

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.83-100>

EDN EQTPKP

УДК 622.276.1/4.001.57

Оценка факторов, влияющих на результаты моделирования разработки сложно построенной залежи ТрИЗ

Завозина А.В., Анкудинов А.А., Громова Е.А., Улыбышев Г.В.,

Нарута М.В., Архипов В.Н.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Evaluation of the factors affecting the results of modeling of complex hard-to-recover oil reservoir development

A.V. Zavozina, A.A. Ankudinov, E.A. Gromova, G.V. Ulybyshev,

M.V. Naruta, V.N. Arkhipov

Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia

E-mail: avzavozina@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. В работе рассмотрены основные неопределенности, связанные с вязкостью нефти, относительными фазовыми проницаемостями, размером сетки, и оказывающие наибольшее влияние на показатели добычи. Анализ проведен на основе результатов расчетов на секторной гидродинамической модели. Установлено, что варьирование исходных данных в модели в большей степени оказывает влияние на начальный этап разработки - разница расчетных технологических показателей разработки для рассмотренной модели может достигать 30 %.

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы (ТрИЗ), ультранизкая проницаемость, низкая степень изученности, относительные фазовые проницаемости (ОФП), PVT - модель, темпы падения (ТП), характеристики вытеснения (ХВ), гидродинамическое моделирование

Для цитирования: Завозина А.В., Анкудинов А.А., Громова Е.А., Улыбышев Г.В., Нарута М.В., Архипов В.Н. Оценка факторов, влияющих на результаты моделирования разработки сложно построенной залежи ТрИЗ // Нефтяная провинция.-2023.-№4(36).-С. 83-100. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.83-100>. - EDN EQTPKP

Abstract. The paper considers the primary uncertainties associated with oil viscosity, relative permeabilities and grid size, that have the most pronounced effect on reservoir production performance. The analysis is based on the results of reservoir simulations using a sector model. Variations of input data have been found to influence more heavily the initial stage of reservoir development: variations in estimated production performance data can reach as high as 30%.

Keywords: *hard-to-recover reserves, ultralow permeability, low degree of certainty, relative permeability, PVT model, decline rates, decline curve analysis (DCA), reservoir simulation modeling*

For citation: A.V. Zavozina, A.A. Ankudinov, E.A. Gromova, G.V. Ulybyshev, M.V. Naruta, V.N. Arkhipov Otsenka faktorov, vliyayushchikh na rezul'taty modelirovaniya razrabotki slozhno postroyennoy zalezhi TrIZ [Evaluation of the factors affecting the results of modeling of complex hard-to-recover oil reservoir development]. Neftyanaya Provintsiya, No. 4(36), 2023. pp. 83-100. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.83-100>. EDN EQTPKP (in Russian)

Введение

Важным этапом на начальной стадии разработки месторождения является технико-экономическое обоснование процесса разработки, следовательно, возникает задача оценки уровней добычи нефти. Как правило, оценить профиль добычи можно с помощью расчётов на полномасштабной или секторной гидродинамических моделях (ГДМ), а также аналитических методов. Проведение расчётов на полномасштабной модели достаточно длительный и трудоемкий процесс, который позволяет получить представление лишь о данном конкретном моделируемом участке.

Для оперативной оценки влияния различных факторов на суммарный профиль добычи могут использоваться темпы падения (ТП) дебита нефти и жидкости и характеристики вытеснения (ХВ) нефти, полученные на основе секторной ГДМ. Как правило, секторные модели более «гибкие», имеют высокую скорость расчёта, что позволяет проводить многовариантные расчёты и с помощью них можно охватить весь диапазон неопределённости. Однако важно правильно определить параметры профиля добычи нефти (другими словами ТП и ХВ для прогнозных расчетов), поскольку некорректное определение динамики добычи может приводить к суще-

ственным различиям в прогнозных расчётах, что оказывает значительное влияние на суммарный профиль добычи.

На темпы падения дебитов жидкости и нефти и характеристики вытеснения нефти существенное влияние оказывают многие параметры модели, такие как шаг сетки модели, граничные условия модели, относительные фазовые проницаемости (ОФП), PVT - модель, режимы эксплуатации скважин, давление закачки нагнетательных скважин, задание группового контроля по скважинам, расчётный шаг, способ задания трещин ГРП, количество реализаций литологической модели. В данной статье рассмотрено влияние лишь некоторых параметров, таких как шаг сетки модели, относительные фазовые проницаемости (ОФП по газу в системе «нефть-газ», относительной фазовой проницаемости по газу при остаточной нефти (KRGR)), PVT - модель (в частности, качество адаптации на значение вязкости нефти и корреляции, заложенные в PVTsim для расчёта вязкости нефти), режимы эксплуатации скважин.

Данная статья открывает цикл статей, посвященных оценке влияния различных факторов на темпы падения дебитов жидкости и нефти и характеристики вытеснения нефти, а также методике переноса ТП и ХВ из гидродинамической модели в аналитические расчёты. Цель работы - проведение многовариантных расчётов на секторной гидродинамической модели для оценки степени влияния различных параметров модели на ТП и ХВ и определение параметров, оказывающих наибольшее влияние на профиль добычи нефти.

Описание объекта и его модели

Объектом моделирования являются клиноформные ачимовские отложения. Участок характеризуется высокой изменчивостью геологического строения и фильтрационно-емкостных свойств по площади и разрезу, высокой неоднородностью и значительной расчлененностью (до 30),

большим этажом нефтеносности (более 120 м), ультранизкой проницаемостью (менее 1 мД), низкой насыщенностью, наличием аномально-высокого пластового давления (начальное пластовое давление 580 атм, коэффициент аномальности 1,6), большими глубинами залегания (3600-3700 м).

Подходы к процессу моделирования, такие как:

- выбор среднего элемента разработки;
- учёт краевых эффектов на границах модели;
- оценка показателей «среднего элемента разработки»;
- граничные условия секторной гидродинамической модели были заданы согласно разработанным в компании ПАО «НК Роснефть» «Рекомендациям по расчёту показателей разработки на секторных гидродинамических моделях».

На границе объекта моделирования расположены нагнетательные скважины (ГС 1500 м). Подход к заданию граничных условий - модель с репликациями (повторение единичного элемента разработки) плюс введение множителей на поровый объем 0,5 на границе сектора и 0,25 в углах сектора / множитель на коэффициенты перфораций трещины ГРП краевых скважин 0,5 / множитель проводимости по X 0,5 / множитель проводимости по Y также 0,5. При данном способе предполагается создание дополнительных кубов свойств, модифицирующих поровый объем и проводимость ячеек вдоль осей, а также ввод множителей на продуктивность скважин. Модель может содержать один элемент разработки или несколько его репликаций, что позволяет снизить погрешность расчёта. При построении сектора предполагается, что шаблон расстановки скважин бесконечно повторяется в неограниченном поле, в то время как размеры самой модели ограничены. Размеры сектора выбраны таким образом, чтобы вмещалось 9 элементов разработки.

Для гидродинамических расчётов была использована секторная модель, наиболее полно характеризующая свойства ЛУ – высокие начальные

нефтенасыщенные толщины и расчлененность. Размеры сектора 2,3 x 6,4 км, количество ячеек 45 x 128 x 349, размер ячеек 50 x 50 м. После проведенного анализа чувствительности к размерности сетки ячейки модели вокруг центральной добывающей скважины и двух соседних нагнетательных были измельчены до 10 м. Ячейки повернуты на 10 градусов вдоль направления максимального горизонтального стресса с целью корректного моделирования фильтрационных потоков трещин ГРП. Ранги вариограмм приняты от 200*200 м до 300*300 м в соответствии с месторождением-аналогом. При моделировании параметра литологии использовался стохастический метод, слоистая неоднородность по вертикали воспроизведена на основе РИГИС. Параметры секторной модели приведены в табл. 1.

Таблица 1

Параметры секторной модели

Параметр	Значение
Средняя глубина залегания, м	3 600
Средняя общая толщина, м	200
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	110
Средняя пористость, д.ед.	0,12
Проницаемость, мД	0,1-1
Начальная нефтенасыщенность, д.ед.	0,4-0,7

Использована модель «черной нефти», в которой углеводородная фаза представлена нефтью и растворенным в ней газом. Для описания зависимости свойств пластовых флюидов от давления было подготовлено три PVT-модели, отличающихся подходами к расчёту вязкости. Изменение остальных параметров флюидов от давления во всех моделях идентичное и соответствует результатам исследований собственной глубинной пробы. Основные параметры нефти: газосодержание по ступенчатой сепарации 215 м³/т, давление насыщения 270 атм, плотность дегазированной нефти 837 кг/м³. Вязкость нефти в базовом варианте PVT – модели рассчитывалась с использованием корреляции Лоренца-Брея-Кларка без какой-

либо корректировки коэффициентов a_1 - a_5 , и при пластовых условиях составляет - 1,188 сП.

Анализ сходимости

Поиск оптимальной размерности сетки, обеспечивающей сходимость численного решения, был реализован с помощью многовариантных расчётов. Измельчение сетки выполнено посредством локального измельчения. На ГДМ оценены варианты сеток: 50 м (ячейки размером 50 м), 25 м (ячейки вокруг центральной скважины сектора измельчены до 25 м), 10 м (ячейки вокруг центральной скважины измельчены до 10 м), 10 м расширенный LGR (ячейки вокруг центральной добывающей скважины и двух соседних нагнетательных скважин измельчены до 10 м) и 5 м (ячейки вокруг центральной добывающей скважины и двух соседних нагнетательных скважин измельчены до 5 м).

На ТП и ХВ существенное влияние оказывают режимы эксплуатации скважин. В процессе разработки при запуске скважин на забойном давлении 50 атм происходит значительное снижение пластового давления в призабойной зоне (пластовое давление снижается ниже давления насыщения), в результате чего происходит разгазирование нефти, увеличивается ее вязкость и снижается подвижность. Эти эффекты вносят свой вклад в характеристики вытеснения.

Исследование сходимости проводилось для результатов расчётов, выполненных при забойном давлении 50 атм и 210 атм (0,8 давления насыщения). Оказалось, что при эксплуатации скважин на забойном давлении 50 атм измельчение сетки значительно влияет на характер изменения газонефтяного фактора, обводненности и дебита нефти в начальный период. Наблюдается прирост по накопленной добыче нефти +11,4 % на сетке 10 м относительно сетки 50 м. Результаты расчётов при забойном

давлении 50 атм представлены на рис. 1-3. Показатели приведены по единичной центральной скважине за период 100 лет.

Из рисунков видно, что наблюдается численная сходимость расчётов с измельчением сетки с 10 до 5 м. Однако расчёт с измельчением до 5 м занимает не приемлемо для серийных расчетов время. Данные по времени расчётов и отклонение по расчётам по накопленной добыче нефти за период 100 лет от сетки 5 м приведены в табл. 2. Оптимальным был выбран шаг сетки 10 м.

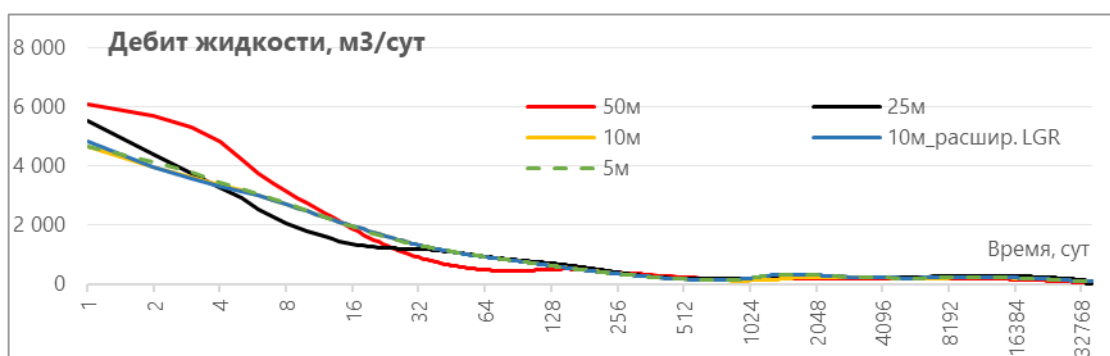


Рис. 1. Динамика дебита жидкости от размера сетки

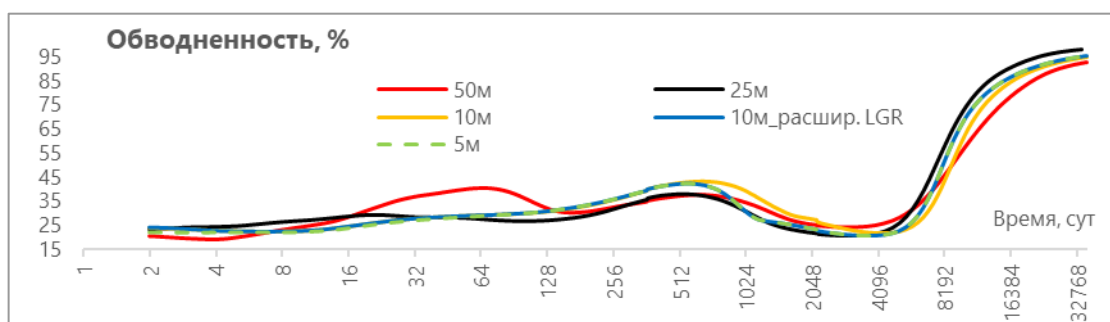


Рис. 2. Динамика обводненности от размера сетки

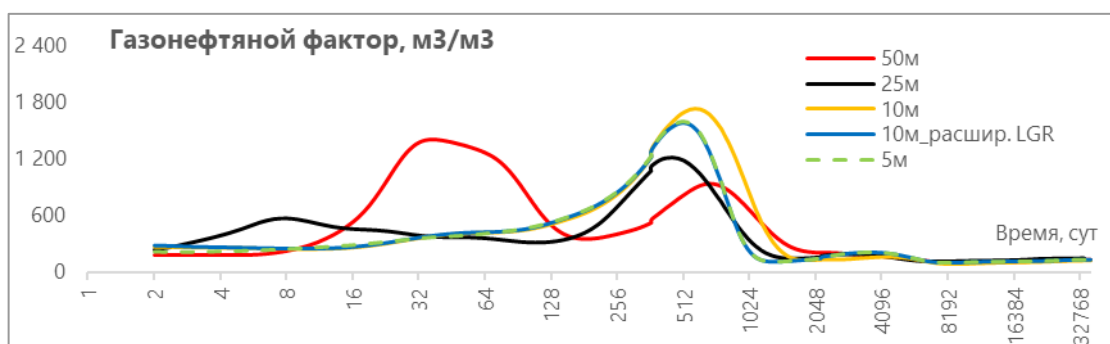


Рис. 3. Динамика газонефтяного фактора от размера сетки

Таблица 2

**Время расчёта и отклонение по расчётам по накопленной добычи нефти
от сетки 5 м**

Размер сетки	Время расчёта, час	Отклонение от сетки 5 м, %
50 м	1,3	11,5
25 м	2,5	1,7
10 м	38	0,05
5 м	>100	-

На рис. 4 для примера показана функция – МАРЕ для дебита жидкости, обводненности и газонефтяного фактора для расчётов с забойным давлением 50 атм. Как видно из рисунка, размер сетки наибольшее влияние оказывает на газонефтяной фактор, наименьшее – на обводненность.

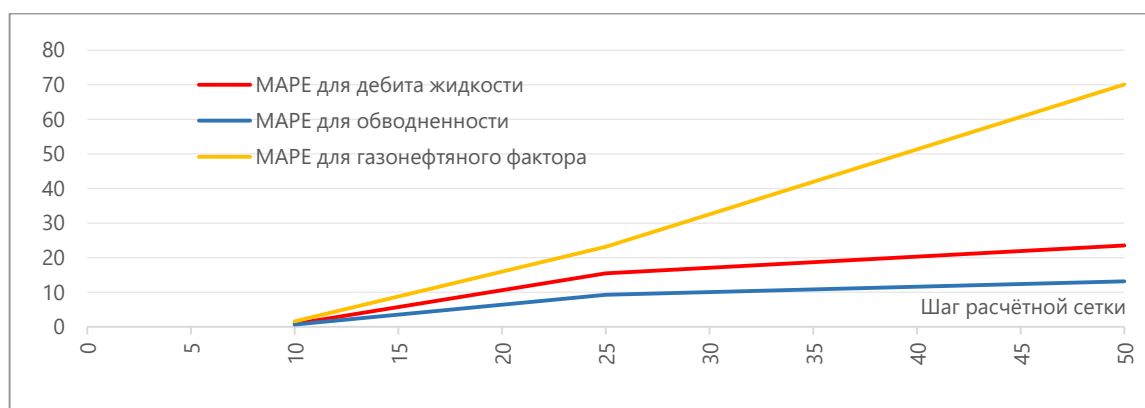


Рис. 4. Функция – МАРЕ для дебита жидкости, обводненности и газонефтяного фактора для расчётов с забойным давлением 50 атм

При эксплуатации скважин на забойном давлении 210 атм влияние измельчения сетки на характер поведения газонефтяного фактора и обводненности снижается.

На измельченной сетке при эксплуатации скважин с разной депрессией между расчётами с забойным давлением 50 атм и 210 атм сохраняется такая же логика, что и на крупной сетке 50 м - сопоставимая накопленная добыча нефти.

Анализ чувствительности к относительным фазовым проницаемостям, PVT-модели

Проведенная серия гидродинамических расчётов показывает существенное влияние ОФП, PVT-модели на показатели разработки, т.е. на ТП дебитов жидкости, нефти и ХВ.

Анализ чувствительности к относительной фазовой проницаемости по газу и остаточной нефтенасыщенности в системе «нефть-газ»

В ГДМ выделен один регион ОФП. При задании относительных фазовых проницаемостей учтены собственные исследования керна и фазовые проницаемости, используемые для адаптации скважин месторождения-аналога. Значения максимальной относительной фазовой проницаемости нефти в системе «нефть-вода» и «нефть-газ» взяты как максимальное значение по керну, значение относительной фазовой проницаемости воды в системе «нефть-вода» – с месторождения-аналога.

При анализе чувствительности к ОФП по газу в системе «нефть-газ» варьировались только значения относительной проницаемости газа в системе «нефть-газ» при остаточной нефтенасыщенности KRGR (диапазон вариации от 0,01 до 0,11). Базовый расчёт – относительная проницаемость газа при остаточной нефтенасыщенности 0,039, остаточная нефтенасыщенность в системе «нефть-газ» 0,3.

Предпосылки расчётов: единовременный запуск всех скважин, расчётные шаги – 1 год – посуточно, 5 лет – ежемесячно, далее по годам, также заданы экономические пределы выбытия скважин: обводненность 98 % и дебит нефти 0,5 т/сут. Расчёты выполнены без группового контроля по компенсации отборов жидкости закачкой. Забойное давление добывающих скважин 50 атм.

Результаты расчётов показали, что вариация ОФП по газу не оказывает существенного влияния на накопленную добычу нефти за пери-

од 100 лет (отклонение по накопленной добыче нефти между расчётами с относительной фазовой проницаемостью по газу при остаточной нефтенасыщенности 0,01 и 0,11 составляет 2,8 %). Однако вносит значительные корректировки в характеристики вытеснения в начальный период работы скважины, что может отразиться на профиле добычи в краткосрочной перспективе.

При анализе чувствительности к остаточной нефтенасыщенности в системе «нефть-газ» варьировалось значение остаточной нефтенасыщенности SOGCR от 0,4 до 0. Базовый расчёт значение остаточной нефтенасыщенности 0,4. Предпосылки расчётов: единовременный запуск всех скважин, расчётные шаги – 1 год – посуточно, 5 лет – ежемесячно, далее по годам, также заданы экономические пределы выбытия скважин: обводненность 98 % и дебит нефти 0,5 т/сут. Расчёты проводились с групповым контролем по компенсации отборов жидкости закачкой 1. Забойное давление добывающих скважин 50 атм.

Вариативность остаточной нефтенасыщенности в системе «нефть-газ» не оказывает существенного влияния на накопленную добычу нефти за период 100 лет (отклонение по накопленной добыче нефти между расчётами с остаточной нефтенасыщенностью 0,4 и 0 составляет +3,3 % по сектору в целом). Однако оказывает существенное влияние на характер вытеснения в начальный период работы скважины, что может значительно менять профиль добычи в краткосрочной перспективе.

Анализ чувствительности к вязкости нефти в PVT - модели

На секторной ГДМ была проведена оценка влияния PVT – модели, в частности заложенных в неё корреляций для расчёта вязкости нефти.

PVT - модели создавались в программном комплексе PVTsim. Как было отмечено выше, модели настроены на результаты исследований собственной глубинной пробы, а отличия моделей связаны только с различиями

ями в расчётах вязкости. При создании базовой модели (PVT1) для расчёта вязкости использовалась корреляция Лоренца-Брея-Кларка с базовыми значениями коэффициентов a_1 - a_5 . Модель хорошо воспроизводит вязкость нефти в стандартных условиях (8,88 сП), но незначительно завышает вязкость нефти в пластовых условиях. Дополнительно были подготовлены ещё две PVT – модели: PVT2 - корреляция Лоренца-Брея-Кларка, с адаптацией на экспериментальные данные по вязкости нефти, модель хорошо настроена на вязкость нефти в пластовых условиях, но на 95 % занижает вязкость нефти в стандартных условиях, PVT3 - корреляция Педерсен с использованием базовых значений коэффициентов a_1 - a_5 , модель незначительно занижает вязкость нефти в пластовых условиях, при этом характеризуется более корректным, по сравнению с моделью PVT2, расчётом вязкости нефти в стандартных условиях (занижение на 27 %).

Сравнение проводилось для расчётов с забойным давлением 50 атм и 210 атм. При разных вариантах PVT - модели наблюдается преимущество расчётов по накопленной нефти с вариантами моделей PVT2 и PVT3 (+23 % через 20 лет). Это связано с меньшей вязкостью нефти в данных вариантах. Накопленная добыча нефти по вариантам с забойным давлением 50 атм и забойным давлением 210 атм сопоставима (либо наблюдается преимущество расчёта с забойным давлением 210 атм) независимо от выбранной PVT - модели и заложенной в ней корреляции для расчёта вязкости.

Полученные результаты свидетельствуют о том, что влияние PVT – модели, в частности заложенных в неё корреляций для расчёта вязкости нефти, существенное. Наблюдается разный характер поведения газонефтяного фактора, обводненности и дебита нефти для PVT – моделей 1 и 2-3. В краткосрочной перспективе «выигрывают» по накопленной добыче нефти расчёты с PVT – моделями PVT2 и PVT3. Проведенный анализ также свидетельствует о существенном влиянии

режимов работы скважины на динамику поведения газонефтяного фактора и обводненности. При забойном давлении 210 атм (0,8 давления насыщения) эффект разгазирования в призабойной зоне пласта минимален, а газонефтяной фактор не превышает значения $215 \text{ м}^3/\text{т}$.

При анализе чувствительности к вязкости нефти в расчётах варьировалась только вязкость нефти. Базовый расчёт с начальной вязкостью нефти 1,2 сП, PVT - модель №1. Предпосылки расчётов: модель с репликациями (9 элементов) плюс множитель на поровый объем/множитель на коэффициенты перфораций трещины ГРП/множитель проводимости по X/множитель проводимости по Y, размер сетки 50 м (без измельчения, с целью уменьшения времени расчёта), единовременный запуск всех скважин, расчётные шаги – 1 год – посуточно, 5 лет – ежемесячно, далее по годам, забойное давление добывающих скважин 50 атм, задание группового контроля по компенсации отборов жидкости закачкой, равного 1.

Результаты расчётов подтвердили, что вариативность вязкости нефти оказывает значительное влияние на накопленную добычу нефти, на характер изменения газонефтяного фактора, обводненности. Соответственно, вязкость нефти оказывает существенное влияние на характеристики вытеснения, которые в свою очередь могут значительно менять профиль добычи. Отклонение по накопленной добыче нефти между расчётами с вязкостью нефти 0,44 и 1,4 сП составляет -12,9 % по сектору в целом.

Стоит отметить, что проводился более детальный анализ влияния различных параметров модели на темпы падения и характеристики вытеснения. Поскольку, размеры статьи ограничены, в данной работе детально рассмотрено влияние лишь некоторых параметров.

На рис. 5-6 приведены торнадо-диаграммы влияния параметров модели на накопленную добычу нефти за интервал времени 100 и 20 лет.

За интервал 100 лет существенное влияние оказывает измельчение сетки LGR и снижение вязкости нефти. По остальным параметрам влияние не более 3 %. На показатели за интервал 20 лет существенное влияние оказывают измельчение сетки LGR, отключение группового контроля по компенсации, снижение вязкости нефти, увеличение давления закачки, PVT - модели.



Рис. 5. Торнадо-диаграмма влияния параметров модели на накопленную добычу нефти за период 100 лет

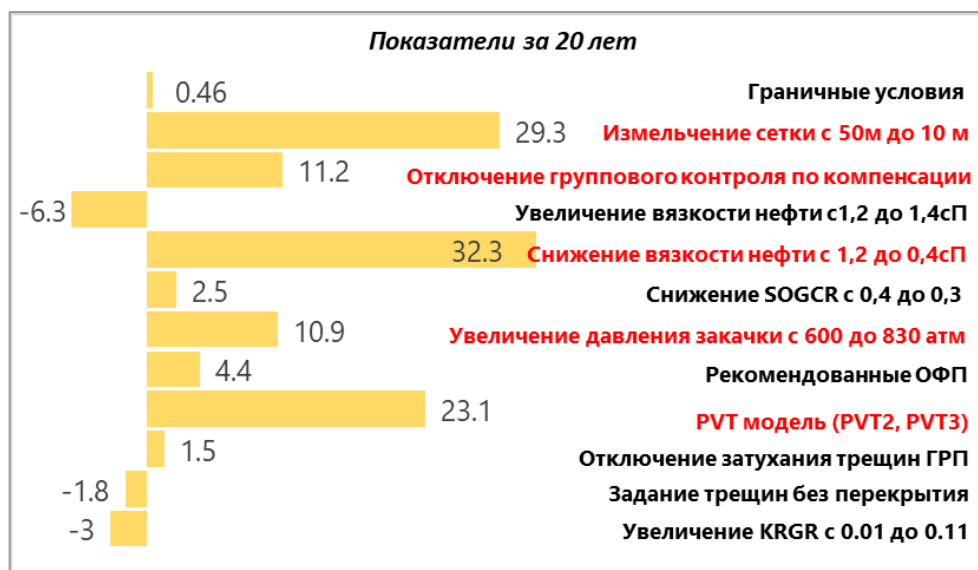


Рис. 6. Торнадо-диаграмма влияния параметров модели на накопленную добычу нефти за период 20 лет

При сопоставлении расчётов с заданием граничных условий – без порового объёма и с отступом от края модели $\frac{1}{2}$ проектной сетки и с подходом, рассмотренным в данной статье (модель с репликациями (9 элементов) плюс множитель на поровый объем / множитель на коэффициенты перфораций трещины ГРП / множитель проводимости по X / множитель проводимости по Y, наблюдается разница в расчётах по накопленной добыче нефти 7,5 % по сектору в целом и около 1 % по центральной скважине за период 100 лет.

Измельчение сетки до 10 м при расчёте с забойным давлением 50 атм даёт прирост нефти по центральной скважине +11,4 % за 100 лет, а также оказывает значительное влияние на характер поведения газонефтяного фактора, обводненности и дебита нефти в начальный период работы скважины. В варианте с забойным давлением по добывающим скважинам 210 атм влияние снижается.

Отключение группового контроля по компенсации при забойном давлении по добывающей скважине 50 атм даёт прирост по накопленной добыче нефти в начальный период +11 %, за 100 лет +0,3 %.

Рекомендованные системным институтом по разработке трудноизвлекаемых запасов относительные фазовые проницаемости (подвижность нефти в системе «нефть-газ» увеличена, подвижность газа уменьшена) оказывают влияние на накопленную добычу нефти в начальный период (+10,9 % через 10 лет) в сторону увеличения и на величину газонефтяного фактора в сторону уменьшения. Разница в расчётах за 100 лет 0,2 %.

Вариативность ОФП по газу в системе «нефть-газ» существенного влияния на накопленную добычу нефти не оказывает. Отклонение по накопленной добыче нефти между расчётами с относительной фазовой проницаемостью газа в системе «нефть-газ» при остаточной нефтенасыщенности 0,01 и 0,11 составляет -2,8 %. Однако оказывает

существенное влияние на характеристики вытеснения в начальный период работы скважины.

Чувствительность к вязкости нефти значительная. Отклонение по накопленной добыче нефти между расчётами с вязкостью нефти 0,44 сП и 1,4 сП составляет -12,9 %. Снижение накопленной добычи нефти в вариантах с забойным давлением по добывающим скважинам 50 атм обусловлено снижением подвижности нефти в результате разгазирования.

PVT - модель оказывает существенное влияние на показатели разработки. На измельченной сетке при разных вариантах PVT - моделей наблюдается преимущество расчётов по накопленной добыче нефти с вариантами моделей PVT2 и PVT3 (+23 % через 20 лет).

Прирост по накопленной добыче нефти при отключении затухания трещины ГРП +1,9 %. При задании трещин ГРП без отклонения от траектории скважин и без перекрытия трещин отклонение по расчётам составляет -1,1 %.

Выводы

1. В работе рассмотрен сложный объект, характеризующийся низкой степенью изученности, ультранизкой проницаемостью, высокой изменчивостью геологического строения и фильтрационно-емкостных свойств по площади и разрезу, большим этажом нефтеносности, низкой насыщенностью, наличием аномально-высокого пластового давления, большими глубинами залегания.

2. Детальность расчетной сетки вносит существенный вклад в показатели добычи, отклонение по накопленной добыче нефти по расчётам с сетками 10 м и 50 м может достигать 12 %. Получение сходимости численных результатов моделирования свидетельствует о правильном выборе размерности сетки.

3. Параметры модели (размер расчетной сетки, вязкость нефти, PVT - модель, относительные фазовые проницаемости, увеличение давления закачки по нагнетательным скважинам, задание группового контроля по скважинам) в большей степени оказывает влияние на начальный этап разработки, разница показателей может достигать 30 %.

4. При оценке уровней добычи нефти посредством определения темпов падения и характеристик вытеснения, полученных в результате секторного моделирования, необходимо рассматривать весь диапазон изменчивости параметров: вязкость, относительные фазовые проницаемости, критические насыщенности.

Список литературы

1. Методические указания компании «Рекомендации по расчёту показателей разработки на секторных гидродинамических моделях» версия 1.0 / ООО «РН-БашНИПИнефть»; сост.: А.Э. Федоров [и др.]. – Уфа: ООО «РН-БашНИПИнефть», 2023. – 136 с. – Текст: непосредственный.
2. Методические указания компании «Практическое руководство по созданию гидродинамических моделей» / ТННЦ; сост.: коллектив авторов. – Тюмень: ТННЦ, 2012. – 317 с. – Текст: непосредственный.
3. Анкудинов А. А. Особенности формирования технологических решений по разработке залежей ТРИЗ, характеризующихся сверхнизкой проницаемостью и наличием аномально высокого пластового давления / А.А. Анкудинов, В.Н. Архипов, М.А. Стариков – Текст: непосредственный // Экспозиция Нефть Газ. – 2022. – № 8. – С. 70-74.
4. Ситников А. Н. Определение оптимального режима разработки низкопроницаемых пластов при проведении многостадийного гидроразрыва / А. Н. Ситников, А. А. Пустовских, Е. В. Белоногов, Д. А. Самоловов (ООО «Газпромнефть НТЦ»), Н. С. Кубочкин (Тюменский государственный университет) – Текст: непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 12 – С. 56-59.

References

1. A.E. Fedorov et al. Recommended practices for estimation of reservoir performance in sector reservoir simulation models. Ufa: OOO BashNIPIneft, 2023. 136 P. (in Russian)
2. Recommended practices for reservoir simulation modelling. Tyumen: Tyumen Petroleum Research Center. 2012, 317 P. (in Russian)
3. Ankudinov A.A., Arkhipov V.N., Starikov M.A. Aspects of technological solutions for the development of tight reserves deposits characterized by ultra-low permeability and the presence of abnormally high reservoir pressure. Ekspozitsiya Neft Gaz [Exposition Oil Gas]. 2022, No. 8, pp. 70-74. (in Russian)

4. Sitnikov A.N., Pustovskikh A.A., Belonogov E.V, Samolovov D.A. Methodology for determination of low-permeability reservoirs optimal development by wells with multi-stage fracturing. Neftyanoe Khozaistvo [Oil Industry]. 2016, No. 12, pp. 56-59. (in Russian)

Сведения об авторах

Завозина Александра Витальевна, менеджер, отдел геологии и сопровождения разработки северного нефтяного кластера, Управление по геологии и разработке месторождений Ямал, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
Россия, 625000, Тюмень, ул. Максима Горького, 42
E-mail: avzavozina@tnc.rosneft.ru

Анкудинов Александр Анатольевич, начальник отдела, отдел геологии и сопровождения разработки северного нефтяного кластера, Управление по геологии и разработке месторождений Ямал, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
Россия, 625000, Тюмень, ул. Максима Горького, 42
E-mail: aaankudinov@tnc.rosneft.ru

Громова Евгения Александровна, эксперт, отдел аналитики и систематизации лабораторных исследований керна и пластовых флюидов, Центр исследований керна, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
Россия, 625000, Тюмень, ул. Максима Горького, 42
E-mail: eagromova@tnc.rosneft.ru

Улыбышев Георгий Вячеславович, старший менеджер, отдел геологии и сопровождения разработки северного нефтяного кластера, Управление по геологии и разработке месторождений Ямал, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
Россия, 625000, Тюмень, ул. Максима Горького, 42
E-mail: gvulybyshev@tnc.rosneft.ru

Нарута Мария Владимировна, менеджер, отдел геологии и сопровождения разработки северного нефтяного кластера, Управление по геологии и разработке месторождений Ямал, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
Россия, 625000, Тюмень, ул. Максима Горького, 42
E-mail: mvnaruta@tnc.rosneft.ru

Архипов Виталий Николаевич, главный менеджер, отдел геологии и сопровождения разработки северного нефтяного кластера, Управление по геологии и разработке месторождений Ямал, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
Россия, 625000, Тюмень, ул. Максима Горького, 42
E-mail: vnarkhipov@tnc.rosneft.ru

Authors

A.V. Zavozina, Manager, Department for Geology and Supervision of Northern Petroleum Cluster Development, Yamal Fields Geology and Development Administration, Tyumen Petroleum Research Center LLC
42, M. Gorky st., Tyumen, 625000, Russian Federation
E-mail: avzavozina@tnc.rosneft.ru

A.A. Ankudinov, Head of Department, Department for Geology and Supervision of Northern Petroleum Cluster Development, Yamal Fields Geology and Development Administration, Tyumen Petroleum Research Center LLC
42, M. Gorky st., Tyumen, 625000, Russian Federation
E-mail: aaankudinov@tnc.rosneft.ru

E.A. Gromova, Expert, Department for Analysis and Systematization of Core and Reservoir Fluid Laboratory Studies, Core Research Center, Tyumen Petroleum Research Center LLC
42, M. Gorky st., Tyumen, 625000, Russian Federation
E-mail: eagromova@tnc.rosneft.ru

G.V. Ulybyshev, Chief Manager, Department for Geology and Supervision of Northern Petroleum Cluster Development, Yamal Fields Geology and Development Administration, Tyumen Petroleum Research Center LLC
42, M. Gorky st., Tyumen, 625000, Russian Federation
E-mail: gvulybyshev@tnc.rosneft.ru

M.V. Naruta, Manager, Department for Geology and Supervision of Northern Petroleum Cluster Development, Yamal Fields Geology and Development Administration, Tyumen Petroleum Research Center LLC
42, M. Gorky st., Tyumen, 625000, Russian Federation
E-mail: mvnaruta@tnc.rosneft.ru

V.N. Arkhipov, Chief Manager, Department for Geology and Supervision of Northern Petroleum Cluster Development, Yamal Fields Geology and Development Administration, Tyumen Petroleum Research Center LLC
42, M. Gorky st., Tyumen, 625000, Russian Federation
E-mail: vnarkhipov@tnc.rosneft.ru

Статья поступила в редакцию 15.09.2023

Принята к публикации 20.12.2023

Опубликована 30.12.2023