

УДК 622.276
МРНТИ 52.47

СОПОСТАВЛЕНИЕ РАЗЛИЧНЫХ ПОДХОДОВ ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА К СКВАЖИНЕ

А.А. Терентьев, С.М. Дуркин, К.В. Пчела
ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара, Россия

В данной работе рассматривается численное моделирование методов интенсификации притока к скважине с использованием различных подходов. Для моделирования солянокислотного воздействия был применен подход, основанный на изменении коэффициента продуктивности скважины, а также подход, который заключался в использовании химической реакции в гидродинамической модели. Критерием качественного прогнозирования технологических показателей разработки являлись фактические данные по одной из скважин месторождения-аналога рассматриваемого объекта. В результате расчетов на примере реального месторождения в условиях протяженных горизонтальных скважин получены приросты дополнительной добычи нефти при различных подходах моделирования процесса солянокислотной обработки. Выявлено, что в условиях протяженных горизонтальных скважин использование отрицательных значений скин-факторов кратко увеличивает добычу нефти по сравнению с подходом композиционного моделирования с протеканием химических реакций. Проведен анализ чувствительности к объему и концентрации закачанной кислоты с помощью специализированного программного обеспечения. Установлено, что в результате учета химической реакции при композиционном моделировании эффект от солянокислотной обработки существенно зависит от состава горной породы, скорости реакции, концентрации и объема закачанной кислоты. Многостадийный гидроразрыв пласта моделировался с использованием инструмента планарных систем трещин и модели дискретной системы трещин. Выявлено небольшое расхождение результатов расчета гидродинамической модели между данными методами моделирования многостадийного гидравлического разрыва пласта.

Ключевые слова: солянокислотная обработка скважин, многостадийный гидравлический разрыв пласта, численное моделирование, горизонтальные скважины, планарная система трещин, модель дискретной системы трещин.

Введение

Солянокислотная обработка (далее – СКО) скважин предназначена для воздействия на призабойную зону пласта с целью повышения проницаемости. Моделирование данного процесса и прогнозирование технологической и экономической эффективности является важнейшим и необходимым этапом проектирования данной технологии. В основном для моделирования процесса СКО применяют упрощенный подход – задание отрицательных скин-факторов или изменение продуктивности скважин вдоль всего ствола скважин. Однако в условиях протяженных горизонтальных скважин (далее – ГС) данный метод недостаточно применим в связи со сложностью определения скин-фактора по длине ГС, что может привести к завышен-

ным оценкам технологической эффективности. В данной работе опробован подход моделирования, включающий в себя протекание химических реакций. Химическая реакция закладывалась между соляной кислотой и твердым компонентом (известняк), продуктом реакции являлись соль, растворимая в воде, и углекислый газ. Также в качестве исходных данных использовались начальная концентрация твердого компонента (известняк) в составе общей горной породы, константа скорости химической реакции, концентрация и объем закачанной кислоты. В качестве зависимости проницаемости от пористости в гидродинамической модели (далее – ГДМ) использовалось уравнение Кармена-Козени (1).

Целью работы являлись оценка эффективности процесса СКО и многоста-

дийного гидравлического разрыва пласта (далее – МГРП) в условиях протяженных ГС с помощью инструментов композиционного моделирования и оценка объема закачки кислотного раствора.

Моделирование СКО

В используемом гидродинамическом симуляторе Stars возможны 3 способа моделирования СКО в зависимости от целей исследования:

- изменение коэффициента продуктивности скважины или задание отрицательного скин-фактора: отражение результирующего эффекта от СКО без учета физики процесса (менее точный, но быстрый способ) [1]. Моделирование проводилось путем задания скин-фактора до значения -2, как среднего значения по анализу гидродинамических исследований (далее – ГДИ) с СКО месторождений-аналогов на протяжении 6 мес;
- использование пользовательских

реакций: определение двух компонентов НСИ и твердого вещества и добавление одной простой реакции между этими компонентами (компромисс между скоростью и точностью).

В зависимости от способа моделирования требуется свой набор исходных данных:

- изменение коэффициента продуктивности скважины: промышленные данные о дебитах скважин до и после обработки;
- использование пользовательских реакций: стандартные исследования СКО на керне (зависимость перепада давления от прокачанных объемов и объем прокачки до образования каверны в зависимости от расхода агента).

Моделирование СКО было выполнено на объекте месторождения N, характеризующегося карбонатным типом коллектора. Краткое описание геолого-физических характеристик представлено в табл. 1.

Таблица 1. Характеристика объектов

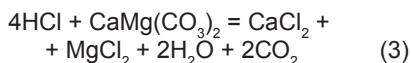
Параметры	Пласт P1	Пласт C2	Пласт C1	Пласт C1S
Абсолютная отметка кровли, м	-820	-948	-962	-1030
Абсолютная отметка ВНК, м	1632,2		1632,2	
Тип коллектора	карбонатный, поровый, кавернозный	карбонатный, поровый, кавернозный	карбонатный, поровый, кавернозный	карбонатный, поровый, кавернозный
Средняя общая толщина, м	91		458	
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	41,0		57,1	
Проницаемость по ГДИ, 10 ⁻³ мкм ²	53	53	53	53
Начальная пластовая температура, °С	30,3	31	33,5	35
Начальное пластовое давление, МПа	13,9	14,4	15	15,4
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	14,00	14,00	14,00	14,00
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	870	870	870	870
Плотность нефти в пов. условиях, кг/м ³	906	906	906	906
Объемный коэффициент нефти, д. ед.	1,090	1,090	1,090	1,090
Газосодержание, м ³ /т	40,0	40,0	40,0	40,0

Константа скорости реакции задавалась согласно данным месторождения-аналога им. Р. Требса 4,9·10⁻⁵ 1/с [2]. Для учета зависимости проницаемости от по-

риности использовалось уравнение Кармена-Козени:

$$K(\phi) = K_0 \cdot [\phi/\phi_0]^2 \cdot [(1-\phi_0)/(1-\phi)]^2 \quad (1)$$

В ГДМ задавались следующие химические реакции:



где хлористый кальций (CaCl_2) – соль, хорошо растворимая в воде, углекислый газ (CO_2) при соответствующем давлении (свыше 7,6 МПа) также растворяется в воде.

Начальная концентрация CaCO_3 – 0,5 м³/м³.

Моделирование выполнялось на мере проектной скважины 4ГР длиной горизонтального участка 1000 м.

Концентрация кислоты варьировалась от 5 до 15 %. Время закачки – от 1 до 5 сут.

Для оценки длительности обработки призабойной зоны (далее – ОПЗ) были рассмотрены результаты ОПЗ по 4 объектам-аналогам структурной зоны Вала Соркина Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

Для моделирования среднее время эффекта от ОПЗ принято равным 6 мес, как среднее значение по аналогам.

Таблица 2. Результаты расчетов

Дополнительная добыча нефти за 6 мес, т				
Концентрация, %	5	10	15	Средний объем закачки кислотного состава на 1 пог. м длины скважины, м ³ /пог. м
Время закачки, сут				
1	1134	1172,7	1235,8	1,5
3	2465,6	2677,9	3157,2	4,1
5	3590,9	3912,3	4116,6	6,4
скин-фактор -2	3252,4			

Наиболее близкий результат к скин-фактору -2 (по месторождениям-аналогам) показал вариант с закачкой концентрации кислоты 15% и объемом закачки 4,1 м³/пог. м длины ГС.

Моделирование МГРП

Из рассмотренных месторождений достаточный для статистического анализа объем операций гидравлического разрыва пласта (далее – ГРП) имеется только по одному месторождению (9 скв.). По остальным месторождениям-аналогам единичные ГРП по технологическим причинам работы не были выполнены в полном объеме, что не позволяет сделать вывод об их эффективности. Прирост дебита нефти после ГРП составил от 6,1 до 51,7 т/сут, среднее значение – 25,2 т/сут. Рост обводненности по скважинам составил до 16%. Дополнительная добыча на 01.03.2020 г. составила 52,4 тыс. т. Продолжительность эффекта от ГРП составляет более 2 лет, по 8 из 9 скв. эффект продолжается. По проведенным ГРП средняя оценка полудлины трещины составляет 93 м, ширина трещины – 3,2 мм. Средняя оценка безразмерной проводимости составляет 1 ед. Для обеспечения полудлины трещины около 100 м

объем закачки пропанта изменяется в диапазоне от 35 до 60 т.

В симуляторе Stars для задания трещин МГРП предлагается 2 способа: планарная система трещин и модель дискретных систем трещин (далее – DFN).

Согласно статистике МГРП на месторождениях-аналогах на секторной ГДМ по ГС 4_{прод} заданы трещины МГРП, полудлина трещины 100 м, ширина 3 мм, высота трещины 70 м, как среднее значение по анализу ГРП по аналогам. Оценка проницаемости пропанта получена с учётом средних оценок безразмерной проводимости FCD = 1: $K_f = K_{матр} \cdot X_f / w = 35 \cdot 100 / 0,003 = 1166667$ мД. Работа трещин ГРП моделировалась на протяжении трех лет после запуска скважин.

Модель планарных трещин моделируется путем изменения сетки до ячейки необходимых геометрических размеров (ширина, длина). Ограничением использования планарных трещин является задание направления трещины только по направлению расчетной сетки (по направлению I, J).

Модель DFN (сеть дискретных трещин) используется, чтобы смоделировать трещины как непосредственные ячейки.

Идет прямое соединение ячеек модели с трещинами. Задаются направления и формы трещин. Преимуществом модели DFN перед планарными трещинами является возможность учета произвольного направления трещины без привязки к ориентации

основной сетки ГДМ.

Как видно из рис. 1, уровни добычи нефти при использовании модели планарных систем трещин и модели DFN находятся на сопоставимом уровне.

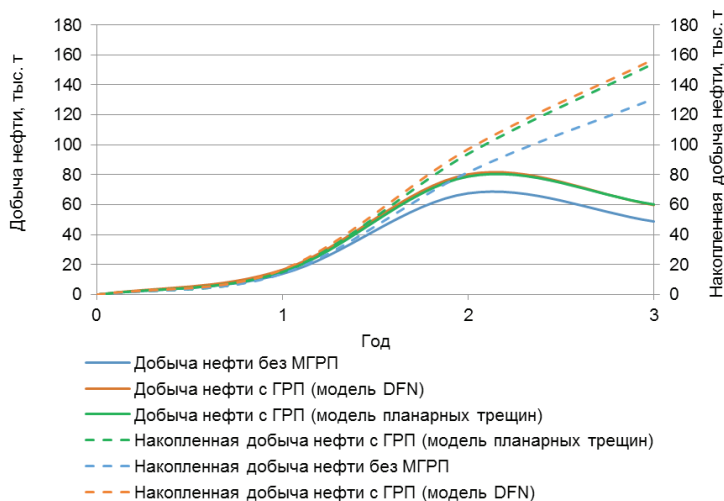


Рисунок 1. Динамика добычи нефти

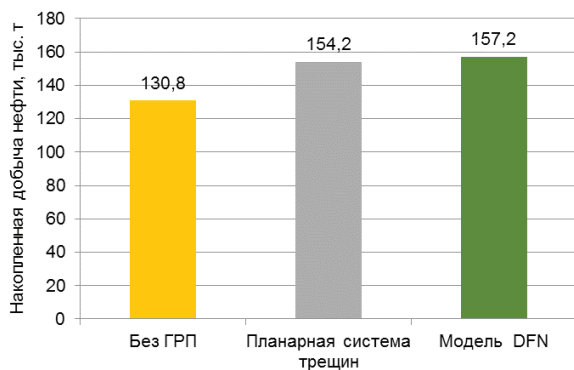


Рисунок 2. Накопленная добыча нефти

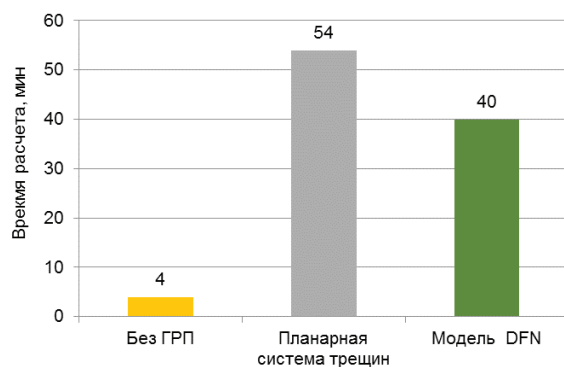


Рисунок 3. Время расчета

Выводы

Выполнен обзор инструментов моделирования СКО и МГРП в симуляторе Stars на примере проектной скважины. Выполнено моделирование СКО с использованием химических реакций композиционного моделирования и задания отрицательного скин-фактора на проектной скважине 4_{prod} . Получены уровни добычи, сопоставимые с добычей нефти на скважинах после проведения СКО месторождений-аналогов. Преимуществом композиционного моделирования является получение расчетным путем необходимого объема кислотного раствора.

Выполнено моделирование МГРП с использованием двух различных моделей трещин: планарной системы трещин и мо-

дели дискретных трещин. Получены сопоставимые уровни добычи. Время расчета также находится на сопоставимом уровне. Преимуществом модели DFN является возможность учета произвольного направления задания трещин по результатам дополнительных специализированных исследований.

Из рассмотренных методов интенсификации притока к скважине технологически наиболее эффективно применение МГРП. Прирост накопленной добычи нефти технологии МГРП по сравнению с СКО составляет 25 тыс. т за 3 года.

Рассмотренные технологии моделирования методов воздействия на призабойную зону ГС рекомендуется использовать при обосновании проектных решений.

Список использованной литературы

1. Computer Modeling Group Ltd. STARS, CMG: Version 2020 User's Guide. – Calgary, Alberta, Canada, 2020.
2. Фоломеев А.Е. Совершенствование технологии кислотного воздействия на высокотемпературные карбонатные коллекторы. Дисс. канд. техн. наук. – Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, 2020. // Folomeev A.E. Sovershenstvovanie tehnologii kislotnogo vozdejstviya na vysokotemperaturnye karbonatnye kolektory [Improving the technology of acid treatment of high-temperature carbonate reservoirs]. Kand. techn. nauk. diss – Ufmskii gosudarstvennyi neftjanoi tehniceskii universitet [The Ufa State Petroleum Technological University], Ufa, 2020.

ҰҢҒЫМАҒА АҒЫНДЫ КҮШЕЙТУ ӘДІСТЕРІН САНДЫҚ ҮЛГІЛЕУДІҢ ӘРТҮРЛІ ТӘСІЛДЕРІН САЛЫСТЫРУ

А.А. Терентьев, С.М. Дуркин, К.В. Пчела

«СамараНИПИнефть» ААҚ, Самара қ-сы, Ресей

Бұл жұмыста әр түрлі тәсілдерді қолдана отырып, ұңғымаға ағынды күшейту әдістерін сандық үлгілеу қарастырылады. Тұз қышқылының әсерін үлгілеу үшін ұңғыманың өнімділік коэффициентінің өзгеруіне негізделген тәсіл, және де гидродинамикалық үлгіде химиялық реакцияны қолдану тәсілі қолданылды. Игерудің технологиялық көрсеткіштерін сапалы болжаудың өлшемі қаралып отырған нысанның аналогы – кен орны ұңғымаларының бірі бойынша нақты деректері болды. Есептеулер нәтижесінде нақты кен орнының мысалында ұзын көлденең ұңғымалар жағдайында тұз қышқылын өңдеу процесін үлгілеудің әртүрлі тәсілдерімен қосымша мұнай өндірудің өсуі алынды. Ұзын көлденең ұңғымалар жағдайында скин-факторларының теріс мәндерін қолдану химиялық реакциялардың жүруімен композициялық үлгілеу тәсілімен салыстырғанда мұнай өндіруді бірнеше есе арттыратыны анықталды. Арнайы бағдарламалық жасақтама көмегімен айдалған қышқылдың көлемі мен концентрациясының сезгіштігіне талдау жүргізілді. Композициялық үлгілеу кезінде химиялық реакцияны ескеру нәтижесінде тұз қышқылын өңдеудің әсері тау жыныстарының құрамына, реакция жылдамдығына, концентрациясына және айдалған қышқылдың көлеміне байланысты болатындығы анықталды. Жер қабатын сумен көп сатылы ажырату планарлық жарылу жүйесінің құралы мен дискретті жарылу жүйесінің үлгісін қолдана отырып үлгіленді. Гидродинамикалық үлгіні есептеу нәтижелерінің жер қабатын сумен көп сатылы ажырату үлгілеудің осы әдістері арасында сәл сәйкессіздік анықталды.

Негізгі сөздер: ұңғымаларды тұз қышқылымен өңдеу, жер қабатын сумен көп сатылы ажырату, сандық үлгілеу, көлденең ұңғымалар, планарлық жарылу жүйесі, дискретті жарылу жүйесінің үлгісі.

COMPARISON OF VARIOUS APPROACHES IN NUMERICAL MODELING OF WELL STIMULATION METHODS

A.A. Terentiyev, S.M. Durkin, K.V. Pchela
“SamaNIPINeft” LLP, Samara city, Russia

This paper a numerical simulation of methods of intensification of flow to the well by using various approaches. To simulate the hydrochloric acid impact, an approach was applied based on changing the well productivity factor, as well as an approach that consisted of using a chemical reaction in a hydrodynamic model. The criteria for qualitative forecasting of technological development indicators was the actual data on one of the wells of the analogous field of the object. As a result of calculations on the example of a actual field in the conditions of extended horizontal wells, increments of additional oil production were obtained with applying various approaches of modeling the process of hydrochloric acid treatment. It was revealed that in the conditions of extended horizontal wells, the use of negative values of skin factors increases oil production by several times in comparison with the approach of compositional modeling with the occurrence of chemical reactions. Sensitivity analysis to the volume and concentration of the injected acid was carried out by using specialized software. It was concluded that as a result of the chemical reaction in compositional modeling, the effect of hydrochloric acid treatment significantly depends on the composition of the rock, the reaction rate, the concentration and volume of the injected acid. Multi-stage hydraulic fracturing was modeled by using a planar fracture system tool and discrete fracture system model. A slight discrepancy between the results of calculating the hydrodynamic model between these methods for modeling multi-stage hydraulic fracturing was identified.

Key words: hydrochloric acid treatment of wells, multi-stage hydraulic fracturing, numerical modeling, horizontal wells, planar fracture system, discrete fracture system model.

Информация об авторах

Терентьев Алексей Алексеевич – ведущий инженер отдела разработки месторождений высоковязкой нефти, terentevaa1@samnipi.rosneft.ru.

***Дуркин Сергей Михайлович** – главный эксперт по разработке, durkinsm@samnipi.rosneft.ru.

Пчела Константин Васильевич – главный менеджер проекта, pchelakv@samnipi.rosneft.ru.

ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара, Россия

*Автор, ответственный за переписку