

Воспроизведение геомеханических эффектов при адаптации гидродинамической модели слабосцементированного коллектора

Ирина Александровна Зубарева^{1✉}, Анатолий Викторович Степанов^{1,2},
Александр Сергеевич Гаврись¹

¹ Тюменский нефтяной научный центр, Тюмень, Россия

² Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

Контакт для переписки: iazubareva-tnk@tnnc.rosneft.ru[✉]

Аннотация. В работе показан подход к адаптации модели вытеснения высоковязкой нефти полимерным раствором из слабосцементированного коллектора с учетом воспроизведения геомеханических эффектов. Данные эффекты проявляются изменением проницаемости в призабойной зоне нагнетательных и добывающих скважин. Исследование предполагает, что природа возникновения зон разуплотнения в большой степени связана с ростом фактора сопротивления вследствие роста скоростей фильтрации, вызванного увеличением объемов закачки агента вытеснения — полимерного раствора. Работа выполнена на базе секторной гидродинамической модели участка опытно-промышленных работ по вытеснению высоковязкой нефти полимерным раствором. Помимо настройки на фактические данные работы скважин в процессе моделирования оценивалась прогностическая способность модели. Учет геомеханических процессов позволил добиться корректного воспроизведения динамики фактического забойного давления при моделировании закачки полимерного раствора в качестве агента вытеснения. Применение описанного подхода ведет к снижению числа неопределенностей моделирования и повышает точность прогноза.

Ключевые слова: моделирование, полимерное вытеснение, дилатация, слабосцементированный коллектор, высоковязкая нефть, фазовая проницаемость

Цитирование: Зубарева И. А., Степанов А. В., Гаврись А. С. 2024. Воспроизведение геомеханических эффектов при адаптации гидродинамической модели слабосцементированного коллектора // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. Том 10. № 2 (38). С. 56–68. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2024-10-2-56-68>

Поступила 18.12.2023; одобрена 17.05.2024; принята 24.05.2024

Consideration of geomechanic effects during hydrodynamic model of weakly-cemented reservoir setting

Irina A. Zubareva¹✉, Anatoliy V. Stepanov^{1,2}, Alexander S. Gavris¹

¹ Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russia

² Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

Corresponding author: iazubareva-tnk@tnnc.rosneft.ru✉

Abstract. The article offers an approach to tuning of heavy oil deposition model from weakly-cemented reservoir with geomechanic effects. This effects appear as changing permeability at the downhole zone near the injection well. Researchers think that the nature of low-density zones occurrence related to increasing of the resistance factor which is influenced with increasing of filtration velocity. High filtration velocity is caused by polymer flooding increasing. This work was made with basis on hydrodynamic model of the pilot area where are the experiments of displacement of heavy oil during polymer flooding. There are not only well history-matching but assessment of hydrodynamic model prediction ability. Keeping of geomechanic effects allows to achieve the adequate reproduction dynamic of fact bottom-hole pressure during polymer solution injection. Application of the given approach leads to uncertainty reduction and improved prediction reliability.

Keywords: modeling, polymer displacement, dilation, weakly-cemented collector, high-viscosity oil, phase permeability

Citation: Zubareva, I. A., Stepanov, A. V., & Gavris, A. S. (2024). Consideration of geomechanic effects during hydrodynamic model of weakly-cemented reservoir setting. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 10(2), 56–68. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2024-10-2-56-68>

Received Dec. 18, 2023; Reviewed May 17, 2024; Accepted May 24, 2024

Введение

Характеризующаяся сложной природой, фильтрация высоковязкой нефти в области двухфазного течения зачастую сопровождается проявлением вязкостной неустойчивости, что может приводить к формированию областей преимущественной фильтрации более подвижной фазы [Баренблатт и др., 1984]. Математическое моделирование разработки месторождений высоковязкой нефти (ВВН) сопряжено с необходимостью учитывать возможные геомеханические эффекты. Это связано с тем, что такие залежи, как правило, расположены в пластах, сложенных слабосцементированной породой,

а технология разработки может включать в себя вытеснение ВВН водными растворами полимеров [Земцов, Мазаев, 2021], что требует повышенных репрессий, в результате чего увеличивается риск необратимой деформации и/или разрушения породы. Заметим, что геомеханические процессы в слабосцементированной породе могут быть обусловлены и изменением насыщенности при невысоких изменениях пластового давления, поскольку ВВН в такой породе играет роль своеобразного цемента. Особенности разработки залежи в коллекторе, сложенном слабосцементированной породой, могут провоцировать изменение проницаемости в ходе эксплуатации скважин, повышенный вынос песка, изменение скин-фактора [Иванцов, 2018]. Наиболее заметными такие эффекты будут на этапе стремительного увеличения обводненности: в этом случае появляется риск формирования в пласте каналов фильтрации за счет изменения структуры коллектора [Иванцов, Павлов, 2019, с. 92]. Оценить влияние подобных эффектов на добычу нефти возможно с помощью математического моделирования, при котором существенную роль должен играть корректный учет геомеханических процессов.

Моделирование геомеханических процессов при многофазной фильтрации в общем делает целесообразным применение совмещенного моделирования [Каневская, 2002; Боженюк, Стрекалов, 2016], т. е. совместного использования геомеханической и гидродинамической модели (ГДМ), что требует высоких вычислительных мощностей и, следовательно, не позволяет оперативно решать задачи сопровождения разработки, в частности проводить мониторинг опытно-промышленных работ (ОПР) по подбору агентов вытеснения ВВН. В этой связи целесообразно создание альтернативных вычислительно эффективных способов для имитации процессов деформации и разрушения породы в ГДМ без привлечения геомеханического моделирования, т. е. расчета полей напряжения и деформаций.

Особенностью геомеханических процессов в слабосцементированной породе является эффект дилатации, т. е. изменение плотности породы (разуплотнение) вследствие увеличения ее объема [Гончаров, 1988; Огаджанов, 1997]. На рис. 1 показана характерная зависимость изменения давления при образовании трещины в пласте. При работе нагнетательной скважины также наблюдаются подобные закономерности при повышении объема закачки, что можно интерпретировать как возможное проявление изменения проницаемости пласта в призабойной зоне нагнетательной скважины [Желтов, 1966]. Изменение проницаемости в работе рассматривается как следствие изменения пористости в процессе разуплотнения при локальном росте пластового давления, который происходит в результате увеличения объемов закачки (скорости фильтрации) [Литвин и др., 2010; Берлин, 2011; Полищук и др., 2016]. Некоторые современные гидродинамические симуляторы, например STARS™ (программное обеспечение Computer Modelling Group), позволяют упрощенно моделировать геомеханические процессы. При этом, естественно, возникает вопрос качества такого моделирования, причем как с позиции точности воспроизведения фактических данных, так и с позиции точности прогнозирования. В этой связи цель работы состояла в поиске комбинации таких параметров модели, которые, с одной стороны, позволили бы адаптировать ГДМ, а с другой — обеспечить приемлемую точность прогнозирования.

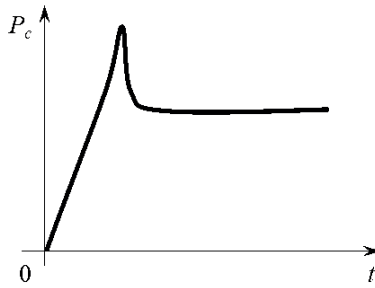


Рис. 1. Скачок давления при образовании трещины в пласте
Fig. 1. Pressure leap during fracture formation in stratum

Методы

Объект моделирования — участок проведения ОПР на одном из месторождений ВВН Западной Сибири. На участке расположено три добывающие и четыре нагнетательные горизонтальные скважины, сгруппированные в два элемента. На первом элементе производится закачка воды, на втором — полимерного раствора. В нагнетательных скважинах второго элемента применялось повышенное забойное давление для обеспечения соизмеримых с первым элементом объемов закачки. Заметим, что степень неоднородности проницаемости для двух элементов сопоставима, что позволяет анализировать влияние на разработку именно агента вытеснения. Назначение ОПР — обоснование технологии разработки залежи ВВН, оптимальных агентов вытеснения; одним из важных условий разработки рассматриваемого объекта является необходимость поддержания высоких значений забойного давления на нагнетательных скважинах для обеспечения требуемых уровней закачки.

Согласно промысловым данным, в период работы скважин с закачкой полимерного раствора наблюдается ступенчатый характер изменения забойного давления при ступенчатом изменении приемистости. Предполагается, что наличие таких ступеней обусловлено геомеханическими эффектами, сопровождающимися изменением фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) — пористости и проницаемости. При этом имеет место циклический упругопластический характер, причем формирование ступени давления происходит при смене обратимой деформации на необратимую. По всей видимости, на стадии пластической деформации реализуется процесс дилатации.

На рис. 2 показана схематичная зависимость пористости при последовательном увеличении и снижении порового давления. Вначале увеличение порового давления приводит к упругому разуплотнению породы, которое выражается в относительно незначительном увеличении пористости. Дальнейшее увеличение давления приводит к росту пористости — это стадия дилатации, характеризующаяся переупаковкой горных пород; увеличение пустотного пространства происходит за счет интенсивного насыщения агентом вытеснения. Зависимость проницаемости с изменением пористости принята по формуле

$$k = k_0 \cdot e^{k_{mul} \left(\frac{m - m_0}{1 - m_0} \right)}, \quad (1)$$

где k — измененная проницаемость, мД; k_0 — начальная проницаемость, мД; k_{mul} — множитель проницаемости; m — текущая пористость, д. ед.; m_0 — начальная пористость, д. ед.

При снижении порового давления сначала происходит уплотнение породы, имеющее упругий характер, а затем — процесс, аналогичный дилатации, но выражающийся в необратимом уменьшении пористости, т. е. процесс переуплотнения породы. Показанная на рис. 2 схема демонстрирует реализованную в гидродинамическом симуляторе модель изменения пористой среды с учетом обратимых (упругая деформация и упругое разуплотнение) и необратимых процессов (дилатация, переуплотнение), происходящих с изменением пластового давления.

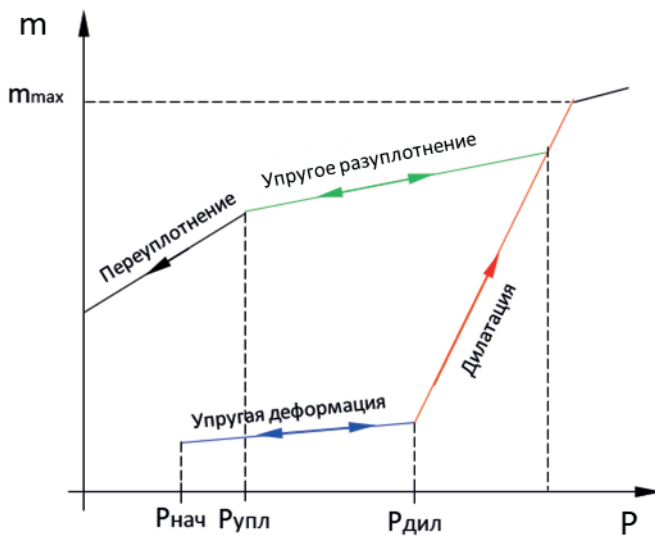


Рис. 2. Схема изменения пористости слабосцементированной горной породы от пластового давления

Fig. 2. Porosity of rock dependence of reservoir pressure

Результаты и обсуждение

Моделирование разработки участка ОПР проведено на коммерческом гидродинамическом симуляторе STARS™. Известно, что гидродинамическое моделирование разработки залежей углеводородов характеризуется существенной неопределенностью. Моделирование разработки пластовой залежи ВВН, сложенной слабосцементированной породой, очевидно, имеет большую неопределенность, чем моделирование разработки традиционных запасов нефти. Это связано, в частности, с более сложными пластовыми процессами, обусловленными технологиями разработки — вытеснением ВВН водой и водными полимерными растворами. Массив фактической информации имеет высокую степень детализации и характеризуется достоверностью, что дает возможность оптимизировать работу скважин в процессе разработки [Прокопенко, Прокопенко, 2019].

Таким образом, гидродинамическое моделирование необходимо проводить в рамках анализа неопределенности. Авторами использован подход, схожий с технологией TDRM [Litvak и др., 2005; Степанов и др., 2013]. Суть технологии заключается в концепции «от простого к сложному» и достижении двух целей: 1) адаптации модели и 2) снижении неопределенностей в прогнозных расчетах. Это позволяет эффективно учитывать имеющиеся неопределенности. В подходе TDRM создаются простые модели, позволяющие учесть неопределенности на этапе геологического моделирования. Каждая модель адаптируется в рамках заданных диапазонов изменения управляющих параметров и их функций распределения вероятностей. Результатом является набор моделей, которые имеют близкую степень адаптации, но различаются в геологическом представлении. Например, адаптация модели может быть получена при малых запасах и высокой подвижности нефти или при больших запасах и низкой подвижности нефти. Реализованный авторами подход заключается в многовариантной многопараметрической адаптации, где неопределенность геологического представления заменяется на учет влияния геомеханических процессов в упрощенном варианте: в работе рассматривается процесс дилатации как часть возможных геомеханических изменений. На первом этапе выполняется настройка на фактические данные с применением выбранных гипотез адаптации, на втором — рассматривается влияние принятой гипотезы на прогнозный расчет.

Способ оценки неопределенности — многовариантная многопараметрическая адаптация, которая была осуществлена с использованием пакета CMOST™ (программное обеспечение Computer Modelling Group). Как известно, процесс адаптации гидродинамической модели является решением обратной задачи с минимизацией функционала невязки расчетных и фактических значений параметров. Управляющие параметры задаются в виде обоснованных или предполагаемых диапазонов значений (\min , \max) и их начальных приближений. Таким образом, оптимизационный алгоритм решения обратной задачи находит значения параметров, удовлетворяющих глобальному или чаще всего одному из локальных минимумов. Окончательная адаптация выполнялась при помощи корректировки множителей продуктивности скважин в моменты остановок и изменения приемистости. Параметры неопределенности (таблица 1) охватывают процессы, связанные с наличием полимера, в частности его влиянием на относительную фазовую проницаемость (ОФП), а также процесс дилатации. Дополнительную сложность в процесс моделирования вносит необходимость учитывать изменения зависимостей ОФП от концентрации, выражающиеся в снижении остаточной нефтенасыщенности (S_o) и увеличении фазовых проницаемостей по нефти [Басниев и др., 1998]. Обратим внимание, что изменение концевых точек ОФП при остаточной нефтенасыщенности влечет за собой и изменение формы кривой ОФП при различной концентрации полимерного раствора. Это достигается за счет интерполяции гидродинамическим симулятором заданных кривых ОФП при разных концентрациях полимера. Диапазоны изменения параметров и их начальные значения заданы на основе анализа лабораторных экспериментов и предполагаемых значений адаптационных параметров [Степанов и др., 2022]. Принятые значения в секторной ГДМ являются результатом многовариантной

многопараметрической адаптации. Заданный набор варьируемых управляющих параметров, сформулированный в рамках анализа неопределенностей, одновременно учитывает лабораторные данные, влияние фильтрации полимерного раствора на процесс вытеснения и гипотетическое влияние изменения пластового давления в процессе вытеснения на слабосцементированный коллектор.

Было проведено несколько итераций многовариантной адаптации. Оказалось, что полученные при адаптации значения параметров в большинстве случаев близки к начальным значениям. Это показывает хорошее качество исходных данных и корректность их задания в ГДМ. Набор варьируемых управляющих параметров и диапазоны их изменения позволили воспроизвести на ГДМ специфическую динамику забойного давления, а именно ее ступенчатое изменение, в отличие от модели, в которой дилатация не учитывалась (рис. 3). Дилатация приводит к увеличению проницаемости в зоне дренирования нагнетательных скважин и, как следствие, снижению интенсивности роста забойного давления, т. е. появлению ступени на кривых динамики забойного давления. Таким образом, имитируется процесс формирования локальных зон повышенной проницаемости.

Таблица 1. Варьируемые управляющие параметры

Table 1. Variable parameters

Параметр	Единица измерения	Минимум	Начальное значение	Максимум	Принято
Максимальное значение адсорбции	моль/м ³	0,04	0,08407	0,08407	0,08407
ОФП воды при $S_o = 0,42$ и концентрации полимера 0,0	д. ед.	0,00063	0,0084	0,4	0,015
ОФП полимерного раствора при $S_o = 0,38$ и целевой вязкости 10 сП	д. ед.	0,00063	0,0085	0,5	0,035
ОФП полимерного раствора при $S_o = 0,34$ и целевой вязкости 30 сП	д. ед.	0,00063	0,0085	0,6	0,034
Фактор остаточного сопротивления	—	1	2	15	2
Доступный поровый объем для полимерного раствора	д. ед.	0,5	0,8	1,0	0,9
Множитель проницаемости при дилатации (k_{mul})	—	0	100	125	50
Множитель пористости при дилатации	—	1	1,151	1,43875	1,151
Сжимаемость после дилатации	1/атм	3,77e-6	3,77e-6	4,625e-3	4e-6
Давление начала дилатации	атм	80,25	107,00	133,75	107
Фактор остаточной дилатации	—	0,1	0,25	0,5	0,25

В процессе адаптации сформировался минимальный набор параметров, позволяющий настраивать модель по мере актуализации фактических данных. Такими параметрами стали ОФП воды и нефти при соответствующих остаточных насыщенностях и множитель проницаемости при дилатации. С ростом обводненности добывающих скважин адаптация происходит в основном путем изменения ОФП воды при остаточной нефтенасыщенности с точечной корректировкой коэффициента продуктивности скважин в моменты технологических мероприятий. В терминах решения обратных задач ГДМ устойчиво находится в пределах локального минимума и адаптируется минимальным числом параметров (относительно исходного набора). Таким образом, гипотеза о геомеханической природе процессов, обуславливающих наблюдаемое поведение забойного давления, является вполне состоятельной.

На рис. 3 можем увидеть сближение прогнозной и фактической кривой. Расчетное забойное давление в модели с учетом процесса дилатации имеет меньшую погрешность с фактической ступенчатой динамикой в нагнетательной скважине. Достигнутый результат не только количественно улучшает степень адаптации ГДМ, но и позволяет более корректно воспроизводить работу скважин в прогнозном расчете при изменении забойного давления, например, при переводе скважин с закачки воды на закачку полимерного раствора или изменении концентрации полимерного раствора при сохранении приемистости. Это повышает надежность прогнозных показателей модели.

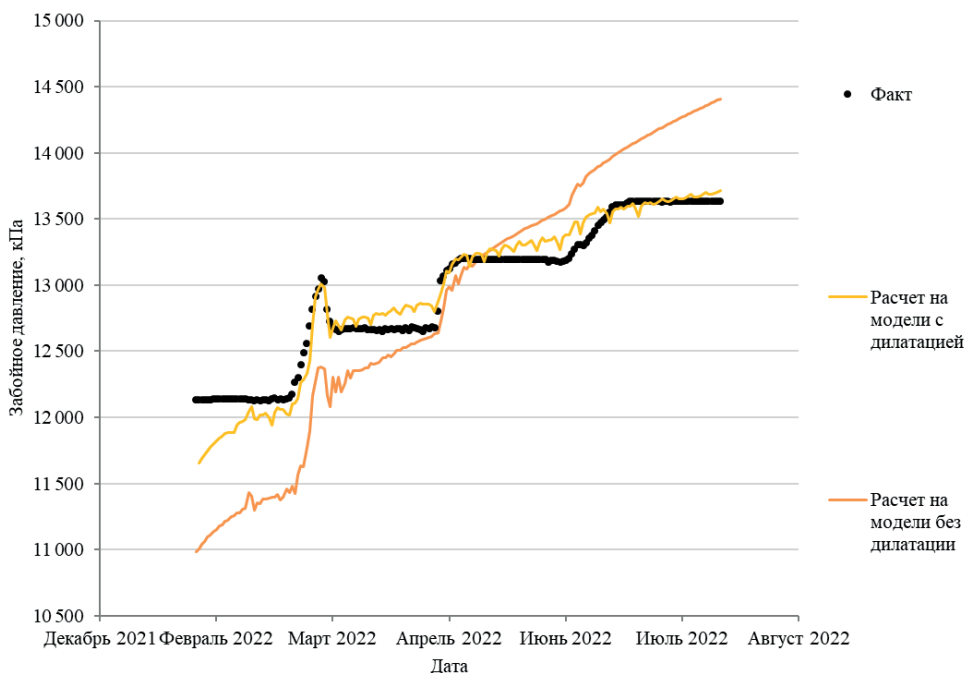


Рис. 3. Сопоставление расчетных и фактических данных по динамике забойного давления

Fig. 3. Variation of bottom-hole pressure

В качестве иллюстрации влияния дилатации приведен поперечный разрез элемента, на котором ведется закачка полимерного раствора (рис. 4). В ГДМ используется неравномерная расчетная сетка: имеется локальное сгущение в районе нагнетательных скважин (поэтому изменение давления на рис. 3 такое же неравномерное). Видно, что по мере роста пластового давления (выбраны соответствующие моменты времени) проницаемость пласта увеличивается в области нагнетательных скважин (L_inj и R_inj) и снижается в окрестности добывающей скважины (Prod).

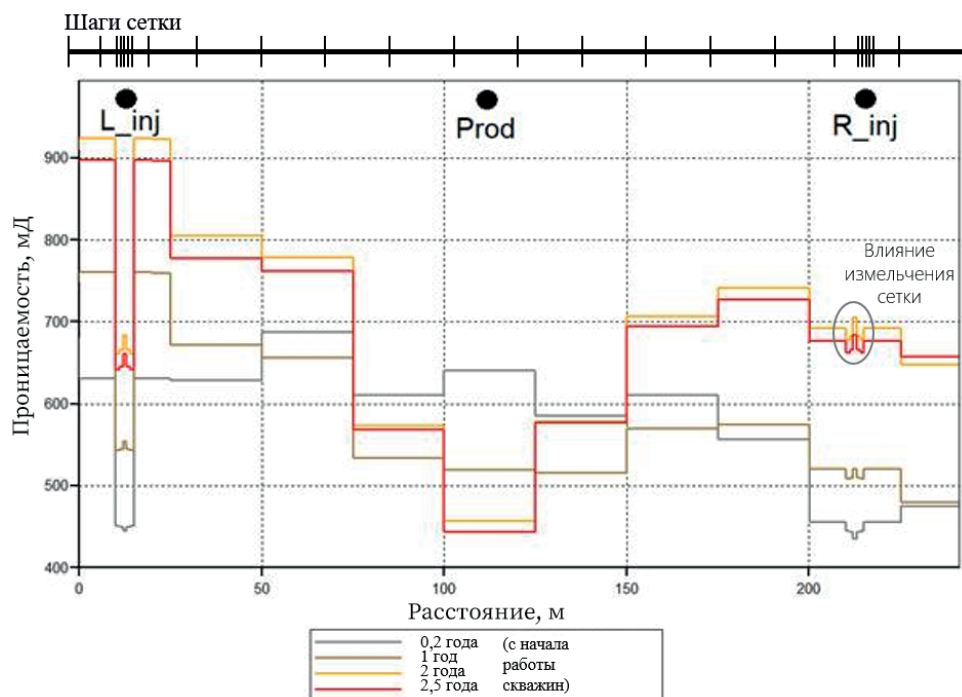


Рис. 4. Изменение абсолютной проницаемости в результате дилатации

Fig. 4. Variation of absolute permeability as a result of dilation

Для оценки корректности прогнозирования на модели с принятыми параметрами адаптации проведен ретро-тест (рис. 5). Результат ретро-теста демонстрирует корректное воспроизведение динамики забойного давления при увеличении приемистости полимерного раствора и, соответственно, роста забойного давления. На выбранном интервале проведения теста расчетная динамика забойного давления нагнетательной скважины в адаптированной модели с посуточным заданием приемистости (черная линия на рис. 5) и расчетная динамика этой же скважины в режиме прогнозного расчета с заданием приемистости в моменты времени, соответствующие только изменению приемистости, имеют близкие качественные и количественные показатели.

Для демонстрации прогностической способности модели была рассчитана средняя абсолютная ошибка прогноза забойного давления в процентах (MAPE):

$$\text{MAPE} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \frac{|Y_i(t) - \hat{Y}_i(t)|}{Y_i(t)} \cdot 100\%, \quad (2)$$

где $Y_i(t)$ — фактическое значение; $\hat{Y}_i(t)$ — прогнозное значение; N — количество значений.
Расчет на модели без дилатации показал MAPE = 3,6%, с дилатацией MAPE = 0,9%.

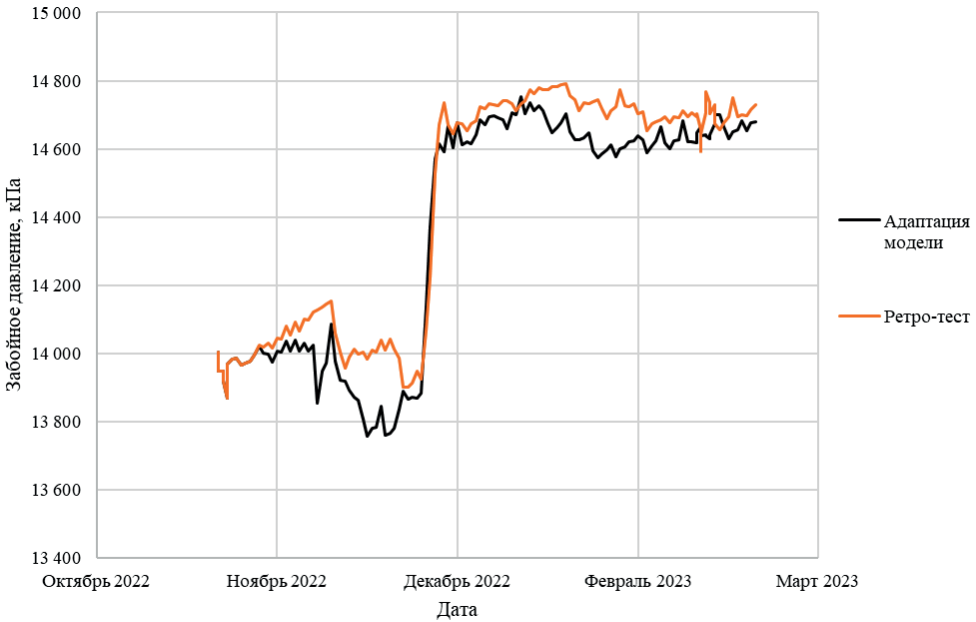


Рис. 5. Сопоставление фактических и расчетных данных по забойному давлению на прогнозном интервале ретро-теста

Fig. 5. Comparison of factual and calculated data of bottom-hole pressure at the retro test stage

Заклучение

Реализованный подход многопараметрической многовариантной адаптации гидродинамической модели позволил воспроизвести влияние геомеханических эффектов на динамику забойного давления нагнетательных скважин и повысить прогнозирующее качество модели. Упрощенный подход моделирования сложных геомеханических процессов заключается в имитации изменения фильтрационно-емкостных свойств коллектора путем моделирования более простого процесса дилатации. Изменение проницаемости коллектора в области дренирования скважины приводит к ступенчатому характеру изменения забойного давления. Способность гидродинамической модели воспроизводить особенности фильтрации высоковязкой нефти в слабokonсолидированном коллекторе имеет более надежную прогнозирующую способность, подтвержденную на тестовых расчетах и статистикой сопровождения мониторинга участка опытно-промышленных работ.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- Баренблатт Г. И., Ентов В. М., Рьжик В. М. 1984. Движение жидкостей и газов в природных пластах. М.: Недра. 208 с.
- Басниев К. С., Кадет В. В., Каневская Р. Д., Фомин А. В. 1998. Анализ эффективности новых методов и агентов полимерного заводнения для повышения коэффициента нефтеизвлечения. М.: ГАНГ им. И. М. Губкина.
- Берлин А. В. 2011. Физико-химические методы повышения нефтеотдачи. Полимерное воздействие (обзор). Часть I. Физические предпосылки применения полимерных растворов при заводнении пластов // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». № 1. С. 16–25.
- Боженюк Н. Н., Стрекалов А. В. 2016. Некоторые приемы адаптации гидродинамической модели к истории разработки // Нефтегазовое дело. Том 14. № 2. С. 42–49.
- Гончаров М. А. 1988. Механизм геосинклинального складкообразования. М.: Недра. 264 с.
- Желтов Ю. П. 1966. Деформация горных пород. М.: Недра. 198 с.
- Земцов Ю. В., Мазаев В. В. 2021. Современное состояние физико-химических методов увеличения нефтеотдачи (литературно-патентный обзор). Екатеринбург: Издательские решения. 239 с.
- Иванцов Н. Н. 2018. Исследование фильтрации полимерных растворов в слабосцементированном коллекторе // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. Том 4. № 2. С. 136–150. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2018-4-2-136-150>
- Иванцов Н. Н., Павлов В. А. 2019. Обоснование оптимальных режимов эксплуатации горизонтальных скважин в слабосцементированных коллекторах // Нефтепромысловое дело. № 11 (161). С. 92–95. [https://doi.org/10.30713/0207-2351-2019-11\(611\)-92-95](https://doi.org/10.30713/0207-2351-2019-11(611)-92-95)
- Каневская Р. Д. 2002. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. Институт компьютерных исследований. М.; Ижевск. 140 с.
- Литвин В. В., Самойлов М. В., Власов С. А., Каган Я. М., Кудряшов Б. М. 2010. Развитие работ по полимерному заводнению на опытном участке пласта АВ13 Самотлорского месторождения // Бурение и нефть. № 2. С. 38–43.
- Огаджанов В. А. 1997. Геофизические исследования на основе явления дилатации горных пород: автореф. дис. ... д-ра геол.-минерал. наук. Саратов: Саратов. ун-т. 35 с.
- Полищук С. Е., Дягилев В. Ф., Леонтьев С. А. 2016. Обоснование применения полимерного заводнения на Новомолодежном месторождении // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна (опыт, инновации): материалы 10-й Междунар. науч.-техн. конф. (посвящ. 60-летию Тюмен. индустр. ун-та). Тюмень: ТИУ. Том 2. С. 119–123.
- Прокопенко И. А., Прокопенко М. Н. 2019. Адаптация моделей в разработке месторождений углеводородов. Основные параметры для настройки и адаптации модели // Вестник науки. Том 3. № 6 (15). С. 406–419.
- Степанов А. В., Сурков А. Ю., Басыров М. А., Кундин А. С. 2013. Анализ неопределенностей на примере адаптации модели реального месторождения // Нефтепромысловое дело. № 2. С. 8–12.

- Степанов А. В., Зубарева И. А., Волгин Е. Р. 2022. Гидродинамическое моделирование лабораторных экспериментов по вытеснению нефти термополимерным раствором // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. Том 8. № 2 (30). С. 77–100. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2022-8-2-77-100>
- Litvak M., Christie M., Johnson D., Colbert J., Sambridge M. 2005. Uncertainty estimation in production predictions constrained by production history and time-lapse seismic in a GOM oil field // SPE Reservoir Simulation Symposium (31 January — 2 February 2005, The Woodlands, Texas). Paper SPE-93146-MS. <https://doi.org/10.2118/93146-MS>

References

- Barenblatt, G. I., Entov, V. M., & Rizhik, V. M. (1984). *Liquid and gas movement in the natural strata*. Nedra. [In Russian]
- Basniev, K. S., Kadet, V. V., Kanevskaya, R. D., & Fomin, A. V. (1998). *Analysis of new methods and flooding agents for increasing oil recovery coefficient effectiveness*. Gubkin University. [In Russian]
- Berlin, A. V. (2011). Physical and chemical methods of enhanced oil recovery. Polymer flooding (review). Part I. *Scientific and Technical Bulletin of OJSC "NK "Rosneft"*, (1), 16–25. [In Russian]
- Bozhenyuk, N. N., & Strekalov, A. V. (2016). Some methods of simulation model history-matching. *Oil and Gas Business*, 14(2), 42–49. [In Russian]
- Goncharov, M. A. (1998). *The mechanism of geosynclinal folding*. Nedra. [In Russian]
- Zhelto, Yu. P. (1966). *Rocks deformation*. Nedra. [In Russian]
- Zemtsov, Yu. V., & Mazaev, V. V. (2021). *Physical-chemical methods of increasing oil recovery today*. Izdatelskie resheniya. [In Russian]
- Ivantsov, N. N. (2018). A study of polymer solutions filtration in unconsolidated reservoir. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 4(2), 136–150. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2018-4-2-136-150> [In Russian]
- Ivantsov, N. N., & Pavlov, V. A. (2019). Substantiation of optimal modes of horizontal wells operation in weakly-cemented reservoirs. *Oilfield Engineering*, (11), 92–95. [https://doi.org/10.30713/0207-2351-2019-11\(611\)-92-95](https://doi.org/10.30713/0207-2351-2019-11(611)-92-95) [In Russian]
- Kanevskaya, R. D. (2002). *Mathematical modeling of hydrodynamic processes of hydrocarbons' fields development*. Institute of Computer Science. [In Russian]
- Litvin, V. V., Samoylov, M. V., Vlasov, S. A., Kagan, Ya. M., & Kudryashov, B. M. (2010). Works developing on polymer flooding at experimental area of Samotlor field stratum AB₁³. *Drilling and Oil*, (2), 38–43. [In Russian]
- Ogadjanov, V. A. (1997). *Geophysics researches based on rock's dilation* [Dr. Sci. (Geol.-Mineral.) abstract of the dissertation, Saratov State University]. [In Russian]
- Polischyk, S. E., Dyagilev, V. F., & Leontiev, S. A. (2016). Reasons for polymer flooding on the Novomodezhnoe field. *Geology and oil & gas potential of West Siberian megapoll: Proceedings of the 10th International scientific and technical conference: Vol. 2* (pp. 119–123). Industrial University of Tyumen. [In Russian]
- Prokopenko, I. A., & Prokopenko, M. N. (2019). Tuning of the model during field development. Main settings for model tuning. *Vestnik nauki*, 3(6), 406–419. [In Russian]

- Stepanov, A. V., Surkov, A. Yu., Basyrov, M. A., & Kundin, A. S. (2013). Uncertainties analysis with the example of adaptation of real field model. *Oilfield Engineering*, (2), 8–12. [In Russian]
- Stepanov, A. V., Zubareva, I. A., & Volgin, E. R. (2022). Hydrodynamic modeling of laboratory experiments related to oil displacement with thermopolymer solution. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 8(2), 77–100. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2022-8-2-77-100> [In Russian]
- Litvak, M., Christie, M., Johnson, D., Colbert, J., & Sambridge, M. (2005, Jan. 31–Feb. 2). *Uncertainty estimation in production predictions constrained by production history and time-lapse seismic in a GOM oil field* [Conference paper SPE-93146-MS]. SPE Reservoir Simulation Symposium, The Woodlands, Texas. <https://doi.org/10.2118/93146-MS>

Информация об авторах

Ирина Александровна Зубарева, специалист, Тюменский нефтяной научный центр, Тюмень, Россия
iazubareva-tnk@tnnc.rosneft.ru

Анатолий Викторович Степанов, эксперт, Тюменский нефтяной научный центр, Тюмень, Россия; кандидат физико-математических наук, доцент базовой кафедры ООО «ТННЦ» ПАО «НК «Роснефть», Высшая инженерная школа ЕГ, Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия
avstepanov5@tnnc.rosneft.ru

Александр Сергеевич Гаврис, старший менеджер, Тюменский нефтяной научный центр, Тюмень, Россия
asgavris@tnnc.rosneft.ru

Information about the authors

Irina A. Zubareva, Specialist, Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russia
iazubareva-tnk@tnnc.rosneft.ru

Anatoliy V. Stepanov, Expert, Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russia; Cand. Sci. (Phys.-Math.), Associate Professor, Specialized Department of Tyumen Petroleum Research Center, Higher School of Engineering EG, Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
avstepanov5@tnnc.rosneft.ru

Alexander S. Gavris, Senior Manager, Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russia
asgavris@tnnc.rosneft.ru