

ОПТИМИЗАЦИЯ ПОВТОРНЫХ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК НА ОСНОВЕ СОВЕРШЕСТВОВАНИЯ ПОДХОДОВ К МОДЕЛИРОВАНИЮ

Р.А. Хузин

АО «Газпром нефть Бадра»

Электронный адрес: Khuzin.ra@gazpromneft-badra.com

Повторные соляно-кислотные обработки (СКО) являются основной технологией восстановления и улучшения продуктивности скважин, вскрывающих карбонатные коллекторы. В работе показана необходимость и предложен способ учета результатов предыдущих воздействий на околоскважинную зону пласта при проектировании повторных СКО. Способ реализован в рамках разработанного симулятора кислотного воздействия и успешно применяется при проектировании и оптимизации стимуляций скважин на одном из карбонатных месторождений компании «Газпром нефть».

Ключевые слова: солянокислотная обработка (СКО), дизайн СКО, повторная кислотная обработка, червоточина, математическая модель, симулятор, околоскважинная зона пласта, скин-фактор, Ирак

MATRIX ACID RE-TREATMENT OPTIMIZATION BASED ON IMPROVED SIMULATION MODEL

R.A. Khuzin

Gazprom Neft Badra, Iraq, Badra Camp

Repeated acid matrix stimulation is the main technology to restore and improve well productivity in carbonate reservoirs. In this paper, the necessity to take into account the results of previous near well bore zone stimulations is shown. The approach was proposed and implemented into created simulator for matrix acid stimulation, which is used successfully in designing and optimization of well stimulation operations on the one of «Gazprom neft» Company's carbonate fields.

Keywords: acid matrix stimulation, acid matrix stimulation design, repeated matrix stimulation, wormhole, mathematical model, simulator, near well bore zone, skin-factor, Iraq

DOI: 10.24887/2587-7399-2020-1-47-53

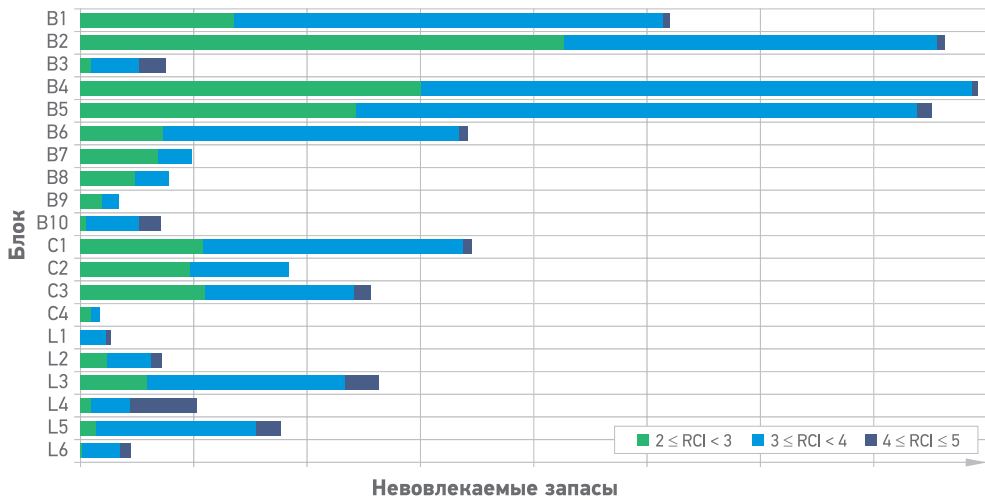


Рис. 5. Количественная оценка невовлекаемых запасов с различным RCI для одного из объектов исследуемого месторождения

ста, зарезка боковых стволов, оптимизация системы заводнения в зонах с пониженным RCI. Блок L4 отличается значительными невовлекаемыми запасами повышенной категории сложности ($RCI > 3$), что обусловлено повышенной обводненностью и низкой проницаемостью. Следовательно, для извлечения невовлекаемых запасов блока L4 имеет смысл сконцентрироваться на задачах по оптимизации заводнения, перераспределения фильтрационных потоков и проведении ГТМ на базовом фонде, не требующих значительных капитальных вложений. Таким образом, скрининг и дальнейший анализ различных зон месторождений может быть осуществлен при помощи предложенного авторами метода категоризации запасов с использованием критериев сложности разработки.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Рассмотренный в статье подход к оценке ОИЗ позволяет классифицировать различные зоны месторождений при помощи индекса сложности разработки RCI для дальнейшего бенчмаркинга. Авторами предложено оценивать RCI пласта при помощи трехпараметрической модели для классификации геологических запасов. Сформированы распределения индексов сложности параметров. Метод может быть использован при оценке и классификации остаточных извлекаемых и невовлекаемых запасов с незначительными поправками при корректном учете геологических особенностей разрабатываемого месторождения.

Список литературы

1. El-Khatib N.A.F. Waterflooding performance of communicating stratified reservoirs with log-normal permeability distribution // SPE-59071-PA-1999. – <https://doi.org/10.2118/59071-PA>.
2. Laurence W.M., Roy T.K. Rapid assessment of potential recovery factor: A new correlation demonstrated on UK and USA fields // SPE-134450-MS. – 2010. – <https://doi.org/10.2118/134450-MS>.
3. Shell International E&P Inc.: Novel benchmark and analogue method to evaluate heavy oil projects / L. Jia, A. Kumar, R. Bialas [et al.] // SPE-184101-MS. – 2016. – <https://doi.org/10.2118/184101-MS>.
4. Xiao Qi Yeoh. Thin oil rim reservoir development. – <https://core.ac.uk/download/pdf/77002440.pdf>
5. Naugolnov M.V., Bolshakov M.S. Mijnares R., New approach to estimate reservoir complexity index for West Siberian fields (In Russ.) // SPE-187780-MS. – 2017. – <https://doi.org/10.2118/187780-RU>.
6. Express Method of oil recovery ratio estimation on the basis of oil reservoir statistical characteristics / A. Roschektaev, A. Yakasov, V. Krasnov, K. Toropov // SPE-136139-MS. – 2010. – <https://doi.org/10.2118/136139-MS>.
7. Dykstra H., Parsons R.L. The prediction of oil recovery by waterflooding. – In Secondary recovery of oil in the United States, 2nd Ed., API. – 1950. – P. 160–174.
8. Naugolnov M.V., Murtazin R.I. Reservoir value-engineering for West Siberian oil fields // SPE-198374-MS. – 2019.

Reference

1. El-Khatib N.A.F., *Waterflooding performance of communicating stratified reservoirs with log-normal permeability distribution*, SPE-59071-PA, 1999, <https://doi.org/10.2118/59071-PA>.
2. Laurence W.M., Roy T.K., *Rapid assessment of potential recovery factor: A new correlation demonstrated on UK and USA fields*, SPE-134450-MS, 2010, <https://doi.org/10.2118/134450-MS>.
3. Jia L., Kumar A., Bialas R., Lanson T.P., Jing X.D., *Novel benchmark and analogue method to evaluate heavy oil projects*, SPE-184101-MS, 2016, <https://doi.org/10.2118/184101-MS>.
4. Xiao Qi Yeoh, *Thin oil rim reservoir development*, <https://core.ac.uk/download/pdf/77002440.pdf>
5. Naugolnov M.V., Bolshakov M.S. Mijnares R., *New approach to estimate reservoir complexity index for West Siberian fields* (In Russ.), SPE-187780-MS, 2017, <https://doi.org/10.2118/187780-RU>.
6. Roschektaev A., Yakasov A., Krasnov V., Toropov K., *Express method of oil recovery ratio estimation on the basis of oil reservoir statistical characteristics*, SPE-136139-MS, 2010, <https://doi.org/10.2118/136139-MS>.
7. Dykstra H., Parsons R.L., *The prediction of oil recovery by waterflooding*, In: *Secondary recovery of oil in the united states*, 2nd Edition, API, 1950, pp. 160–174.
8. Naugolnov M.V., Murtazin R.I., *Reservoir value-engineering for West Siberian oil fields* (In Russ.), SPE-198374-MS, 2019.

ВВЕДЕНИЕ

Солянокислотная обработка (СКО) является наиболее часто применяемой технологией воздействия на околоскважинную зону пласта (ОЗП) скважин, вскрывающих карбонатные коллекторы. В основе технологии лежит химическое взаимодействие кислотных растворов с карбонатными породами. Из-за высокой скорости реакции и значительной неоднородности известняков и доломитов происходит неравномерное растворение породы с образованием высокопроводящих каналов фильтрации – «червоточин», которые, проникая в глубь пласта, преодолевают за-

грязненную околоскважинную зону, создавая хорошую гидродинамическую связь скважины с пластом. Как показали многочисленные эксперименты, в зависимости от скорости закачки кислоты в породе могут образовываться различные структуры растворения породы. Оптимальной является структура, при которой образуются доминантные червоточины, проникающие на значительную глубину в пласт, при этом объем закачанного кислотного состава является минимальным (рис. 1). Основная задача при проектировании и выполнении СКО – обеспечение максимальной глубины проникновения червоточин вдоль всего стимулируемого интервала скважины.

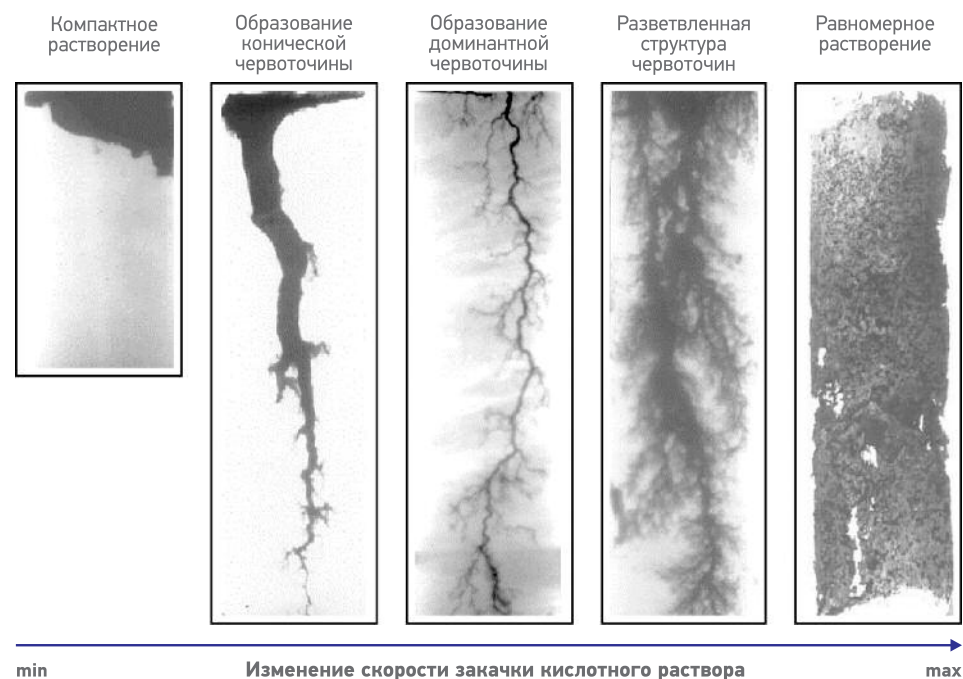


Рис. 1. Вид порового пространства, полученного при СКО линейного образца керна при различной скорости закачки [1]

Несмотря на длительный (более 100 лет) период применения и значительный объем проведенных исследований, моделирование СКО стало развиваться только в последние годы.

МОДЕЛЬ РАЗВИТИЯ ЧЕРВОТОЧИН

В научно-технической литературе рассмотрено несколько моделей развития червоточин различной сложности. Обзор существующих моделей, их преимуществ и недостатков приведен в работе [2]. Математическое описание процесса развития червоточин является

сложной задачей. Основная проблема заключается в их многомасштабной структуре, полная микромодель которой слишком сложна и в настоящее время полностью не формализована не только в связи с трудностями вычислений, но и из-за проблем определения всех необходимых параметров, в том числе неоднородности пород, многомасштабности пустотного пространства карбонатов и др. [2, 3]. Поэтому на практике широкое распространение получили упрощенные полуэмпирические модели развития червоточин. Одной из наиболее часто используемых моделей является модель Buijse & Glasbergen [3], основой которой служат полученные при лабораторных экспериментах (рис. 2) корреляционные зависимости объема прокачки кислотного состава до выхода червоточин из образца керна от скорости закачки. Значительным преимуществом данного подхода является то, что в полученных зависимостях учтены все основные химические и физические процессы, происходящие при развитии червоточин. Рассматриваемая полуэмпирическая модель базируется на следующих основных уравнениях: 1) скорость движения кислотного состава в пористой среде на фронте развития червоточин на временном шаге t

$$v_i(R_{wh})^t = \frac{Q^t}{2\pi R_{wh}^{t-1} h \phi}, \quad (1)$$

где Q^t – расход, см³/мин; R_{wh}^{t-1} – радиус фронта развития червоточин на временном шаге $t-1$ (на шаге $t = 1$ – принимается равным радиусу

скважины), см; h – эффективная толщина, см; ϕ – пористость, д.ед.;
2) скорость развития фронта червоточин на временном шаге t

$$v_{wh}(R_{wh})^t = W_{eff} [v_i(R_{wh})^t]^{2/3} B(v_i(R_{wh})^t), \quad (2)$$

где $B(v_i(R_{wh})^t)$, W_{eff} – эмпирические коэффициенты, определяемые на основе параметров $V_{пр.опт}$ и $v_{i,опт}$, характеризующих оптимальную скорость закачки и определяемых по результатам лабораторных экспериментов (см. рис. 2);
3) новое положение фронта развития червоточин на шаге t

$$R_{wh}^t = R_{wh}^{t-1} + v_{wh}(R_{wh})^t \Delta t, \quad (3)$$

где Δt – временной шаг, мин;
4) скин-фактор на временном шаге t

$$s^t = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \left(\frac{R_{wh}^t}{R_w} \right), \quad (4)$$

где R_w – радиус скважины, см; k – проницаемость пласта, 10⁻³ мкм²; k_s – проницаемость в зоне развития червоточин, 10⁻³ мкм². Данная модель развития червоточин реализована в ряде коммерческих симуляторов, а также в разработанном авторами симуляторе кислотного воздействия, который успешно применяется для подготовки дизайнов обработок скважин [4].

СОВЕРШЕСТВОВАНИЕ ПОДХОДОВ К МОДЕЛИРОВАНИЮ ПОВТОРНЫХ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК

Особенности моделирования повторных кислотных обработок практически не освещены в

литературе, несмотря на все увеличивающееся число выполняемых операций. Используемые на практике симуляторы и заложенные в них алгоритмы, как правило, ориентированы на моделирование первичных кислотных обработок и не учитывают особенностей, возникающих при повторных обработках, в частности связанных с наличием в ОЗП червоточин, сформировавшихся в процессе предыдущих обработок, что может приводить к выбору неоптимальных параметров дизайна обработки. Вышеописанная модель развития червоточин также не лишена указанных недостатков. При ее использовании на практике наличие существующих червоточин либо игнорируется (имитируется рост новых червоточин от стенки скважины), либо принимается, что кислотный состав мгновенно достигает фронта существующих червоточин и начинается их дальнейшее развитие. В реальных условиях при повторной обработке формирования новых червоточин на стенке скважины не происходит, кислотный состав движется по уже существующим червоточинам, увеличивая их диаметр и длину [5, 6]. Рассмотрим влияние объема существующих червоточин, а также изменения их диаметра и длины в процессе повторной обработки на эффективность кислотного воздействия. При первичных кислотных обработках, особенно высокообъемных, кислотные составы могут растворять значительный объем породы. Например, в Ираке при стимуляции скважин, вскрывающих низко- и среднепроницаемые коллекторы, объемы закачки 15%-ной соляной кислоты достигают 400–450 м³. С учетом коэффициентов растворимости минералов (табл. 1) [7] и исходной пористости породы объем пустотного пространства червоточин может достигать 40 м³. Наличие такого значительного пустотного объема в ОЗП может существенно влиять на выбор технологии и параметров воздействия и требует его учета при проектировании повторных СКО. Зависимость скин-фактора от проницаемо-

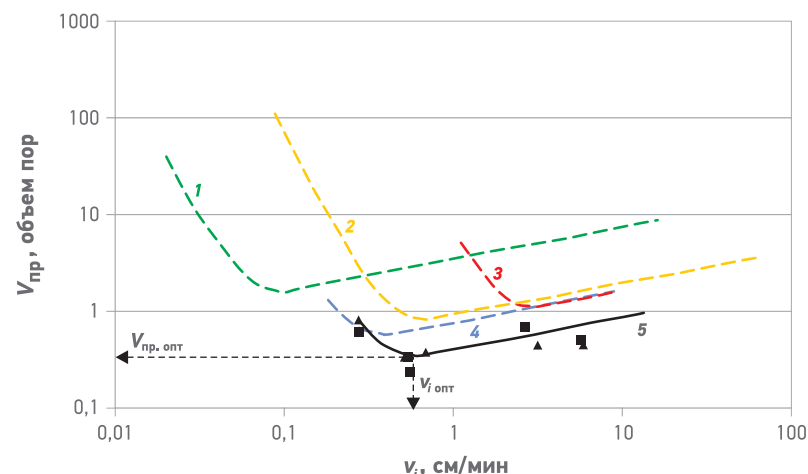


Рис. 2. Зависимости объема прокачки $V_{пр}$ до выхода червоточин из образца керна от скорости закачки v_i , представленные в работе [3] (1–4) и полученные в процессе лабораторных экспериментов, выполненных на образцах керна рассматриваемого месторождения (5) ($V_{пр.опт}$ – оптимальный объем прокачки; $v_{i,опт}$ – оптимальная скорость закачки)

Таблица 1

Минерал	Кислота	Коэффициент растворения минералов при концентрации кислоты, %				
		100	5	10	15	30
Известняк CaCO_3	Соляная (HCl)	1,370	0,026	0,053	0,082	0,175
	Муравьиная (HCOOH)	1,090	0,020	0,041	0,062	0,129
	Уксусная (CH ₃ COOH)	0,830	0,016	0,031	0,047	0,096
Доломит $\text{MgCa}(\text{CO}_3)_2$	Соляная (HCl)	1,270	0,023	0,046	0,071	0,152
	Муравьиная (HCOOH)	1,000	0,018	0,036	0,054	0,112
	Уксусная (CH ₃ COOH)	0,770	0,014	0,027	0,041	0,083

Примечание. Плотность известняка составляет 2,71 г/см³, доломита – 2,87 г/см³.

сти зоны развития червоточин и их длины показана на **рис. 3**. Из него видно, что размеры червоточин в пределах их существующей зоны развития, отражающиеся на проницаемости данной зоны, практически не влияют на скин-фактор (изменение проницаемости на порядок приводит к изменению скин-фактора менее чем на 1 %) и, как следствие, на продуктивность скважины. Основным фактором, влияющим на скин-фактор, является рост глубины зоны развития червоточин, который начинается с момента достижения закачиваемым кислотным составом фронта червоточин. В процессе движения кислотного состава в существующих червоточинах происходит его реакция с породой боковых стенок, в результате объем кислоты, доходящей до фронта червоточин, может уменьшаться. Снижение негативного влияния данного фактора может быть достигнуто путем варьирования концентрации кислоты, внесения специальных добавок, уменьшающих скорость реакции и фазовую проницаемость, увеличения скорости закачки и др. Таким образом, основное влияние на эффективность повторной кислотной обработки оказывает увеличение радиуса фронта развития червоточин. Изменениями, происходящими в пределах зоны существующих червоточин, в практических расчетах можно пренебречь. Необходим учет потерь закачиваемого кислотного состава вследствие фильтрации через стенки существующих червоточин при их значительных объемах. Для учета указанных факторов в рамках рассматриваемой модели авторами предложен способ, включающий следующие этапы.

1. Путем воспроизведения предыдущей кислотной обработки в симуляторе кислотного воздействия в каждом слое планируемого интервала повторной стимуляции опреде-

ляется глубина зоны развития червоточин R_{wh}^{st} , их распределение вдоль ствола скважины, а также объем закачанного кислотного состава V_{σ} .
2. Для каждого слоя рассчитывается объем порового пространства, сформированного в результате предыдущей обработки

$$V_{wh}^{st} = V_a X_c + V_a X_c \frac{\phi}{1-\phi}, \quad (5)$$

где X_c – максимальная растворяющая способность кислоты, м³/м³.
Максимальная растворяющая способность X_c (объем породы, растворяющейся в 1 м³ кислотного раствора) определяется экспериментально или может быть взята из литературных источников (см. **табл. 1**). Объем отреагировавшей кислоты оценивается на основе промысловых данных, например, на основе замеров кислотности продуктов реакции при очистке скважины после СКО.
3. В случае выявления изменений в ОЗП в процессе эксплуатации корректируется, как текущий радиус фронта червоточин

$$R_{wh}^{cur} = r_w e^{-s^{cur}}, \quad (6)$$

где s^{cur} – текущий скин-фактор, так и их поровый объем

$$V_{wh}^{cur} = \left(\frac{R_{wh}^{cur}}{R_{wh}^{st}} \right)^2 V_{wh}^{st}. \quad (7)$$

Полученные распределения текущего радиуса развития червоточин и их порового объема используются как входные данные при моделировании повторной обработки.
4. В процессе расчета увеличение существующей зоны развития червоточин начинается с момента заполнения их пустотного пространства.

ПРИМЕР ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ОПИСАННОГО СПОСОБА НА ПРАКТИКЕ

В качестве примера рассмотрим скважину, вскрывшую низкопродуктивный участок с пониженным начальным пластовым давлением одного из месторождений Ирака. По результатам каротажа в разрезе скважины были выделены основные продуктивные интервалы в пластах МВ и МД, а также небольшие прослой в пластах МА, МС и МЕ. Дизайн первичной стимуляции был выполнен на основе моделирования СКО с учетом данных геофизических и лабораторных

исследований, опыта предыдущих обработок и данных, полученных на основе гидродинамического моделирования. Дизайн предусматривал закачку кислотных составов с чередованием пачек 15%-ной соляной кислоты и вязкостного потокоотклонителя с достижением общего скин-фактора, равного -4,65. С целью недопущения превышения давления гидроразрыва пласта было предусмотрено постепенное увеличение скорости закачки от 0,6 до 2,25 м³/мин. Расчетные параметры выполненного дизайна и данные, полученные при СКО, приведены на **рис. 4**.

После проведения СКО и очистки скважины были выполнены замер пластового давления (отклонение от принятого при дизайне значения составило менее 1,5 %) и ввод скважины в эксплуатацию. В дальнейшем в скважине провели гидродинамические исследования: запись профиля притока и кривой восстановления давления (КВД). Результаты исследований хорошо согласуются с данными, полученными на основе дизайна первичной СКО (**табл. 2, 3**). Скважина была введена в эксплуатацию с дебитом 760 м³/сут, диаметр штуцера составлял 44 мм. В течение 9 мес. дебит скважины снижался и достиг 580 м³/сут. В процессе адаптации гидродинамической модели отмечена невозможность воспроизведения истории эксплуатации скважины без

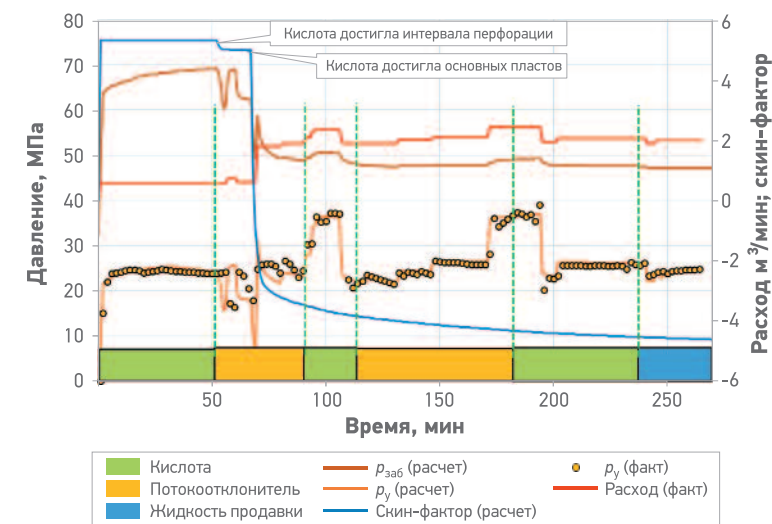


Рис. 4. Расчетные параметры дизайна первичной СКО и фактические данные, полученные в процессе закачки ($p_{заб}$, p_y – давление соответственно забойное и устьевое)

снижения ее продуктивности во времени. Для выяснения причин было выполнено повторное исследование скважины (запись профиля притока), которое показало прекращение притока из прослоев пласта МС (истощение линзовидного коллектора) и снижение притока из пластов МА и МБ (разрушение сформированных червоточин). На основе воспроизведения истории экс-

Таблица 2

Пласт	Распределение притока после первичной СКО, %		Распределение притока перед повторной СКО, %		Распределение притока после повторной СКО, %	
	Дизайн СКО (симулятор)	Факт (профиль притока)	Настройка (симулятор)	Факт (профиль притока)	Дизайн СКО (симулятор)	Факт (профиль притока)
МА	3,5	4,0	1,5	1,0	4,5	3,0
МБ	14,6	15,0	4,0	4,2	14,5	15,0
МС	6,6	7,0	0,0	0,0	0,0	0,0
МД	75,3	74,0	94,5	94,8	81,0	82,0
МЕ	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Таблица 3

Пласт	Скин-фактор после первичной СКО		Скин-фактор перед повторной СКО		Скин-фактор после повторной СКО	
	Дизайн СКО (симулятор)	Факт (КВД)	Настройка (симулятор)	Факт (КВД)	Дизайн СКО (симулятор)	Факт (КВД)
МА	-4,97		-0,60		-4,65	
МБ	-4,16		-0,50		-4,29	
МС	-5,08		Не работает		Не работает	
МД	-4,78		-4,78		-4,78	
МЕ	4,40		Не работает		Не работает	
В целом	-4,65	-4,65	-3,89	Нет замера	-4,70	-4,71

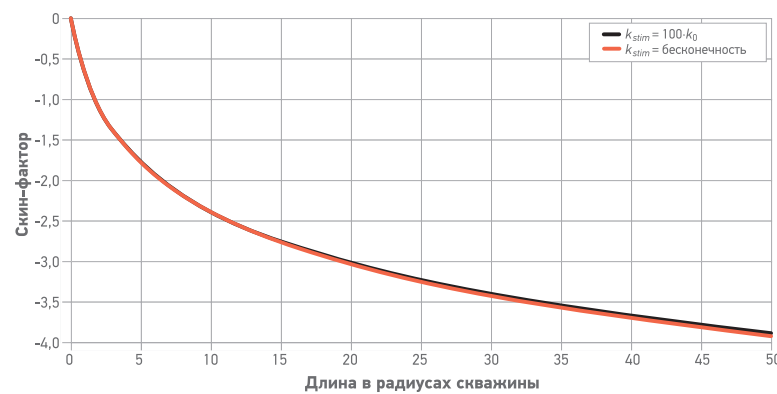


Рис. 3. Зависимость скин-фактора от длины червоточин при различной проницаемости обработанной зоны

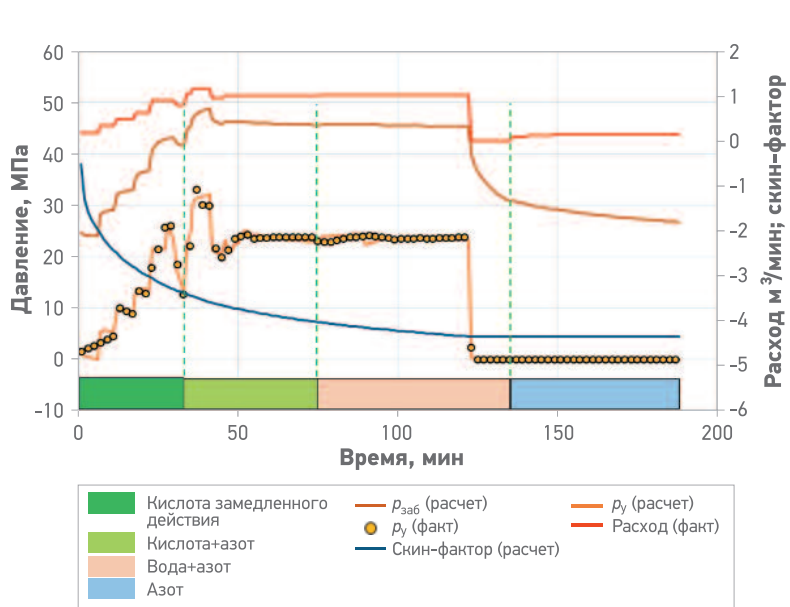


Рис. 5. Сопоставление расчетных параметров дизайна повторной SKO с фактическими данными и изменение скин-фактора по стимулируемым пластам

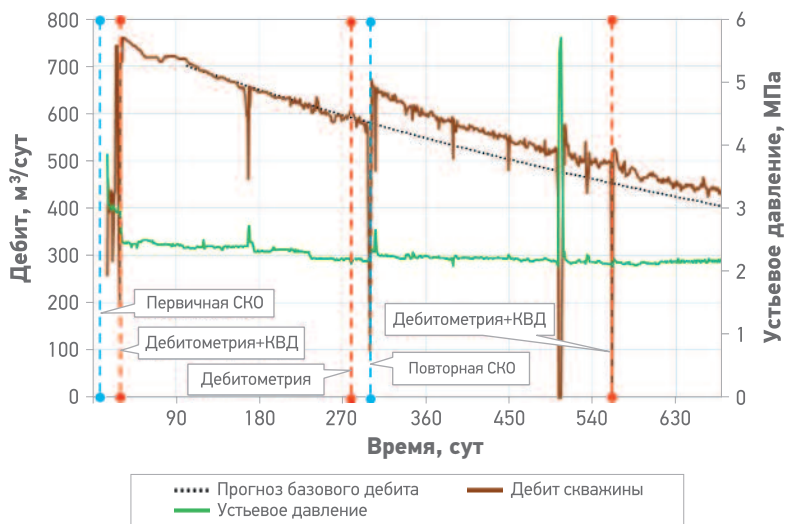


Рис. 6. Динамика показателей работы скважины до и после повторной SKO

Таблица 4

Краткое описание предложенного дизайна	Число выполненных скважино-операций	Средний прирост дебита за первый месяц, м³/сут
Закачка кислоты с химическим потокоотклонителем	2	81,0
Закачка кислоты с комбинацией механического и химического потокоотклонителей	2	57,0
Механическая изоляция пакером, закачка кислоты замедленного действия	5	36,4
Реперфорация с последующей селективной кислотной обработкой с изоляцией пакером	5	59,4
Закачка кислоты замедленного действия и с применением механического потокоотклонителя	3	50,7
Итого	17	56,9

плуатации в симуляторе кислотного воздействия было получено снижение проводимости до $303 \cdot 10^{-3}$ мкм²·м (прекращение притока из пласта МС) и увеличение общего скин-фактора от $-4,65$ до $-3,89$ за счет роста значений скин-фактора по пластам МА и МБ. Сопоставление данных настроенной модели с фактическими данными приведено в табл. 2 и 3. На основании новых расчетных скин-факторов по пластам МА и МБ были скорректированы текущие радиусы зон развития червоточин и оценены объемы пустотного пространства сохранившихся червоточин.

Дизайн повторной SKO выполнялся с учетом выполненных корректировок состояния ОЗП и пласта (распределение насыщенности, давления, зоны развития червоточин и их объема). Результаты расчетов показали, что из-за наличия значительного объема пустотного пространства в пласте МД, сформировавшегося в процессе первичной обработки (25 м³), а также вследствие относительно высокой проницаемости пластов МС и МД стимуляция пластов МА и МБ без временной их изоляции пакером является низкоэффективной. В результате был предложен дизайн со спуском пакера на гибкой трубе и закачкой кислоты в кольцевое пространство между НКТ и гибкой трубой. В дальнейшем при проектировании были оптимизированы используемые жидкости, порядок и темпы их закачки. С целью более быстрого освоения скважины на последних стадиях предложена дополнительная закачка азота.

Сопоставление параметров дизайна с фактическими данными приведено на рис. 5. Расчетные данные показали существенное снижение скин-фактора по повторно стимулируемому пласту (см. табл. 3). Повторное исследование (запись профиля притока и КВД) подтвердило полученные при дизайне SKO параметры (см. табл. 2 и 3). В результате повторной стимуляции средний дебит скважины увеличился примерно на 50 м³/сут. Динамика показателей работы скважины приведена на рис. 6. Проектирование повторных SKO на основе моделирования с учетом рассмотренного выше подхода позволило подобрать оптимальную технологию стимуляции для каждой скважины, принимая во внимание ее конструктивные особенности и текущее состояние ОЗП. Полученные результаты приведены в табл. 4.

ВЫВОДЫ

1. При проектировании повторных SKO требуется учет эффектов, обусловленных наличием в ОЗП червоточин, сформировавшихся при предыдущих обработках.
2. Широко используемые на практике симуляторы кислотного воздействия, базирующиеся на полуэмпирических моделях развития червоточин, не учитывают наличие червоточин или пренебрегают созданным ими пустотным пространством в ОЗП.
3. При моделировании необходимо учитывать пустотный объем ОЗП, сформированный при предыдущих обработках, так как он может оказывать существенное влияние на дизайн повторной SKO.
4. Предложенный и реализованный в рамках разработанного симулятора кислотного

воздействия подход к учету наличия в ОЗП существующих червоточин позволяет более корректно моделировать повторные SKO.

5. Применение моделирования при дизайне повторных SKO позволило подобрать оптимальную технологию стимуляции индивидуально для каждой скважины одного из карбонатных месторождений Ирака. На сегодняшний день выполнено 17 скважино-операций со средним приростом дебита 57 м³/сут.

Список литературы

1. Fredd C.N., Miller M.J. Validation of carbonate matrix stimulation models // SPE 58713-MS-2000. – DOI:10.2118/58713-MS
2. Каневская Р.Д., Новиков А.В. Методы моделирования червоточин при соляно-кислотном воздействии на карбонатные пласты // Нефтепромысловое дело. – № 3. – 2018. – С. 19–28.
3. Buijse M. A., Glasbergen G. A Semi-Empirical Model To Calculate Wormhole Growth in Carbonate Acidizing // SPE 96892-MS. – 2005. – DOI:10.2118/96892-MS
4. Khuzin R., Shevko N., Melnikov S. Improving Well Stimulation Technology Based on Acid Stimulation Modeling, Lab and Field Data Integration // SPE-196976-MS-2019. – DOI:10.2118/196976-MS
5. Извлечение нефти из карбонатных коллекторов / М.Л. Сургучев [и др.]. – М.: Недра, 1987. — 230 с.
6. HP/HT Carbonate Acidizing-Recent Discoveries and Contradictions in Wormhole Phenomenon / C. Karale, A. Beuterbaugh, M. Pinto [et al.] // Offshore Technology Conference. – March-2016. – DOI:10.4043/26714-MS
7. Schechter R.S. Oil well stimulation. – New Jersey: Prentice Hall, 1992. – 602 p.

Reference

1. Fredd C.N., Miller M.J., Validation of carbonate matrix stimulation models, SPE-58713-MS, 2000, <https://doi.org/10.2118/58713-MS>
2. Kanevskaya R.D., Novikov A.V., Methods of wormholes simulation under hydrochloric acid impact on carbonate formations (In Russ.), Neftpromyslovoye delo, 2018, no. 3, pp. 19-28.
3. Buijse M.A., Glasbergen G., A semi-empirical model to calculate wormhole growth in carbonate acidizing, SPE-96892-MS, 2005, <https://doi.org/10.2118/96892-MS>
4. Khuzin R., Shevko N., Melnikov S., Improving well stimulation technology based on acid stimulation modeling, lab and field data integration, SPE-196976-MS, 2019, <https://doi.org/10.2118/196976-MS>
5. Surguchev M.L. et al., Izvlechenie nefi iz karbonatnykh kolektorov (Oil recovery from carbonate reservoirs), Moscow: Nedra Publ., 1987, 230 p.
6. Karale C., Beuterbaugh A., Pinto M., Hippargh G., Prakash A., HP/HT carbonate acidizing – recent discoveries and contradictions in wormhole phenomenon, Proceedings of Offshore Technology Conference Asia, 22-25 March 2016, Kuala Lumpur, Malaysia, <https://doi.org/10.4043/26714-MS>
7. Schechter R.S., Oil well stimulation, Prentice Hall, New Jersey, 1992, 602 p.