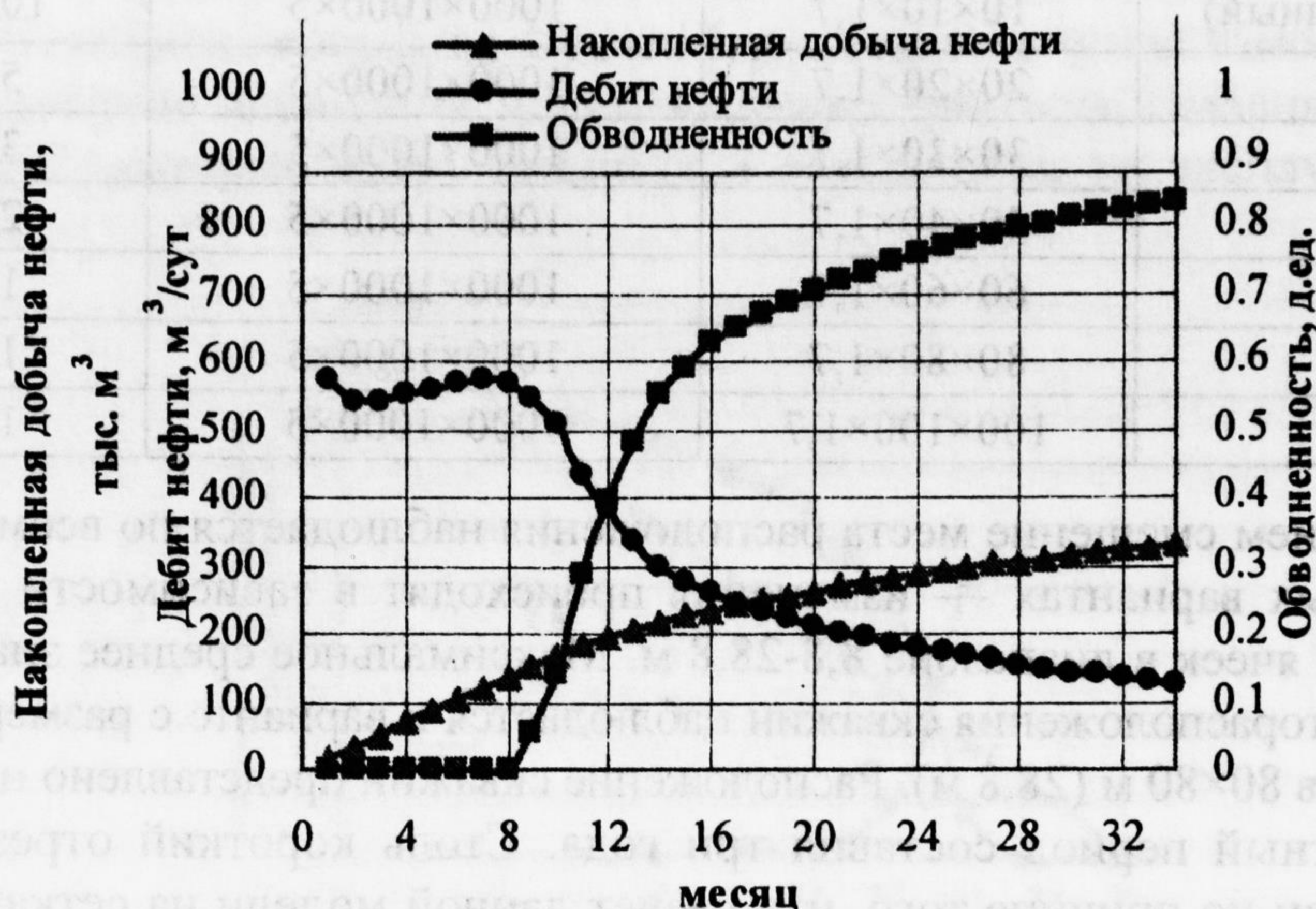


Рис. 3. Динамика изменения расчетных показателей эксплуатации по скважинам эталонного варианта

В период прорыва нагнетаемой воды происходит снижение дебита нефти со среднемесечным темпом падения около $5,6\%$. Обводненность продукции в первые три месяца после прорыва претерпевает значительный рост, с каждым последующим месяцем увеличиваясь в среднем в $2,2$ раза. Начиная с 13 месяца, рост обводненности замедляется и к концу расчетного периода (через 34 месяца) ее значение составляет $83,5\%$. Суммарный дебит нефти в этот период также снижается медленно, с ежемесячным темпом падения около 5% и к концу расчетного периода составляет $126,2 \text{ м}^3/\text{сут}$. Рост накопленной добычи нефти имеет плавный характер. Среднемесечный темп роста, в течение всего периода данного показателя, составляет около 8% . За весь период эксплуатации накопленная добыча нефти достигает значения $330,3 \text{ тыс. м}^3$. Значение текущего коэффициента извлечения нефти к концу расчетного периода достигает значения $0,404$.

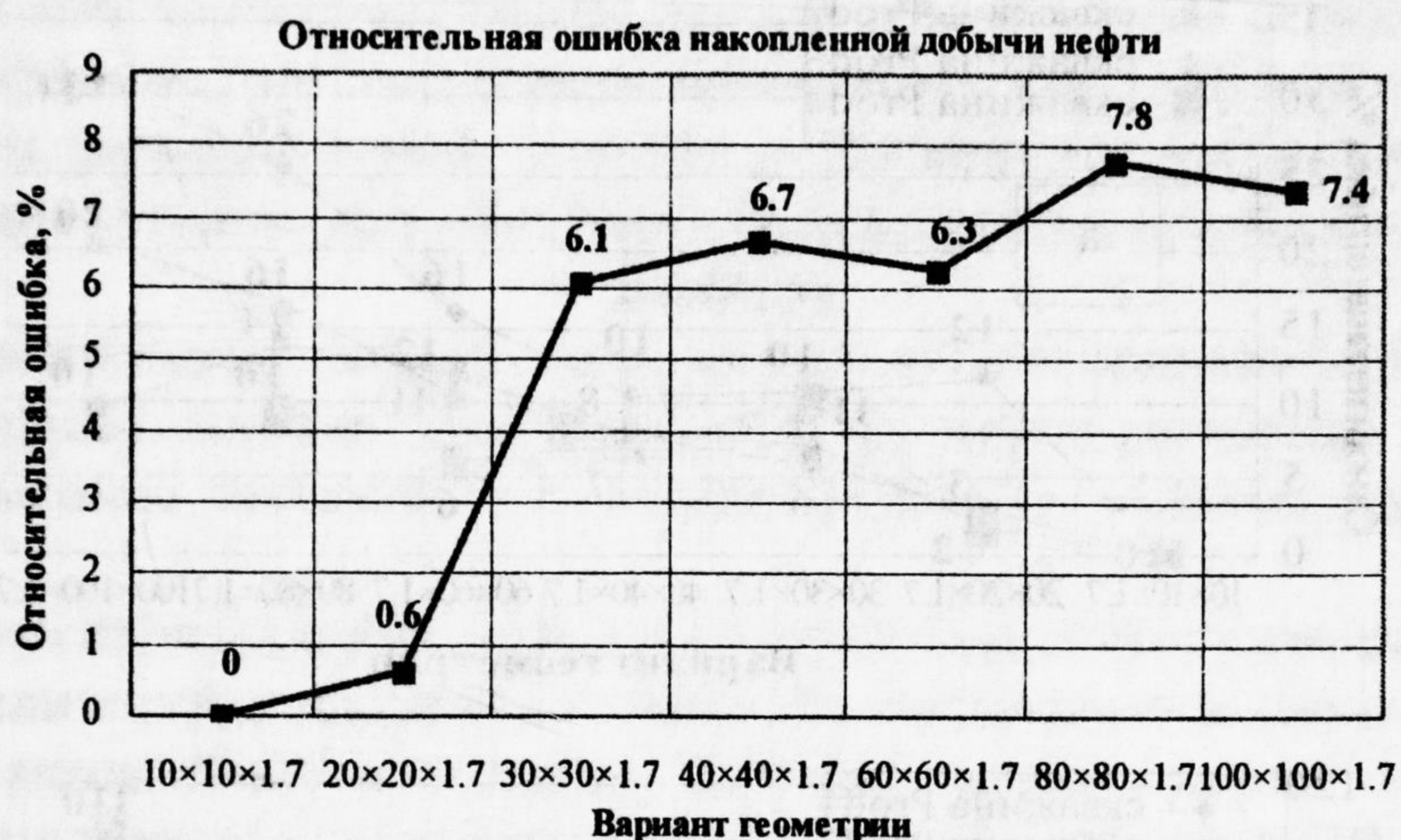
В результате расчетов технологических показателей на всех вариантах геометрии модели были получены значения с достаточно большими расхождениями, что свидетельствует о высокой степени влияния размеров расчетных ячеек на основные показатели разработки. Сравнение проводилось по таким эксплуатационным показателям как дебит нефти, дебит жидкости, обводненности и накопленная добыча нефти.

На рис. 4а представлены относительные ошибки расчета накопленных показателей, средние и максимальные за расчетный период, относительные ошибки расчета динамических показателей эксплуатации участка представлены на рис. 4б.

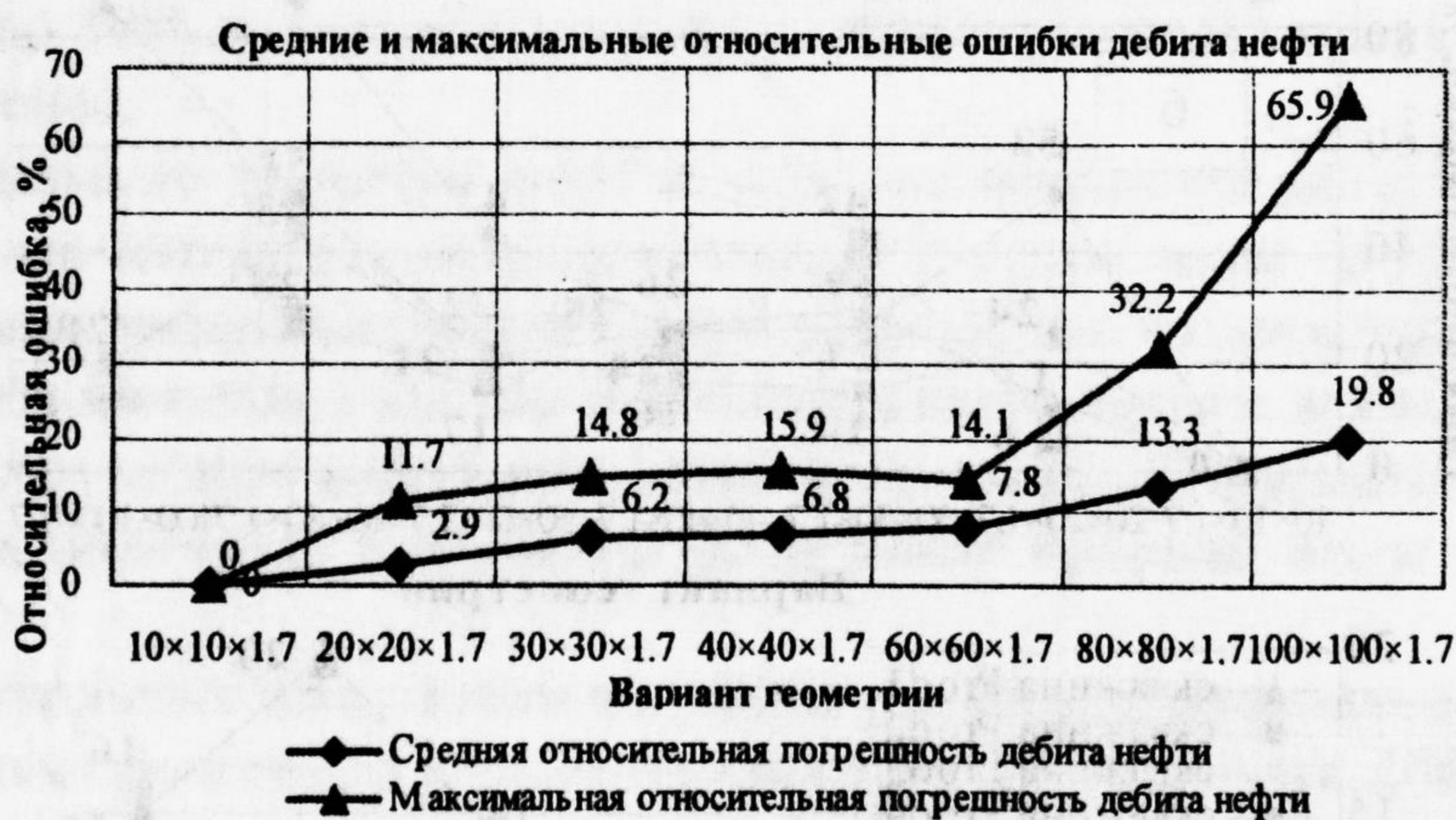
Наименьшей ошибкой расчета суммарной накопленной добычи нефти по участку характеризуется вариант с размерами ячеек $20 \times 20 \text{ м}$ ($0,6\%$). При переходе на вариант модели с размерностью $30 \times 30 \text{ м}$ происходит скачок погрешности расчета до значения $6,1\%$. При последующем увеличении разме-

ров ячеек относительная ошибка расчета накопленной добычи нефти изменяется в диапазоне 6,3-7,8% (рис. 4а).

Значение относительной погрешности дебита нефти по участку, в целом, для различных вариантов геометрии сетки плавно возрастает с ростом горизонтальных размеров расчетных блоков (рис. 4б). Так, если для размерности сетки по латерали 20×20 м средняя относительная ошибка дебита нефти составляет 2,9%, то для ячеек размерами 100×100 м погрешность уже достигает значения 19,8%.



а



б

Рис. 4. Изменение относительных ошибок показателей эксплуатации залежи в зависимости от размеров расчетных ячеек

Значение максимальной относительной погрешности суммарного дебита нефти медленно возрастает до варианта геометрии 60×60 м в диапазоне 11,7-15,0%, затем происходит резкий скачок (рис. 4б). Таким образом, значение максимальной относительной ошибки дебита нефти для варианта с размерами ячеек 80×80 м составляет 32,3%, а для варианта 100×100 м ошибка достигает 65,9%.

Анализ графика динамики изменения относительной ошибки накопленной добычи нефти с увеличением размеров расчетных ячеек, приведенного на рис. 4а, позволяет сделать вывод, что, начиная с варианта с размерами ячеек 30×30 м, значение показателя накопленной добычи нефти по участку в незначительной степени зависит от размеров расчетных блоков.

Максимальные значения относительной ошибки расчета суммарного дебита нефти приходятся в основном на период прорыва нагнетаемой в пласт воды (с 9 по 13 месяцы расчета). Данный эффект связан с тем, что время прорыва воды в значительной степени зависит от размеров расчетных блоков.

На рис. 5 приведены средние и максимальные ошибки дебита нефти за весь расчетный период по скважинам, а также относительные ошибки накопленной добычи нефти скважин участка.

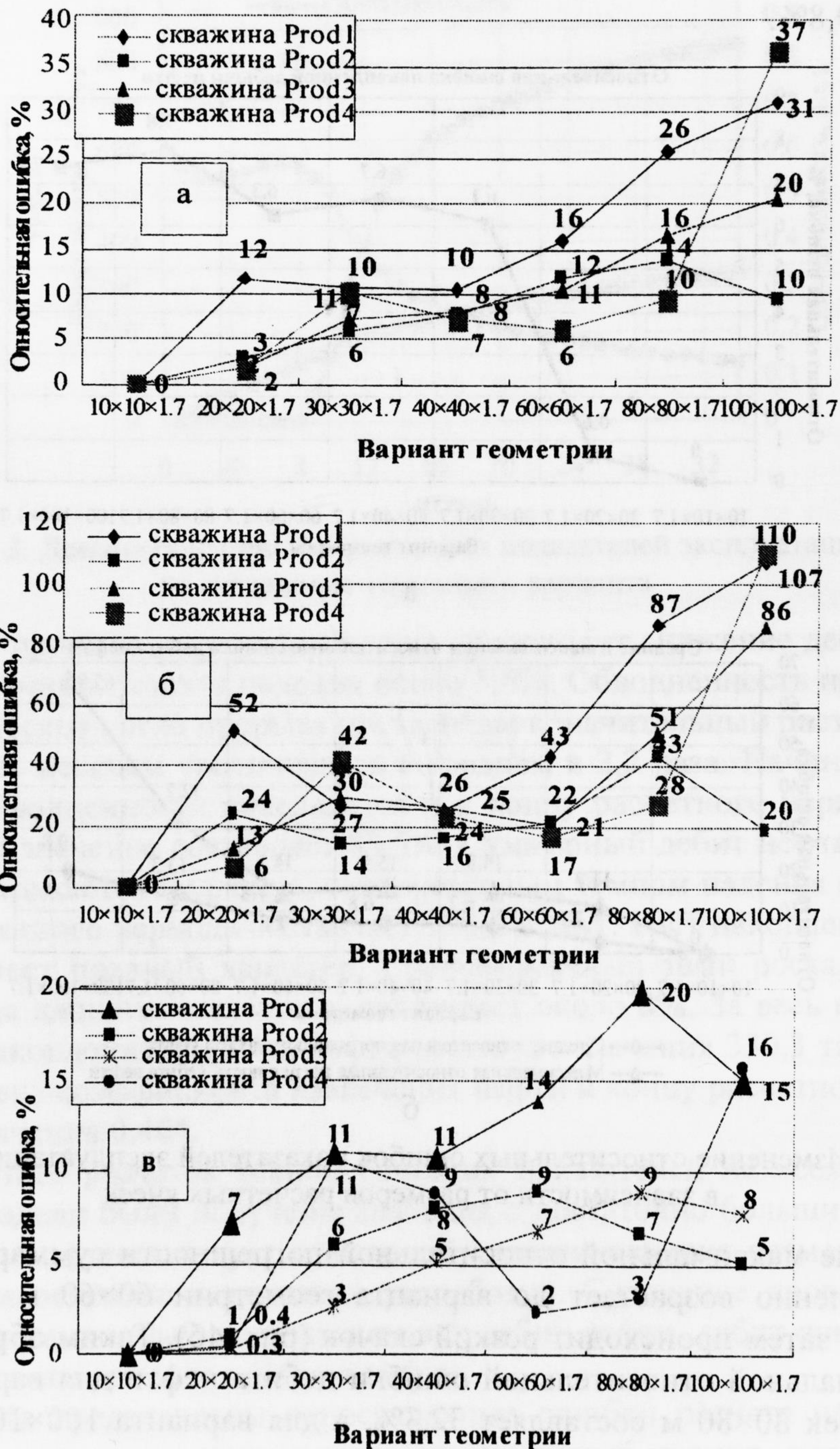


Рис. 5. Изменение относительных ошибок показателей эксплуатации отдельных скважин в зависимости от размеров расчетных ячеек:
 а — средние относительные погрешности дебита нефти;
 б — максимальные относительные погрешности дебита нефти;
 в — относительные погрешности накопленной добычи нефти

Средние относительные погрешности расчета дебита нефти скважин имеют наибольшие значения по скважине Prod1 для всех вариантов (рис. 5а).

Скважина Prod4 имеет максимальную погрешность (36,6%) в варианте с размерами ячеек 100×100 м. Наиболее высокое значение максимальной относительной погрешности расчета суммарного дебита нефти 65,9% отмечено в варианте с размерами ячеек 100×100 м (рис. 5б).

Погрешности накопленной добычи нефти по отдельным скважинам характеризуются большим разбросом значений. Наиболее высокие значения ошибок для всех вариантов отмечаются для скважин Prod1 и Prod4 (рис. 5в).

Такие эффекты, как нарушения тенденции роста погрешности расчета с увеличением размеров ячеек, связаны с географическим смещением места расположения скважин при изменении параметров расчетных блоков.

Выводы

1. Относительные погрешности расчета всех эксплуатационных показателей отдельных скважин при увеличении размеров расчетных блоков имеют более высокие значения, чем погрешности интегральных показателей по участку.

2. Для воспроизведения реальных эксплуатационных интегральных показателей с величиной расхождения менее 5% необходимо использовать сетки с размерами ячеек 20×20 м и менее. На более грубых сетках относительная ошибка воспроизведения показателей изменяется в пределах 10%.

3. Средние относительные ошибки при воспроизведении дебита нефти по скважинам до 10% позволяют получить сетки с размерами расчетных блоков 40×40 м и менее.

4. Наибольшие значения ошибок при численных расчетах связаны с определением момента прорыва нагнетаемой в пласт воды. В данный период возникают максимальные погрешности расчета, как эксплуатационных показателей отдельных скважин, так и интегральных показателей в целом по участку. Наиболее точное воспроизведение истории при гидродинамическом моделировании возможно в моменты до и после прорыва воды в продукцию скважин.

5. Интегральные показатели по участку с удовлетворительной точностью могут быть воспроизведены с использованием грубых сеток. Для воспроизведения показателей по отдельным скважинам необходимо использовать более детальные сетки.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Каневская Р.Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2002. 140 с.

2. Закревский К.Е., Майсюк Д.М., Сыртланов В.Р. Оценка качества 3D моделей. М.: ИЦП Маска, 2008. 272 с.

3. Устюгова Е.В., Полторанин В.Н., Дрейман В.А. Создание секторных геолого-гидродинамических моделей по объектам разработки Самотлорского месторождения для обоснования геолого-технических мероприятий по доизвлечению остаточных запасов нефти (пласты АВ11-2, АВ13 и АВ2-3): Отчет НИОКР. Тюмень: Тюменский нефтяной научный центр, 2007. 300 с.

4. Азис Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. 416 с.