

На правах рукописи

ХУЗИН РИНАТ АЛЬВЕРТОВИЧ

**МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК
КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ С УЧЕТОМ КОМПЛЕКСНОГО
СТРОЕНИЯ ОКОЛОСКВАЖИННЫХ ЗОН**

25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Автореферат
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Пермь – 2020

Работа выполнена в Федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Пермский национальный исследовательский политехнический университет».

**Научный
руководитель:**

Хижняк Григорий Петрович
доктор технических наук, доцент

**Официальные
оппоненты:**

Гильманова Расима Хамбаловна
доктор технических наук, профессор, директор, Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное объединение «Нефтегазтехнология»

Бондаренко Алексей Валентинович

кандидат технических наук, начальник управления проектирования и мониторинга разработки месторождений с применением третичных методов увеличения нефтеотдачи, Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми

**Ведущая
организация:**

Акционерное общество «Полиэкс», г. Пермь

Защита диссертации состоится 22 декабря 2020 г. в 16.00 часов на заседании диссертационного совета Пермского национального исследовательского политехнического университета Д ПНИПУ.05.05 по адресу: 614990, г. Пермь, ул. Комсомольский проспект, д. 29, ауд. 345.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке и на сайте ФГБОУ ВО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет» (www.pstu.ru).

Автореферат разослан «___» _____ 2020 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета Д НИПУ.05.05,
кандидат технических наук, доцент

И.Н. Пономарева

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследования. Процессы, протекающие при строительстве и эксплуатации скважин, приводят к формированию околоскважинных зон пластов (ОЗП) комплексного строения, представляющих собой систему подзон сложной геометрии с отличающимися друг от друга фильтрационно-емкостными свойствами. Подзоны с ухудшенными свойствами создают дополнительные сопротивления фильтрационному потоку флюидов, что негативно сказывается на продуктивности скважин и выработке запасов углеводородов.

С целью улучшения фильтрационных свойств ОЗП скважин, вскрывающих карбонатные коллекторы, широко применяются кислотные обработки (КО), в процессе которых происходит растворение скелета породы, а также, в некоторых случаях, продуктов, засоряющих поровые каналы. Несмотря на большой объем выполненных исследований и многолетний опыт применения КО, существенное количество обработок не достигает потенциально возможной технологической эффективности.

Выбор оптимальных параметров КО в значительной степени зависит от учета структуры и свойств ОЗП и их изменения в процессе обработки. Однако в настоящее время при дизайне кислотных обработок, в том числе с применением математических моделей, ОЗП, несмотря на ее комплексное строение, рассматривается в виде одной однородной зоны, а результаты предыдущих обработок в полной мере не учитываются.

В этой связи представляется актуальной разработка математической модели процесса первичных и повторных кислотных обработок карбонатных коллекторов, учитывающей комплексное строение ОЗП.

Степень разработанности темы исследования.

Исследованиям в области моделирования кислотных обработок карбонатных коллекторов, посвящены работы отечественных и зарубежных ученых и специалистов таких, как Г.Т. Булгакова, И.А. Вольнов, С.Ю. Жучков, Р.Д. Каневская, А.С. Смирнов, Г.П. Хижняк, А.Р. Шарифуллин, Н.А. Шевко, М. А. Vuijse, G. Daccord, M.J. Economides, C.N. Fredd, K. Furui, G. Glasbergen, F. Golfier, A.D. Hill, R.S. Schechter и др.

Выполненный анализ показал, что существующие математические модели обладают рядом недостатков, к основным из которых относятся использование в качестве исходных данных ряда геолого-технологических параметров, практическое определение которых является затруднительным, ограниченный диапазон применимости, низкая предсказательная способность, обусловленная в том числе упрощенным описанием свойств ОЗП.

Таким образом, создание математической модели для описания процесса первичной и повторной кислотной обработки карбонатных коллекторов, учитывающей строение и изменение околоскважинной зоны при КО, и разработка программного обеспечения, реализующего данную модель, позволит повысить эффективность проектирования мероприятий по интенсификации добычи нефти.

Цель работы – повышение эффективности первичных и повторных кислотных обработок карбонатных коллекторов, что достигается применением при их проектировании математической модели кислотного воздействия, учитывающей комплексное динамическое строение околоскважинной зоны пласта.

Для достижения поставленной цели сформулированы следующие **основные задачи**:

1. Разработка способа учета комплексного строения ОЗП и ее изменения в процессе обработки при моделировании кислотных обработок.

2. Усовершенствование модели определения скин-фактора скважины, гидродинамически несовершенной по характеру вскрытия, с целью учета комплексного строения околоскважинной зоны пласта.

3. Разработка способа определения параметров червоточин, образовавшихся в результате предыдущих обработок, и их учета при моделировании повторных КО.

4. Построение математической модели процесса первичных и повторных кислотных обработок, учитывающей комплексное динамическое строение ОЗП.

Методология и методы исследования.

В работе использованы методы математического моделирования, проведения экспериментальных исследований по оценке влияния параметров КО на ее эффективность. Все методы использованы обоснованно, достоверность полученных выводов и результатов подтверждена их высокой сходимостью с фактическими промысловыми данными.

Научная новизна и теоретическая значимость работы состоит в следующем:

- обоснована целесообразность учета комплексного динамического строения ОЗП при моделировании первичных и повторных КО скважин, вскрывающих карбонатные коллекторы;

- выполнено усовершенствование полуаналитической модели Karacas & Tariq, для определения скин-фактора скважины, гидродинамически несовершенной по характеру вскрытия, с целью учета комплексного строения околоскважинной зоны пласта;

- предложен способ определения параметров червоточин, образовавшихся в результате предыдущих обработок, и их учета при моделировании повторных КО;

- построена математическая модель процесса первичных и повторных кислотных обработок, учитывающая комплексное строение ОЗП и ее изменение при их проведении.

Практическая ценность результатов работы состоит в следующем:

- выполненные исследования позволили определить основные параметры околоскважинных зон продуктивных пластов одного из месторождений Ирака, а также установить основные причины изменения их гидродинамического состояния;

- научно обоснована оптимальная скорость закачки 15% раствора соляной кислоты при проведении кислотных обработок скважин одного из месторождений Ирака;

- разработанная математическая модель позволяет эффективно планировать первичные и повторные кислотные обработки карбонатных коллекторов, что показано на примере одного из месторождений Ирака;

- разработанная математическая модель процесса кислотной обработки реализована в виде программы для ЭВМ «WellStim» (ПЭВМ «WellStim») [6], практическое применение которой позволяет проводить многовариантные расчеты параметров первичных и повторных КО скважин месторождений, представленных карбонатными коллекторами. ПЭВМ «WellStim» применяется специалистами Газпром Нефть Бадр Б.В. при проектировании кислотных обработок, что подтверждено наличием акта внедрения.

Положения, выносимые на защиту:

1. Научно обоснованная целесообразность учета комплексного динамического строения околоскважинной зоны пласта при моделировании первичных и повторных кислотных обработок карбонатных коллекторов.

2. Усовершенствованная полуаналитическая модель Karacas & Tariq, позволяющая определять значение скин-фактора несовершенной по характеру вскрытия скважины с учетом комплексного строения ОЗП.

3. Математическая модель первичных и повторных кислотных обработок, учитывающая комплексное строение околоскважинной зоны пласта и ее изменение в процессе кислотного воздействия.

Степень достоверности полученных результатов обусловлена использованием известных методов математического анализа, а также высокой степенью сходимости результатов исследований с промышленными данными и результатами, полученными другими исследователями.

Апробация результатов работы. Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались и обсуждались на Технологическом дне ПАО «Газпром нефть» по геологии и разработке карбонатных коллекторов «Технологии стимуляции скважин и управление заводнением карбонатных коллекторов» (г. Санкт-Петербург, апрель 2017 г.), на Российской технической нефтегазовой конференции и выставке SPE (Москва, октябрь 2018 г.), на первой международной научно-практической конференции по поиску и разведке месторождений (г. Багдад, Ирак, ноябрь 2018 г.), на Российской технической нефтегазовой конференции и выставке SPE (Москва, октябрь 2019 г.), на II Международной научно-практической конференции «Наука и технологии в нефтегазовом деле» (г. Армавир, февраль 2020 г.), на 61-ой международной научной конференции Евразийского Научного Объединения «Перспективные направления развития современной науки» (г. Москва, март 2020 г.).

Публикации. Автором опубликовано 9 научных работ по теме диссертации, из них 3 статьи в изданиях, индексируемых в международных реферативных базах Web of Science и Scopus, 4 – в журналах, включенных в перечень рецензируемых научных изданий и приравненных к ним. Получено свидетельство РФ о государственной регистрации ПЭВМ «WellStim».

Структура и объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, 4 глав, заключения, списка использованных источников из 150 наименований и двух приложений. Текст изложен на 144 страницах машинописного текста, включает 52 рисунка и 18 таблиц.

Автор выражает благодарность научному руководителю, доктору технических наук Г.П. Хижняку, и признательность кандидату технических наук Н.А. Шевко за помощь в написании диссертации и ценные советы.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во **введении** обоснована актуальность темы исследования, показана степень ее разработанности, сформулированы цель и основные задачи исследования, отражены методы решения поставленных задач, научная новизна, защищаемые положения и практическая ценность результатов работы.

В **первой главе** дано представление об ОЗП, причинах ухудшения ее свойств, методах выявления этих причин и определения свойств ОЗП, видах кислотных воздействий. Рассмотрены физические и химические аспекты взаимодействия кислот с карбонатными коллекторами. Выполнены обобщение и анализ изменения физических свойств, используемых при соляно-кислотных обработках флюидов и возникающих продуктов химических реакций от температуры и давления; результатов исследований по оценке влияния различных факторов на эффективность КО; существующих математических моделей развития высокопроводящих каналов растворения – «червоточин», возникающих при КО карбонатных коллекторов, их преимуществ и недостатков.

Околоскважинная зона пласта – область пласта, непосредственно примыкающая к стволу скважины, состоящая из системы взаимодействующих подзон сложной геометрии с отличающимися фильтрационными свойствами и оказывающая существенное влияние на продуктивность скважины и нефтегазоотдачу пласта. Параметры ОЗП, основными из которых являются количество подзон, их радиус и фильтрационные свойства, могут изменяться как в плане, так и вдоль ствола скважины в течение всего ее жизненного цикла.

Несмотря на комплексное строение ОЗП, на практике, в том числе при моделировании кислотных воздействий, она рассматривается в виде однородной зоны определенного радиуса с проницаемостью, отличной от проницаемости пласта [5]. Для описания свойств ОЗП относительно удаленной части пласта применяется понятие «скин-фактор», который определяется по формуле Hawkin.

Для восстановления и улучшения фильтрационных свойств ОЗП используются различные виды КО. Одним из основных видов КО скважин, вскрывающих карбонатные коллекторы, является соляно-кислотная обработка (СКО) и ее модификации.

При моделировании процессов, происходящих при КО как в стволе скважины, так и в ОЗП, важным является учет свойств используемых флюидов и возникающих продуктов химических реакций в зависимости от давления и температуры. В работе оценены объемы вступающих в реакцию веществ и получаемых продуктов при взаимодействии наиболее часто применяемой 15%-ной соляной кислоты с известняком и доломитом. На основе обобщения научных данных для используемых при СКО флюидов и продуктов химических реакций выполнен анализ изменения их фазового состояния, вязкости, плотности и растворимости в возможном при обработках диапазоне изменения давления (0,1 – 100 МПа) и температуры (20 – 250 °С) [3].

Многочисленные лабораторные эксперименты показали, что при закачке кислотного раствора в карбонатный коллектор в зависимости от скорости закачки можно получить различные структуры растворения породы: компактное растворение, образование конической червоточины, образование доминантной червоточины, разветвленная структура, равномерное растворение. Наиболее оптимальной является скорость закачки, при которой развиваются доминантные червоточины, характеризующиеся большой глубиной проникновения при минимальном объеме

закаченного раствора. Величина оптимальной скорости закачки кислотного раствора зависит от множества факторов: температуры, концентрации, композиционного состава, давления, насыщения породы, фильтрационно-емкостных свойств, структуры порового пространства, минерального состава и др., имеющих разнонаправленное влияние [4].

Основной сложностью при моделировании КО является описание процесса развития червоточин, обладающих сложной многомасштабной структурой. Существующие математические модели развития червоточин можно разделить на 7 групп: модели переходного размера пор, модели капиллярных трубок, модели на основе числа Пекле, модели на основе числа Дамкелера, сеточные модели, численные модели, корреляционные модели. На практике наибольшее распространение получили корреляционные модели и модели на основе числа Пекле и Дамкелера.

Во **второй главе** предложен способ учета комплексного строения и изменения в процессе обработки ОЗП на основе формулы комбинированного скин-фактора, учитывающей абсолютную и фазовую проницаемости, вязкость флюидов в каждой из выделенных подзон и их радиусы. Представлена усовершенствованная нами полуаналитическая модель Karacas & Tariq, позволяющая определять скин-фактор несовершенной по характеру вскрытия скважины с учетом комплексного строения ОЗП. Предложен метод учета радиуса фронта развития червоточин и их пустотного объема, образовавшихся в результате предыдущих обработок червоточин при моделировании повторных КО.

Для учета комплексного строения ОЗП она представляется в виде набора подзон с отличающимися фильтрационными характеристиками, свойствами флюидов и геометрическими размерами как в плане, так и вдоль ствола скважины [5]. В процессе продвижения вглубь пласта закачиваемых растворов и образующихся продуктов химических реакций учитывается появление дополнительных подзон с изменяющимися во времени свойствами. Для иллюстрации указанного способа на рис. 1 приведен пример для случая закачки кислотного раствора в однородный пласт.

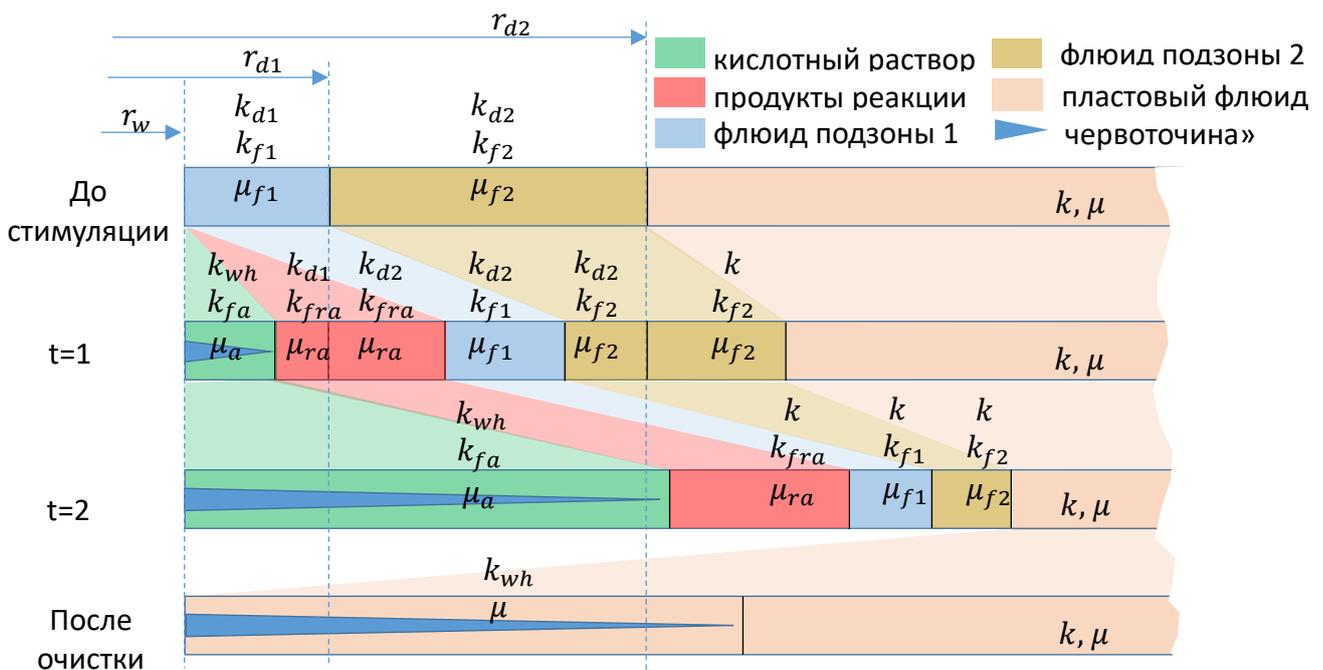


Рис. 1. Схема комплексной структуры ОЗП и ее изменения в процессе закачки кислотного раствора

Для данной схематизации строения и изменения ОЗП комбинированный скин-фактор (S_c) на каждом временном шаге определяется по формуле, учитывающей абсолютную и фазовую проницаемости, а также вязкость флюидов в каждой из подзон и их радиусы [5]:

$$S_c = \sum_{i=1}^N S_{di} = \sum_{i=1}^N \left[\left(\frac{k}{k_{di} k_{fi}} \frac{\mu_{fi}}{\mu} - 1 \right) \ln \left(\frac{r_i}{r_{i-1}} \right) \right], \quad (1)$$

где S_{di} – скин-фактор каждой подзоны, N – количество подзон, k – проницаемость пласта, μ – вязкость пластового флюида, k_{di} , k_{fi} , μ_{fi} – соответственно абсолютная проницаемость, фазовая проницаемость и вязкость флюида, находящегося в i -ой подзоне, r_i и r_{i-1} – радиусы зоны i и $i-1$.

Использование комбинированного скин-фактора позволяет учитывать все основные процессы, происходящие при КО: развитие фронта червоточин; закачку флюидов с разными свойствами; изменение свойств флюидов в процессе реакции; применение потокоотклоняющих технологий.

Наличие перфорационных каналов (несовершенство скважины по характеру вскрытия) оказывает существенное влияние на строение ОЗП, возникающие фильтрационные сопротивления, распределение потоков жидкостей и развитие червоточин, что требует их учета при моделировании КО.

Существующие модели, например, широко используемая полуаналитическая модель Karacas & Tariq, позволяют рассчитывать скин-фактор скважины, несовершенной по характеру вскрытия, в случае отсутствия изменений свойств в ОЗП либо при рассмотрении ОЗП в виде однородной зоны, т.е. не учитывают ее комплексное строение.

Для учета комплексного строения ОЗП предложена усовершенствованная полуаналитическая модель Karacas & Tariq [5].

Так, при выделении в ОЗП двух подзон возможны три случая (рис. 2):

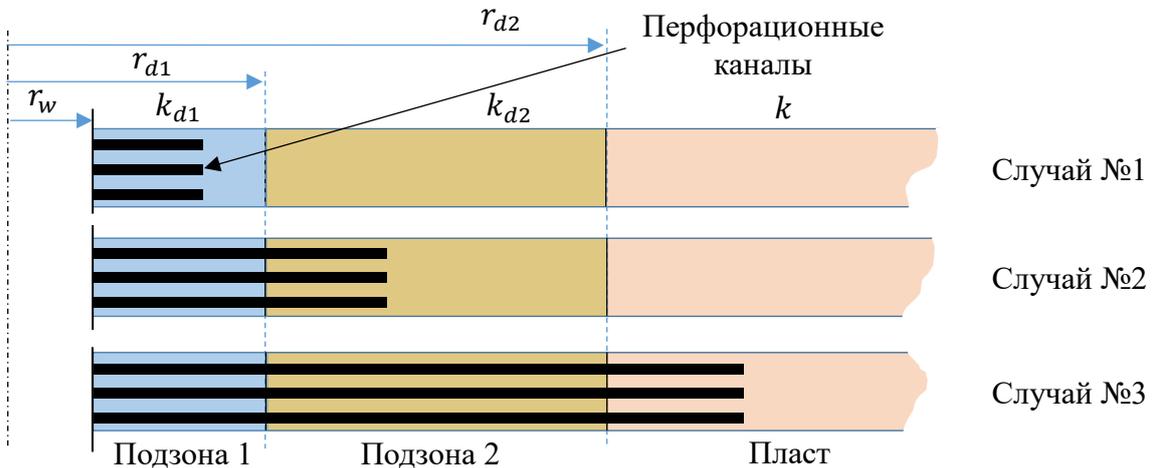


Рис. 2. Схема расчета скин-фактора несовершенной по характеру вскрытия скважины при выделении в ОЗП двух подзон

1. Радиус проникновения перфорационных каналов (r_p) меньше радиуса подзоны 1 (r_{d1}).

Суммарный скин-фактор (s'_{d1}) подзоны 1 определяется по формуле:

$$s'_{d1} = s_{d1} + \frac{k}{k_{d1}} s_p, \quad (2)$$

где s_{d1} – скин-фактор за счет изменения свойств в подзоне 1 определяется по формуле Hawkin; k и k_{d1} – проницаемость пласта и подзоны 1, соответственно; s_p – скин-фактор за счет несовершенства скважины по характеру вскрытия, определяемый по модели Karakas & Tariq.

2. Перфорационные каналы заканчиваются в подзоне 2 ($r_{d1} < r_p < r_{d2}$).

Скин-фактор рассчитывается на основе модифицированных длин перфорационных каналов и радиуса скважины, определяемых по модели Karakas & Tariq. Подзоны 1 и 2 объединяются в одну зону с суммарным скин-фактором (s'_{d2}), определяемым по предложенной ниже формуле:

$$s'_{d2} = s_{d2} + \frac{k}{k_{d2}} s_p, \quad (3)$$

где k_{d2} – проницаемость подзоны 2, а s_{d2} – скин-фактор за счет изменения свойств в подзоне 2, который определяется по формуле $s_{d2} = \left(\frac{k}{k_{d2}} - 1\right) \ln \frac{r_{d2}}{r_{d1}}$.

3. Перфорационные каналы вышли за зону загрязнения ($r_p > r_{d2}$).

Скин-фактор от перфорации (s_p) определяется по модели Karakas & Tariq на основе модифицированных длин перфорационных каналов и радиуса скважины, рассчитываемых по предложенным ниже формулам:

$$L'_p = L_p - \left[1 - \frac{k_1}{k_2}\right] L_{d1} - \left[1 - \frac{k_2}{k}\right] L_{d2}, \quad (4)$$

$$r'_w = r_w + \left[1 - \frac{k_1}{k_2}\right] L_{d1} + \left[1 - \frac{k_2}{k}\right] L_{d2}, \quad (5)$$

где L_p – длина перфорационных каналов, м; r_w – радиус скважины, м; L_{d1} – глубина подзоны 1, м; L_{d2} – глубина подзоны 2, м.

Суммарный скин-фактор равен скин-фактору от перфорации

$$s_d = s_p, \quad (6)$$

при этом радиус зоны приравняется радиусу перфорации.

Пример расчета скин-фактора в зависимости от длины перфорационных каналов для случая выделения в ОЗП двух подзон приведен на рис. 3.

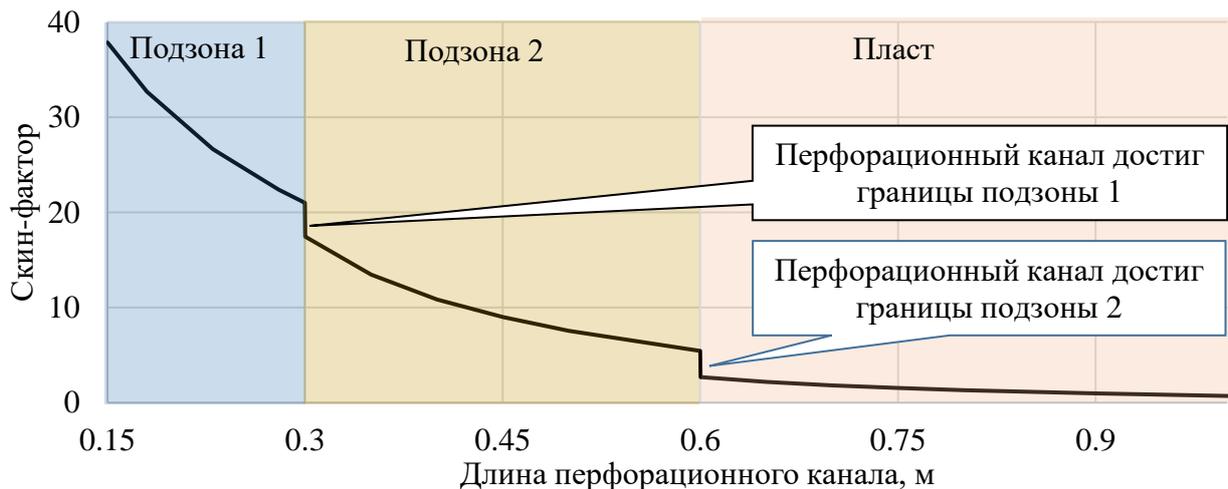


Рис. 3. Изменение скин-фактора в зависимости от длины перфорационного канала для случая выделения в ОЗП двух подзон

Использование данного подхода позволяет рассчитывать скин-фактор от перфорации при неограниченном количестве подзон.

На основе определенного скин-фактора по формулам (2), (3) или (6) и радиуса проникновения перфорационных каналов из формулы Hawkin определяется

эквивалентное значение проницаемости, которое включается в расчет комбинированного скин-фактора (1).

Несмотря на все увеличивающееся количество повторных КО, особенности их моделирования практически не освещены в литературе. Используемые на практике симуляторы и заложенные в них алгоритмы ориентированы на моделирование первичных КО и не учитывают в полной мере эффекты, связанные с наличием в ОЗП червоточин, сформировавшихся в процессе предыдущих обработок.

В работе выполнен анализ параметров, имеющих существенное влияние на результаты моделирования повторных КО. Установлено, что при практическом моделировании необходим учет радиуса фронта существующих в ОЗП червоточин, а также их пустотного объема, для чего предложен следующий способ [8]:

1. Путем воспроизведения предыдущей КО в разработанном симуляторе определяется радиус фронта развития червоточин R_{wh}^{st} , объем отреагировавшего кислотного раствора V_a и их послойное распределение вдоль интервала стимуляции.

2. Рассчитывается объем пустотного пространства (V_{wh}^{st}), возникшего в результате предыдущей обработки:

$$V_{wh}^{st} = V_a X_c + V_a X_c \frac{\emptyset}{1 - \emptyset}, \quad (7)$$

где V_a – объем отреагировавшего кислотного раствора, м³; X_c – максимальная растворяющая способность кислотного раствора, м³/м³; \emptyset – пористость.

3. В случае выявления изменений в ОЗП делается корректировка текущего радиуса фронта червоточин (R_{wh}^{cur}) и их порового объема (V_{wh}^{cur}):

$$R_{wh}^{cur} = r_w e^{-s^{cur}}, \quad (8)$$

где r_w – радиус скважины, см; s^{cur} – текущий скин-фактор,

$$V_{wh}^{cur} = \left(\frac{R_{wh}^{cur}}{R_{wh}^{st}} \right)^2 V_{wh}^{st}. \quad (9)$$

Распределение текущего радиуса фронта развития червоточин, их пустотного объема вдоль интервала стимуляции используются в качестве входных данных при моделировании повторной КО.

4. Принимается, что рост текущего радиуса фронта развития червоточин начинается с момента заполнения их пустотного пространства кислотным раствором.

В **третьей главе** рассмотрена построенная математическая модель первичных и повторных КО с учетом комплексного строения ОЗП и ее изменения в процессе обработки. Дано описание ПЭВМ «WellStim», в рамках которого реализована созданная математическая модель КО. Приведены результаты расчетов, показывающие необходимость учета комплексного строения ОЗП при проектировании КО.

Построенная математическая модель процесса КО включает в себя несколько взаимосвязанных подмоделей [5, 7]: расчета давлений и расходов в ОЗП, ствола скважины, расчета положения флюидов в ОЗП, развития червоточин, расчета скин-фактора и учета потокоотклонителей.

Подмодель расчета давлений и расходов в ОЗП базируется на предложенном I.M. Kutasov для цилиндрического источника полутеоретическом решении уравнения диффузии в комбинации с методом суперпозиций. Данный подход позволяет описать неустановившиеся процессы, возникающие при КО в ОЗП и пласте, и проводить расчеты при любых временных шагах и значениях скин-фактора.

Для расчета распределения расходов закачиваемых флюидов между слоями пласта используется система уравнений в результате решения которой определяется забойное давление и расход в каждом из слоев.

Подмодель ствола скважины.

После определения расходов рассчитываются объемы закаченных флюидов в каждый из слоев за временной шаг с одновременным пересчетом положения границ флюидов вдоль ствола скважины.

Изменение положения границы (dx) между флюидами в стволе скважины за время dt определяется по формуле: $dx = \frac{Q_{sum}}{A} dt$, где dx в м, dt в сек, A – площадь, через которую идет поток, в м². При расчете положения границ флюидов в интервале стимуляции учитывается отток флюидов в слой.

Давление вдоль ствола скважины определяется с учетом положения границ флюидов, их средней плотности и потерь на трение.

Подмодель расчета положения флюидов в ОЗП.

Положение границ флюидов в i -ом слое рассчитывается от стенки скважины с учетом радиального продвижения каждого флюида в глубь пласта, пористости (ϕ_i) и остаточной водонасыщенности (Sw_i) по формуле:

$$R_i^j = \sqrt{\frac{V_i^j}{\pi h_i \phi_i (1 - Sw_i)}} - R_i^{j-1}, \quad (10)$$

где R_i^j – радиус фронта флюида j , м; R_i^{j-1} – радиус фронта флюида $j-1$, м; V_i^j – суммарный объем флюида j в слое i .

Подмодель развития червоточин базируется на полуаналитической модели Vuijse & Glasbergen. Влияние перфорации на развитие «червоточин» учитывается за счет уменьшенной, доступной для фильтрации, площади. При моделировании повторных стимуляций реализован предложенный нами метод учета радиуса фронта развития существующих в ОЗП червоточин и их пустотного объема.

Подмодель расчета скин-фактора и учета потокоотклонителей базируется на предложенном способе учета комплексного строения и изменения ОЗП в процессе обработки и усовершенствованной модели расчета скин-фактора за счет несовершенства скважины по характеру вскрытия. Подмодель предполагает нахождение послойного распределения текущего комбинированного скин-фактора с использованием его на следующем временном шаге при расчете давлений и расходов между слоями. Скин-фактор после стимуляции для каждого из слоев и в целом для скважины определяется в предположении полной очистки скважины.

Построенная математическая модель процесса КО реализована в виде ПЭВМ «WellStim» на языке программирования C# и описана в работах [5, 7, 9].

Один из примеров, показывающих необходимость учета комплексного строения ОЗП и перфорации при проектировании КО представлен на рис. 4 [5].

В данном примере рассматривается стимуляция пласта, представленного 4-мя слоями по 12,5 м при снижении проницаемости от кровли пласта к его подошве.

Рассмотрены три случая КО, отличающиеся только характеристиками ОЗП:

1. В ОЗП выделена одна зона радиусом $R_d = 0,7$ м, скин-фактор – S_1 .
2. В ОЗП выделяется две подзоны с радиусами $R_{d1} = 0,1$ м и $R_{d2} = 0,7$ м, комбинированный скин-фактор – S_2 .
3. В ОЗП, состоящей из двух подзон с комбинированным скин-фактором за счет загрязнения – S_3 , имеются каналы перфорации, выходящие за зону загрязнения.

При этом проницаемости подзон ОЗП подобраны так, чтобы комбинированный скин-фактор за счет загрязнения для случаев 2 или 3 равнялся значению скин-фактора для случая 1: $S_1 = S_2 = S_3$. Все остальные параметры (стадии и объемы закачки, расходы, параметры флюидов, емкостные свойства и т.д.) для всех случаев приняты одинаковыми.

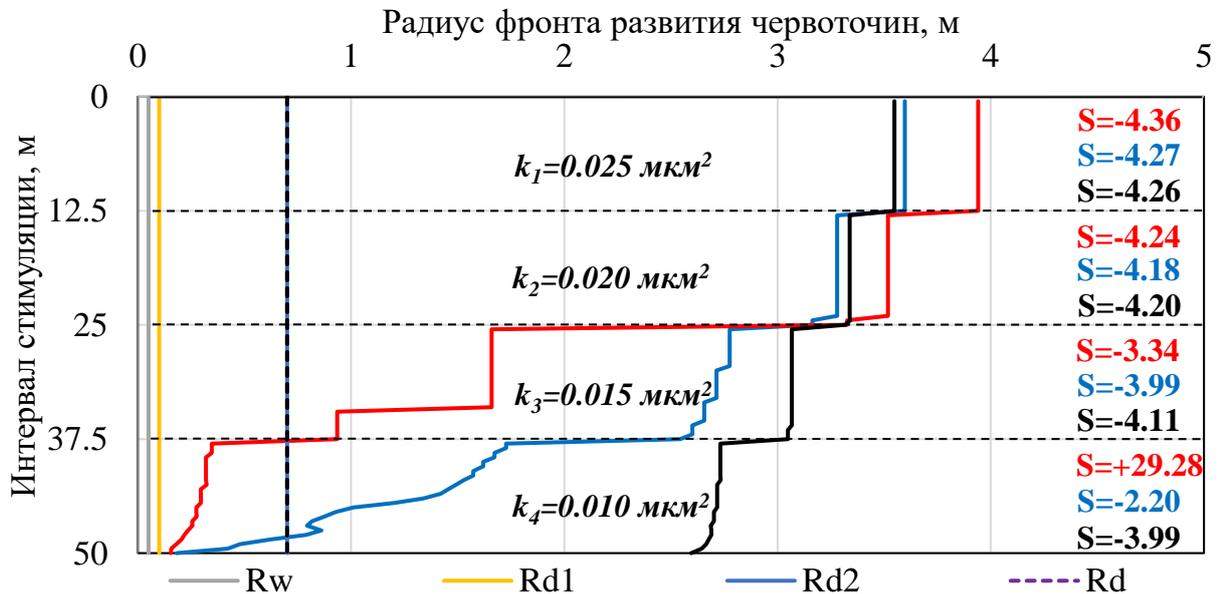


Рис. 4. Распределение радиуса фронта развития червоточин и скин-фактора после стимуляции: R_w – радиус скважины, R_{d1} и R_{d2} – радиусы подзон загрязнения при двухзональной схеме ОЗП, R_d – радиус загрязнения при однозональной схеме ОЗП. Шифр кривых радиуса фронта развития червоточин: красная – однозональная схема ОЗП, открытый ствол; синяя – двухзональная схема ОЗП, открытый ствол; черная – двухзональная схема ОЗП, перфорированный ствол с длиной каналов 1 м

Из рисунка видно, что результаты, получаемые при описании ОЗП в виде одной зоны и в виде нескольких подзон имеют существенные отличия.

Четвертая глава посвящена проектированию первичных и повторных КО скважин одного из месторождений Ирака с применением созданной математической модели. Представлены краткие сведения о рассматриваемом месторождении и причинах изменения свойств ОЗП скважин. Приведены результаты выполненных лабораторных исследований на образцах керна рассматриваемого месторождения по оценке влияния потокоотклоняющего агента, концентрации кислотного состава и скорости закачки на эффективность кислотного воздействия. В работе также представлены результаты выполненных оптимизаций первичного и вторичного вскрытия пласта с целью повышения эффективности обработок, приведены примеры выполненных дизайнов первичных и повторных КО и сопоставление полученных результатов с фактическими данными.

Объектом разработки на рассматриваемом месторождении является формация Мауддуд, состоящая из 8 пластов, представленных в основном известняком кавернопорового типа с содержанием кальцита 95-99% [1, 4]. Основными причинами ухудшения свойств ОЗП скважин являются: проникновение твердых частиц (до 10-15 см) и фильтрата бурового раствора (в среднем 55 см) при первичном вскрытии [2], формирование зоны кольматации возле перфорационных каналов (в случае вторичного вскрытия), разрушение червоточин в процессе эксплуатации скважин [8]. Для оценки параметров ОЗП и пласта используется комплексирование результатов геофизических

и гидродинамических исследований, анализ истории работы скважины, математическое моделирование [1, 2].

Для стимуляции скважин месторождения применяются растворы на основе 15%-ной соляной кислоты, выбор которой обоснован доступностью, высокой растворяющей способностью и относительно низкой стоимостью. С целью получения необходимых исходных данных для проектирования КО выполнены лабораторные исследования по:

- оценке влияния добавки потокоотклоняющего агента ZPWD-10 в раствор 15%-ной HCl на изменение его вязкости при реакции с кальцитом и время реакции;
- оценке влияния концентрации HCl на эффективность кислотного воздействия;
- определению оптимальной скорости закачки 15%-ного раствора соляной кислоты.

Результаты выполненных экспериментов показали, что при реакции HCl+ZPWD-10 с кальцитом вязкость кислотного раствора возрастает в десятки раз, достигая максимального значения при 8 %-ной концентрации (рис. 5а).

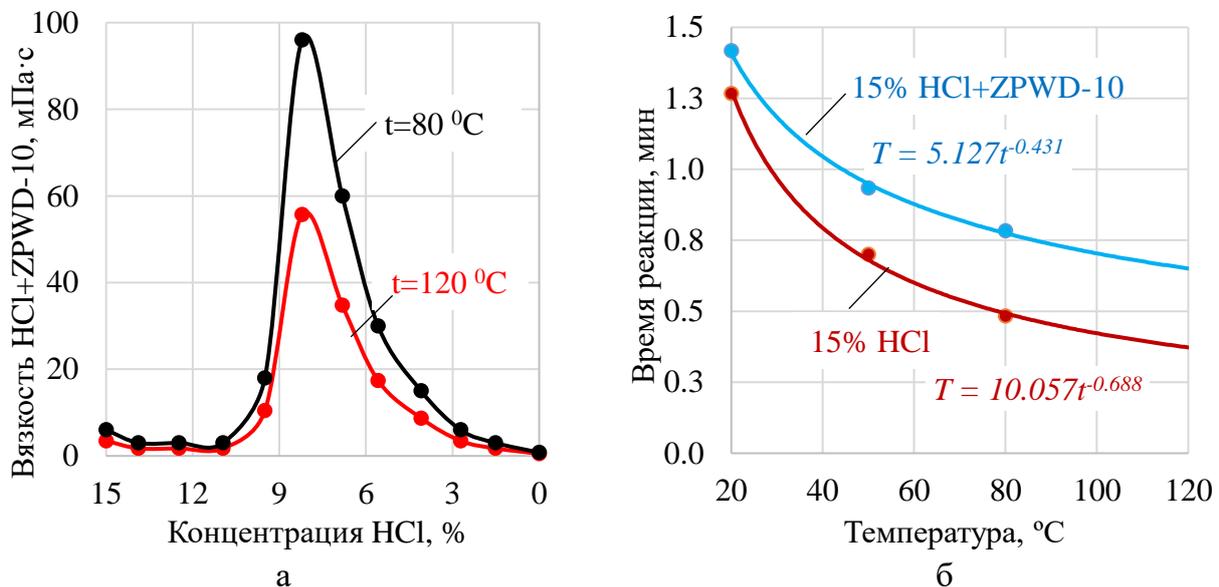


Рис. 5. Результаты лабораторных экспериментов по оценке влияния добавки потокоотклоняющего агента в 15%-ный раствор HCl при различных температурах (t): а) изменение вязкости раствора HCl+ZPWD-10 в процессе реакции с кальцитом; б) влияние добавления ZPWD-10 на время реакции (T) HCl с кальцитом

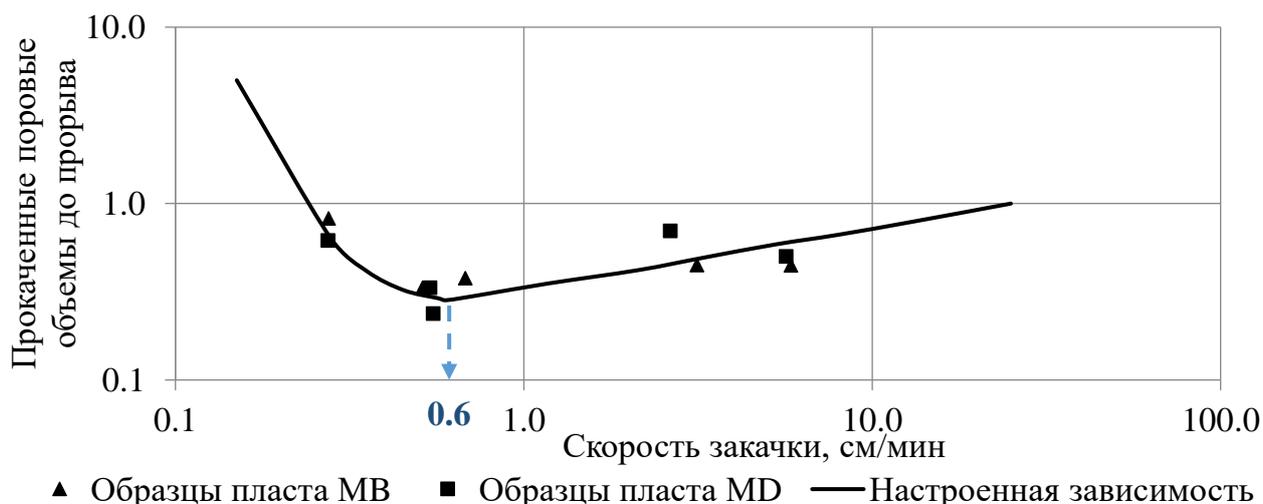
Это способствует направлению последующих закачиваемых порций кислотного состава в новые, не охваченные стимуляцией, зоны пласта. Добавление потокоотклонителя ZPWD-10 в кислотный состав приводит к замедлению скорости реакции HCl с породой (рис. 5б) [5], при этом с ростом температуры разница во времени реакции увеличивается.

Исследования по оценке влияния концентрации HCl и скорости закачки на эффективность развития червоточин выполнены в лаборатории компании Corex (Великобритания) на 16 образцах керна рассматриваемого месторождения в условиях, приближенных к пластовым условиям.

Результаты экспериментов показали, что [4]:

- снижение концентрации HCl с 15% до 5% приводит к уменьшению объема кислотного раствора (в эквиваленте 15%-ной HCl), необходимого для формирования доминантных червоточин;

- при закачке 15%-ного раствора HCl формирование доминантных червоточин происходит при линейной скорости закачки, равной 0.6 см/мин (рис. 6).



▲ Образцы пласта MB ■ Образцы пласта MD — Настроенная зависимость
Рис. 6. Результаты экспериментов по оценке оптимальной скорости закачки кислотного состава на кернах формации Мауддуд

Оптимизация параметров КО обработок скважин при их проектировании производилось путем многовариантных расчетов с использованием ПЭВМ «WellStim», реализующую предложенную математическую модель. Для первичных обработок целью оптимизации являлось минимизация интегрального скин-фактора по скважине путем изменения следующих переменных: скорость закачки, объем кислотного раствора с потокоотклонителем и без него, тип и объем продавочной жидкости и стадийность закачки.

Для вторичных обработок критерием оптимизации был выбран максимальный прирост дебита нефти после обработки как более информативный показатель применения селективных технологий стимуляции. В процессе расчетов определялись: интервал стимуляции, технология проведения обработки, скорость закачки, виды и объемы кислотных и потокоотклоняющих составов, тип и объем продавочной жидкости, стадийность закачки, параметры реперфорационных работ.

Одним из приведенных в главе примеров проектирования КО с применением разработанной математической модели является первичная и повторная стимуляция скважины №16, вскрывшей формацию Мауддуд общей мощностью 372 м [8].

По результатам выполненных расчетов был предложен дизайн первичной обработки, заключающийся в попеременной закачке пачек 15%-ного раствора HCl и раствора с добавлением потокоотклоняющего агента ZPWD-10. Динамика расчетных (расход, устьевое и забойное давление, скин-фактор) и замеренных фактических данных (расход, устьевое давление) при стимуляции показана на рис. 7.

Отмечается хорошее совпадение расходов и устьевых давлений. При этом конечное значение расчетного скин-фактора -4,65 совпало с фактическим, замеренным по ГДИ после проведения КО.

Расчетный профиль притока также имеет хорошее совпадение с замеренным при промыслово-геофизических исследованиях (ПГИ) (колонка 9 на рис. 8).

В дальнейшем, в процессе эксплуатации и исследований скважины №16, выявлено прекращение притока из пласта MC (истощение линзовидного коллектора) и снижение притока из пластов MA и MB (рост скин-фактора с -4,9 и -4,2 до -0,6 и -0,5 соответственно).

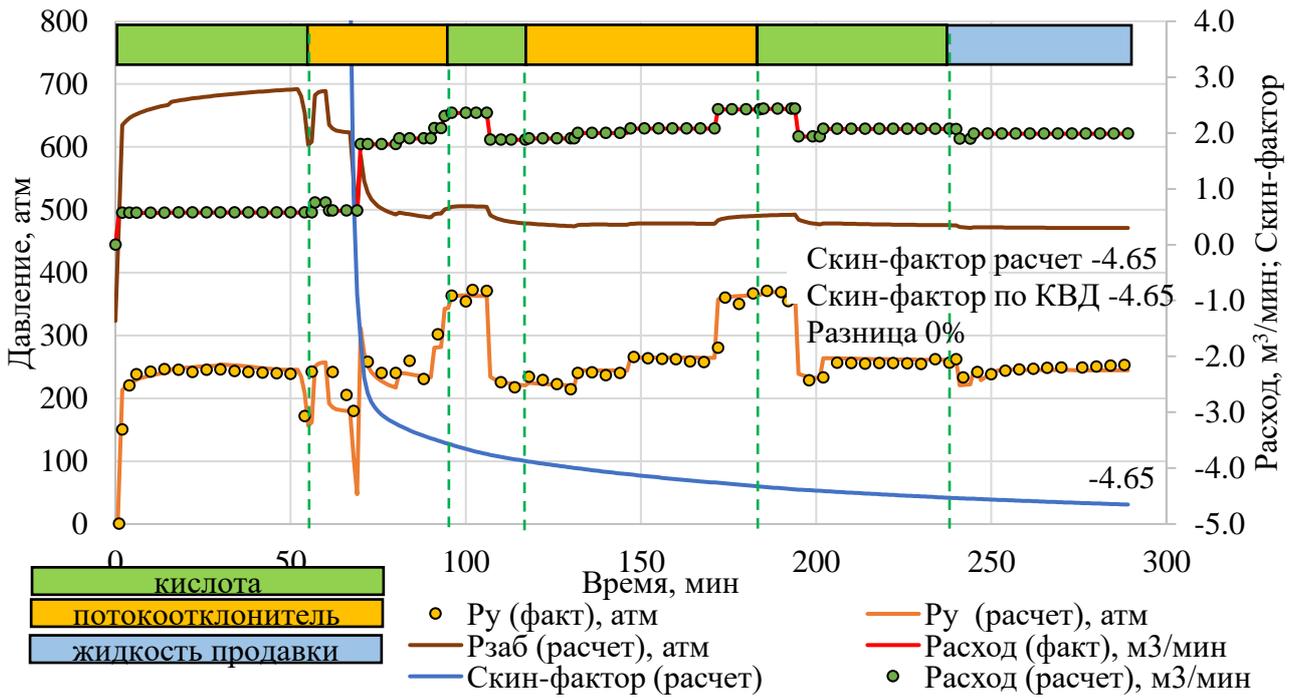


Рис. 7. Сравнение фактических и расчетных показателей закачки при первичной кислотной обработке скв. № 16

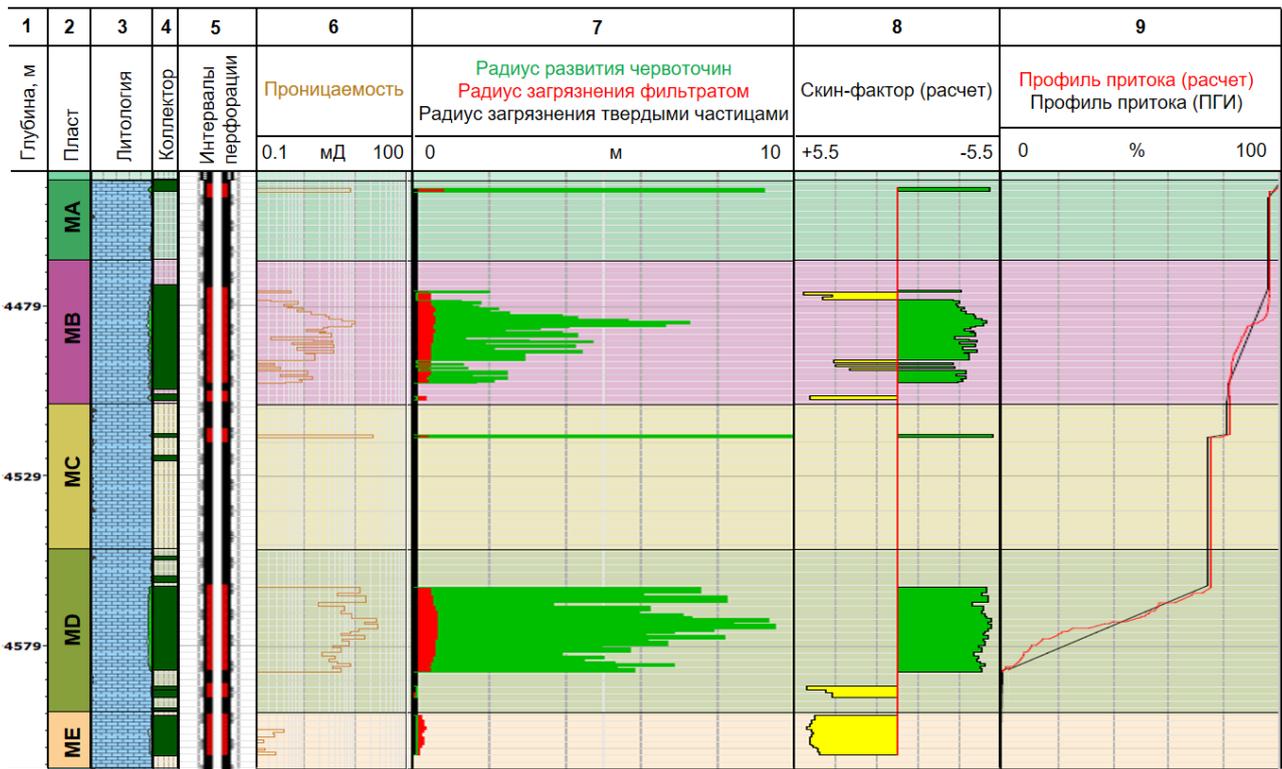


Рис. 8. Планшет ГИС, результаты расчета первичной КО и данных ПГИ по скв. № 16

При проектировании повторной КО было выявлено, что из-за наличия значительного объема пустотного пространства в пласте MD, сформировавшегося в процессе первичной обработки (25 м³), а также из-за низкого скин-фактора и относительно высокой проницаемости пластов MC и MD стимуляция пластов MA и MB без временной механической изоляции MC и MD будет низкоэффективной.

В результате предложен дизайн со спуском пакера на гибкой трубе и закачкой флюидов в кольцевое пространство между насосно-компрессорными трубами и гибкой трубой.

Сопоставление параметров дизайна повторной КО скважины № 16 с замеренными фактическими данными при стимуляции показано на рис. 9 и в табл. 1.

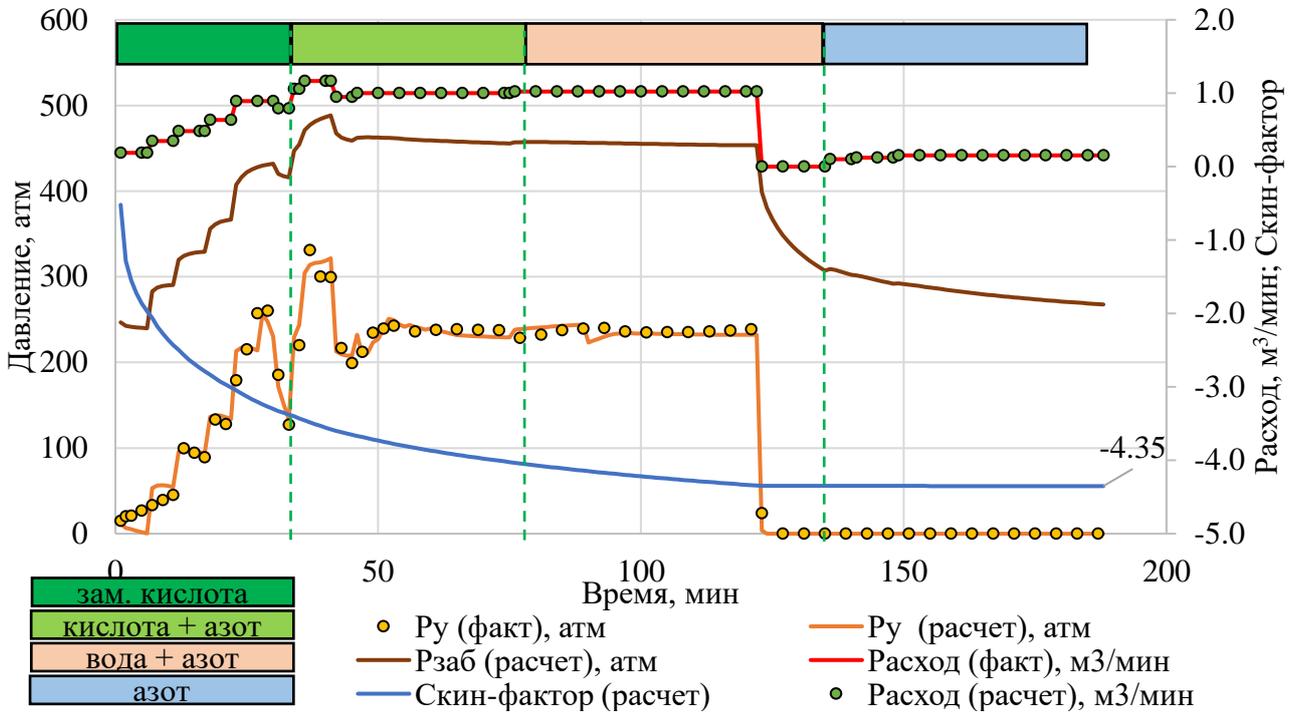


Рис. 9. Сравнение фактических и расчетных показателей закачки при повторной кислотной обработке пластов МА и МВ скв. № 16

Таблица 1 – Сравнение расчетных и фактических данных до и после повторной КО

Пласт	До повторной КО			После повторной КО			
	% притока		Скин-фактор	% притока		Скин-фактор	
	Факт	Модель	Модель	Модель	Факт	Модель	Факт
МА	1	1.5	-0.6	4.5	3	-4.65	
МВ	4.2	4	-0.5	14.5	15	-4.29	
МС	Не работает по ПГИ						
МД	94.8	94.5	-4.78	81	82	-4.78	
МЕ	Не работает по ПГИ						
Сумма	100	100	-3.89	100	100	-4.70	-4.71

Расчеты показали существенное снижение скин-фактора по повторно стимулируемым пластам МА (-4,65) и МВ (-4,29), средневзвешенное значение -4,35. Скин-фактор скважины в целом по дизайну (-4.70) практически совпал с фактическим (-4.71), полученным по ГДИ. Расчетная доля притока из пластов МА и МВ (19%) также имеет хорошую сходимость с замеренным в процессе потокометрических исследований (18%). В результате повторной КО увеличение среднего дебита скважины составило около 50 м³/сут (рис. 10).

Разработанная математическая модель, реализованная в ПЭВМ «WellStim», использовалась при проектировании 20 первичных и 17 повторных КО. Результаты интерпретации исследований скважин, выполненных в коммерческом программном обеспечении компании Карра (Франция), показали высокую эффективность

проведенных КО: первичные – средний скин-фактор $-4,7$ с вовлечением в работу до 95% разреза скважины [5, 9]; повторные – средний прирост дебита $+57$ м³/сут [8].

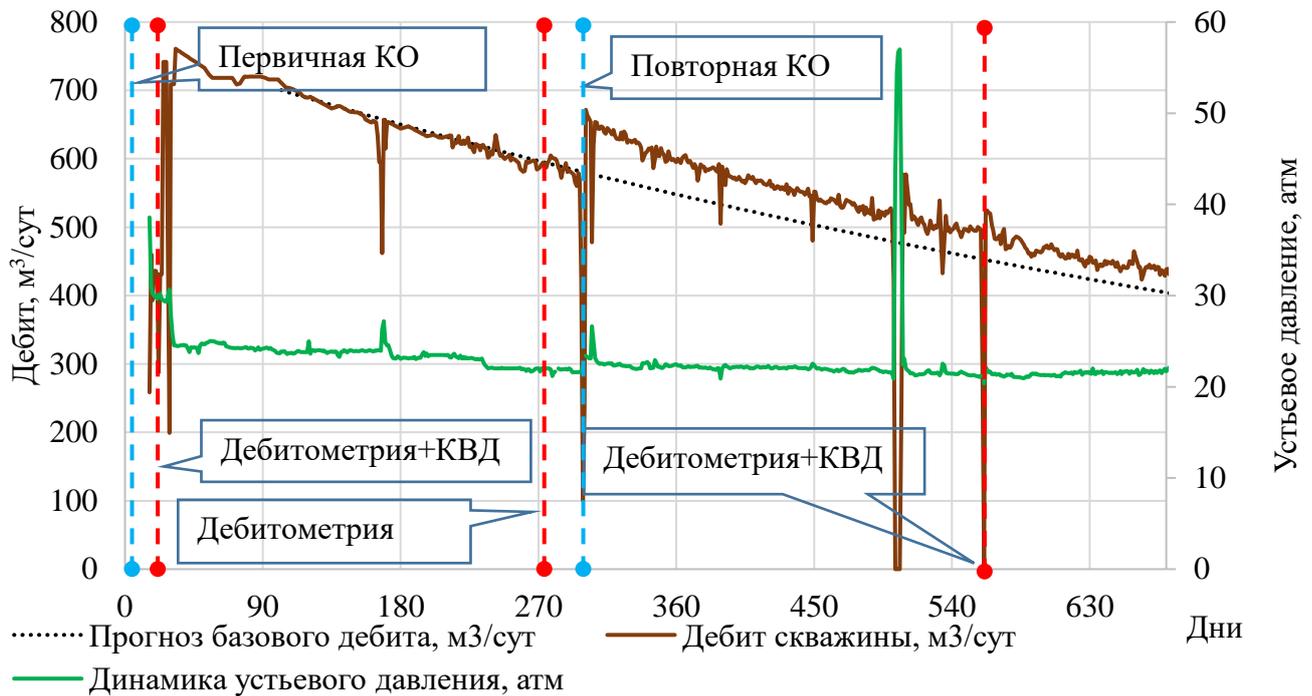


Рис. 10. Динамика показателей работы скважины № 16 до и после повторной КО

На рис. 11 приведено сравнение фактических и расчетных параметров эффективности первичных и повторных КО.

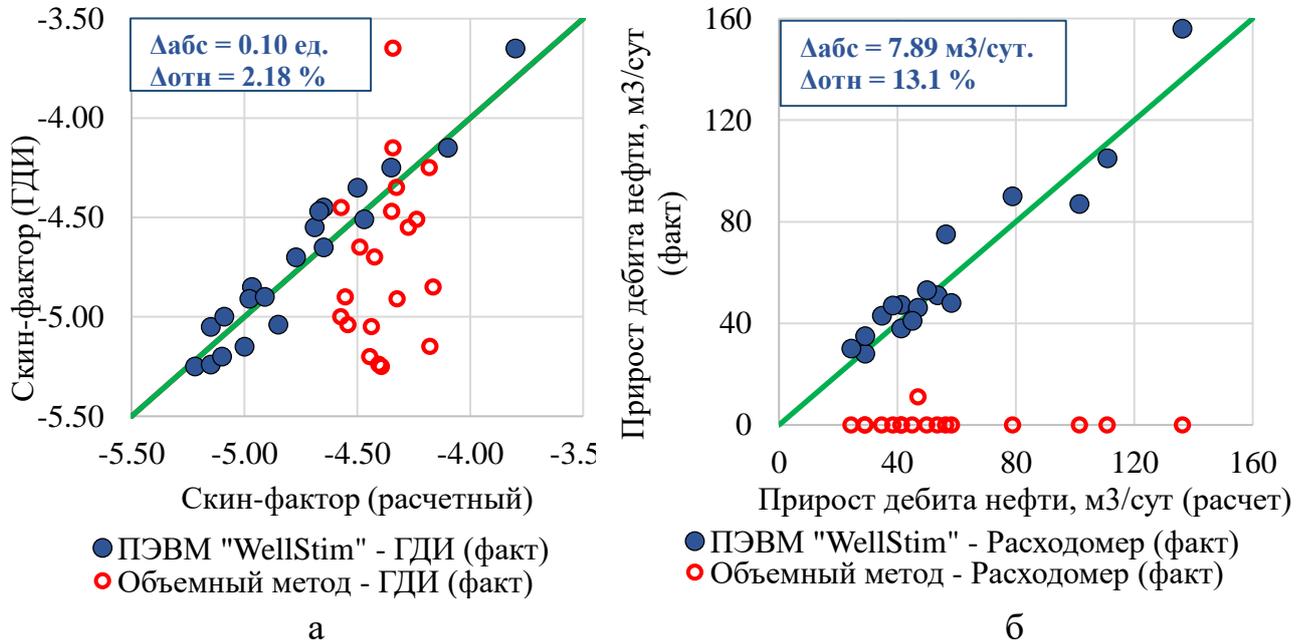


Рис. 11. Сравнение расчетных и фактических результатов первичных (а) и вторичных (б) КО

Расчетные значения определялись на основе объемного метода (стандартный подход) и предложенной в работе математической модели. Применение стандартного подхода дает высокую погрешность при оценке эффективности первичных КО (рис. 11а). Для вторичных КО расчетные приросты дебитов имеют крайне низкие значения,

особенно в случае, если суммарный объем закаченного кислотного раствора при повторной обработке меньше, чем при первичной.

В отличие от стандартного метода отмечается хорошая сходимости расчетных значений (ПЭВМ «WellStim») с фактическими данными как для первичных, так и для повторных КО. Среднее относительное отклонение для скин-фактора при первичных обработках не превысило 2,18% (рис. 11а), а для прироста дебита нефти при вторичных обработках - 12,6% (рис. 11б).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной диссертационной работе разработан способ учета комплексного динамического строения ОЗП моделировании первичных и повторных кислотных обработок карбонатных коллекторов. Выполнено усовершенствование модели определения скин-фактора скважины, несовершенной по характеру вскрытия, с целью учета комплексного строения ОЗП. Предложен способ определения параметров червоточин, образовавшихся в результате предыдущих обработок, и их учета при моделировании повторных кислотных обработок. Построена математическая модель процесса первичных и повторных КО карбонатных коллекторов, учитывающая комплексное динамическое строение ОЗП. Математическая модель реализована в виде программы для ЭВМ «WellStim», практическое применение которой позволяет проводить многовариантные расчеты параметров первичных и повторных КО скважин месторождений, представленных карбонатными коллекторами.

ПЭВМ «WellStim» использована специалистами Газпром Нефть Бадра Б.В. при проектировании 20 первичных и 17 повторных КО, показавших высокую эффективность.

СПИСОК РАБОТ, ОПУБЛИКОВАННЫХ АВТОРОМ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

1. Морозов В.В. Концептуальное геологическое моделирование как основа разработки карбонатных коллекторов на примере месторождения Ближнего Востока / Морозов В.В., Мельников С.И., Позднякова В.А., Идрисова С.А., Растегаев Р.А., Загребельный Е.В., Шевко Н.А., Хузин Р.А. // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 10. – С. 57-59. **(Scopus, Перечень ВАК)**
2. Petrov A. Khuzin R. Advanced Petrophysical Log Suite Support for Acid Stimulation Design Optimization / Petrov A., Khuzin R., Shevko N. // Society of Petroleum Engineers - SPE Russian Petroleum Technology Conference 2018, RPTC 2018. – 2020. URL: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-191697-18RPTC-RU> (дата обращения 20.10.2020). **(Scopus, Web of Science)**
3. Хузин Р.А. Изменение свойств флюидов и продуктов химических реакции при соляно-кислотных обработках карбонатных коллекторов / Хузин Р.А., Ющенко Т.С., Хижняк Г.П. // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело – 2019. – № 3. – С. 275-289. **(Перечень ВАК)**
4. Хузин Р.А. Лабораторные исследования влияния концентрации и скорости закачки кислоты на развитие «червоточин» в пластовых условиях / Хузин Р.А., Хижняк Г.П. // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2019. – № 4. – С. 356-372. **(Перечень ВАК)**
5. Khuzin R. Improving Well Stimulation Technology Based on Acid Stimulation Modeling, Lab and Field Data Integration / Khuzin R., Shevko N., Melnikov S. // Society of Petroleum Engineers - SPE Russian Petroleum Technology Conference 2019, RPTC 2019. – 2020. URL: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-196976-RU> (дата обращения 20.10.2020). **(Scopus, Web of Science)**
6. Свидетельство № 2020612979 РФ о государственной регистрации программы для ЭВМ «WellStim» / Р.А. Хузин (Россия). Заявка № 2020611986 от 26.02.2020 г. Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ 06.03.2020 г.
7. Хузин Р.А. Моделирование многократных кислотных обработок карбонатных коллекторов с учетом комплексного строения околоскважинной зоны пласта / Хузин Р.А., Хижняк Г.П. // Сборник научных работ 61-й Международной научной конференции Евразийского Научного Объединения. – 2020. – № 3. – С. 421-426.
8. Хузин Р.А. Оптимизация повторных кислотных обработок на основе совершенствования подходов к моделированию // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2020. – № 1. – С. 47-53. **(Перечень ВАК)**
9. Хузин Р.А. Оптимизация проектирования кислотных обработок скважин на основе математического моделирования / Хузин Р.А., Хижняк Г.П. // Сборник тезисов докладов II Международной научно-практической конференции «Наука и технологии в нефтегазовом деле». – 2020. – С. 121-123.