

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»

На правах рукописи

ХУЗИН РИНАТ АЛЬВЕРТОВИЧ

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

Специальность 25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель
Доктор технических наук, доцент
Хижняк Г.П.

Пермь – 2020

СОДЕРЖАНИЕ

1. КИСЛОТНЫЕ ОБРАБОТКИ ОКОЛОСКВАЖИННЫХ ЗОН КАРБОНАТНЫХ ПЛАСТОВ И МЕТОДЫ ИХ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ	11
1.1 Общее представление о околоскважинной зоне пласта	11
1.2 Основные причины ухудшения свойств ОЗП.....	12
1.2.1 Механические причины ухудшения свойств ОЗП	12
1.2.2 Химические причины ухудшения свойств ОЗП.....	14
1.2.3 Биологические причины ухудшения свойств ОЗП	16
1.2.4 Термические причины ухудшения свойств ОЗП.....	16
1.3 Методы выявления причин изменения свойств ОЗП и ее параметров	16
1.4 Виды кислотных воздействий на ОЗП.....	18
1.5 Физические и химические аспекты взаимодействия кислот с карбонатными коллекторами.....	19
1.5.1 Карбонатные породы и их классификация.....	19
1.5.2 Виды используемых кислот и их способность растворения	22
1.5.3 Анализ физических свойств, используемых при солянокислотных обработках флюидов и продуктов химических реакций в диапазоне возможных давлений и температур	24
1.5.4 Анализ факторов, влияющих на эффективность кислотной обработки	40
1.6 Анализ методов моделирования развития червоточин при кислотных обработках околоскважинных зон карбонатных пластов.....	46
Краткие выводы по главе	52

2. УЧЕТ КОМПЛЕКСНОГО СТРОЕНИЯ ОКОЛОСКВАЖИННОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА ПРИ МОДЕЛИРОВАНИИ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК	57
2.1 Структура и свойства ОЗП и ее изменение в процессе КО	57
2.2 Учет комплексного строения ОЗП при моделировании КО	57
2.2.1 Схематизация комплексного строения ОЗП и формула комбинированного скин-фактор	58
2.2.2 Усовершенствование полуэмпирической модели расчета скин-фактора скважины несовершенной по характеру вскрытия для учета комплексного строения ОЗП.....	60
2.2.3 Учет влияния наличия в ОЗП червоточин, образовавшихся в результате предыдущих обработок при моделировании повторных КО	63
Краткие выводы по главе	68
3. МОДЕЛЬ ПРОЦЕССА КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ С УЧЕТОМ КОМПЛЕКСНОГО СТРОЕНИЯ ОКОЛОСКВАЖИННОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА	70
3.1 Разработка модели кислотной обработки с учетом комплексного строения околоскважинной зоны пласта	70
3.1.1 Подмодель расчета давлений и расходов в околоскважинной зоне пласта	70
3.1.2 Подмодель ствола скважины	73
3.1.3 Подмодель расчета положения флюидов в ОЗП	74
3.1.4 Подмодель расчета развития червоточин.....	74
3.1.5 Подмодель расчета скин-фактора и учета потокоотклонителей	76
3.2 Краткое описание разработанной программы для электронно-вычислительной машины «WellStim».....	77

3.3	Результаты тестирования и расчетов на синтетических примерах	80
	Краткие выводы по главе	91
4.	ПРОЕКТИРОВАНИЕ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК С ПРИМЕНЕНИЕМ СОЗДАННОЙ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ	93
4.1	Краткие сведения о рассматриваемом месторождении, причинах изменения свойств ОЗП скважин и применяемых методах стимуляций.....	93
4.2	Лабораторное изучение влияния используемых добавок на свойства кислотных растворов и время реакции с породой.....	94
4.3	Лабораторное изучение влияния концентрации и скорости закачки растворов на эффективность кислотного воздействия.	99
4.3.1	Исследование влияния концентрации кислоты на эффективность кислотного воздействия	102
4.3.2	Исследование влияния скорости закачки 15% соляной кислоты на эффективность кислотного воздействия	104
4.4	Совершенствование технологии стимуляции скважин на рассматриваемом месторождении.....	106
4.5	Примеры дизайнов первичных и повторных КО.....	109
	Краткие выводы по главе	122
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	124
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	125
	Приложение №1 – Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2020612979 ПЭВМ «WellStim».....	143
	Приложение №2 – Акт о внедрении ПЭВМ «WellStim» в компании Газпром Нефть Бадра Б.В.	144

ВВЕДЕНИЕ

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 прогностическая 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 КО.

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») [45], 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 промысловыми 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.

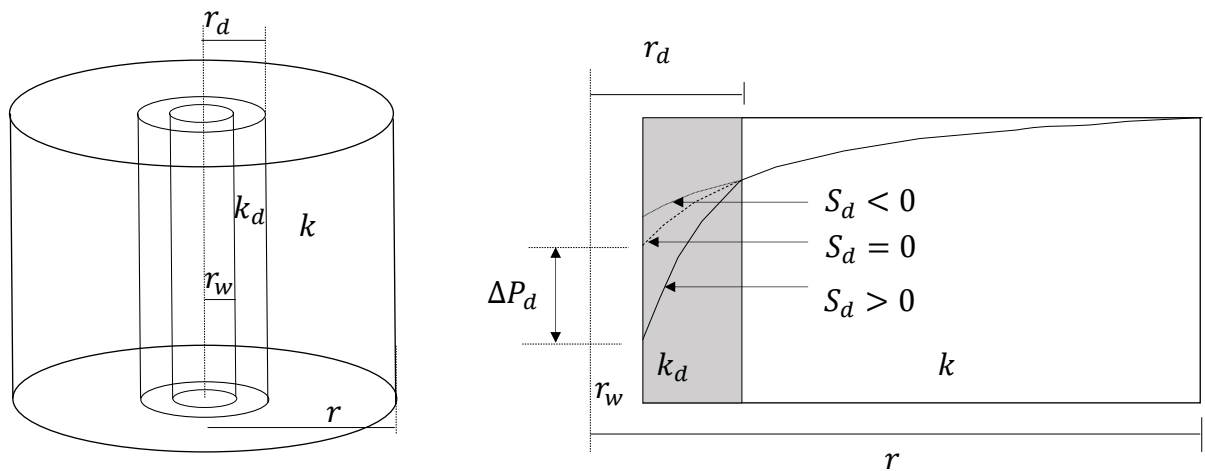
Автор выражает благодарность научному руководителю, доктору технических наук Г.П. Хижняку, и признательность кандидату технических наук Н.А. Шевко за помощь в написании диссертации и ценные советы.

1. КИСЛОТНЫЕ ОБРАБОТКИ ОКОЛОСКВАЖИННЫХ ЗОН КАРБОНАТНЫХ ПЛАСТОВ И МЕТОДЫ ИХ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

1.1 Общее представление о околоскважинной зоне пласта

Околоскважинная зона пласта (ОЗП) – область пласта, непосредственно примыкающая к стволу скважины, состоящая из системы взаимодействующих подзон сложной геометрии с отличающимися фильтрационными свойствами [18, 28] и оказывающая существенно 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 комплексную структуру ОЗП, на практике, в том числе при проектировании кислотного воздействия, она рассматривается в виде однородной зоны определенного радиуса r_d с проницаемостью k_d , отличной от проницаемости пласта k (рис. 1.1.1) [1, 8, 26, 49, 70, 79, 118, 145, 150].



r_w - радиус скважины,
 r_d, k_d - радиус и проницаемость ОЗП,
 r, k - радиус и проницаемость пласта

ΔP_d - дополнительные потери давления
вследствие ухудшения свойств ОЗП

Рисунок 1.1.1 Схематичное изображение ОЗП и распределение давления при различных значениях скин-фактора

Для описания свойств ОЗП относительно удаленной части пласта применяется понятие «скин-фактор» (S_d), определяемый по формуле Hawkin [150]:

$$S_d = \left(\frac{k}{k_d} - 1 \right) \ln \frac{r_d}{r_w}, \quad (1.1.1)$$

где k_d и r_d – проницаемость и радиус ОЗП, k – проницаемость пласта, r_w – радиус скважины.

В зависимости от проницаемости ОЗП скин-фактор может быть:

- $S_d > 0$ – ОЗП имеет ухудшенные свойства вследствие загрязнения ($k_d < k$);
- $S_d = 0$ – в ОЗП отсутствуют изменения ($k_d = k$);
- $S_d < 0$ – ОЗП имеет улучшенные свойства, вследствие применения геолого-технологических воздействий ($k_d > k$).

1.2 Основные причины ухудшения свойств ОЗП

Выявление причин ухудшения свойств ОЗП является ключевым фактором для выбора эффективной стратегии воздействия на ОЗП. По механизму возникновения причины можно разделить на 4 основные группы: механические, химические, биологические и термические.

1.2.1 Механические причины ухудшения свойств ОЗП

Механические причины ухудшения свойств ОЗП связаны с взаимодействием породы с используемым оборудованием и флюидами в процессе бурения, заканчивания, ремонтов, стимуляции скважины, организации системы поддержания пластового давления (ППД). К данному типу можно также отнести миграцию твердых частиц, содержащихся в порах пласта в ОЗП при эксплуатации скважин.

Миграция твердых частиц

В процессе добычи флюидов твердые несцементированные частицы, содержащиеся в порах горной породы, могут мигрировать из удаленной части пласта в ОЗП, тем самым блокируя поровые каналы и снижая проницаемость. Их

влияние на фильтрационные свойства ОЗП зависит от концентрации и размеров частиц, скорости фильтрации и геометрии поровых каналов. Ухудшение фильтрационных свойств за счет миграции твердых частиц отмечается радиусе до 1,5 м от стенки скважины [90].

Проникновение твердых частиц

Проведение операций на скважинах, при которых давление в стволе скважины превышает пластовое, сопровождается проникновением в ОЗП твердых частиц, содержащихся в используемых флюидах. Они могут содержать как специально добавленные в них твердые частицы, например, с целью повышения плотности раствора, предотвращения поглощений, так и частицы, находящиеся в растворе вследствие его плохой подготовки, например, продукты коррозии, органические и неорганические осадки, бактерии. Кроме того, буровые растворы содержат в своем составе частицы выбуренной породы. Глубина загрязнения зависит от свойств резервуара (размеров пор, наличия трещин), размера твердых частиц в буровом растворе, скорости бурения, скорости циркуляции, давления напротив интервала, соскребания образовавшейся глинистой корки во время спускоподъемных операций и шаблонировке ствола. Как правило, глубина загрязнения твердыми частицами не превышает нескольких сантиметров (обычно при отсутствии данных принимают глубину загрязнения в 8 см), но снижение проницаемости в данной зоне достигает 90% [90]. Максимальная глубина проникновения частиц может достигать 40 см и более [28].

Изменение фазовой проницаемости

Изменение фазовой проницаемости в ОЗП для добываемого флюида может происходить в процессе проведения операций на скважине из-за проникновения используемых флюидов и ее эксплуатации, например, выделение растворенного в нефти газа в свободную фазу при снижении забойного давления ниже давления

насыщения или выделения конденсата из газа при снижении давления ниже давления начала конденсации.

Разрушение породы при перфорации

При проведении перфорационных работ возле перфорационных каналов может образовываться зона ухудшения свойств из-за уплотнения породы и проникновения раздробленных частиц [71, 144].

Разрушение и задавливание в стенки трещины пропанта, применяемого при гидроразрыве пласта (ГРП)

Пропанты закаченные в трещину гидроразрыва с целью поддержания ее в открытом состоянии после проведения ГРП в процессе эксплуатации скважины могут разрушаться или задавливаться в стенки трещины, что приводит к снижению ее проводимости и как следствие ухудшению свойств ОЗП.

Изменение напряженно-деформационного состояния

Деформационные процессы в ОЗП возможны в процессе бурения, стимуляции, освоения и эксплуатации скважины. Ухудшение фильтрационных свойств в ОЗП происходит за счет смыкания естественных трещин, разрушения и деформации пор и пустот [18, 128, 146].

1.2.2 Химические причины ухудшения свойств ОЗП.

Разбухание глинистых частиц

Глины, содержащиеся в породе, могут значительно увеличивать свой объем при взаимодействии с жидкостями, используемыми при операциях на скважинах, и при поддержании пластового давления (ППД). Наиболее распространенными набухающими глинами являются глины группы монтмориллонита. Увеличение объема глин может достигать значительных величин (до 600%) [90], значительно снижая фильтрационные свойства в ОЗП.

Дефлокуляция глинистых частиц

Дефлокуляция глин вызвана нарушением электростатических сил, удерживающих глинистые частицы в контакте с друг другом и со стенками пор, в результате чего частицы могут мигрировать и блокировать поры в ОЗП.

Химическая адсорбция

Полимеры и другие высокомолекулярные соединения, присутствующие в качестве добавок в флюидах, используемых при операциях на скважинах и при ППД, могут адсорбироваться на стенках каналов фильтрации уменьшая их размеры и тем самым снижая фильтрационные характеристики ОЗП.

Растворение породы

Породы могут содержать в своем составе минералы (галит, ангидрит и др.) хорошо растворимые в используемых флюидах на водной основе. В процессе растворения может происходить высвобождение механических частиц, содержащихся в породе, их миграции и осаждению на стенках пор приводящее к снижению проницаемости.

Выпадение асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) и неорганических солей

Выпадение асфальтосмолопарафиновых компонентов, растворенных в пластовой нефти в твердое состояние может происходить при изменении термобарических условий в процессе эксплуатации скважин и операций на них.

Причинами выпадения солей, растворенных в пластовых водах, являются смешение несовместимых вод, изменение термобарических условий и pH среды в процессе проведения операций на скважинах и при ППД.

АСПО и выпавшие соли блокируют поры и перфорационные каналы, тем самым значительно увеличивая фильтрационные сопротивления в ОЗП.

Возникновение эмульсий

Эмульсия может обладать значительной вязкостью. Возникновение эмульсий в ОЗП возможно при проведении операций на скважинах, что приводит к значительному росту фильтрационных сопротивлений.

Изменение смачиваемости породы

Применяемые добавки к флюидам, используемых при операциях на скважинах (ПАВы, пеногасители, ингибиторы коррозии) имеют тенденцию изменять смачиваемость породы, делая ее гидрофобной, что приводит изменению фазовых проницаемостей в зоне их проникновения.

1.2.3 Биологические причины ухудшения свойств ОЗП

Данный тип загрязнения связан с попаданием бактерий, содержащихся в применяемых флюидах, и их размножением в ОЗП. В результате может происходить закупорка пор продуктами их жизнедеятельности, загрязнение продуктами коррозии, образующимися по причине жизнедеятельности сульфатовосстанавливающих бактерий.

1.2.4 Термические причины ухудшения свойств ОЗП

Возникновение термических причин возможно при проведении операций с нагревом ОЗП. Высокая температура может приводить к разбуханию глин, росту растворимости минералов (высвобождение и миграция твердых частиц, содержащихся в них), изменению смачиваемости, уменьшению абсолютной проницаемости (расширение породы и уменьшение пор).

1.3 Методы выявления причин изменения свойств ОЗП и ее параметров

С целью выявления причин изменения свойств ОЗП и ее параметров используются лабораторные, геофизические и гидродинамические исследования, а также математическое моделирование процессов изменения свойств ОЗП.

При анализе возможных причин изменения свойств ОЗП и ее параметров могут быть использованы следующие данные, определяемые при лабораторных исследованиях [75]:

1. смачиваемость;
2. капиллярные давления;
3. начальная и остаточная насыщенность флюидами;
4. кривые относительных фазовых проницаемостей;
5. композиционный состав породы;
6. размер пор;
7. критическая скорость фильтрации (исследования на миграцию твердых частиц);
8. изменение проницаемости при фильтрации растворов;
9. влияние содержания солей в закачиваемых флюидах;
10. совместимость флюидов;
11. давление насыщения и точка росы;
12. содержание бактерий в закачиваемых флюидах и другие.

Геофизические исследования можно разделить на выполняемые в процессе строительства скважины и в процессе ее эксплуатации. К первой группе относятся исследования в открытом стволе, основными из которых являются кавернометрия, разноглубинные методы сопротивления и современные акустические исследования. Они позволяют оценить толщину глинистой корки, глубину проникновения фильтрата и твердых частиц. Ко второй группе относятся потокометрические и термометрические исследования. Данные исследования, проводимые с определенной периодичностью, позволяют оценить изменение свойств ОЗП вдоль ствола скважины.

К гидродинамическим исследованиям относятся кривые восстановления и падения давления, позволяющие определять величину скин-фактора, обусловленного изменением свойств в ОЗП.

В последнее время значительное внимание уделяется оценке изменения параметров ОЗП с применением моделирования. Анализ механизма и закономерностей изменения свойств пласта в ОЗП на основе применения

учитывающих физическую сущность процессов физико-математических моделей, приведен в работе [28].

1.4 Виды кислотных воздействий на ОЗП

Кислотные воздействия (КВ) являются одним из основных методов восстановления и улучшения фильтрационных свойств ОЗП. В процессе КВ происходит химическое взаимодействие кислотных растворов с породами и продуктами, засоряющими ОЗП, в результате чего происходит:

- очистка и увеличение размеров существующих каналов фильтрации,
- образование новых каналов фильтрации,
- увеличение размеров, существующих и созданных в ОЗП трещин.

В связи с разнообразием геолого-технологических условий и целей обработок существует значительное количество видов КВ, одна из классификаций которых представлена на рис 1.4.1 [8].

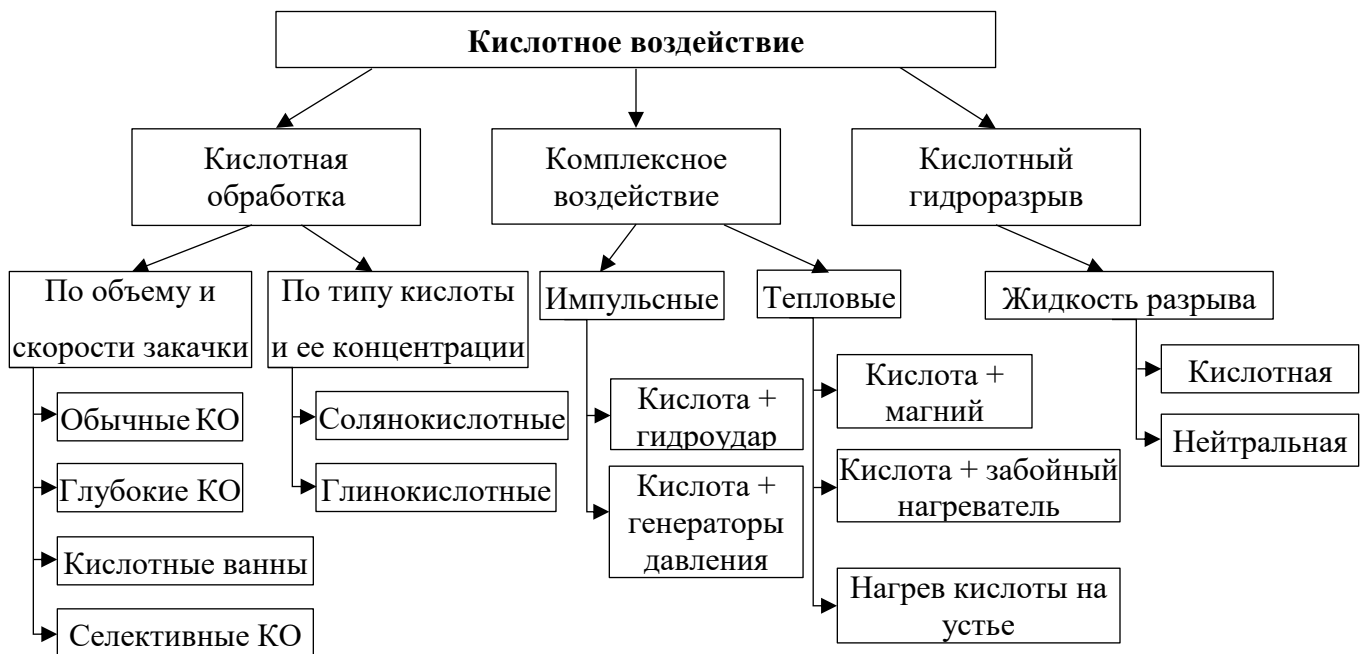


Рисунок 1.4.1 Классификация видов кислотного воздействия на пласт

Возможна дальнейшая детализация указанных кислотных воздействий, например, по количеству стадий закачки, применению потокоотклоняющих технологий и т.д.

Выбор оптимального вида КВ, состава, объема, скорости и последовательности закачки используемых флюидов зависят от причин изменения свойств ОЗП, ее структуры и размеров, минералогического состава породы, пластовых флюидов, давления гидроразрыва пород, пластового давления и температуры, и ряда других факторов.

Из всех видов КВ наибольшее распространение в мире получили кислотные обработки (КО). Согласно [83] количество выполняемых КО на нефтяных и газовых скважинах превышает 40 тысяч операций в год. Основными факторами их широкого применения является относительная простота технологии, низкая себестоимость и высокая эффективность.

1.5 Физические и химические аспекты взаимодействия кислот с карбонатными коллекторами

По разным оценкам, более 60 % текущих мировых запасов углеводородов содержатся в резервуарах представленных карбонатными коллекторами [12, 15, 47]. В связи с высокой растворимостью карбонатных пород в кислотных составах, КВ находят широкое применение при стимуляции скважин, вскрывающих карбонатные коллектора.

1.5.1 Карбонатные породы и их классификация

Состав горных пород имеет ключевое значение при выборе технологии воздействия и используемых флюидов, поэтому его анализ чрезвычайно важен при проектировании воздействий на ОЗП.

К карбонатным породам относятся осадочные образования, сложенные на 50% и более карбонатными минералами [23] являющиеся хорошо растворимыми в ряде кислот. Основными минералами, образующими карбонатные породы,

являются кальцит (CaCO_3) и доломит ($\text{MgCa}(\text{CO}_3)_2$). К редко встречаемым в природе карбонатным минералам относятся магнезит (MgCO_3), анкерит ($\text{Ca}(\text{Mg}, \text{Fe}) [\text{CO}_3]_2$), сидерит (FeCO_3), стронцианит (SrCO_3) и прочие.

Существует несколько классификационных схем карбонатных пород известково-доломитового ряда, однако ни одна из них не признана универсальной. В случае чистых известково-доломитовых пород можно воспользоваться схемой С. Г. Вишнякова [23] представленной в таблице 1.5.1.

Таблица 1.5.1

Схема разделения пород ряда известняк-доломит по С.Г. Вишнякову

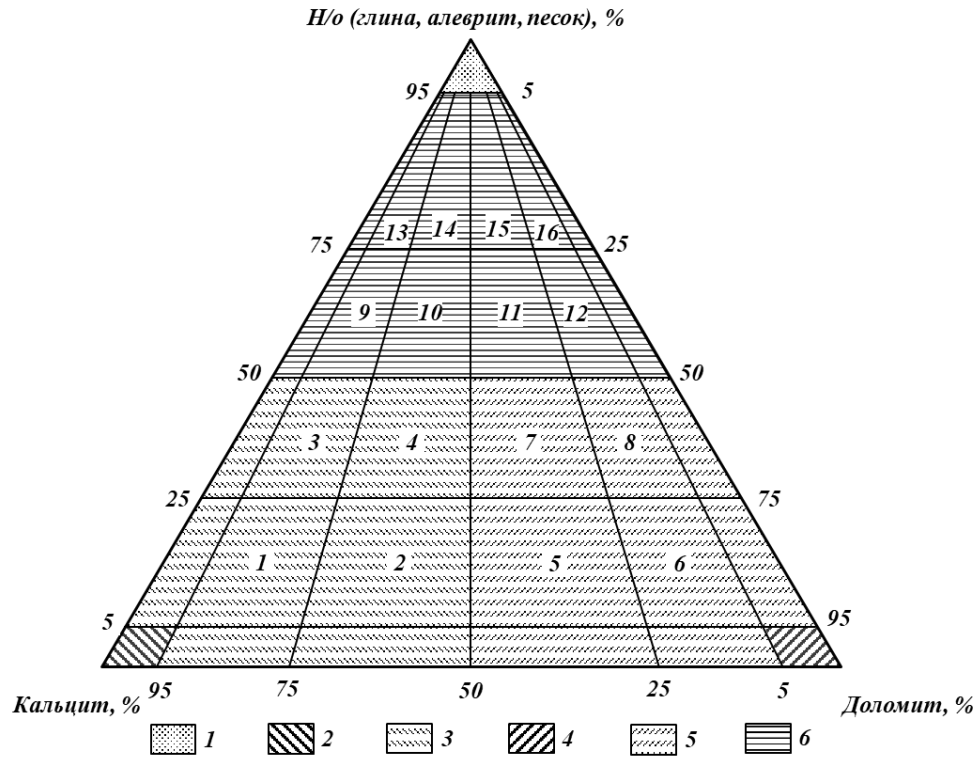
Порода	Содержание в %	
	CaCO_3	$\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$
известняк	95-100	0-5
известняк доломитизированный	75-95	05-25
известняк доломитовый	50-75	25-50
доломит известковый	25-50	50-75
доломит известковистый	05-25	75-95
доломит	0-5	95-100

При наличии глинистого или терригенного материала в известково-доломитовых породах можно воспользоваться также схемой С.Г. Вишнякова, изображаемой в виде треугольника [23] и представленной на рис. 1.5.1.

С целью изучения состава породы используются:

- петрографический анализ шлифов;
- определение минерального состава методом рентгенофазового анализа (РФА);
- определение элементного состава методом рентгенофлуоресцентной спектроскопии (РСА);
- определение содержания кальцита, доломита и нерастворимого остатка объемным методом;
- термовесовой анализ: состав карбонатных минералов, минеральный состав, содержания химически и физически связанной воды;

- Метод QEMSCAN (элементный состав).



1 – зона семейства известковых пород, 2 – зона чистых известняков, 3 – зона доломитовых пород, 4 – чистые доломиты, 5 – зона глинистых (алевролитовых, песчаных) пород, 6 – чистые глины (алевролиты, песчаники).

Цифры внутри диаграммы – разновидности пород внутри выделяемых зон.

Рисунок 1.5.1 Схема подразделения карбонатных пород по С.Г. Вишнякову

Изучение пород с применением микроскопа является главным инструментом познания их вещественного состава и структуры. Минеральные вещества по способности пропускать через себя свет в шлифах подразделяются на прозрачные и непрозрачные. Прозрачные - изотропные и анизотропные изучаются, под микроскопом в проходящем свете, непрозрачные - исследуются в отраженном свете [19].

Рентгенофазовый анализ – является одним из самых совершенных методов диагностики минеральных тел, позволяющий изучать любые кристаллические тела: изучать внутреннее строение минералов, определять минеральный состав горных пород и минералогическую принадлежность тел, размер которых недоступен геологическому оптическому микроскопу. С помощью рентгеновского анализа можно успешно изучать многокомпонентные минеральные смеси, например, глинистые образования, в составе которых всегда присутствует большая группа минералов с размером частиц менее 0,001 мм [20].

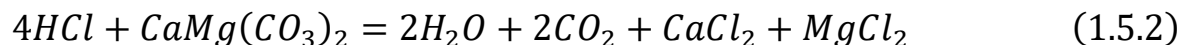
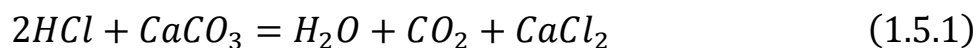
Система QEMSCAN состоит из сканирующего электронного микроскопа (СЭМ) с большой загрузочной камерой для образцов и высокоскоростными энергодисперсионными рентгеноспектрометрами (EDS). Используя интегрированное оборудование и программное обеспечение, QEMSCAN позволяет определять большинство пороодо- и рудообразующих минералов на основе изображения в обратно рассеянных и вторичных электронах в сочетании с электронно-индуцированным вторичным рентгеновским излучением. Возможно исследовать множество различных образцов, включая полированные тонкие сечения, пропитанные смолой, полированные толстые сечения, полировальные куски образцов, буровой керн и даже частицы на СЭМ плёнке или на фильтровальной бумаге. Можно определить широкий спектр петрографических характеристик, включая: модальное соотношение минералов, гранулометрический состав, фазовые включения, тип руды, литотип, пористость, наличие свободных частиц, площадь поверхности и плотность зёрен [72].

1.5.2 Виды используемых кислот и их способность растворения

При кислотных воздействиях на карбонатные коллекторы, как правило, используются композиции на основе соляной (HCl), муравьиной (HCOOH), уксусной (CH₃COOH) кислот и их комбинаций.

Из рассмотренных кислот наибольшее применение на практике получили композиции на основе соляной кислоты, обладающей максимальной растворяющей способностью.

Реакции соляной кислоты с основными карбонатными минералами (известняк и доломит) описываются следующими химическими уравнениями [12]:



С помощью данных уравнений химических реакций можно определить массу (β) породы, растворяющейся в единице массы кислоты при полной ее реакции [90,149]:

$$\beta_{CaCO_3} = \frac{M_{CaCO_3} * 1}{M_{HCl} * 2} = \frac{100,09 * 1}{36,46 * 2} = 1.373 \quad (1.5.3)$$

$$\beta_{CaMg(CO_3)_2} = \frac{M_{CaMg(CO_3)_2} * 1}{M_{HCl} * 4} = \frac{184,4 * 1}{36,46 * 4} = 1.264 \quad (1.5.4)$$

где M – молярная масса вещества, г/моль.

Для перехода к объемным единицам измерения с учетом массовой концентрации кислоты в растворе воспользуемся формулой [90, 149]:

$$X_C = \frac{\rho_{HCl}}{\rho_{rock}} * \beta_{rock} * C, \quad (1.5.5)$$

где C – массовая концентрация кислоты в %, ρ_{rock}, ρ_{HCl} – плотность породы и кислоты в кг/м³, β_{rock} – коэффициент растворимости породы в 100% растворе соляной кислоты.

При соляно-кислотных обработках (СКО) карбонатных коллекторов, как правило, используется 15% раствор соляной кислоты (HCl). Растворимость при полной реакции породы с HCl, принимая плотность известняка равной 2710 кг/м³; доломита – 2870 кг/м³, 15% HCl при 20⁰C – 1073 кг/м³ составит:

- Известняк $X_{15\%} = 0,082 \text{ м}^3 / \text{м}^3$

- Доломит $X_{15\%} = 0,071 \text{ м}^3/\text{м}^3$

В таблице 1.5.2 приведены растворимости кальцита и доломита в зависимости от концентрации соляной, муравьиной и уксусной кислот [138].

Таблица 1.5.2

Коэффициенты растворения карбонатных минералов кислотами при различных концентрациях, $\text{м}^3/\text{м}^3$

Минерал	Тип кислоты	Концентрация кислоты в растворе, %				
		100%	5%	10%	15%	30%
CaCO_3^*	Соляная (HCl)	1.370	0.026	0.053	0.082	0.175
	Муравьиная (НСООН)	1.090	0.020	0.041	0.062	0.129
	Уксусная (СНЗСООН)	0.830	0.016	0.031	0.047	0.096
$\text{MgCa}(\text{CO}_3)_2^*$	Соляная (HCl)	1.270	0.023	0.046	0.071	0.152
	Муравьиная (НСООН)	1.000	0.018	0.036	0.054	0.112
	Уксусная (СНЗСООН)	0.770	0.014	0.027	0.041	0.083

* плотность кальцита $2,71 \text{ г/см}^3$; плотность доломита $2,87 \text{ г/см}^3$.

С учетом вышесказанного можно определить объемы вступающих в реакцию веществ и получаемых продуктов реакции. Результаты для 15% водного раствора соляной кислоты приведены в таблице 1.5.3.

Таблица 1.5.3

Объемы вступающих в реакцию веществ и получаемых продуктов реакции в м^3 при стандартных условиях ($t=20 \text{ }^\circ\text{C}$, $P=0.1 \text{ МПа}$)

Минерал	Объем минерала	15% HCl	H_2O^*	CO_2	CaCl_2	MgCl_2
CaCO_3	0.082	1	0.952	52.822	0.114	-
$\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$	0.071	1	0.952	52.822	0.057	0.045

* объем воды учитывает объем содержащейся в 15% растворе HCl и объем образующийся в результате реакции.

1.5.3 Анализ физических свойств, используемых при солянокислотных обработках флюидов и продуктов химических реакций в диапазоне возможных давлений и температур

При моделировании процесса кислотной обработки важной составляющей является учет изменения в зависимости от давления и температуры свойств,

используемых флюидов и возникающих продуктов химических реакций, а именно их фазового состояния, вязкости, плотности и растворимости.

Данный анализ выполнен автором в работе [54] на основе обобщения научных данных, опубликованных в литературных источниках.

Возможные при СКО давления и температуры могут изменяться в широком диапазоне и зависят от вида воздействия, поверхностных условий, глубины залегания и системы разработки залежи, условий эксплуатации скважин, геотермического градиента и ряда других факторов.

Рассмотрим изменение свойств, вступающих в реакцию и образующихся при взаимодействии 15% раствора соляной кислоты с доломитами и известняками веществ, а также часто используемых при обработках воды и азота.

Рассматриваемый диапазон возможных давлений и температур представлен в таблице 1.5.4 и покрывает большинство возможных значений данных параметров при СКО.

Таблица 1.5.4

Диапазон давлений и температур возможных при СКО

Вещество	Условия	Температура, °С		Давление, МПа	
		Мин.	Макс.	Мин.	Макс.
CaCO ₃ и CaMg(CO ₃) ₂	ОЗП	30	250	3	100
15%-ный раствор HCl	Скважина + ОЗП	20	250	0.1	100
H ₂ O	Скважина + ОЗП	20	250	0.1	100
CO ₂	ОЗП	30	250	3	100
Водный раствор CaCl ₂	ОЗП	30	250	3	100
Водный раствор CaCl ₂ + MgCl ₂	ОЗП	30	250	3	100
N ₂	Скважина + ОЗП	20	250	0.1	100

CaCO₃ и CaMg(CO₃)₂ в рассматриваемом диапазоне давлений и температур являются твердыми веществами обладающие плотностью 2710 и 2870 кг/м³. Так как их соотношение в породе может изменяться (раздел 1.3.1), то средняя плотность будет находиться в указанном диапазоне.

Основным компонентом, входящим в растворы соляной кислоты и образующихся солей, является H_2O , поэтому их свойства в значительной степени определяются свойствами воды.

Вода, в стандартных условиях, является жидкостью с вязкостью 1 мПа·с и плотностью 1000 кг/м³.

Диаграмма фазового состояния H_2O показана на рис. 1.5.2.

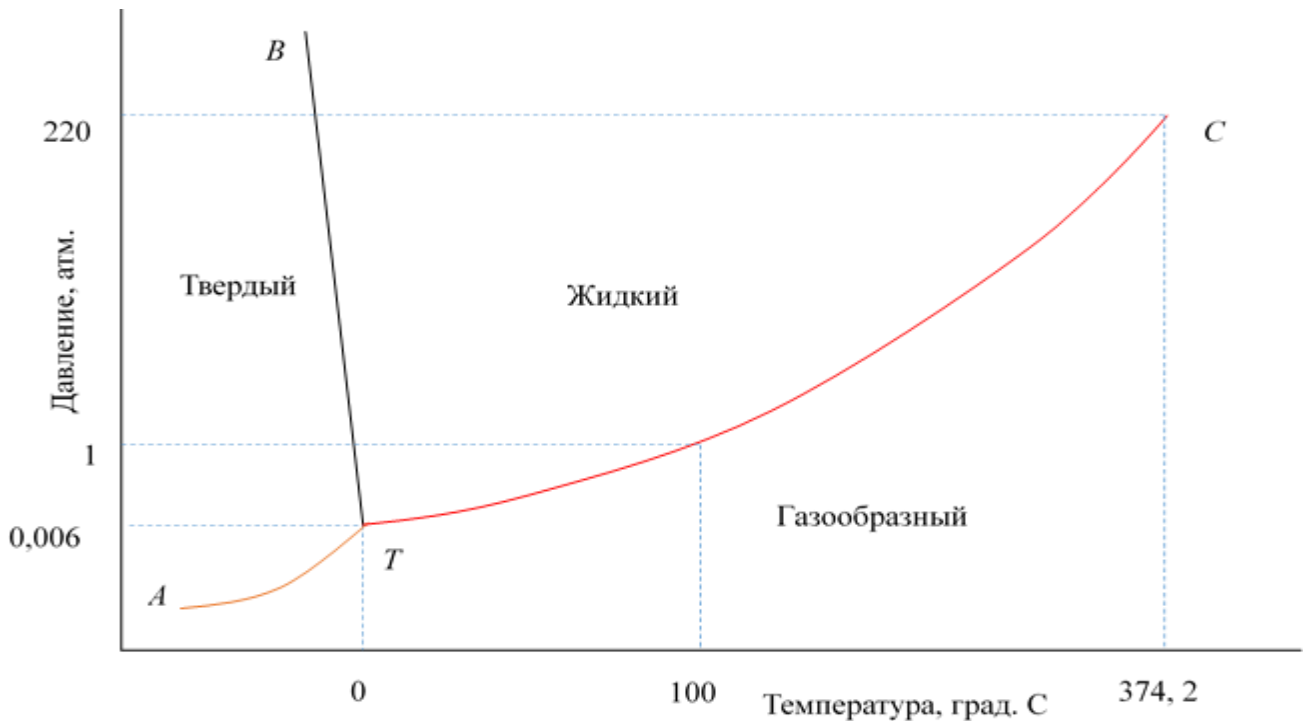


Рисунок 1.5.2 Диаграмма фазового состояния воды

Кривые на рис.1.5.2 показывают условия равновесия фаз. Как видно из рисунка для встречаемых при КО термобарических условий вода находится в жидкой фазе.

Изучению изменения вязкости воды от давления и температуры посвящены работы [29, 38]. Вязкость воды в основном зависит от температуры, с ростом которой вязкость воды уменьшается. Изменение давления не оказывает значительного влияния на вязкость воды и в практических расчетах может не учитываться.

В работе [29] приведена зависимость вязкости воды для ТС (линия насыщения) отображенная на рис. 1.5.3.

Плотность воды зависит от как от давления, так и от температуры. С ростом давления плотность воды возрастает, при росте температуры уменьшается.

Вода относится к слабосжимаемым флюидам (для чистой воды сжимаемость при 20 °С равна $0.5 \cdot 10^{-5} \text{ атм}^{-1}$ [30]). Изменение плотности воды от давления, при сжимаемости флюида в диапазоне 10^{-5} - 10^{-6} атм^{-1} [2], можно определить по следующей формуле [26]:

$$\rho(P, T) = \rho_0(P_0, T)[1 + c_w(P - P_0)], \quad (1.5.6)$$

где $\rho(P, T)$ – плотность флюида при давлении P и температуре T , $\rho_0(P_0, T)$ – плотность при известных значениях давления P_0 и температуры T , c_w – коэффициент сжимаемости флюида.

Объемный коэффициент (B) флюида при определенных температуре и давлении можно оценить по [2]:

$$B(P, T) = \frac{V(P, T)}{V(P_0, T_0)} = \frac{\rho_0(P_0, T_0)}{\rho(P, T)}, \quad (1.5.7)$$

где $\rho_0(P_0, T_0)$ – плотность флюида при $P_0 = 1 \text{ атм}$, и $T_0 = 20 \text{ °С}$, $\rho(P, T)$ – плотность флюида при заданных условиях P и T .

Учет изменения плотности от давления, как правило, требуется при гидродинамическом моделировании, т.к. объемы законтурной и закачиваемой воды огромны и имеют значительное влияние на получаемые результаты. При воздействиях на ОЗП закачиваемые объемы водных растворов незначительны и изменением плотности воды от давления при практических расчетах можно пренебречь.

Влияние температуры на плотность воды более существенно [29] и для линии насыщения показана на рис. 1.5.3.

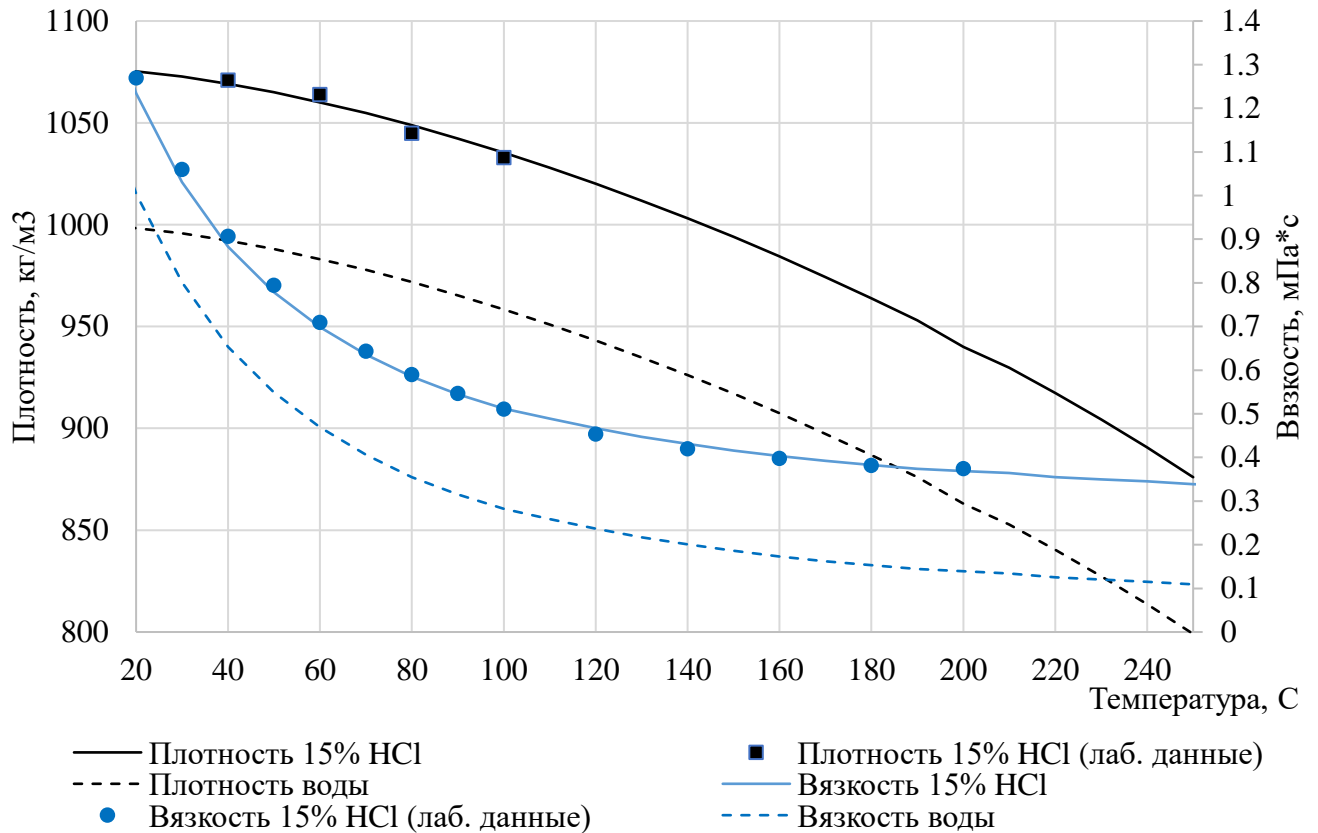


Рисунок 1.5.3 Зависимость плотности и вязкости воды для линии насыщения ТС и 15% водного раствора HCl от температуры.

Водный раствор 15%-ной соляной кислоты в стандартных условиях представляет собой жидкость и вязкостью 1.26 мПа·с и плотностью 1073 кг/м³ [40, 131].

Так как раствор 15%-ной HCl на 85% состоит из воды, а температура его замерзания и кипения составляют соответственно -27,6 °C и +108 °C [42], область жидкого состояния для нее шире, чем для воды. Следовательно, 15%-ный раствор HCl в рассматриваемом диапазоне изменения термобарических условий находится в жидкой фазе.

При проведении практических расчетов изменением плотности и вязкости 15% раствора HCl от давления, как и для воды, можно пренебречь.

С ростом концентрации HCl вязкость и плотность кислотного раствора возрастают [27, 131].

Изменение вязкости 15%-ного раствора HCl от температуры для диапазона от 20 до 200 °С представлено на рис. 1.5.3 [12]. При более высоких значениях температуры вязкость раствора HCl может быть оценена, с достаточной для практических расчетов точностью, путем экстраполяции данных с учетом зависимости вязкости воды от температуры.

Результаты лабораторных измерений плотности 15%-ного раствора HCl до температуры 100 °С [40], а также зависимости для более высоких температур, полученные путем экстраполяции с учетом данных по воде, приведены на рис. 1.5.3.

Водные растворы солей MgCl_2 и CaCl_2 .

Принимая во внимание плотность хлорида кальция, равная 2150 кг/м³, и объемы образующихся при реакции с карбонатом кальция соли и воды, массовая концентрация CaCl_2 в воде составляет 20.5%. С учетом того что растворимость хлорида кальция при 20 °С в воде равна 74,5 г в 100 г воды и увеличивается с температурой [40], хлористый кальций, образующийся при реакции, растворяется в воде полностью во всем диапазоне рассматриваемых температур.

При реакции соляной кислоты с $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ массовые концентрации солей CaCl_2 и MgCl_2 (плотность 2320 кг/м³) составляют 12,87 г и 11,04 г в 100 г воды, суммарная массовая концентрация 19.3%. Учитывая, что растворимости рассматриваемых солей при стандартных условиях составляют 74,5 и 52,8 г в 100 г воды, и увеличиваются с температурой [40], то CaCl_2 и MgCl_2 , образующиеся при реакции, полностью растворены в воде во всем диапазоне рассматриваемых температур.

Образующиеся в результате химической реакции HCl с карбонатными минералами растворы хлористого кальция и хлористого магния, в зависимости от

концентрации, могут находиться в жидком состоянии при температурах значительно ниже 0°C [24], то есть линия BT на диаграмме фазового состояния воды (рис. 1.5.2) для них смещена влево.

Температура кипения растворов CaCl_2 и MgCl_2 выше температуры кипения H_2O и с ростом концентрации увеличивается [5], линия TC (рис. 1.5.2) смещена вправо. Таким образом, в рассматриваемом диапазоне термобарических условий растворы солей хлористого кальция и хлористого магния будут находиться в состоянии жидкости.

Вязкость водных растворов зависит от термобарических условий, количества и типа растворенных солей и газов. Их вязкость растет с уменьшением температуры и увеличивается с ростом давления и количества растворенных солей. Растворенный газ имеет незначительное влияние на вязкость водных растворов [30] и при проведении практических расчетов может не учитываться.

Плотность ρ [$\text{кг}/\text{м}^3$] и динамическая вязкость μ [$\text{Па}\cdot\text{с}$] водных растворов солей хлористого кальция и хлористого магния при температуре t [$^{\circ}\text{C}$], с учетом массовой доли растворённого компонента w [$\text{кг}/\text{кг}$], могут быть взяты из [40], либо определены по корреляциям [5]:

$$\rho = \rho_{\text{в}} \exp[w(a_1 + a_2 10^{-4}t - a_3 10^{-6}t^2)] \quad (1.5.8)$$

$$\mu = \mu_{\text{в}} \exp[w(b_1 + b_2 10^{-2}t - b_3 10^{-7}t^2)], \quad (1.5.9)$$

где $\rho_{\text{в}}$ и $\mu_{\text{в}}$ – плотность ($\text{кг}/\text{м}^3$) и вязкость воды ($\text{Па}\cdot\text{с}$) при данной температуре; w – массовая концентрация соли в водном растворе, д.ед.; a_i и b_i – коэффициенты, приведенные в таблице 1.5.5.

Эмпирические коэффициенты для определения плотности и вязкости водных растворов солей CaCl₂, MgCl₂ и NaCl

Вещество	a1	a2	a3	b1	b2	b3
CaCl ₂	0.8101	10.673	6.224	3.4143	-0.3062	84.004
MgCl ₂	0.7764	18.216	7.466	5.0164	-0.8807	-96.036
NaCl	0.6653	14.146	10.308	2.0544	0.4135	1.047

При смешанном типе карбонатов определение плотности и вязкости получаемых при реакции с соляной кислотой растворов солей, можно выполнить с применением принципа аддитивности [14]:

$$\rho = \rho_{\text{в}} \exp \left[w_{\text{CaCl}_2} (a_{1\text{CaCl}_2} + a_{2\text{CaCl}_2} 10^{-4}t - a_{3\text{CaCl}_2} 10^{-6}t^2) + w_{\text{MgCl}_2} (a_{1\text{MgCl}_2} + a_{2\text{MgCl}_2} 10^{-4}t - a_{3\text{MgCl}_2} 10^{-6}t^2) \right] \quad (1.3.10)$$

$$\mu = \mu_{\text{в}} \exp \left[w_{\text{CaCl}_2} (b_{1\text{CaCl}_2} + b_{2\text{CaCl}_2} 10^{-4}t - b_{3\text{CaCl}_2} 10^{-6}t^2) + w_{\text{MgCl}_2} (b_{1\text{MgCl}_2} + b_{2\text{MgCl}_2} 10^{-4}t - b_{3\text{MgCl}_2} 10^{-6}t^2) \right] \quad (1.3.11)$$

Зависимости вязкости и плотности растворов солей CaCl₂, MgCl₂ и NaCl от температуры показаны на рис. 1.5.4.

Влиянием высвобождаемой связанной воды на свойства смеси раствора солей в случае обработок скважин с низкой обводненностью при практических расчетах можно пренебречь. Однако при КО высокообводненных и/или нагнетательных скважин влияние пластовой или закачиваемой воды на свойства смеси солей может быть существенным. Хлористый натрий является преобладающей солью, растворенной в пластовой воде, концентрация которого в пластовой воде может меняться в широком диапазоне. Результаты изучения физических свойств растворов NaCl, в зависимости от концентрации и термобарических условий, приведены в работах [5, 30, 76, 123, 126, 145].

Для учета наличия в пластовых водах других типов солей, дополнительно к NaCl, пользуются номограммой, позволяющей определять на основе имеющихся типов солей и их концентрации эквивалентное содержание NaCl. Для учета влияния

содержания хлористого натрия при определении свойств растворов также можно воспользоваться рассмотренным выше принципом аддитивности [14].

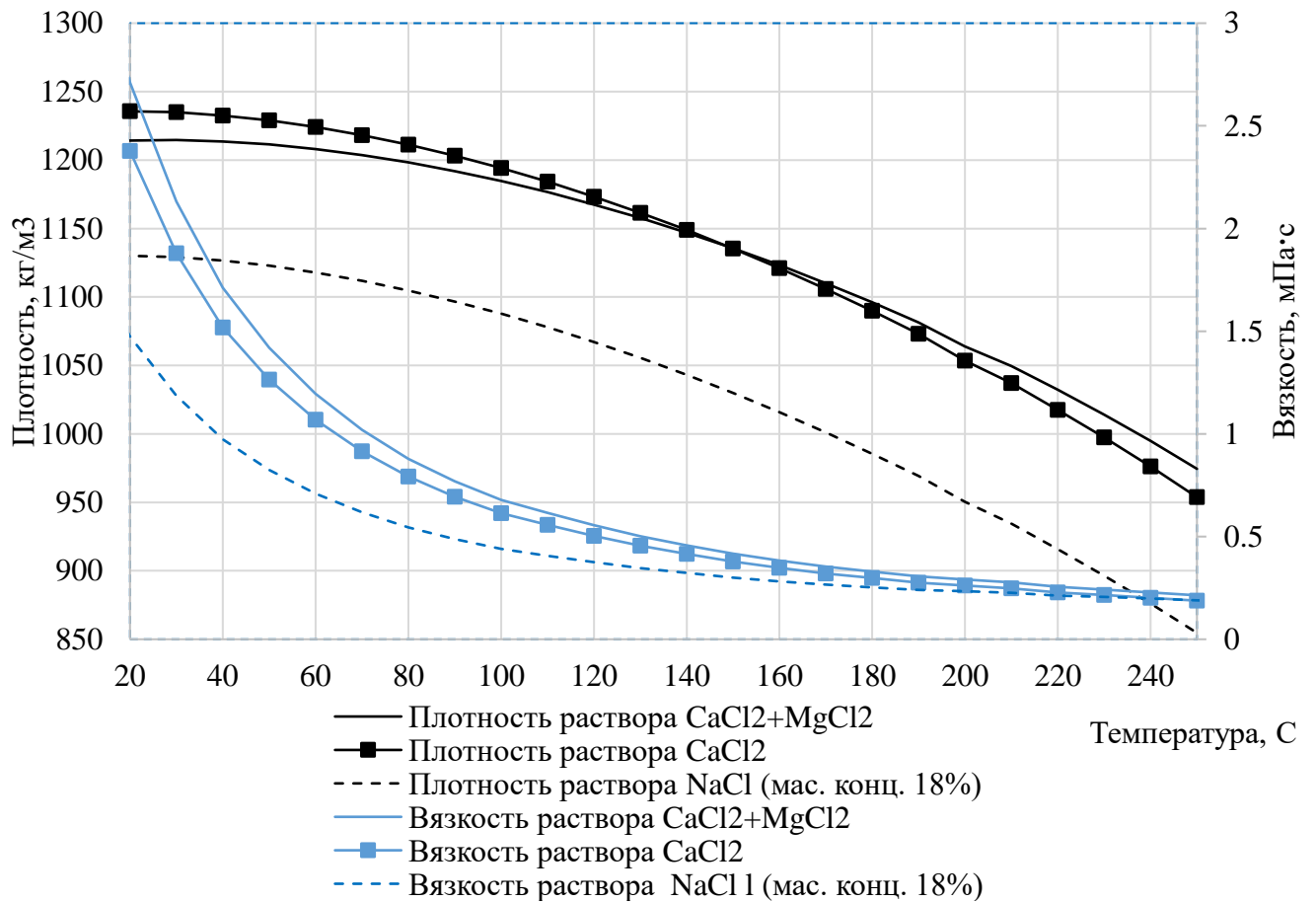


Рисунок 1.5.4 Зависимость вязкости и плотности водных растворов солей от температуры

На рис. 1.5.4 показан пример зависимости вязкости и плотности раствора NaCl, с массовой концентрацией равной 18 %, от давления и температуры рассчитанных по корреляциям, предложенным в работе [5].

Углекислый газ CO₂.

Диаграмма фазового состояния CO₂ представлена на рис. 1.5.5.

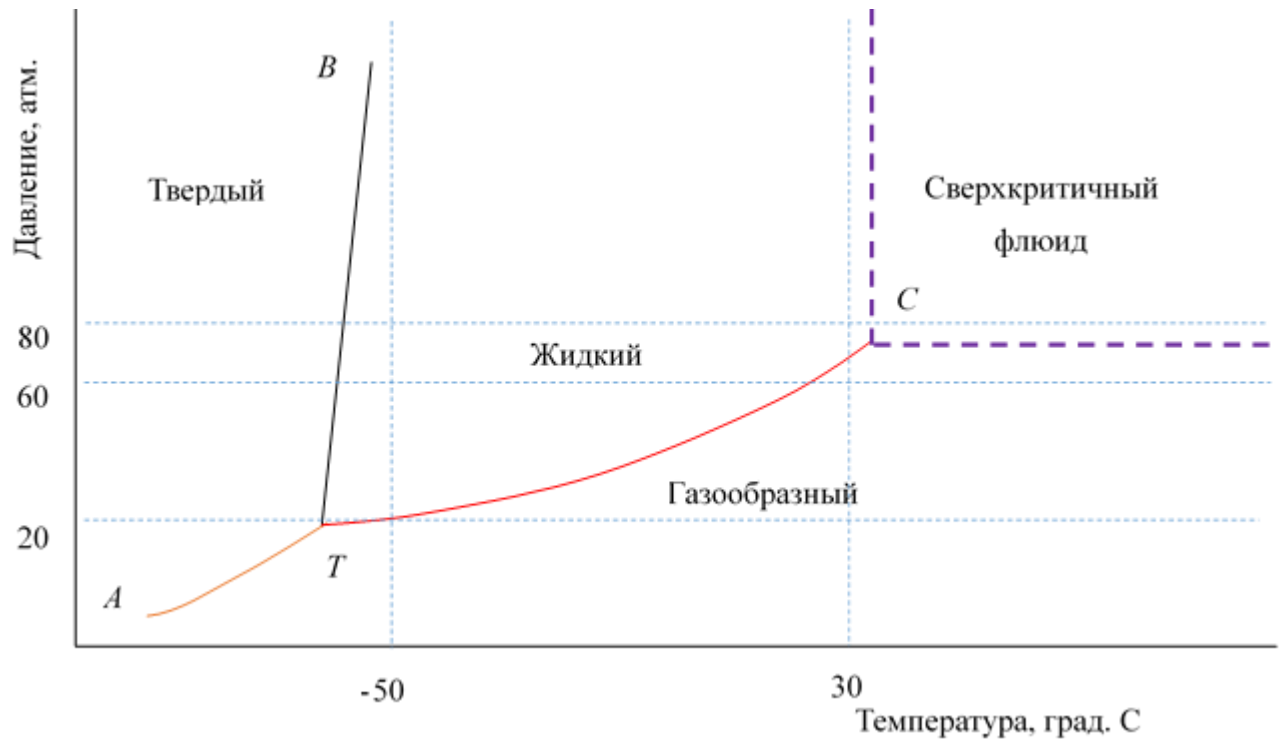


Рисунок 1.5.5 Диаграмма фазового состояния CO₂

В стандартных условиях CO₂ представляет собой газ с плотностью 1.839 кг/м³ и вязкостью 0.0147 мПа·с. Критические параметры для CO₂ (точка С на рис. 1.5.5) равны $P_{кр}=72,9$ атм и $T_{кр}=31$ °С. [38].

Из рисунка видно, что образовавшийся в результате реакции CO₂ в большей части рассматриваемого диапазона термобарических условий находится в состоянии сверхкритичного флюида, и только в диапазоне от 3.0 до 7.3 МПа – в виде газа. Вещества в сверхкритичном состоянии обладают высокой плотностью, близкой к жидкости, и низкой вязкостью, близкой к газу.

Растворимость CO₂

Диоксид углерода является газом, хорошо растворимым в воде. Зависимость растворимости CO₂ от температуры и давления, полученная путем комплексирования двух исследований [34, 35] приведена на рис. 1.5.6.

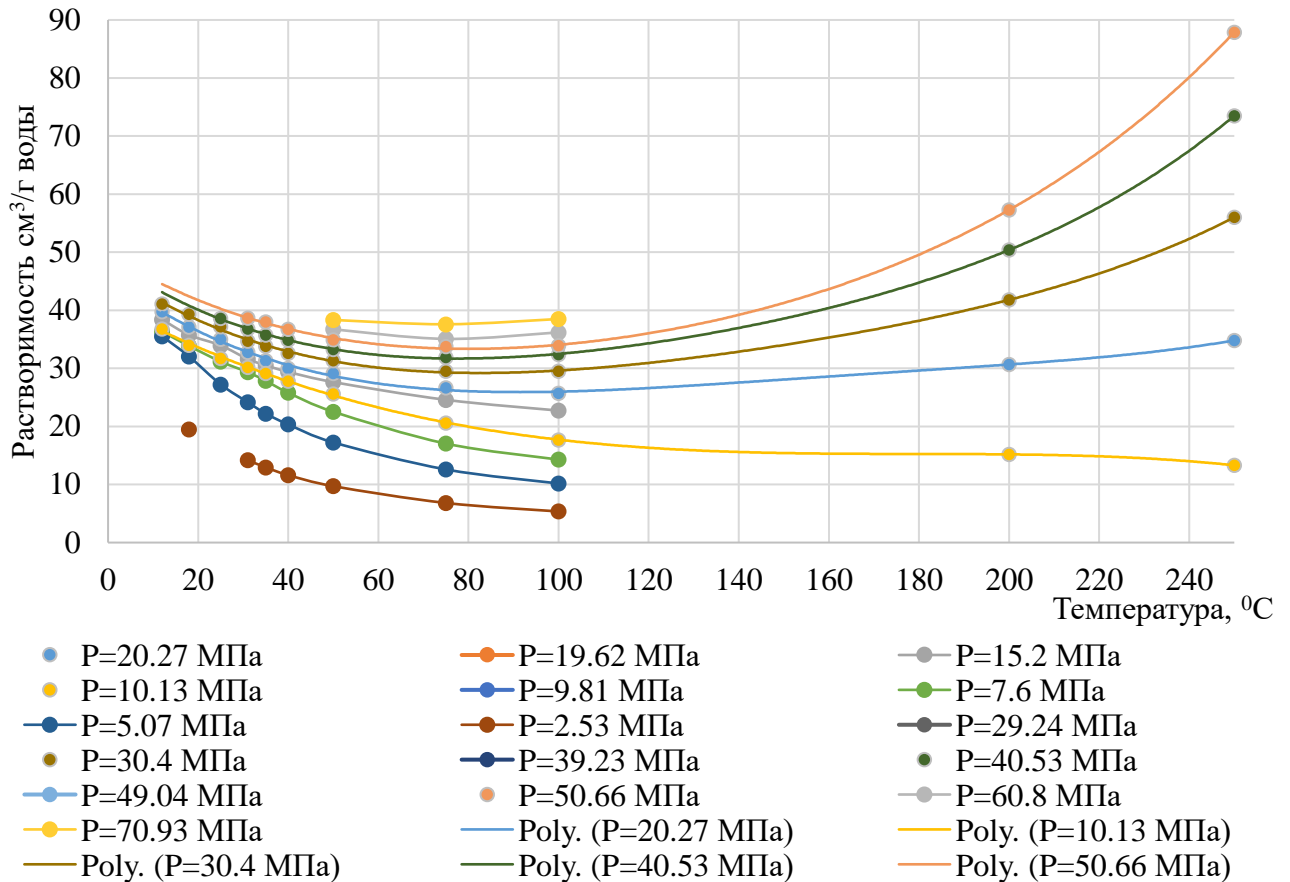


Рисунок 1.5.6 Зависимость растворимости CO_2 от давления и температуры

Как видно с ростом температуры растворимость CO_2 сначала уменьшается, однако в дальнейшем растворимость начинает возрастать, что связано с вступлением CO_2 в химическую реакцию с водой в результате чего он присутствует в воде, как в растворенном состоянии, так и в ионной форме [3]. Растворимость углекислого газа с ростом давления увеличивается.

Растворимость CO_2 в рамках рассматриваемого диапазона термобарических условий изменяется от примерно от 15 до 160 м³/тонну.

В работе [3] на основе выполненных лабораторных экспериментов по оценке влияния растворенного CO_2 на свойства воды были сделаны следующие выводы:

- плотность воды слабо зависит от концентрации растворенного углекислого газа и его влиянием можно пренебречь;

- вязкость воды с ростом концентрации растворенного углекислого газа незначительно увеличивается.

Так как объем углекислого газа при реакциях соляной кислоты с карбонатами составляет около $55 \text{ м}^3/\text{тону}$ воды, а наличие растворенных солей понижают растворимость газа, то в некоторых случаях часть CO_2 может оставаться в нерастворенном состоянии.

Плотность углекислого газа

Изменение плотности CO_2 от давления и температуры, для рассматриваемых термобарических условий, оценено по зависимостям представленным в работе [143] и показано на рис. 1.5.7.

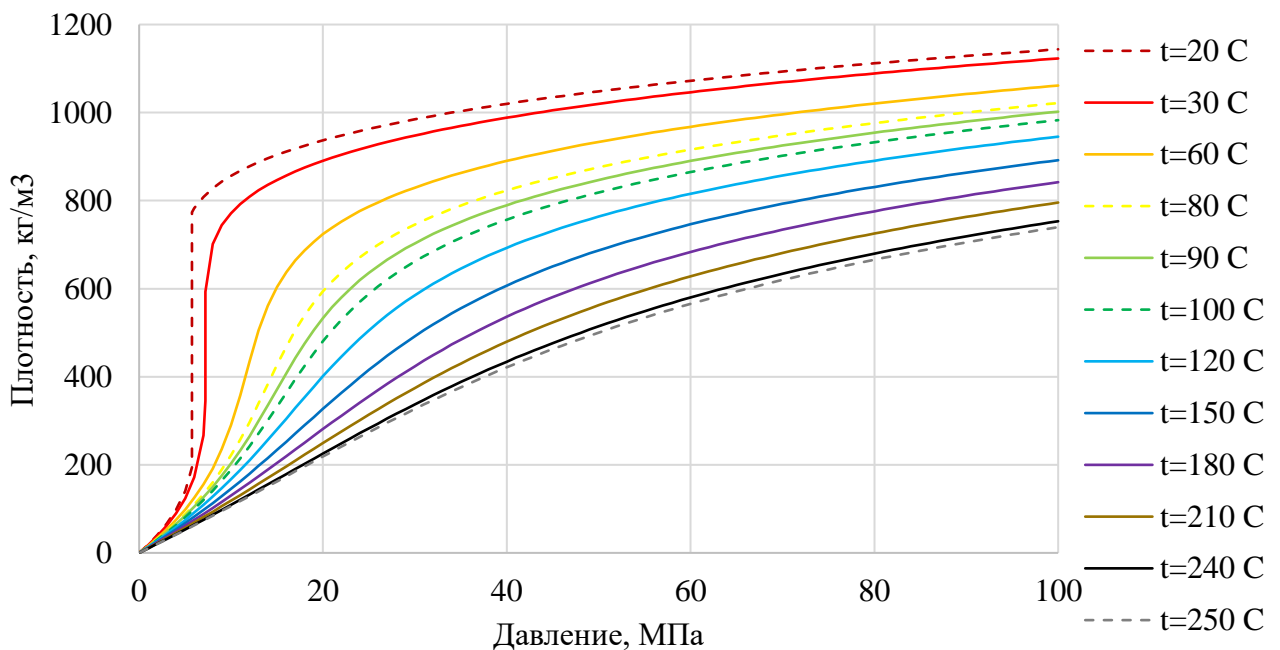


Рисунок 1.5.7 Зависимость плотности CO_2 от давления и температуры

Объемный коэффициент углекислого газа для рассматриваемых изменений термобарических условий находится в диапазоне $0.029-0.0025$, т.е. выделяющийся объем CO_2 при реакции 1 м^3 15%-ной HCl занимает объем от 1.5 до 0.13 м^3 . Учитывая, что от 30% до 100% газа растворено в воде, то занимаемый оставшимся свободным углекислым газом объем не превысит 1.05 м^3 . Необходимо также

принимать во внимание его хорошую растворимость в жидких углеводородах, поэтому занимаемый CO_2 объем будет еще меньше.

Вязкость углекислого газа.

Вязкость газов растет с увеличением температуры и давления. Для определения вязкости идеального газа используется формула Сазерленда. Однако данная формула не учитывает влияние давления на изменение вязкости газа.

Данные по изменению вязкости CO_2 для рассматриваемых температур и давлений показаны на рис. 1.5.8 [147].

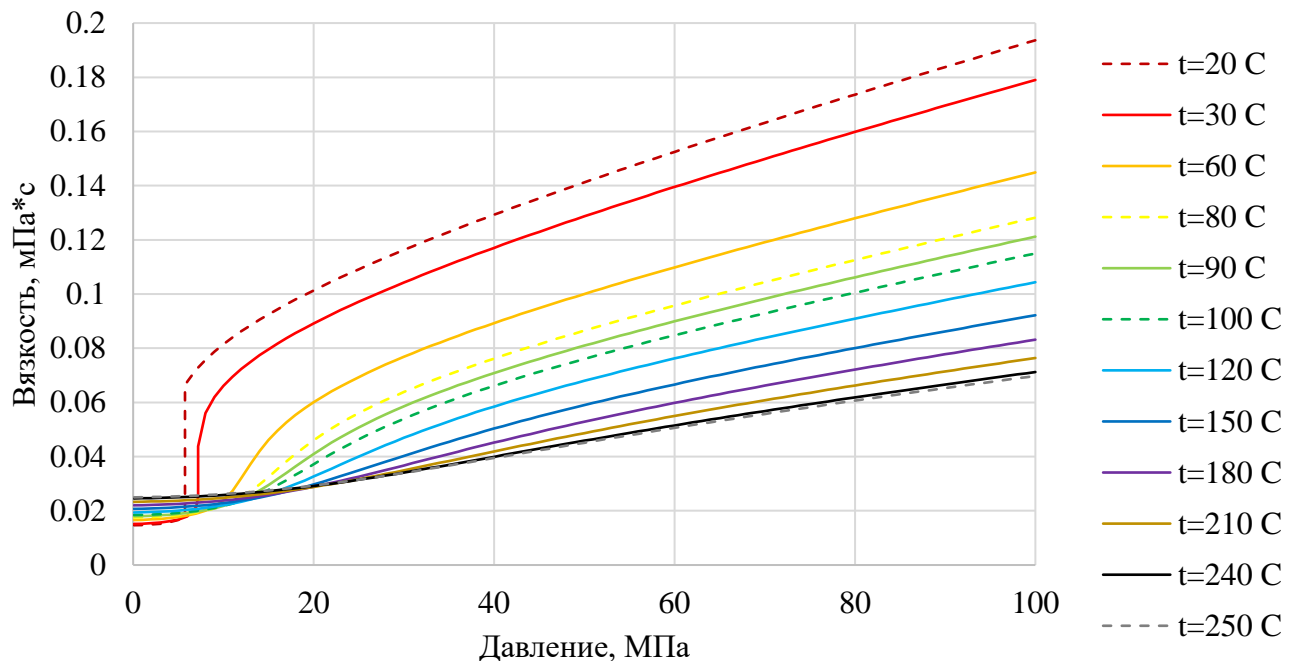


Рисунок 1.5.8 Зависимость вязкости CO_2 от давления и температуры

Азот N_2 .

Азот находит широкое применение при кислотных стимуляциях скважин.

Фазовая диаграмма для азота, приведенная в работе [93], показана на рис.

1.5.9.

Критические параметры для азота соответственно равны $T_{\text{кр}} = -146,94 \text{ } ^\circ\text{C}$ и $P_{\text{кр}} = 33,9 \text{ атм}$ [5].

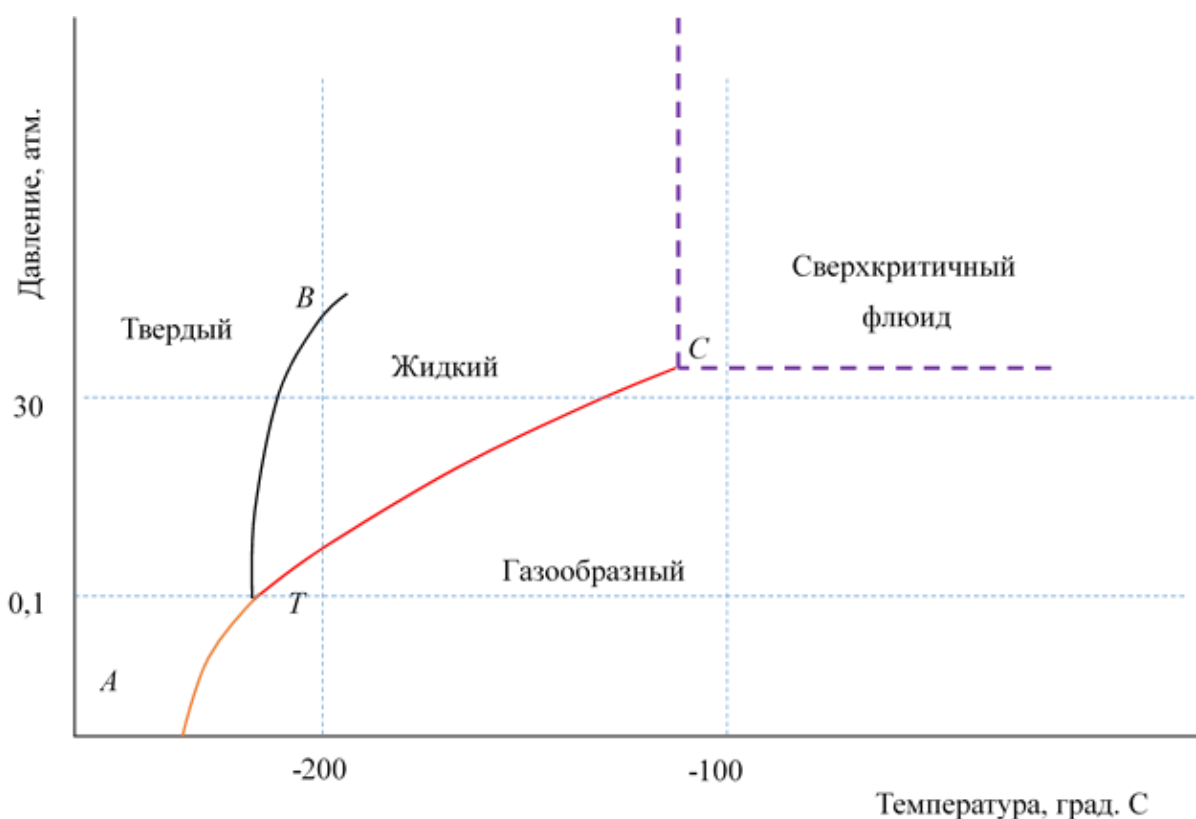


Рисунок 1.5.9 Диаграмма фазового состояния азота

При нормальных и стандартных условиях азот представляет собой бесцветный газ плотностью $1,25 \text{ кг/м}^3$ при н.у., $1,16 \text{ кг/м}^3$ – при ст.у. и вязкостью $0,01665 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ при н.у., $0,01766 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ – при ст.у. [48].

Из диаграммы фазового состояния видно, что в большей части рассматриваемого диапазона термобарических условий N_2 будет находиться в состоянии сверхкритического флюида и только при низких давлениях ($<33,9 \text{ атм}$) – в газообразном состоянии.

Азот обладает более низкой **растворимостью** в воде, чем углекислый газ.

Представленные на рис. 1.5.10 кривые растворимости построены на основе объединения исследований выполненных разными авторами [34, 35, 103, 113].

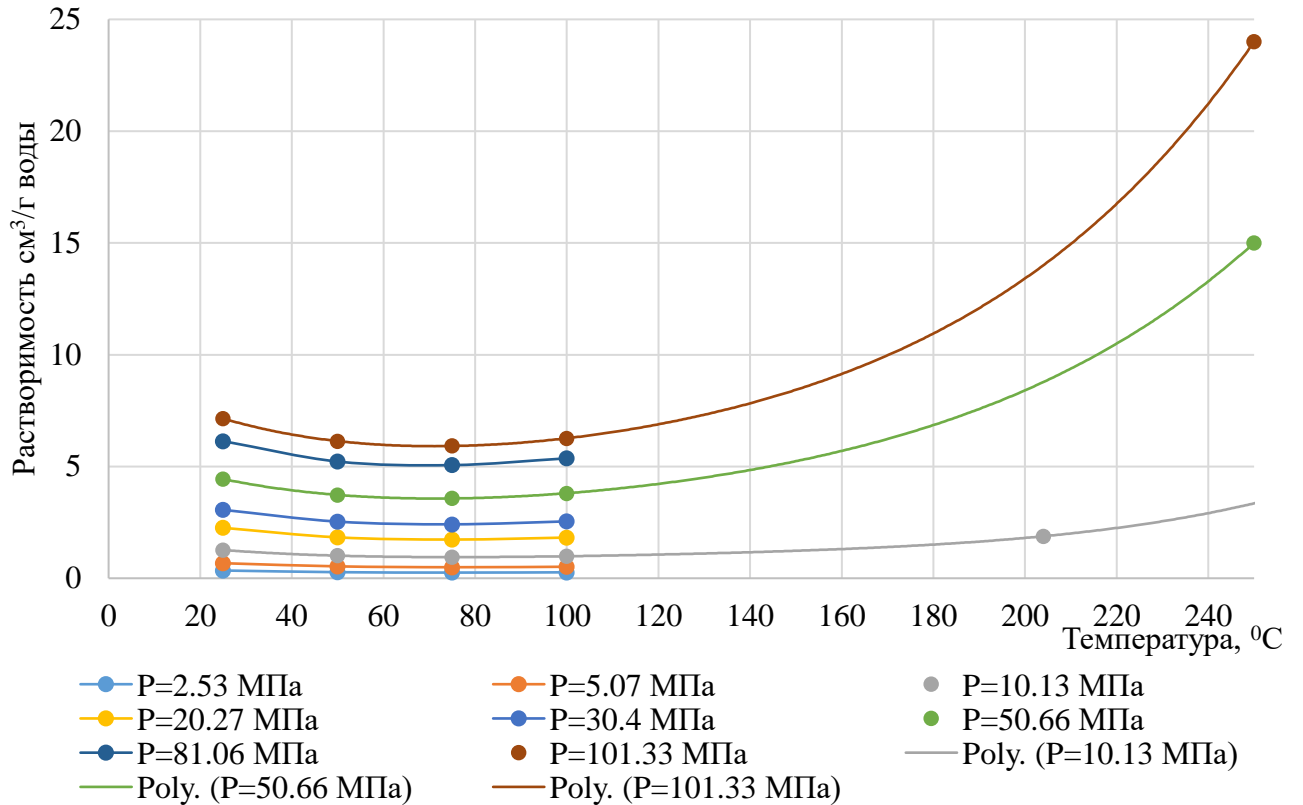


Рисунок 1.5.10 Зависимость растворимости азота от температуры и давления

Как видно из рисунка растворимость N_2 при максимальных значениях рассматриваемых термобарических условий менее $24 \text{ м}^3/\text{т}$, а при минимальных значениях $0,5 \text{ м}^3/\text{т}$.

Плотность и вязкость азота

Плотность и вязкость N_2 для рассматриваемых термобарических условий оценены согласно работам [112, 142] и представлены на рис. 1.5.11 и 1.5.12.

Плотность азота для крайних значений рассматриваемого диапазона давлений и температур составляет соответственно $1,16 \text{ кг}/\text{м}^3$ и $399 \text{ кг}/\text{м}^3$, вязкость $0,01766 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ и $0,042 \text{ мПа}\cdot\text{с}$.

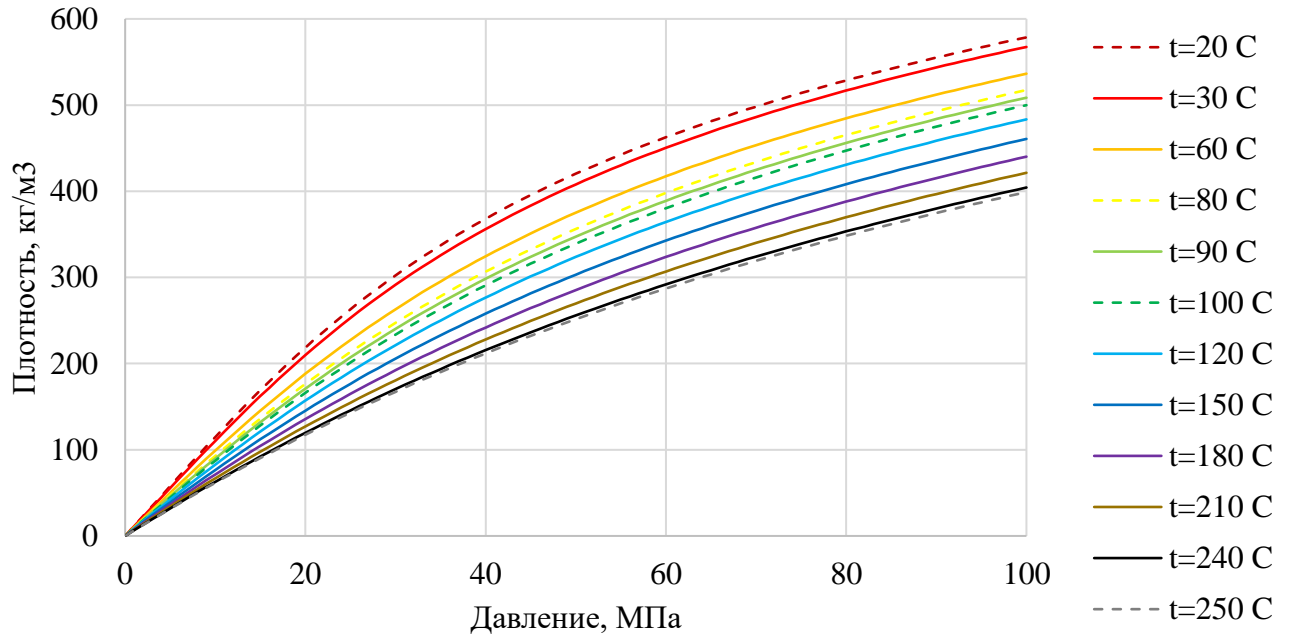


Рисунок 1.5.11 Зависимость плотности N_2 от давления и температуры

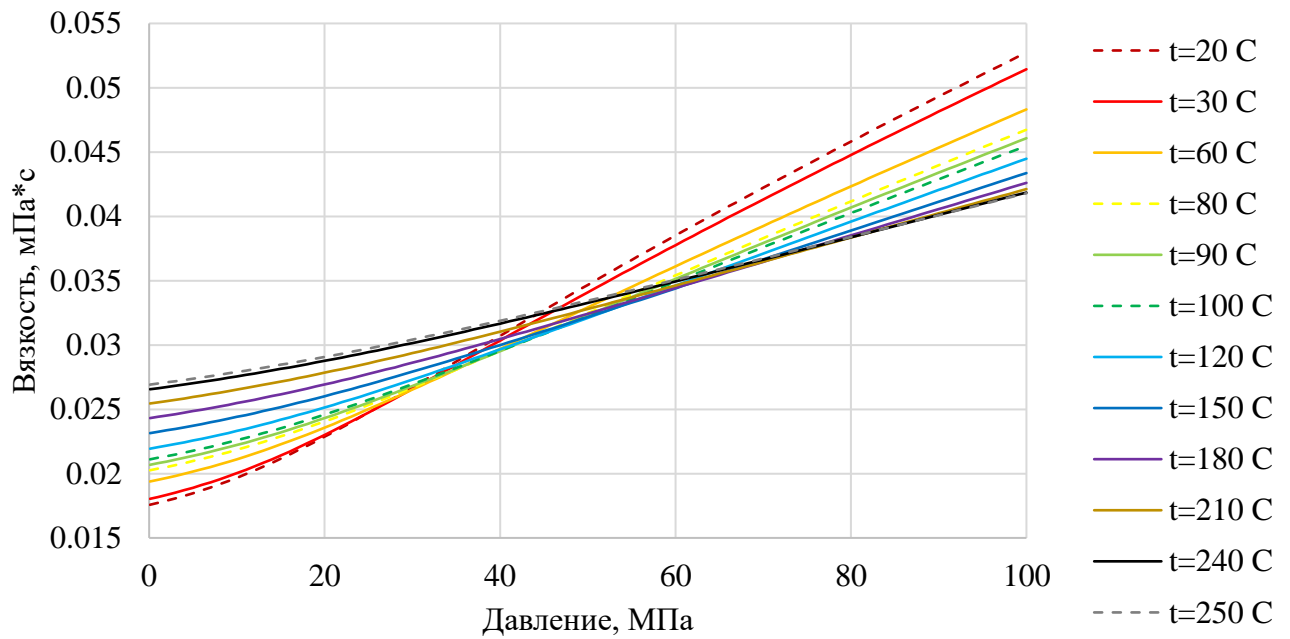


Рисунок 1.5.12 Зависимость вязкости азота от давления и температуры

1.5.4 Анализ факторов, влияющих на эффективность кислотной обработки

Условия проведения КО, применяемые растворы, схема заканчивания, состав пород и ряд других параметров могут значительно изменяться. Поэтому представляет практический интерес анализ их влияния на эффективность обработок с целью учета при проектировании КО.

Процесс реакции кислоты с поверхностью минерала является гетерогенным, т.к. происходит только на границе минерала и кислоты (рис.1.5.13).

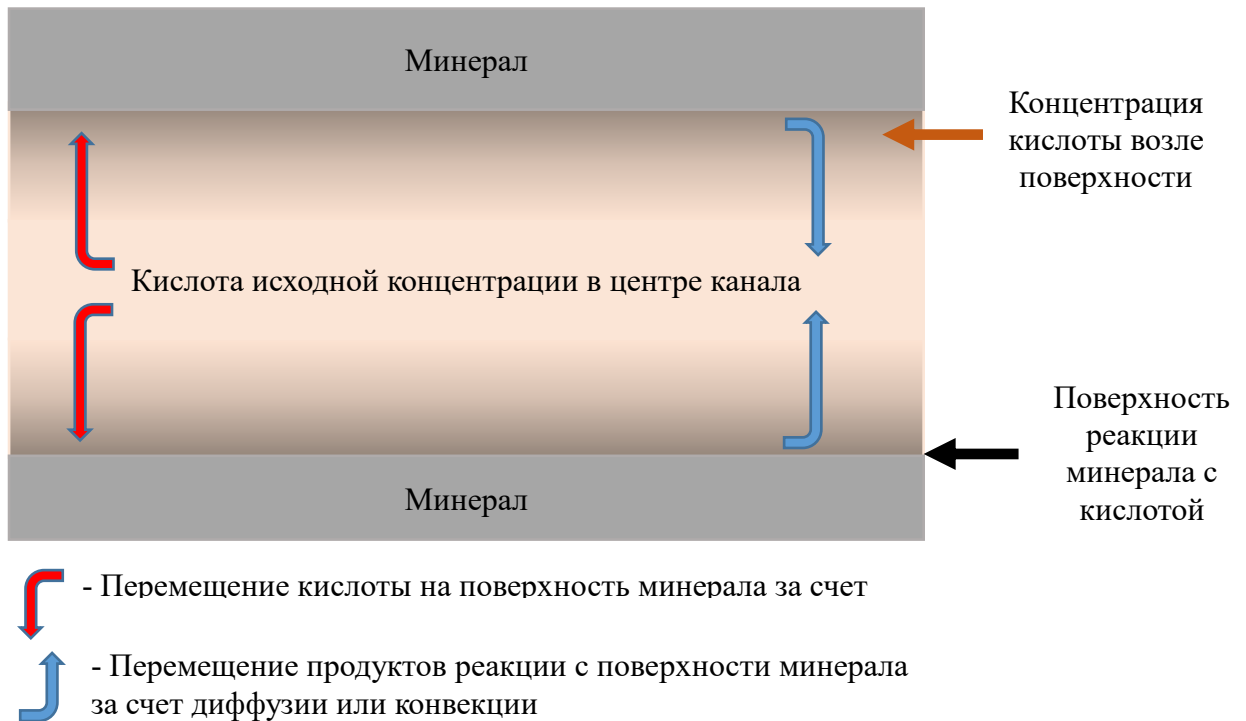


Рисунок 1.5.13 Схема потоков, возникающих в канале при КО

Перед тем, как реакция произойдет, кислота должна быть доставлена на поверхность минерала путем конвекции, либо путем диффузии. Общая скорость реакции (скорость изменения концентрации кислоты в канале) зависит от скорости доставки кислоты на поверхность и от скорости реакции на поверхности. При определенных условиях (минеральный состав породы, температура реакции и т.д.), один из процессов происходит значительно быстрее, чем другой, и при определении общей скорости реакции может быть проигнорирован (принят мгновенным). Как

правило, в большинстве случаев, эффективность кислотного процесса определяется скоростью доставки кислоты на поверхность – как более медленного процесса, чем скоростью реакции на поверхности минерала.

Из-за высокой скорости реакции и значительной неоднородности карбонатных пород растворение происходит крайне неравномерно. Согласно опубликованным результатам лабораторных исследований, при закачке кислоты в карбонатный коллектор при определенной скорости закачки образуются так называемые «червоточины» – высокопроницаемые каналы растворения сложной геометрии, проникающие вглубь пласта и, тем самым, обеспечивая хорошую гидродинамическую связь пласт–ствол скважины (рис. 1.5.14).

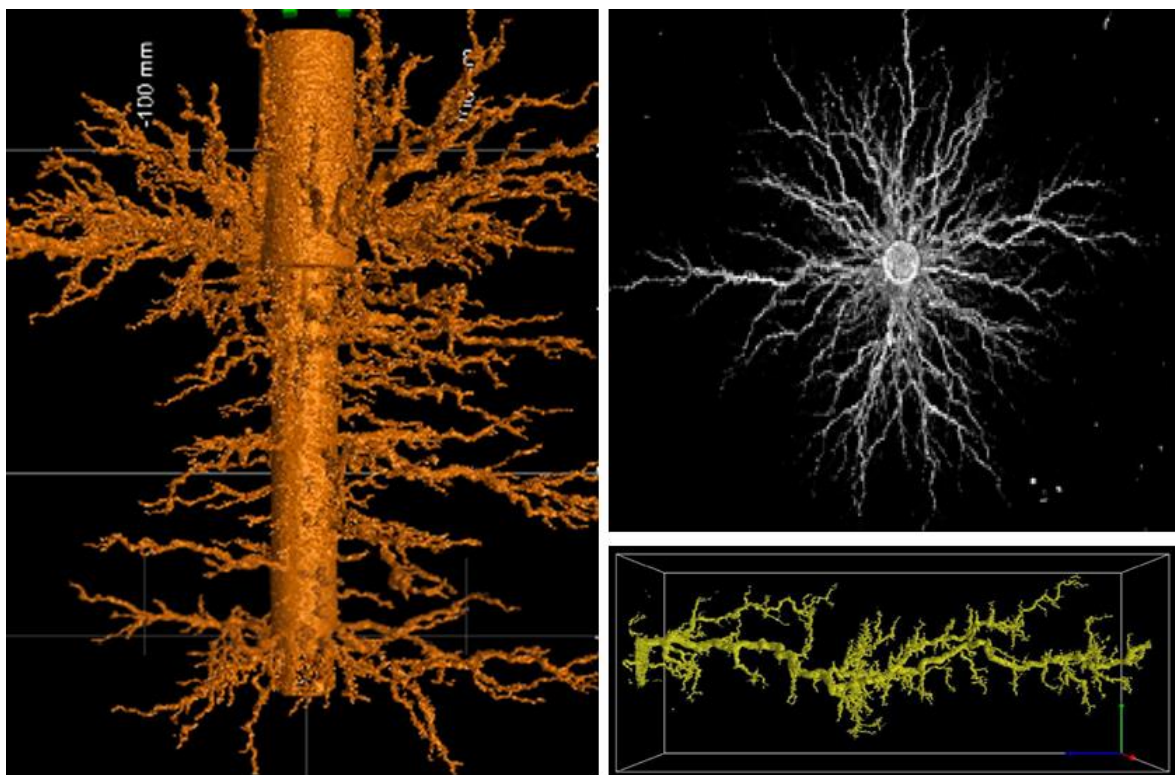


Рисунок 1.5.14 Визуализация «червоточин» на основе компьютерной томографии [67, 140, 125]

На сегодняшний день лабораторные исследования являются основным способом изучения процессов кислотного воздействия на карбонатные коллектора. Выполненный анализ показал, что, как правило, авторами исследуется влияние

одного или нескольких факторов на эффективность кислотного воздействия [51]. К таким факторам относятся:

- объем и скорость закачки кислотных составов [13, 32, 39, 88, 97, 99, 129, 148];
- температура, при которой происходят реакции [74, 96, 99, 148];
- концентрация кислотного раствора [39, 74, 96, 99, 102, 148];
- давление в процессе закачки [78, 117, 134];
- насыщение образцов [68, 119, 120, 141];
- композиционный состав используемых составов [6, 7, 10, 11, 13, 22, 31, 36, 37, 39, 43, 44, 46, 50, 51, 52, 53, 62, 64, 65, 68, 69, 74, 85, 96, 98, 108, 122, 130, 137, 148];
- геометрические размеры образцов [69, 74, 102];
- геометрия потока (радиальная, линейная) [66, 67, 99, 117, 124, 129];
- минеральный состав образцов [41, 148];
- структура порового пространства и фильтрационные свойства [7, 32, 37, 41, 59, 63, 66, 74, 89, 91, 99, 111,];
- технология заканчивания и особенности процесса стимуляции [73, 86, 135].

В связи с многообразием используемых кислотных составов, возникающих условий, составом насыщающих ОЗП флюидов, структурой порового пространства, минеральным составом породы и т.д. охватить весь перечень выполненных различными авторами работ не представляется возможным.

Многочисленные лабораторные эксперименты показали, что для определенной системы порода–кислотный состав в зависимости от скорости закачки формируются различающиеся структуры растворения породы представленные на рис. 1.5.15.

При минимальных скоростях закачки весь раствор полностью растворяет образец (компактное растворение).

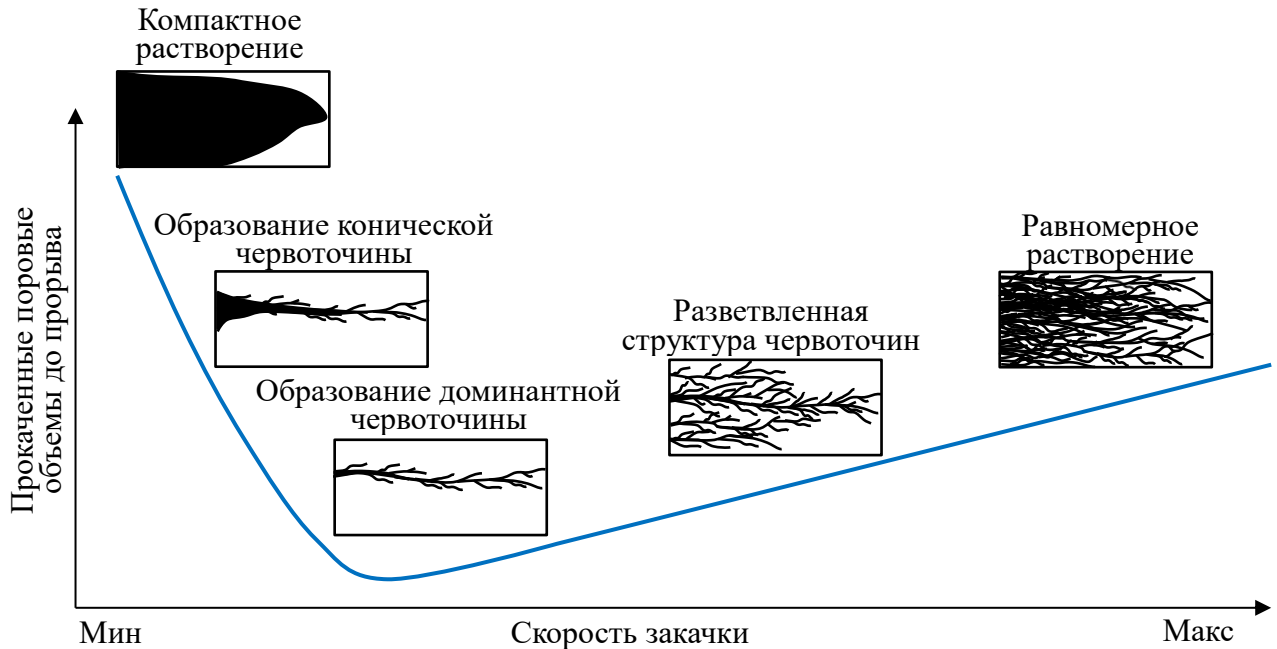


Рисунок 1.5.15 Влияние скорости закачки кислотного состава в карбонатный коллектор на вид получаемого растворенного порового пространства

С увеличением скорости закачки кислота, проникая в породу, создает каналы растворения – червоточины, однако из-за того, что значительная часть раствора успевает реагировать на входе в образец формируется конусообразная форма червоточин. Объем необходимого кислотного состава для достижения определенной глубины проникновения червоточин значительно меньше по сравнению с компактным растворением.

При скорости закачки достаточной для доставки кислотного состава до кончиков червоточин происходит их рост в длину и формируются доминантные червоточины – длинные, узкие, маловетвистые каналы растворения. Развитие доминантных червоточин является наиболее оптимальной структурой растворения – достижение необходимой глубины проникновения при минимальном объеме закачки.

Дальнейшее увеличение скорости закачки приводит образованию ответвлений от доминантных червоточин (разветвленная структура), так как

кислотный раствор начинает «задавливаться» в более мелкие поры и рост червоточин в длину замедляется. В результате для достижения определенной глубины их проникновения требуется увеличение объема закачиваемого кислотного состава.

При дальнейшем росте скорости закачки кислотный состав проникает во все более мелкие поры, объем доставляемого раствора до кончиков червоточин снижается, что приводит к росту требуемого объема кислотного состава для обеспечения необходимой глубины проникновения червоточин. Формируется так называемая равномерная структура растворения породы.

Результаты лабораторных экспериментов по оценке влияния скорости закачки на эффективность кислотного воздействия принято представлять в виде зависимости числа прокаченных поровых объемов кислотного раствора до момента выхода червоточки из образца (PVBТ), характеризующийся резким снижением перепада давления, от линейной скорости закачки кислотного раствора (V_i) (рис. 1.5.16).

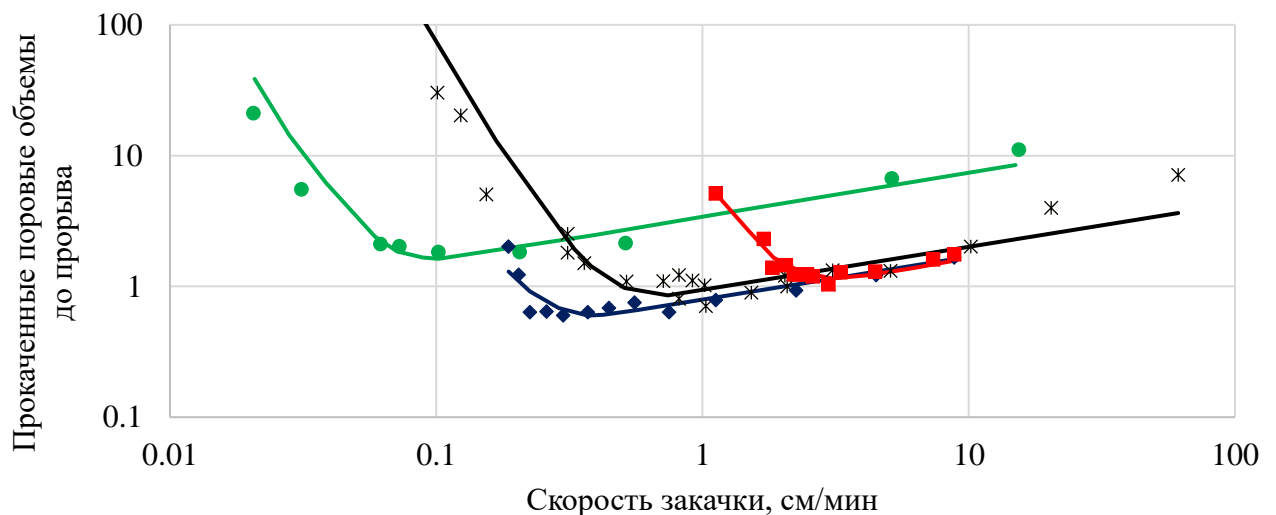


Рисунок 1.5.16 Результаты лабораторных экспериментов по оценке влияния скорости закачки кислотного состава на эффективность кислотного воздействия

На рисунке приведены результаты экспериментов, выполненных разными авторами, при отличающихся друг от друга условиях проведения экспериментов. Минимальное значение на каждой из кривых характеризует оптимальную скорость закачки при которой формируются доминантные червоточины.

Для определения факторов, учет которых необходим при проведении лабораторных экспериментов по влиянию скорости закачки на эффективность кислотного воздействия, проведен анализ и обобщение результатов научных работ, выполненных разными авторами (табл. 1.5.6).

Как видно из таблицы, рассмотренные факторы имеют высокое влияние на получаемые при лабораторных экспериментах результаты. Исключением является давление, если оно превышает 69 атм. В этом случае образующийся CO_2 находится в жидком состоянии и не оказывает влияния на процесс растворения кислотными составами карбонатного коллектора.

Согласно приведенным данным часть факторов влияют на оптимальную скорость закачки и величину PVBT разнонаправленно. Кроме того, в реальных условиях происходит одновременное проявление нескольких факторов, что также может приводить к различному направлению изменения оптимальной скорости закачки кислотного раствора [55].

Проведенный анализ показал, что для получения зависимостей, позволяющих надежно прогнозировать развитие червоточин в ОЗП, лабораторные эксперименты необходимо проводить в условиях, максимально учитывающих ожидаемые при обработках параметры, на репрезентативных образцах керна.

Учет части факторов при проведении лабораторных экспериментов в промышленных масштабах является проблематичным из-за ограничений размеров отбираемого керна и лабораторного оборудования. Для их учета требуется применение корреляций.

Сводные результаты анализа влияния различных факторов на оптимальную скорость закачки и величину PVBT

Фактор	Важность учета при лабораторных экспериментах	Изменение оптимальной скорости при росте параметра	Изменение PVBT при росте параметра
Температура	Высокое	Увеличение	Разнонаправленное
Концентрация HCl	Высокое	Увеличение	Снижение
Давление	< 69 атм	Высокое	Увеличение
	> 69 атм	Низкое	Низкое влияние
Насыщение УВ	Высокое	Снижение	Снижение
Композиционный состав закачиваемого флюида	Высокое	Разнонаправленное	Разнонаправленное
Влияние фильтрационных свойств, структуры порового пространства и минерального состава	Высокое	Разнонаправленное	Разнонаправленное
Влияние размеров образцов	Высокое	Увеличение	Увеличение
Влияние чистоты перфорационных каналов	Высокое	Снижение	Снижение
Влияние эффекта "струи" из-за особенностей стимуляции скважин	Высокое	Снижение	Снижение
Переход от линейных образцов к радиальным	Высокое	Увеличение	Увеличение

1.6 Анализ методов моделирования развития червоточин при кислотных обработках околоскважинных зон карбонатных пластов

Математическое моделирование КО стало развиваться сравнительно недавно. Учет червоточин при моделировании КО – сложная задача [21, 77]. Основная проблема заключается в сложности математического описания их комплексной

структуры и ее изменения в процессе КО, а также в определении всех необходимых параметров для расчетов.

Известные модели развития червоточин можно классифицировать следующим образом:

- модели переходного размера пор;
- модели капиллярных трубок;
- модели на основе числа Пекле;
- модели на основе числа Дамкелера;
- сеточные модели;
- численные модели;
- корреляционные модели.

Модели переходного размера пор [138, 139, 148].

В основе подхода лежит предположение, что червоточины инициируются только в порах, поперечное сечение которых больше определенной величины (переходного размера пор), а рост остальных пор происходит в режиме равномерного растворения.

Модели капиллярных трубок [90, 110, 109, 138, 139]

В рамках данного подхода червоточины представляются в виде пучка капиллярных трубок. В процессе расчета оцениваются объем фильтрации кислоты через боковую поверхность трубки и объем кислоты достигший ее кончика. В результате оценивается рост червоточины в длину и в диаметре.

Модели на основе числа Пекле [80, 81, 82, 83, 84]

В указанных работах авторы показали, что образующиеся червоточины в большом диапазоне масштабов обладают свойством самоподобия (фрактальная структура). В результате лабораторных экспериментов получено, что для двухмерного случая фрактальная размерность структуры червоточин равна $d_f =$

1.6. Авторами, для радиального случая, предложена формула для определения длины червоточин:

$$R_e(V) = \left(\frac{bVN_{ac}}{\pi h \phi} Pe^{-\frac{1}{3}} \right)^{\frac{1}{d_f}}, \quad (1.6.1)$$

где b – экспериментально определяемая константа, V – объем кислоты, N_{ac} – число кислотности, $Pe = \frac{q}{Dh}$ – число Пекле, D – коэффициент диффузии, h – размер образца, q – скорость нагнетания.

Модели на основе числа Дамкелера [95, 96, 100, 107, 148]

Авторами, для широкого диапазона кислотных систем, уровней рН, температур, экспериментально показано, что образование червоточин контролируется числом Дамкелера в виде отношения количества кислотной композиции, поглощаемой стенками червоточин, по отношению к количеству доставляемому к концу червоточины и расходуемому на увеличение ее длины.

Число Дамкелера определяется как

$$Da = \frac{\pi d L k}{q}, \quad (1.6.2)$$

где q – расход, d – диаметр червоточины, L – длина червоточины, k – постоянная скорости растворения.

Выявлено, что существует оптимальное значение числа Дамкелера $Da_{opt}=0.29$, при котором формируются доминантные червоточины. Кроме того, отмечено, что зависимости необходимого объема кислотного состава в поровых объемах образца для выхода червоточины из него (PVBT) от параметра $1/Da$ для различных кислотных составов имеют общую форму кривых, нормализация которых на среднее значение PVBT позволило получить универсальную зависимость PVBT от числа Дамкелера (рис. 1.6.1).

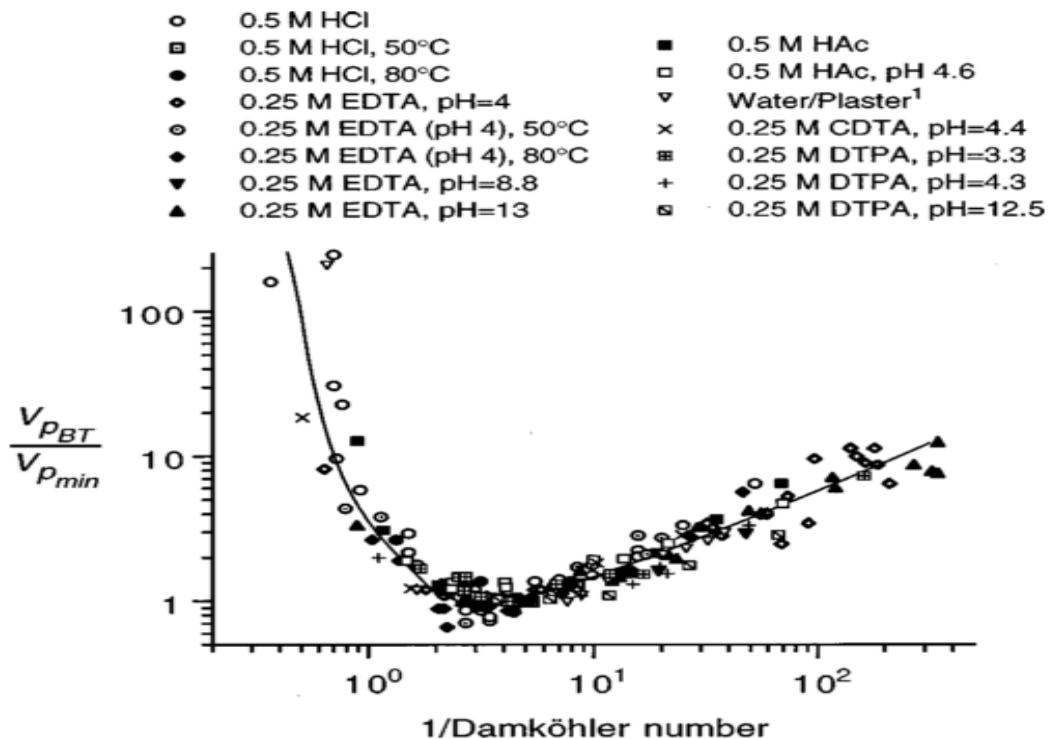


Рисунок 1.6.1 Зависимость нормализованных значений PVBT от обратного числа Дамкелера для различных комбинаций кислотный состав / порода.

Использование универсальной кривой позволяет снизить количество необходимых лабораторных экспериментов до минимального значения, проведя их только при оптимальном значении числа Дамкелера.

Для прогнозирования изменения скин-фактора с использованием теории числа Дамкелера требуется ее комбинация с физической моделью роста червоточин.

Сеточные модели порового пространства

Данные модели представляют собой сеть узлов сетки, соединенных между собой цилиндрическими капиллярами различного диаметра, зависящими от распределения пор по размерам. В работах [84, 94, 107] поровая среда представлена двумерной сеточной моделью, которая обеспечивает предсказание различных структур растворения и изменение проницаемости для случаев, когда общая

скорость реакции зависит от скорости транспорта кислоты или от скорости ее реакции с породой. Модель не учитывает возможное слияние пор при растворении.

В работе [94] для моделирования развития червоточин авторы использовали трехмерную, физически репрезентативную сеточную модель (PRN) поровой среды с описанием ее топологии и гидродинамических процессов, происходящих на уровне масштаба пор. Растворение моделируют, позволяя сферическим частицам уменьшаться, при этом поры сливаются по мере их растворения. Данные модели позволяют воспроизводить формирование червоточин в результате комбинированного эффекта транспорта кислоты и ее реакции на поверхности.

Численные модели [9, 17, 21, 25, 104, 105, 106]

Данные модели базируются на моделях фильтрации (Дарси, Дарси-Бриксмана, Дарси-Бриксмана-Стокса), переноса и гетерогенной реакции активной примеси. Выделяют два типа моделей: мезомасштабная (darcy-scale) модель, позволяющая воспроизвести различные режимы растворения, в том числе образование червоточин, и крупномасштабная (core-scale) модель, позволяющая находить и уточнять оптимальные параметры закачки кислоты [21].

Корреляционные модели [77]

В основе модели развития червоточин лежит корреляционная зависимость между скоростью распространения червоточин (V_{wh}) и скоростью закачки кислотного состава (V_i). В случае радиальной фильтрации ее можно представить в виде:

$$V_{wh}(R_{wh}) = W_{eff} V_i(R_{wh})^{\frac{2}{3}} * B(V_i(R_{wh})) D(t), \quad (1.6.3)$$

$$B(V_i) = (1 - \exp(-W_B V_i^2))^2, \quad (1.6.4)$$

где W_{eff} и W_B – экспериментальные константы.

Данные константы определяются на основе лабораторных экспериментов на керне и/или путем подбора при воспроизведении в симуляторе кислотного воздействия результатов фактически проведенных кислотных обработок.

Основные характеристики существующих моделей/подходов и их ограничения приведенные в работе [97] были дополнены диссертантом и представлены в табл. 1.6.1.

Стоит отметить, что при практическом моделировании КО наиболее распространенными моделями, используемыми в коммерческих симуляторах (WellBook компании Schlumberger, Stimpro компании Carbo и другие), являются модели, основанные на числе Пекле, численные и корреляционные модели.

Таблица 1.6.1

Основные характеристики существующих моделей/подходов моделирования развития червоточин и их ограничения

Модели	Автор	Предсказываемые параметры			Основные недостатки моделей
		dL/dt	Qзак	Стр-ры	
Переходного размера пор	Wang		Да		Не применимо для оценки изменения скин- фактора, требует микроскопического описания пор
	Huang		Да		
Капиллярных трубок	Hung	Да		3	Требует микроскопического описания пор, применимо при оптимальном числе Дамкелера и только в случае если скорость реакции кислоты с породой можно принять мгновенной, требует задания плотности червоточин.
	Gdanski	Да	Да	3	Требует масштабирования эффективности кислоты на реальные скважинные условия, допущение что червоточины всегда существуют и всегда растут (не зависят от скорости закачки).

Таблица 1.6.1 (Продолжение)

Пеклет	Daccord	Да		1, 3, 4	Применимы только в случае если скорость реакции кислоты с породой можно принять мгновенной.
	Frick	Да		3, 4	Применимы только в случае если скорость реакции кислоты с породой можно принять мгновенной.
Дамкелер	Fredd и Fogler		Да	1-5	Необходимо знание плотности и размеров червоточин. Не применимо для оценки изменения скин-фактора
	Hoefner и Fogler		Да	1-5	Необходимо знание плотности и размеров червоточин. Не применимо для оценки изменения скин-фактора
	Fredd	Да	Да	1-5	Необходимо знание плотности червоточин, задание модели фильтрации флюидов через стенки червоточин
Сеточные	Hoefner и Fogler	Да	Да	1-5	Эта двумерная сетевая модель не легко масштабируется для полевых или лабораторных экспериментов.
	Fredd и Fogler	Да	Да	1-5	Модель PRN требует огромных вычислительных возможностей не позволяющей применять ее на практике
Численные		Да	Да	1-5	Требуют задания сложноопределимых на практике параметров
Коррел-ные	Vuijse	Да	Да	1-5	Требует наличия большого количества лабораторных экспериментов.

Примечание:

dL/dt - изменение длины червоточин во времени;

$Q_{зак}$ - оптимальная скорость закачки.

Структуры растворения: 1 – равномерное, 2 – коническое, 3 – доминирующие червоточины, 4 – сильно разветвленные червоточины, 5 – равномерное растворение.

Краткие выводы по главе

ОЗП имеет комплексную структуру и состоит из системы взаимодействующих подзон сложной геометрии с отличающимися

фильтрационными свойствами, изменяющимися как в плане, так и вдоль ствола скважины в течение всего ее жизненного цикла. Несмотря на комплексную структуру ОЗП, на практике, в том числе при моделировании кислотного воздействия, она рассматривается в виде однородной зоны определенного радиуса с проницаемостью, отличной от проницаемости пласта. Для описания свойств ОЗП относительно удаленной части пласта применяется понятие «скин-фактор», который определяется по формуле Hawkin.

Выявление причин ухудшения свойств ОЗП является ключевым фактором для выбора эффективной стратегии воздействия на ОЗП. По механизму возникновения причины можно разделить на 4 основные группы: механические, химические, биологические и термические. При выявлении причин изменения свойств ОЗП и оценки ее параметров используются лабораторные, геофизические и гидродинамические исследования, а также математическое моделирование процессов изменения свойств ОЗП.

При выборе технологии воздействия и используемых флюидов важно знать минеральный состав горных пород. С целью изучения состава породы используются различные методы, наиболее совершенные из которых рентгенофазовый анализ и QEMSCAN.

С целью восстановления и улучшения фильтрационных свойств ОЗП широко применяются кислотные воздействия (КВ), в процессе которых происходит химическое взаимодействие кислотных растворов с породами и продуктами, засоряющими ОЗП. Результатом является:

- очистка и увеличение размеров существующих каналов фильтрации;
- образование новых каналов фильтрации;
- увеличение размеров существующих и созданных трещин.

В связи с разнообразием геолого-технологических условий и целей обработок существует значительное количество видов КВ, отличающихся по технологии

выполнения, объему и скорости закачки, типу кислотных композиций и их концентрации, стадийностью, давлению и температуре обработки и т.д.

Одним из основных видов КВ на ОЗП скважин, вскрывающих карбонатные коллекторы, является СКО и ее модификации. На практике наиболее широкое применение получили композиции на основе 15% раствора соляной кислоты.

При моделировании процессов, происходящих при СКО 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.

С помощью уравнений химических реакций оценены объемы вступающих в реакцию веществ и получаемых продуктов при взаимодействии 15% HCl с известняком и доломитом. На основе обобщения литературных данных для используемых при СКО флюидов и продуктов реакций выполнен анализ изменения их фазового состояния, вязкости, плотности и растворимости в возможном диапазоне изменения давлений (0,1 – 100 МПа) и температур (20 – 250 0С).

Результаты анализа показали, что в указанном широком диапазоне давлений и температур:

- Вода и 15% раствор соляной кислоты находятся в жидком состоянии. Их плотность и вязкость зависят, в основном, от температуры, их изменением от давления и наличием растворенных газов при расчетах СКО можно пренебречь.
- Образующиеся при реакции соли $MgCl_2$ и $CaCl_2$ находятся в растворенном состоянии, а их водные растворы в жидком. Вязкость и плотность водных растворов солей зависит в основном от температуры, количества и типа растворенных солей.

- Углекислый газ в основной части рассматриваемого диапазона давлений и температур находится в состоянии сверхкритического флюида. В большинстве случаев он полностью растворяется в флюидах.
- Азот, используемый при проведении СКО, при давлениях ниже 3,39 МПа будет находиться в газообразном состоянии, что в основном характерно для ствола скважины. Если давление выше указанного значения, то азот находится в состоянии сверхкритического флюида. Растворимость азота в воде значительно ниже, чем углекислого газа.

На основе анализа результатов экспериментов, опубликованных в различных научных источниках, выявлены необходимые для проектирования СКО зависимости растворимости, вязкости и плотности флюидов от давления и температуры.

Многочисленные лабораторные эксперименты показали, что при закачке кислоты в карбонатный коллектор растворение пород происходит крайне неравномерно. Для определенной системы карбонатная порода–кислотный состав в зависимости от скорости закачки можно получить различные структуры растворения породы. Наиболее оптимальной является скорость закачки, при которой развиваются доминантные червоточины, характеризующиеся большой глубиной проникновения при минимальном объеме закаченного кислотного состава.

Анализ результатов выполненных лабораторных исследований показал, что на величину оптимальной скорости закачки оказывают влияние: температура, концентрация и композиционный состав кислоты, давление, насыщение породы, фильтрационно-емкостные свойства, структура порового пространства, минеральный состав, технология заканчивания скважины. Для получения зависимостей, позволяющих на практике прогнозировать развитие червоточин в ОЗП, лабораторные эксперименты необходимо проводить в условиях, максимально

приближенных к ожидаемым при СКО, на репрезентативных образцах керна конкретного месторождения.

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. Наиболее широко используемыми на практике являются модели основанные на числе Пекле, Дамкелера и корреляционные модели.

2. УЧЕТ КОМПЛЕКСНОГО СТРОЕНИЯ ОКОЛОСКВАЖИННОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА ПРИ МОДЕЛИРОВАНИИ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК

2.1 Структура и свойства ОЗП и ее изменение в процессе КО

Процесс изменения свойств ОЗП, имеющий сложный характер, как правило, обусловлен одновременным или последовательным проявлением нескольких, рассмотренных выше, причин приводящих к формированию комплексного строения ОЗП, как в плане так и вдоль ствола скважины, состоящей из системы околоскважинных подзон [18, 28] и отличающихся друг от друга по свойствам.

Во время проведения КО, структура ОЗП становится еще более сложной, так как возникают дополнительные подзоны с изменяющимися размерами и с отличающимися свойствами, например, подзона развития «червоточин», подзоны, в которых идет фильтрация продуктов реакции кислоты с породой, самой кислоты, потокоотклонителей и т.д. Кроме того в результате химических реакций часть параметров данных подзон, например, вязкость содержащихся в них флюидов, может изменяться во времени.

2.2 Учет комплексного строения ОЗП при моделировании КО

Несмотря на комплексное строение ОЗП, на практике при моделировании КО она рассматривается, как отмечено в главе 1.1, как однородная зона вдоль всего интервала стимуляции определенного радиуса и имеющая проницаемость, отличную от пластовой. Такое упрощенное представление может быть приемлемо при моделировании воздействий на однородные по свойствам пласты, однако в случае значительной неоднородности свойств, что характерно для карбонатных коллекторов, это может приводить к выбору неоптимальной технологии и параметров воздействия и как следствие низкой эффективности стимуляции (высокий скин фактор, неравномерность обработки интервала стимуляции).

2.2.1 Схематизация комплексного строения ОЗП и формула комбинированного скин-фактор

Для учета структуры ОЗП и ее изменения в процессе обработки нами она рассматривается как комплекс подзон с отличающимися фильтрационными свойствами, свойствами флюидов и геометрическими размерами, как в плане, так и вдоль ствола скважины. В процессе моделирования КО учитывается появление и продвижение в глубь пласта дополнительных подзон с меняющимися во времени характеристиками.

Для иллюстрации указанного способа на рис. 2.2.1 схематично приведен упрощенный пример для случая закачки кислотного состава в один слой пласта.

В исходном состоянии ОЗП представлена двумя подзонами: 1 – подзона кольматации твердыми частицами радиусом r_{d1} с абсолютной k_{d1} и фазовой k_{f1} проницаемостью, вязкостью флюида μ_{f1} ; 2 – подзона кольматации фильтратом бурового раствора радиусом r_{d2} с абсолютной k_{d2} и фазовой k_{f2} проницаемостью, вязкостью флюида μ_{f2} . В процессе закачки кислотного состава в слой размеры ОЗП увеличиваются, появляются новые подзоны с характерными для них характеристиками. Например, на момент времени $t=1$ ОЗП состоит из 6 подзон с разными характеристиками и геометрическими размерами. Подзона 1 разделяется на две подзоны: развития червоточин (k_{wh}, k_{fa}, μ_{fa}), продвижения фронта продуктов реакции (k_{d1}, k_{fa}, μ_{fa}); подзона 2 разделяется на 3 подзоны: продвижения фронта продуктов реакции (k_{d2}, k_{fa}, μ_{fa}), продвижение фронта флюида подзоны 1 (k_{d2}, k_{f1}, μ_{f1}), продвижение фронта флюида подзоны 2 (k_{d2}, k_{f2}, μ_{f2}). В связи с продвижением в глубь пласта флюида появляется дополнительная подзона (k, k_{f2}, μ_{f2}). На следующих временных шагах $t=2,3\dots$ происходит дальнейшее изменение ОЗП. После окончания КО и очистки скважины от продуктов реакции и флюидов, изначально содержащихся в ОЗП, остается одна зона – зона развития фронта червоточин.

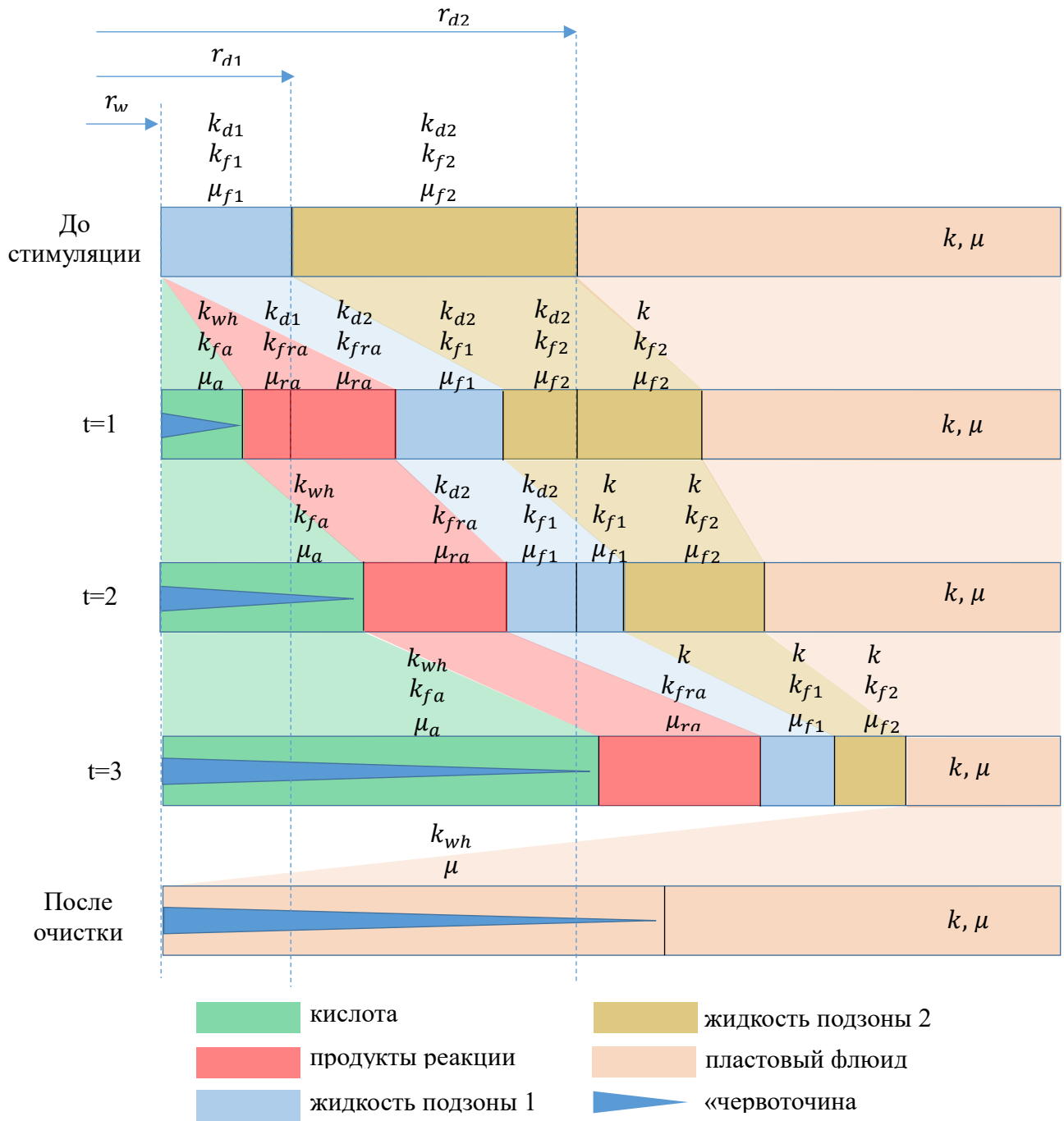


Рисунок 2.2.1 Схематичное описание различных подзон и их параметров при закачке кислотного состава и после очистки скважины.

Для данной схематизации строения ОЗП комбинированный скин-фактор определяется по формуле, учитывающей абсолютную и фазовую проницаемости, а также вязкость флюидов в каждой из подзон и их радиусы [118]:

$$S_c = \sum_{i=1}^N S_{di} = \sum_{i=1}^N \left[\left(\frac{K}{K_{di} K_{fi}} \frac{\mu_{fi}}{\mu} - 1 \right) \ln \left(\frac{r_i}{r_{i-1}} \right) \right], \quad (2.2.1)$$

где 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, базирующихся на увеличении вязкости и/или изменении фазовой проницаемости в процессе кислотного воздействия. В случае моделирования применения механических потокоотклонителей предполагается, что сформировавшаяся подзона, в результате закачки механического потокоотклонителя, с измененной абсолютной проницаемостью в ближайшей к стволу подзоне не перемещается в пласт. Конечный скин-фактор, после очистки скважины, вычисляется в предположении, что околоскважинная зона заполнена пластовым флюидом.

2.2.2 Усовершенствование полуэмпирической модели расчета скин-фактора скважины несовершенной по характеру вскрытия для учета комплексного строения ОЗП

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

Влияние длины перфорационных каналов, их диаметра, расстояния и угла между каналами, анизотропии и наличия зоны уплотнения возле перфорационных каналов на продуктивность скважины приведено в литературе (61, 87, 116).

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

Для учета комплексного (многозонального) строения ОЗП нами предложено усовершенствование широко используемой полуэмпирической модели Caracas и Tariq [116].

Рассмотрим пример наличия только двух подзон загрязнения (рис. 2.2.2).

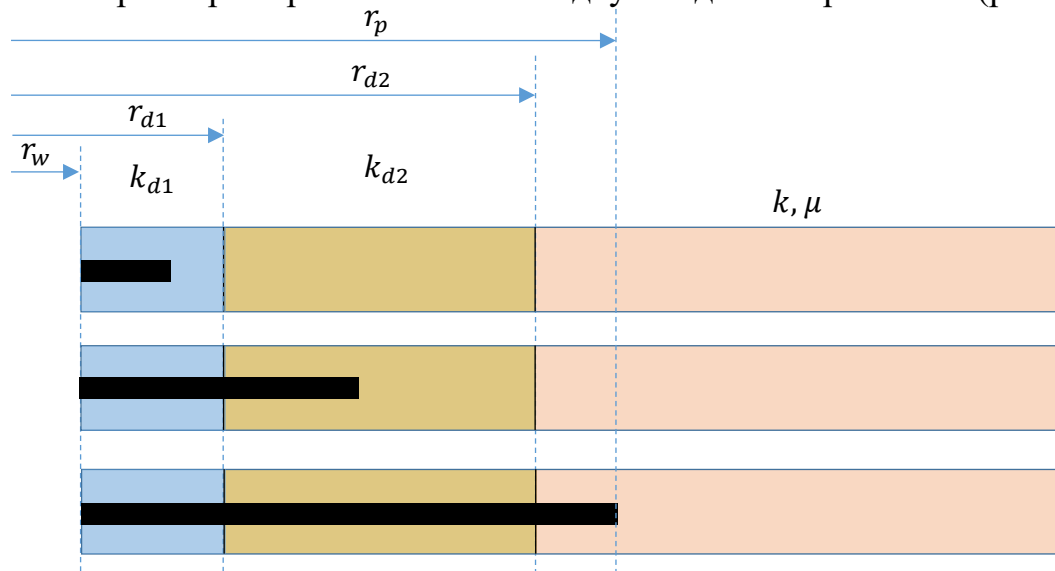


Рисунок 2.2.2 Схема расчета скин-фактора при наличии перфорации и двух подзон загрязнения.

Возможны 3 варианта:

1. Длина каналов перфорации меньше радиуса подзоны 1 ($r_p < r_{d1}$).

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

$$s'_{d1} = s_{d1} + \frac{k}{k_1}(s_p), \quad (2.2.2)$$

где s_{d1} – скин-фактор за счет изменения свойств в подзоне 1; 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. Перфорационный канал заканчивается в подзоне 2 ($r_{d1} < r_p < r_{d2}$).

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

$$s'_{d2} = s_{d2} + \frac{k}{k_2} s_p, \quad (2.2.3)$$

где s_{d2} – скин-фактор за счет изменения свойств в подзоне 2; k_{d2} – проницаемость подзоны 2.

3. Перфорационный канал вышел 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, определяемых по предложенным формулам:

$$L'_p = L_p - \left[1 - \frac{k_1}{k_2}\right] L_{d1} - \left[1 - \frac{k_2}{k}\right] L_{d2}, \quad (2.2.4)$$

$$r'_w = r_w + \left[1 - \frac{k_1}{k_2}\right] L_{d1} + \left[1 - \frac{k_2}{k}\right] L_{d2}. \quad (2.2.5)$$

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:

$$s_d = s_p, \quad (2.2.6)$$

при этом радиус зоны приравнивается радиусу перфорации.

Пример расчета скин-фактора в зависимости от длины перфорационных каналов для случая двух подзон приведен на рис. 2.2.3.

В данном примере зона загрязнения рассматривается как состоящая из двух подзон с радиусами 0,3 и 0,6 м и имеющих различные проницаемости. Длина перфорационного канала изменялась от 0,15 до 1 м.

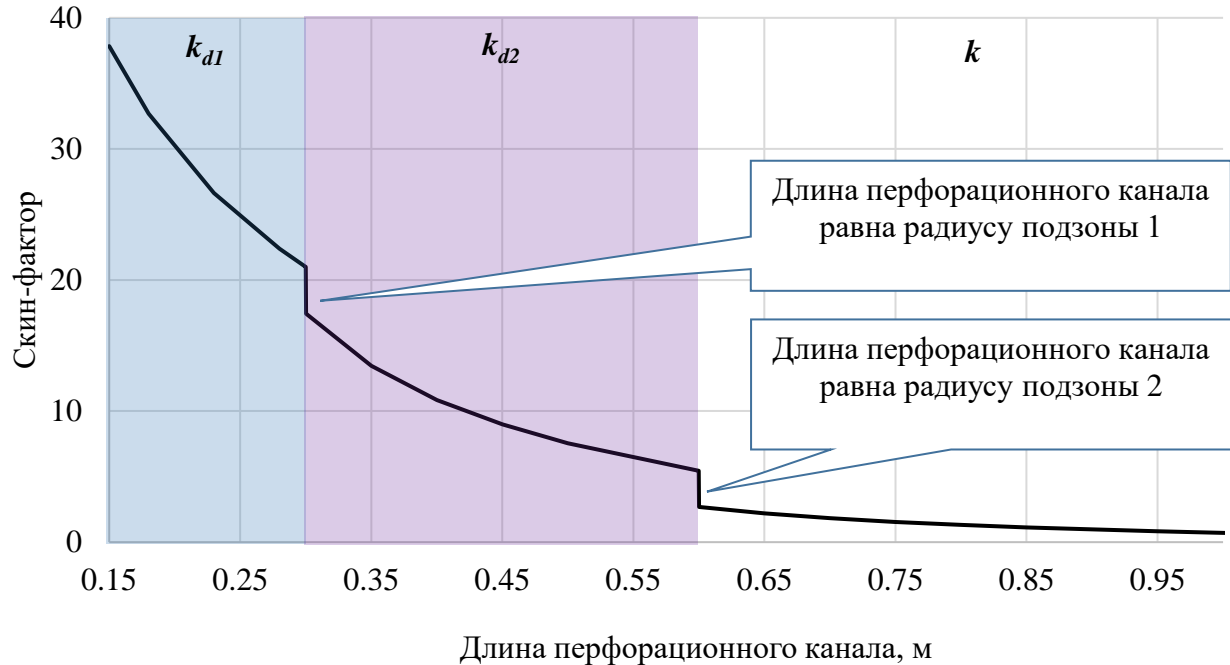


Рисунок 2.2.3 Изменение скин-фактора в зависимости от длины перфорационного канала для случая двух подзон в ОЗП

Как видно из рис. 2.2.3, при росте длины перфорационных каналов наблюдается постепенное снижение скин-фактора с его резким уменьшением при достижении границ подзон загрязнения.

Использование данного подхода позволяет рассчитывать скин-фактор от перфорации, когда можно выделить три и более подзон изменения свойств в ОЗП.

На основе определенного скин-фактора по формулам (2.2.2), (2.2.3) или (2.2.6) и радиуса проникновения перфорационных каналов, из (1.1.1) определяется эквивалентное значение проницаемости, которое включается в расчет комбинированного скин-фактора (2.2.1).

2.2.3 Учет влияния наличия в ОЗП червоточин, образовавшихся в результате предыдущих обработок при моделировании повторных КО

Несмотря на все увеличивающееся количество повторных КО, особенности их моделирования практически не освещены в литературе. Используемые на практике математические модели КО, ориентированы на моделирование

первичных КО и не учитывают особенностей, возникающих при повторных КО, связанных в частности с наличием в околоскважинной зоне червоточин, сформировавшихся в процессе предыдущих воздействий. Это может приводить к выбору неоптимальных параметров дизайна обработки и, как результат, ее низкой эффективности.

В применяемых на практике математических моделях КО, реализованных в виде программных продуктов, наличие существующих в ОЗП червоточин либо игнорируется (имитируется рост новых червоточин от стенки скважины), либо принимается, что кислотный раствор мгновенно заполняет пустотный объем существующих червоточин и начинается их дальнейшее развитие.

В реальности, при повторных воздействиях, закачиваемый кислотный раствор не формирует новые червоточины на стенке скважины, он движется по уже существующим каналам растворения, увеличивая их размеры, как в диаметре, так и в длину [117, 138].

Рассмотрим влияние объема существующих червоточин, изменения их диаметра и длины в процессе повторного воздействия на его эффективность.

В процессе первичных КО, особенно высокообъемных, кислотные растворы могут растворять значительный объем породы. Например, в Ираке при стимуляции скважин объемы закачки 15%-ной HCl нередко достигают 400-450 м³. Учитывая коэффициенты растворимости карбонатных минералов (табл. 2.2 раздел 2) и исходной пористости коллекторов объем образовавшегося пустотного пространства может достигать 40 м³. Наличие такого значительного пустотного объема требует его учета при проектировании повторных КО, т.к. может оказывать влияние на выбор технологии стимуляции скважины и параметров воздействия.

Изменение диаметра червоточин приводит к росту проницаемости в зоне их развития. Процесс изменения проницаемости при СКО является комплексным. Проницаемость возрастает в результате увеличения размеров пор и существующих

каналов растворения. В тоже самое время может происходить выпадение осадков и снижающих проницаемость в зоне растворения. В литературе предложено несколько эмпирических корреляций изменения проницаемости от пористости в процессе кислотной обработки. Наиболее известные из них Labrid, Lund&Fogler и Lambert [90] имеющие степенную или экспоненциальную зависимости. Применение данных корреляций возможно при моделировании кислотных обработок терригенных коллекторов, где наблюдается плавное увеличение проницаемости с ростом пористости. При обработках карбонатных коллекторов в процессе развития червоточин происходит резкое и значительное увеличение проницаемости (минимум на 1-2 порядка) подтвержденное многочисленными лабораторными экспериментами [77], при малом изменении пористости, что не описывается данными корреляциями. Поэтому для практических расчетов при первичных обработках можно принять проницаемость в зоне развития червоточин (K_{wh}) в 100 раз превышающую проницаемость пласта.

Рассмотрим необходимость учета изменения K_{wh} при повторных обработках в результате дальнейшего увеличения диаметра червоточин.

На рис. 2.2.4 приведена зависимость величины скин-фактора от изменения проницаемости в зоне развития червоточин (k_{wh}) и их радиуса (r_{wh}), рассчитанные по формуле:

$$S_{wh} = \left(\frac{k}{k_{wh}} - 1 \right) \ln \frac{r_{wh}}{r_w} \quad (2.2.7)$$

Как видно из рис. 2.2.4 изменения геометрических размеров червоточин в пределах существующей их зоны развития, отражающейся в изменении проницаемости данной зоны, практически не влияют на величину скин-фактора (зависимости для $k_{wh}=100*k$ $k_{wh}=\infty$ совпадают) и, как в следствие, на продуктивность скважины. Таким образом изменением проницаемости в зоне развития червоточин при моделировании повторных СКО можно пренебречь.

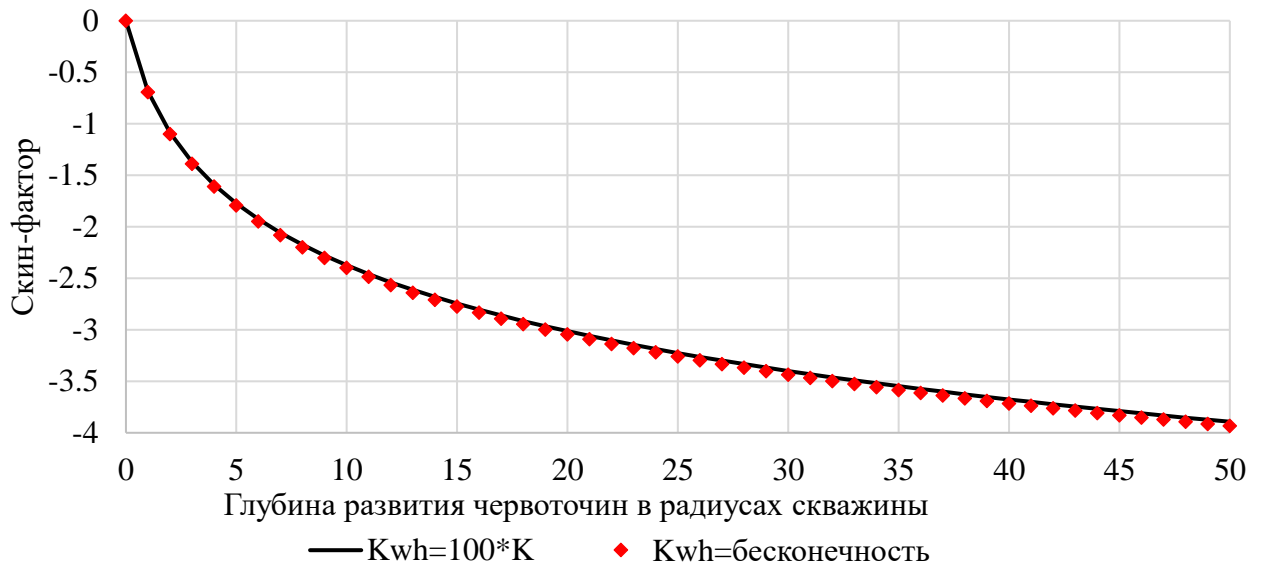


Рисунок 2.2.4 Зависимость значений скин-фактора от глубины развития червоточин при различных значениях проницаемости обработанной зоны

Основным фактором, оказывающим влияние на изменение величины скин-фактора, является увеличение глубины зоны развития червоточин, изменение которой начинается после достижения закачиваемым кислотным раствором кончиков червоточин. Например, увеличение глубины развития червоточин с 5 до 10 радиусов скважины приводит к снижению скин-фактора с -1,8 до -2,3.

В процессе движения кислотного раствора по существующим червоточинам происходит его реакция с породой боковых стенок, в результате объем кислоты, доходящей до кончиков червоточин, уменьшаться. Снижение потерь кислотного раствора через боковые стенки червоточин может быть достигнуто путем изменения концентрации кислоты, добавления специальных добавок, замедляющих скорость реакции, оптимизацией скорости закачки и т.д.

Таким образом, эффективность повторной КО в значительной степени зависит от изменения радиуса фронта развития червоточин. Изменениями, происходящими в пределах радиуса зоны развития существовавших до повторного СКО червоточин, в практических расчетах можно пренебречь. Необходимо

учитывать потери закачиваемого кислотного раствора за счет фильтрации через стенки червоточин при их значительных величинах.

Для учета радиуса фронта существующих в ОЗП червоточин, а также их пустотного объема, предложен следующий метод [54]:

1. Путем воспроизведения предыдущей кислотной обработки в разработанном симуляторе определяется глубина зоны развития червоточин R_{wh}^{st} , объем вошедшего кислотного состава V_a и их послойное распределение вдоль интервала стимуляции.
2. Рассчитывается объем пустотного пространства (V_{wh}^{st}), возникшего в результате предыдущей обработки:

$$V_{wh}^{st} = V_a X_c + V_a X_c \frac{\emptyset}{1 - \emptyset}, \quad (2.2.8)$$

где V_a – объем закаченной и отреагировавшей кислоты, м³; X_c – максимальная растворяющая способность кислоты, м³/м³; \emptyset – пористость.

Максимальная растворяющая способность (объем породы, растворяющейся в 1 м³ кислотного раствора) определяется при лабораторных экспериментах или может быть взята из литературы (табл. 2.2 раздел 2). Объем отреагировавшей кислоты определяется на основе промысловых данных, например, на основе замеров кислотности продуктов реакции при очистке скважины после СКО.

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

$$R_{wh}^{cur} = r_w e^{-S^{cur}}, \quad (2.2.9)$$

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

$$V_{wh}^{cur} = \left(\frac{R_{wh}^{cur}}{R_{wh}^{st}} \right)^2 V_{wh}^{st}, \quad (2.2.10)$$

Полученные распределения текущего радиуса развития червоточин и их порового объема используются как входные данные при моделировании повторных СКО.

4. Принимается, что рост существующей зоны развития червоточин начинается с момента заполнения их пустотного пространства кислотным составом.

Полученные в главе результаты легли в основу разработанной математической модели кислотной обработки.

Краткие выводы по главе

ОЗП имеет комплексное строение и состоит из системы околоскважинных подзон и отличающихся друг от друга по свойствам. Во время проведения КО, структура ОЗП становится еще более сложной, так как возникают дополнительные подзоны с изменяющимися размерами и с отличающимися свойствами.

Несмотря на комплексное строение ОЗП, на практике при моделировании КО она рассматривается как однородная зона определенного радиуса, имеющую проницаемость, отличную от пластовой. Такое упрощенное представление может приводить к выбору неоптимальной технологии и параметров воздействия.

Для учета структуры ОЗП и ее изменения в процессе обработки она рассматривается как комплекс подзон с отличающимися фильтрационными характеристиками, свойствами флюидов и геометрическими размерами, как в плане, так и вдоль ствола скважины. В процессе моделирования КО учитывается появление и продвижение в глубь пласта дополнительных подзон с меняющимися во времени характеристиками.

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

Существующие модели позволяют рассчитывать скин-фактор скважины несовершенной по характеру вскрытия только для случаев отсутствия изменений свойств в ОЗП, либо при рассмотрении ОЗП в виде одной зоны, т.е. не учитывают комплексное строение ОЗП.

Для учета комплексного (многозонального) строения ОЗП при определении скин-фактора, характеризующего несовершенство скважины по характеру вскрытия предложено усовершенствование широко используемой полуэмпирической модели Caracas и Tariq.

При моделировании повторных КО необходимо учитывать существующий объем пустотного пространства и радиус фронта развития червоточин, образовавшихся в результате предыдущих обработок. Предложен способ определения данных параметров и их учета при моделировании повторных КО;

3. МОДЕЛЬ ПРОЦЕССА КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ С УЧЕТОМ КОМПЛЕКСНОГО СТРОЕНИЯ ОКОЛОСКВАЖИННОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА

3.1 Разработка модели кислотной обработки с учетом комплексного строения околоскважинной зоны пласта

В процессе КО происходит закачка флюидов (кислотные составы, потокотклонители, жидкости продавки и т.д.) с устья скважины на ее забой через трубы (НКТ, бурильные трубы, гибкие НКТ), их распределение вдоль интервала стимуляции и фильтрация в ОЗП. В случае фильтрации кислотных составов в ОЗП происходит процесс растворения карбонатной породы с образованием одной из рассмотренных выше структур растворения. Для описания процесса КО модель условно можно разделить на несколько взаимосвязанных подмоделей [56, 118]: ствола скважины; расчета давлений и расходов в ОЗП; расчета положения флюидов в ОЗП; развития червоточин; расчета скин-фактора и учета потокоотклонителей.

Рассмотрим каждую из подмоделей по отдельности в последовательности их решения.

3.1.1 Подмодель расчета давлений и расходов в околоскважинной зоне пласта

При стимуляции скважины в ОЗП и пласте возникают неустановившиеся процессы, связанные остановкой и пуском скважины, изменением темпов закачки, перераспределением объемов закачки между слоями пласта из-за изменения фильтрационных сопротивлений (развитие червоточин, проникновение потокоотклоняющих композиций) и т. д. Они проявляются в изменении распределения давления, приемистости и скоростей фильтрационных потоков в каждом из слоев пласта и зависят от упругих свойств породы и насыщающих их флюидов. Для описания данных процессов наиболее широкое применение получили аналитические и численные модели.

Основной сложностью применения численных моделей [8, 16, 60 и др.] является необходимость использования мелкой сетки для детального описания процессов в ОЗП, что приводит к значительному увеличению времени расчетов. Другим недостатком являются численные эффекты, приводящие к «размазыванию» фронтов закачиваемых флюидов.

Используемые аналитические модели базируются на решении уравнения диффузии в предположении, что скважину можно представить в виде точечного источника:

$$p_w(t) = p_k - \frac{Q\mu}{4\kappa kh} \left[-Ei \left(-\frac{r_w^2}{4\kappa t} \right) \right], \quad (3.1.1)$$

где $p_w(t)$ – давление на определенном радиусе, в нашем случае радиусе скважины, в момент времени t , Па; p_k – давление на радиальном контуре питания, Па; Q – расход, м³/с; μ – вязкость пластового флюида, Па·с; k – проницаемость пласта, м²; h – толщина пласта, м; r_w – радиус скважины, м; t – время, с; κ – коэффициент пьезопроводности, характеризующий скорость перераспределения давления, м²/с; Ei – интегральная показательная функция.

В случае наличия скин-фактора (S), вместо радиуса скважины (r_w) в формуле (3.2.1) используется приведенный радиус скважины:

$$r_{wпр} = r_w e^{-S}, \quad (3.1.2)$$

Решение уравнения диффузии для точечного источника в комбинации с методом суперпозиций широко используется при моделировании КО [92, 101, 114, 115, 127, 132, 136] и реализовано в ряде коммерческих симуляторов.

Использование формулы (3.2.1) близко к точному только при следующем условии [5]:

$$\frac{100\phi\mu c_t r_w^2}{k} < t, \quad (3.1.3)$$

где \emptyset – пористость, д. ед.; c_t – общая сжимаемость, 1/Па; μ – вязкость пластового флюида, Па·с.

Данное условие соблюдается при использовании больших временных шагов, и/или небольшом приведенном радиусе скважины. Однако, при моделировании кислотных обработок это условие нарушается, т.к. приведенный радиус скважины может достигать нескольких метров, а используемый шаг по времени как правило не превышает нескольких минут. Это приводит к невозможности использования при моделировании КО решения уравнения диффузии для точечного источника.

С целью возможности проведения расчетов кислотных обработок при любых временных шагах и значениях приведенного радиуса скважины нами использовано полу-теоретическое решение уравнения диффузии для цилиндрического источника, предложенное I.M. Kutasov в работе [121] для интерпретации ГДИ простимулированных скважин.

В системе СИ данное решение для слоя пласта i на временном шаге t можно записать в виде:

$$P_{wi}(t) = P_{ri} - K_i * Q_i, \quad (3.1.4)$$

где P_{wi} – забойное давление, Па; P_{ri} – пластовое давление, Па; Q_i – расход, м³/с; K_i – коэффициент определяемый по формуле:

$$K_i = \frac{mB_i\mu_i}{k_i h_i} \ln \left[1 + \left(c - \frac{1}{a + \sqrt{\frac{dk_i}{\emptyset c_t \mu_i r_{wi}^2 (e^{-S_i})^2} t}} \right) \sqrt{\frac{dk_i}{\emptyset c_t \mu_i r_{wi}^2 (e^{-S_i})^2} t} \right], \quad (3.1.5)$$

где B – объемный коэффициент пластового флюида; a , c , m и d – коэффициенты соответственно равные 2.7010505, 1.4986055, 0.1612572 и 0.9870049.

Для расчета распределения закачиваемых флюидов между слоями реализовано совместное решение уравнений (3.2.4) для разных слоев, что позволяет рассчитывать расход в каждом слое без проведения итераций.

Система уравнений для нескольких слоев:

$$\begin{cases} P_{w0}(t) = P_{r1} - K_1 * Q_1 - \Delta p_1 \\ P_{w0}(t) = P_{r2} - K_2 * Q_2 - \Delta p_2, \\ \dots \dots \dots \dots \dots \dots \\ P_{w0}(t) = P_{rn} - K_n * Q_n - \Delta p_n \end{cases} \quad (3.1.6)$$

здесь:

$$\Delta p_i = \sum_{i=1}^n \rho_{wi} g h_{wi}, \quad (3.1.7)$$

где h_{wi} – расстояние между слоями i и $i-1$, м; ρ_{wi} – плотность флюида в стволе скважины между слоями i и $i-1$, кг/м³; $P_{w0}(t)$ – забойное давление, Па; n – количество слоев.

Суммируя уравнения системы (3.1.6), определяется забойное давление [56]:

$$P_{w0}(t) = \frac{\sum_{i=1}^n \left[\frac{1}{K_i} (P_{ri} - \Delta p_i) \right] - Q_{sum}}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{K_i}}, \quad (3.1.8)$$

где Q^{sum} – суммарный расход, м³/сек.

Далее определяется давление напротив центра каждого слоя в стволе скважины (P_i) и расход в каждом слое (Q_i):

$$P_{wi}(t) = P_{w0}(t) + \Delta p_i, \quad (3.1.9)$$

$$Q_i = \frac{P_{ri} - P_{wi}(t)}{K_i}, \quad (3.1.10)$$

Для учета эффектов, связанных с изменением расходов во времени использован метод суперпозиций [4, 79].

3.1.2 Подмодель ствола скважины

После определения расходов Q_i 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 слои согласно их рассчитанным расходам.

Давление вдоль ствола скважины определяется с учетом положения границ флюидов, их средней плотности и потерь на трение определяемых на основе уравнения Фаннинга [90].

3.1.3 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:

$$R_i^j = \sqrt{\frac{V_i^j}{\pi h_i \phi_i (1 - Sw_i)}} - R_i^{j-1}, \quad (3.1.11)$$

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 .

Схематичное представление системы скважина-пласт для расчета продвижения границ флюидов вдоль ствола скважины и в ОЗП представлено на рис. 3.2.1.

3.1.4 Подмодель расчета развития червоточин

В качестве подмодели развития червоточин нами использована хорошо зарекомендовавшая себя на практике и применяемая в ряде коммерческих симуляторов полуэмпирическая модель Vuijse&Glasbergen [77], основанная на корреляционной зависимости между скоростью распространения червоточин и скоростью закачки коэффициенты которой определяются на основе лабораторных

экспериментов. Преимуществом данной модели является то, что при проведении качественных лабораторных экспериментов она позволяет учесть все основные химические и физические эффекты, происходящие при развитии червоточин [77].

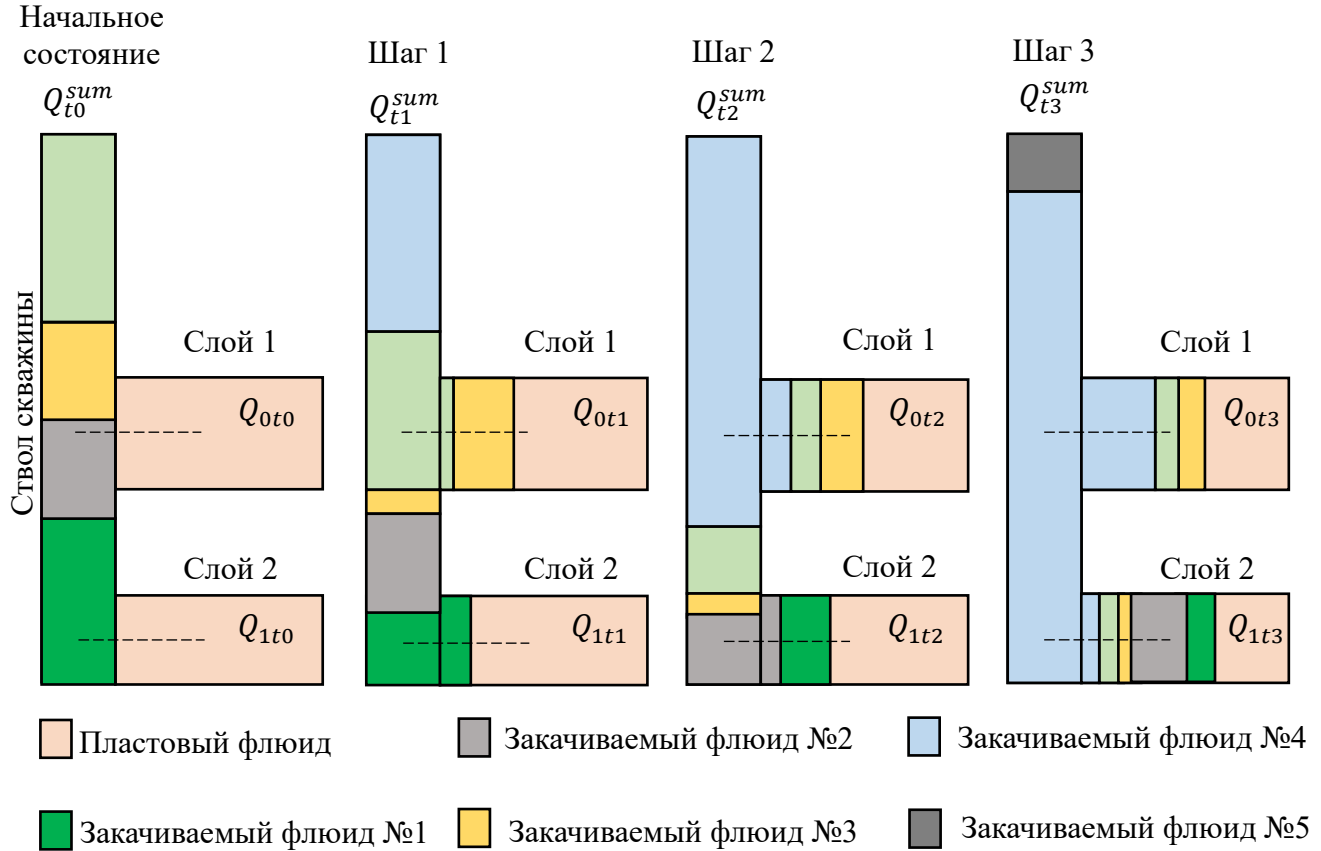


Рисунок 3.2.1 Схематичное представление системы скважина-пласт для расчета продвижения границ флюидов вдоль ствола скважины и в ОЗП

Рассматриваемая модель базируется на следующих основных уравнениях [77]:

1. Скорость движения кислотного состава в слое i на фронте развития червоточин на временном шаге t :

$$V_i(R_{whi})^t = \frac{Q_i^t}{2\pi R_{whi}^{t-1} h_i \phi_i (1 - S_{wi})}, \quad (3.1.11)$$

где $V_i(R_{wh})^t$ – в см/мин, Q_i^t – расход, см³/мин; R_{whi}^{t-1} – радиус фронта развития червоточин на временном шаге $t-1$ (на шаге $t=1$ принимается равным радиусу скважины), см; h_i – эффективная толщина, см.

2. Скорость развития фронта червоточин на временном шаге t :

$$V_{whi}(R_{whi})^t = W_{eff} [V_i(R_{whi})^t]^{\frac{2}{3}} * B(V_i(R_{whi})^t), \quad (3.1.12)$$

где $V_{whi}(R_{whi})^t$ – в см/мин, $B(V_i(R_{whi})^t)$ и W_{eff} – эмпирические коэффициенты, определяемые на основе лабораторных экспериментов и/или путем настройки при воспроизведении результатов выполненных кислотных обработок.

3. Новое положение фронта развития червоточин на шаге t :

$$R_{whi}^t = R_{whi}^{t-1} + V_{whi}(R_{whi})^t \Delta t, \quad (3.1.13)$$

где Δt – временной шаг, мин.

Влияние перфорации на развитие «червоточин» учитывается за счет уменьшенной, доступной для фильтрации, площади. При моделировании повторных стимуляций реализован предложенный в главе 2.2 метод учета эффектов, связанных с результатами предыдущих обработок.

3.1.5 Подмодель расчета скин-фактора и учета потокоотклонителей

Комплексное строение ОЗП, его изменение в процессе СКО и влияние потокоотклонителей реализовано в подмодели с помощью предложенных в главе 2.2: а) схематизации комплексного строения ОЗП, б) формуле комбинированного скин-фактора и в) модифицированной модели расчета скин-фактора за счет несовершенства скважины по характеру вскрытия.

Модель предполагает нахождение послойного распределения текущего комбинированного скин-фактора с использованием его на следующем временном шаге при определении давлений и расходов между слоями. Конечный скин-фактор для каждого из слоев и в целом для скважины определяется в предположении заполнения зоны ОЗП пластовым флюидом (полная очистка скважины).

3.2 Краткое описание разработанной программы для электронно-вычислительной машины «WellStim»

Программа для электронно-вычислительной машины (ПЭВМ) «Симулятор кислотного воздействия «WellStim» базируется на разработанной модели КО и предназначено для проектирования первичных и повторных кислотных обработок скважин, вскрывающих карбонатные коллекторы [45, 57].

Блок-схема ПЭВМ «WellStim» представлена на рис. 3.2.2.



Рисунок 3.2.2 Блок-схема ПЭВМ «WellStim»

Для проведения расчетов на симуляторе необходимо ввести следующую основную исходную информацию:

- Описание ствола скважины: изменение внутреннего диаметра труб и их относительной шероховатости с глубиной скважины, данные инклинометрии.
- Начальное распределение жидкостей в стволе скважины: тип жидкости, ее объем, положение в стволе, ее плотность и вязкость.
- Послойное описание вскрытого геологического разреза: глубина и толщина слоя, проницаемость, пористость, остаточная водонасыщенность, радиусы подзон ОЗП, их проницаемости, параметры модели развития «червоточин», данные по вскрытию, вязкость содержащегося флюида, общая сжимаемость. В случае моделирования повторных КО также необходимо задать глубину фронта развития существующих червоточин и их пустотный объем (могут быть вычислены при воспроизведении первичной КО).
- В случае перфорации задаются: плотность перфорации, радиус и длина каналов и их фазировка, анизотропия резервуара и коэффициент скин-фактора, обусловленный наличием зоны уплотнения возле каналов перфорации.
- Данные по закачке: порядковый номер стадии, ее продолжительность, объем закачки на стадии, тип закачиваемого флюида, плотность и вязкость.
- Данные по изменению вязкости и плотности закачиваемых флюидов для условий, возникающих в стволе скважины.
- Данные по свойствам закачиваемых флюидов в условиях пласта: основа флюида (кислота/не кислота), наличие и тип потокоотклонителя. В зависимости от типа потокоотклонителя требуется задать вязкость и фазовую проницаемость. В случае моделирования механических потокоотклонителей: пористость, проницаемость создаваемой зоны кольтматации и концентрацию потокоотклонителя.

- Для расчета начального распределения давления в стволе скважины также необходимо задать давление на устье скважины перед КО.
- В случае анализа проведенной обработки в симулятор для сопоставления могут быть загружены фактические данные, полученные при обработке (расход, давление и т.п.).

В процессе расчета определяется динамика изменения:

- положений границ каждого из закаченных флюидов в ОЗП, радиуса развития фронта червоточин, текущего и финального скин-фактора по каждому из слоев;
- положения границ флюидов и профиля давления вдоль ствола скважины;
- расхода, забойного и устьевого давления, средневзвешенного скин-фактора в целом по скважине.

Финальными выходными параметрами являются расчетный скин-фактор по скважине, профиля: фронта развития червоточин, скин-фактора и притока пластового флюида вдоль ствола скважины.

Оптимизация КО производится с помощью многовариантного моделирования с изменением:

- вида обработки (поинтервальная, совместная, с применением гибкой трубы и т.д.);
- количества стадий, вида и порядка закачки флюидов;
- объема и скорости закачки.

Разработанная ПЭВМ «WellStim» является практическим инструментом, позволяющим в короткие сроки проводить многовариантное моделирование КО, визуализировать все расчетные параметры и производить их сопоставление с историческими данными (рис. 3.2.3).

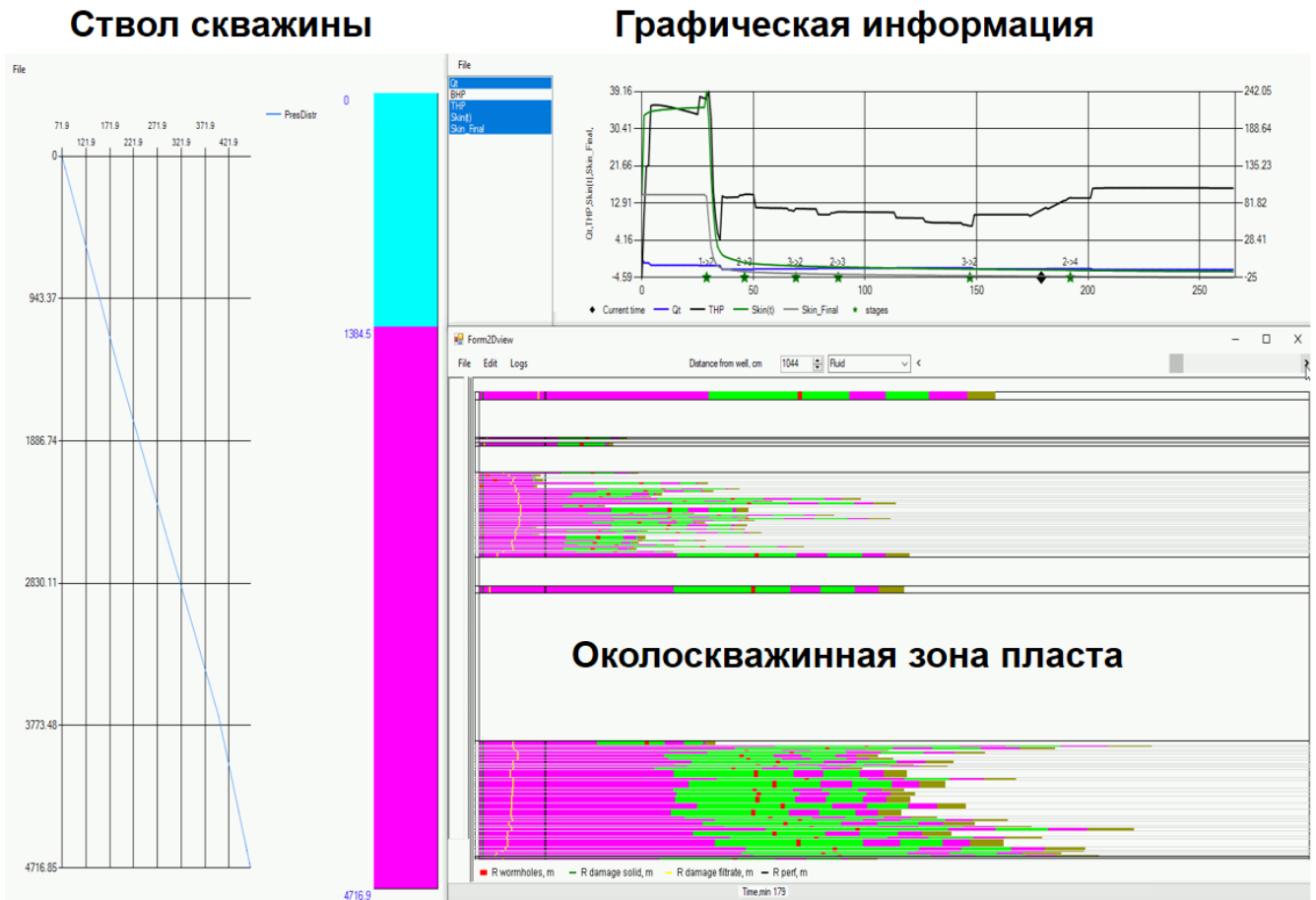


Рисунок 3.2.3 Окно визуализации расчетов ПЭВМ «WellStim»

3.3 Результаты тестирования и расчетов на синтетических примерах

Поэтапная проверка корректности программной реализации была выполнена путем тестирования каждой из подмоделей, либо с приведенными в литературе примерами, либо путем сопоставления с коммерческим программным обеспечением, описывающим этот процесс. Результаты ряда проведенных тестов приведены на рис. 3.3.1 и рис. 3.3.2.

На примере синтетических моделей пласта при моделировании КО оценим важность учета наличия подзон в ОЗП, имеющих разные фильтрационные свойства. Также рассмотрим влияние длины перфорационных каналов на эффективность КО.

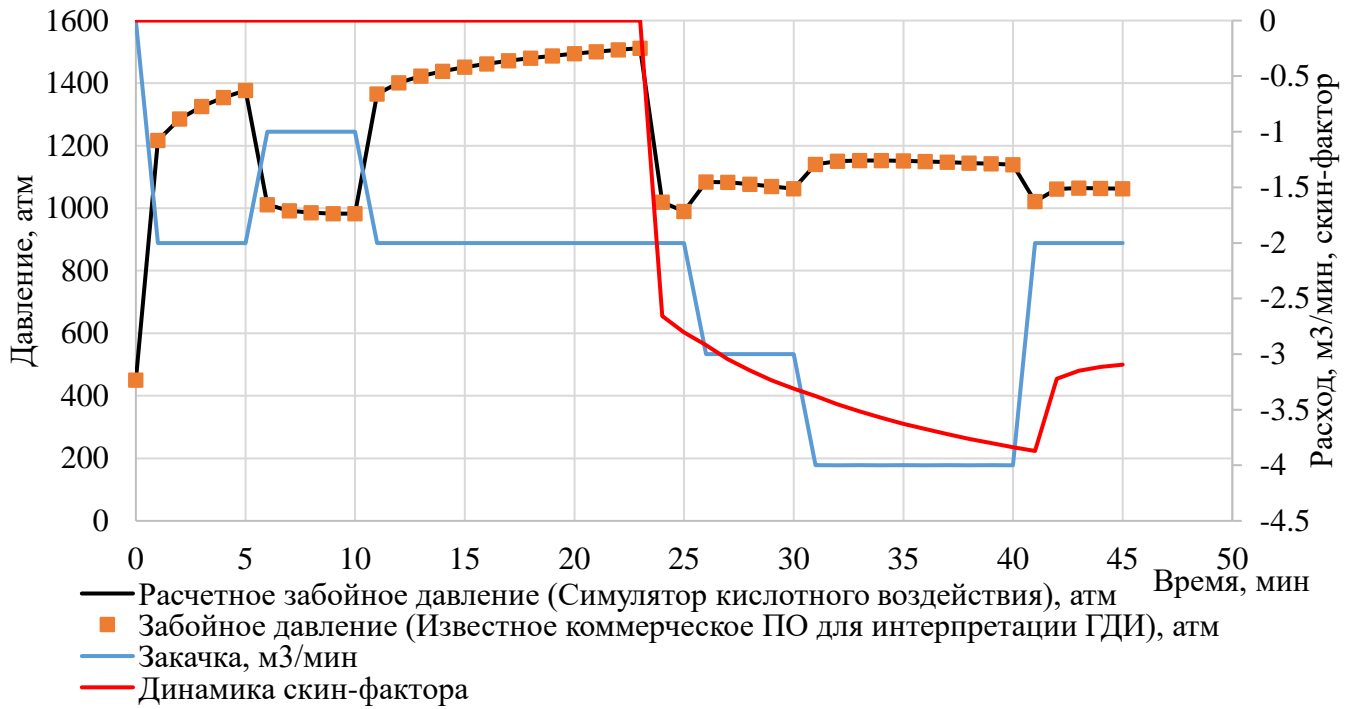


Рисунок 3.3.1 Проверка корректности реализации расчета изменения давления

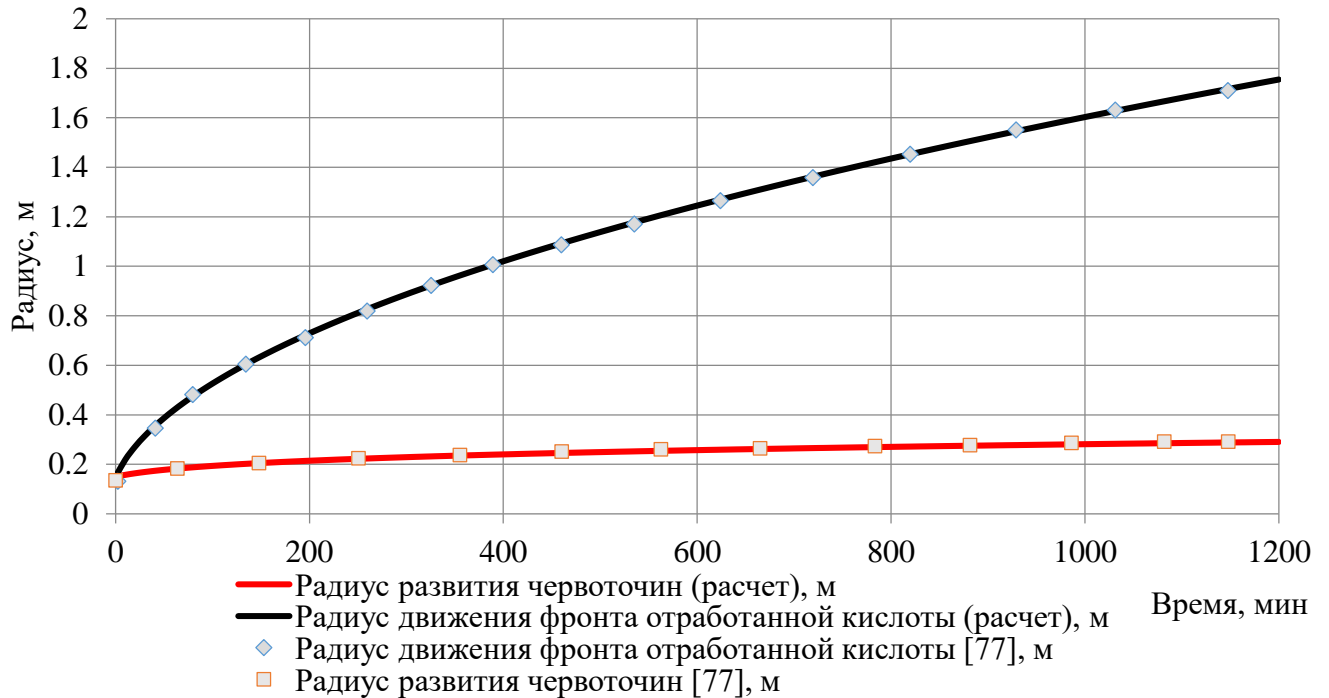


Рисунок 3.3.2 Проверка корректности реализации подмодели развития червоточин

В представленных синтетических моделях [118] пласт представляет собой четыре слоя, имеющих возрастающую или уменьшающуюся с глубиной

проницаемость. Параметры околоскважинной зоны и подзон для упрощения приняты не зависящими от параметров пласта. Глубина проникновения перфорационных каналов изменялась с целью их окончания в различных подзонах. Наличие скин-фактора за счет зоны уплотнения возле перфорационных каналов для всех вариантов принято нулевым. Исходные данные для расчетов представлены в табл. 3.3.1, 3.3.2 и 3.3.2.

Таблица 3.3.1
Параметры пласта для расчета на синтетических моделях

Вариант	h, м	k, мД	Rd1, м	Rd2, м	Kd1, мД	Kd2, мД	Скин-фактор
ОН_2_Pd	12.5	25	0.1	0.7	0.25	2.5	86.135
СН_2_Pd_1	12.5	20	0.1	0.7	0.2	2	86.135
СН_2_Pd_0.4	12.5	15	0.1	0.7	0.15	1.5	86.135
СН_2_Pd_0.05	12.5	10	0.1	0.7	0.1	1	86.135
ОН_2_Pi	12.5	10	0.1	0.7	0.1	1	86.135
	12.5	15	0.1	0.7	0.15	1.5	86.135
	12.5	20	0.1	0.7	0.2	2	86.135
	12.5	25	0.1	0.7	0.25	2.5	86.135
Вариант	h, м	k, мД	Rd, м		Kd, мД		Скин-фактор
ОН_1_Pd	12.5	25	0.7		0.743		86.135
	12.5	20	0.7		0.595		86.135
	12.5	15	0.7		0.446		86.135
	12.5	10	0.7		0.297		86.135
ОН_1_Pi СН_2_Pi_1	12.5	10	0.7		0.297		86.135
	12.5	15	0.7		0.446		86.135
	12.5	20	0.7		0.595		86.135
	12.5	25	0.7		0.743		86.135

Скважинные данные для расчета на синтетических моделях

Скважинные данные				
Тип скважины			Вертикальная	
Радиус скважины, м			0.05	
Внутренний диаметр НКТ, м			0.1	
Тип заканчивания			Откр. ствол	
Относительная шероховатость НКТ			0.001	
Сред. вязкость в условиях ствола скважины, сП				
Кислота			0.64	
Вода			0.41	
Сред. плотность в условиях ствола скважины, кг/м ³				
Кислота			1055	
Вода			1000	
Тип флюида в стволе скважины перед стимуляцией			Вода	
Пластовые данные				
Пористость, д.ед.			0.12	
Связанная водонасыщенность, д.ед.			0.4	
Общая сжимаемость, 1/атм			0.00027	
Вязкость пластового флюида, сП			0.37	
Сред. вязкость в условиях пласта, сП				
Кислота			0.64	
Вода			0.24	
Продукты реакции			0.4	
Концевая точка фазовой проницаемости для воды, кислоты и продуктов реакции			0.5	
Параметр модели развития червоточин PVbt			1.5	
Параметр модели развития червоточин Vi-op, см/мин			1.5	
Данные по закачке				
Стадия	Продолжительность, мин	Расход, м ³ /мин	Объем, м ³	Тип флюида
#1	120	0.5	60	Кислота
#2	60	1	60	Кислота
#3	40	1.5	60	Кислота
#4	15	2	30	Вода

Параметры перфорации для расчета на синтетических моделях

Плотность, выстрелов на метр	20
Радиус канала, м	0.0053
Длина канала L_p , м	0.05-1
Фазировка каналов, град.	60
Отношение горизонтальной проницаемости к вертикальной	4
Скин-фактор за счет зоны уплотнения возле перфорационных каналов	0

Рассмотрены следующие варианты:

- ОН_2_Pd – открытый ствол, 2 подзоны загрязнения, снижение проницаемости с глубиной.
- ОН_1_Pd – открытый ствол, 1 зона загрязнения, снижение проницаемости с глубиной.
- СН_2_Pd_1 – обсаженный ствол, 2 подзоны загрязнения, снижение проницаемости с глубиной, $L_p=1$ м.
- ОН_2_Pi – открытый ствол, 2 подзоны загрязнения, увеличение проницаемости с глубиной.
- ОН_1_Pi – открытый ствол, 1 зона загрязнения, увеличение проницаемости с глубиной.
- СН_2_Pi_1 – обсаженный ствол, 2 подзоны загрязнения, увеличение проницаемости с глубиной, $L_p=1$ м.
- СН_2_Pd_0.4 – обсаженный ствол, 2 подзоны загрязнения, снижение проницаемости с глубиной, $L_p=0.4$ м.
- СН_2_Pd_0.05 – обсаженный ствол, 2 подзоны загрязнения, снижение проницаемости с глубиной, $L_p=0.05$ м.

На рис. 3.3.3 показано сопоставление длины «червоточин» и скин-факторов для вариантов ОН_1_Pd, ОН_2_Pd и СН_1_Pd_1.

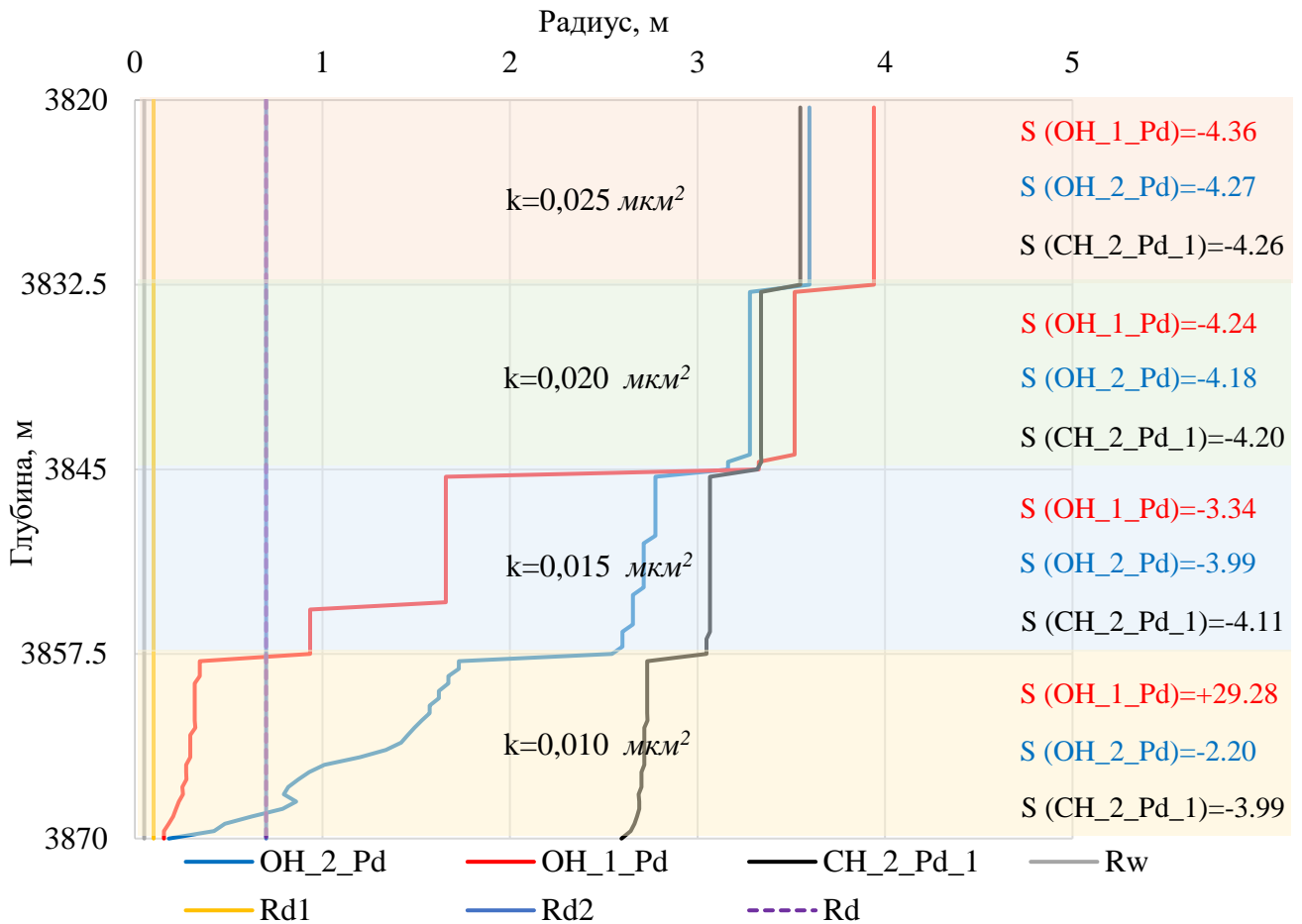


Рисунок 3.3.3 Распределение глубины проникновения «червоточин» и скин-фактора для вариантов ОН_1_Pd, ОН_2_Pd и CH_1_Pd_1

(R_w – радиус скважины, R_{d1} и R_{d2} – радиусы подзон проникновения твердых частиц и фильтрата (двухзональная схема ОЗП), R_d – радиус загрязнения (однозональная схема ОЗП). Шифр кривых фронта развития червоточин: красная – ОН_1_Pd; синяя – вариант ОН_2_Pd, черная – вариант CH_1_Pd_1)

Как видно из рисунка длина червоточин отличается для всех рассмотренных вариантов. Расчеты показывают, что в случае, если зона загрязнения рассматривается как одна зона, развитие «червоточин» в нижнем слое (красная линия) происходит медленно и по результатам моделирования он оказывается не простимулированным ($S=+29.3$). В случае выделения двух подзон, имеющих

суммарный скин-фактор, равный общему скин-фактору зоны загрязнения, наблюдается более равномерное распределение кислоты и развитие «червоточин» (синяя линия). Скин-фактор для нижнего слоя равен -2,2. Наличие перфорационных каналов, выходящих из зоны загрязнения, позволяет снизить влияние зоны загрязнения и получить более равномерное распределение «червоточин» и, как следствие, скин-фактора (черная линия).

Динамика изменения скин-фактора и забойного давления показана на рис. 3.3.4.

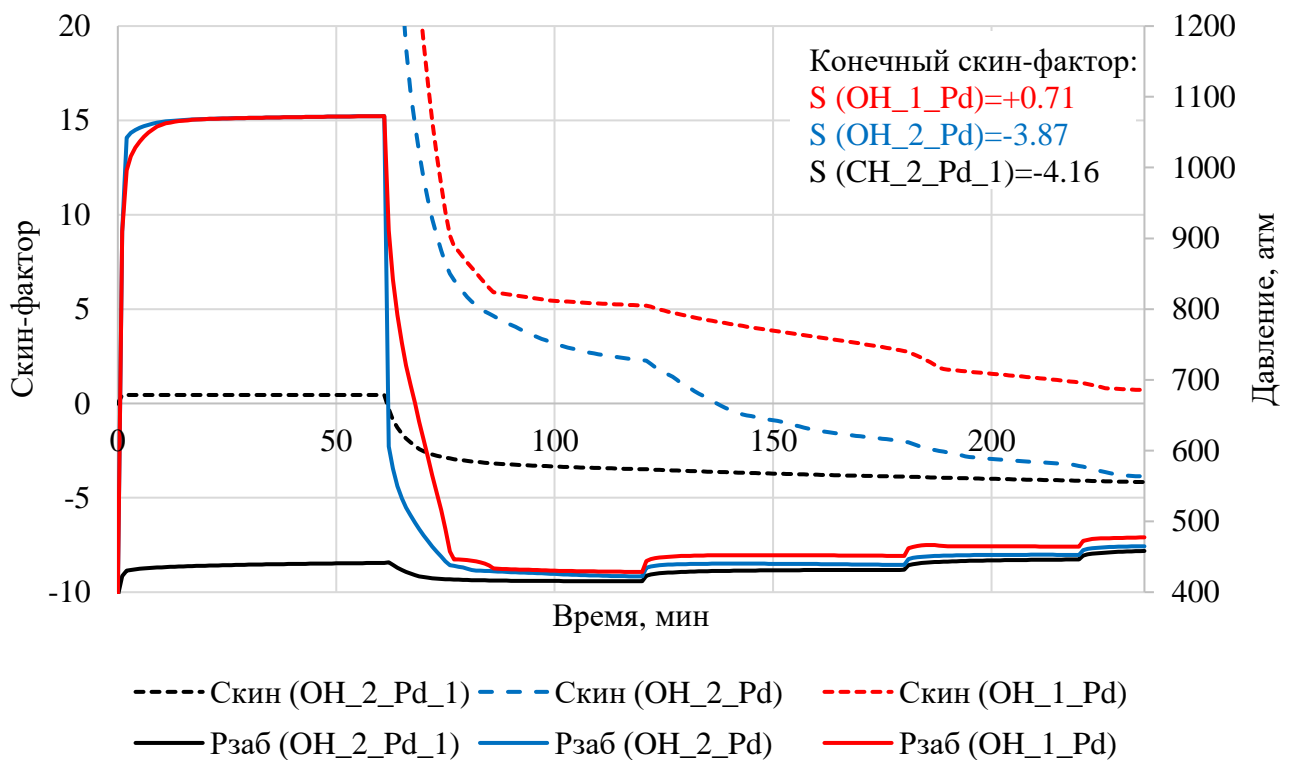


Рисунок 3.3.4 Динамика изменения забойного давления и скин-фактора для вариантов ОН_1_Pd, ОН_2_Pd и СН_1_Pd_1

Для вариантов с открытым стволом графики забойного давления практически повторяют друг друга, за исключением времени, когда «червоточины» выходят из зоны загрязнения. Суммарный скин-фактор значительно ниже, если зона загрязнения рассматривается, как комбинация двух подзон. Наличие

перфорационных каналов приводит к снижению начального скин-фактора и, как следствие, забойного давления, необходимого для закачки кислоты. Наличие перфорационных каналов также обеспечивает самый низкий скин-фактор из рассмотренных вариантов ($S=-4.16$).

Стоит отметить, что на практике более низкое забойное давление закачки позволяет увеличить расход жидкости и, как следствие, обеспечить более глубокое проникновение «червоточин» и снизить вероятность поломки оборудования.

На рис. 3.3.5 показано сопоставление длин «червоточин» и значений скин-факторов для вариантов ОН_2_Pi, ОН_1_Pi и СH_2_Pi_1.

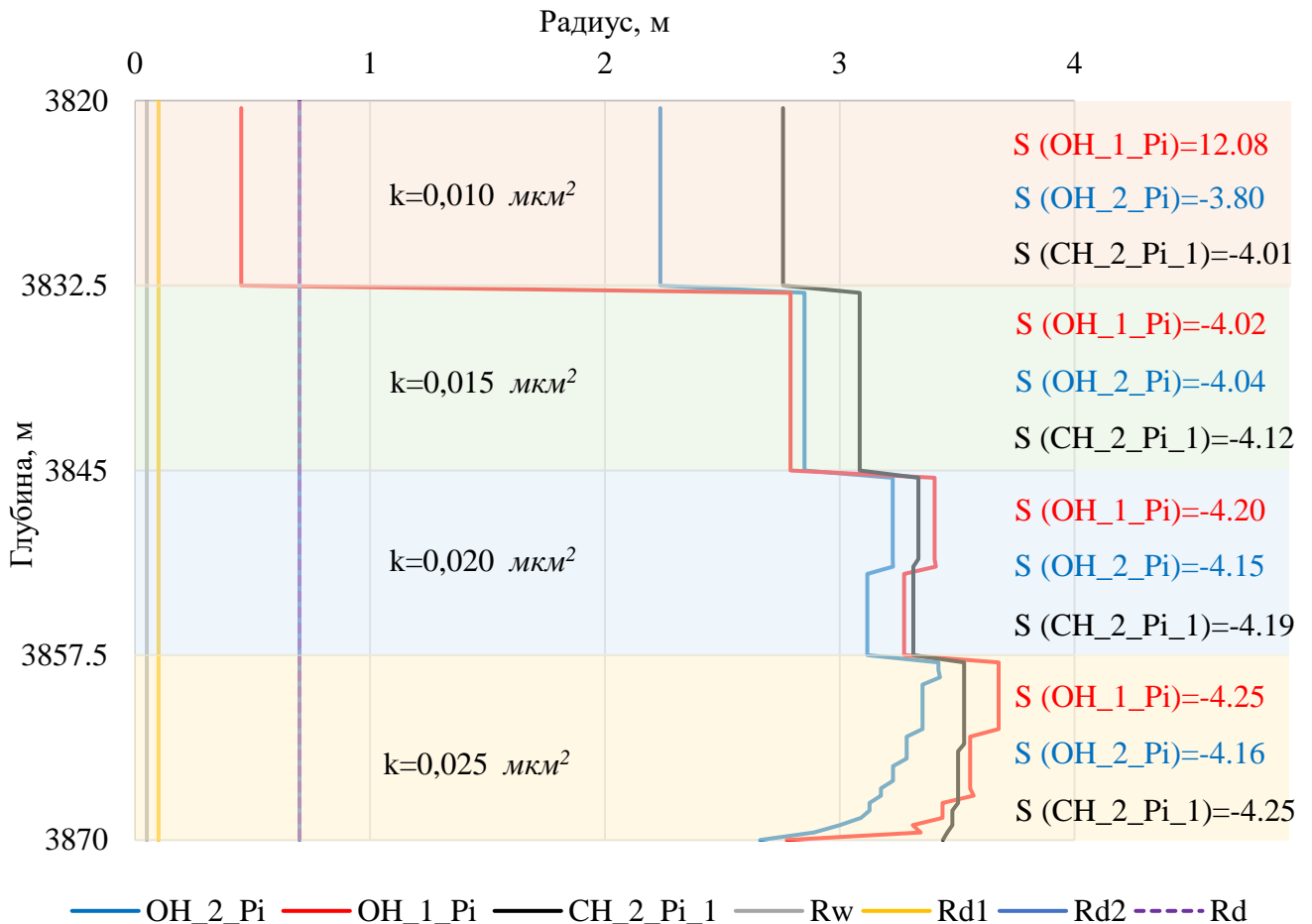


Рисунок 3.3.5 Распределение глубины проникновения «червоточин» и скин-фактора для вариантов ОН_2_Pi, ОН_1_Pi и СH_2_Pi_1

Несмотря на расположение низкопроницаемого слоя в верхней части пласта, в случае открытого ствола и рассмотрения зоны загрязнения как единой зоны, «червоточины» не успевают выйти за зону загрязнения за время обработки, что приводит к наличию положительного скин-фактора ($S=+12$). Как и в предыдущем случае, в случае разделения зоны загрязнения на две подзоны, глубина проникновения «червоточин» больше и их распределение более равномерное. Наличие перфорационных каналов, выходящих за зону загрязнения, обеспечивает практически равномерную обработку всего пласта.

Динамика изменения забойного давления (рис. 3.3.6) похожа на ранее рассмотренные варианты (cases ОН_1_Pd, ОН_2_Pd and СН_1_Pd_1), однако, получаемые значения скин-факторов ниже для всех вариантов.

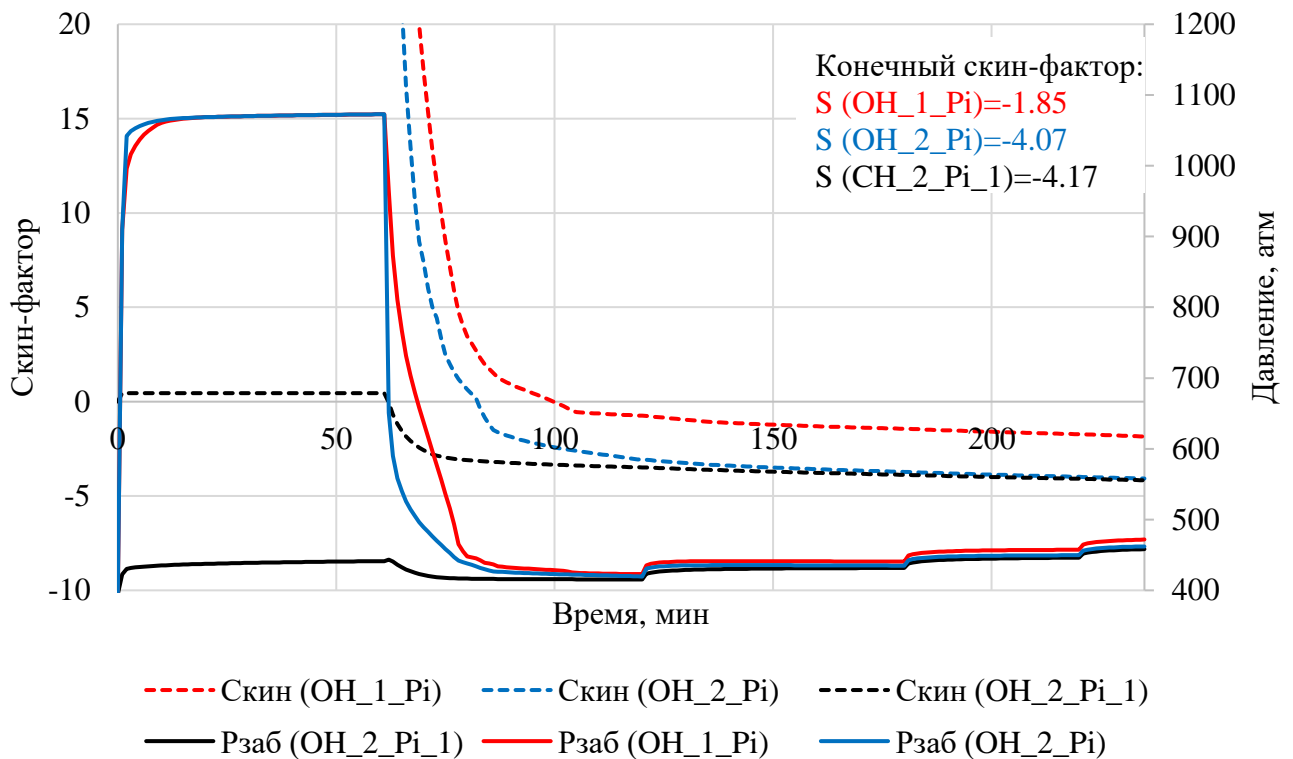


Рисунок 3.3.6 Динамика изменения забойного давления и скин-фактора для вариантов ОН_2_Pi, ОН_1_Pi и СН_2_Pi_1

Влияние длины перфорационных каналов на развитие «червоточин» и динамику забойного давления и скин-фактора показано на рис. 3.3.7 и 3.3.8.

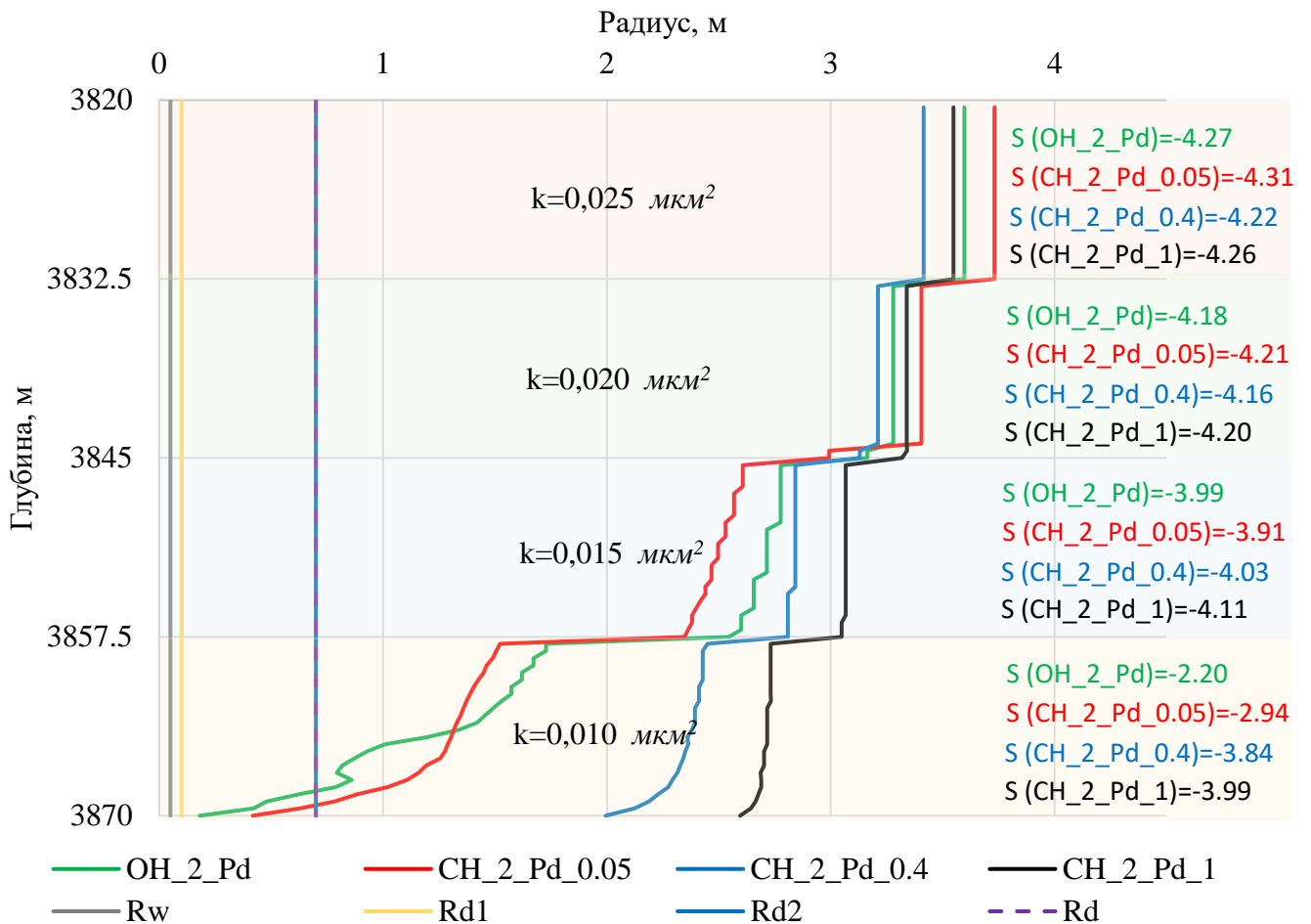


Рисунок 3.3.7 Распределение глубины проникновения «червоточин» для вариантов OH_2_Pd, CH_2_Pd_0.05, CH_2_Pd_0.4 и CH_2_Pd_1

Увеличение длины перфорационных каналов обеспечивает более равномерное распределение «червоточин» по вскрытой толщине и более низкое давление закачки. Отрицательный скин-фактор может быть достигнут при значительно меньшем объеме закачки. Например, закачка 50 м³ кислоты (100 мин) при длине перфорационного канала 1 метр обеспечивает скин-фактор равный -3,34. Для сравнения: для того же объема закачки при длине перфорационного канала 0,05 м или открытом стволе скин-фактор равен +3,1.

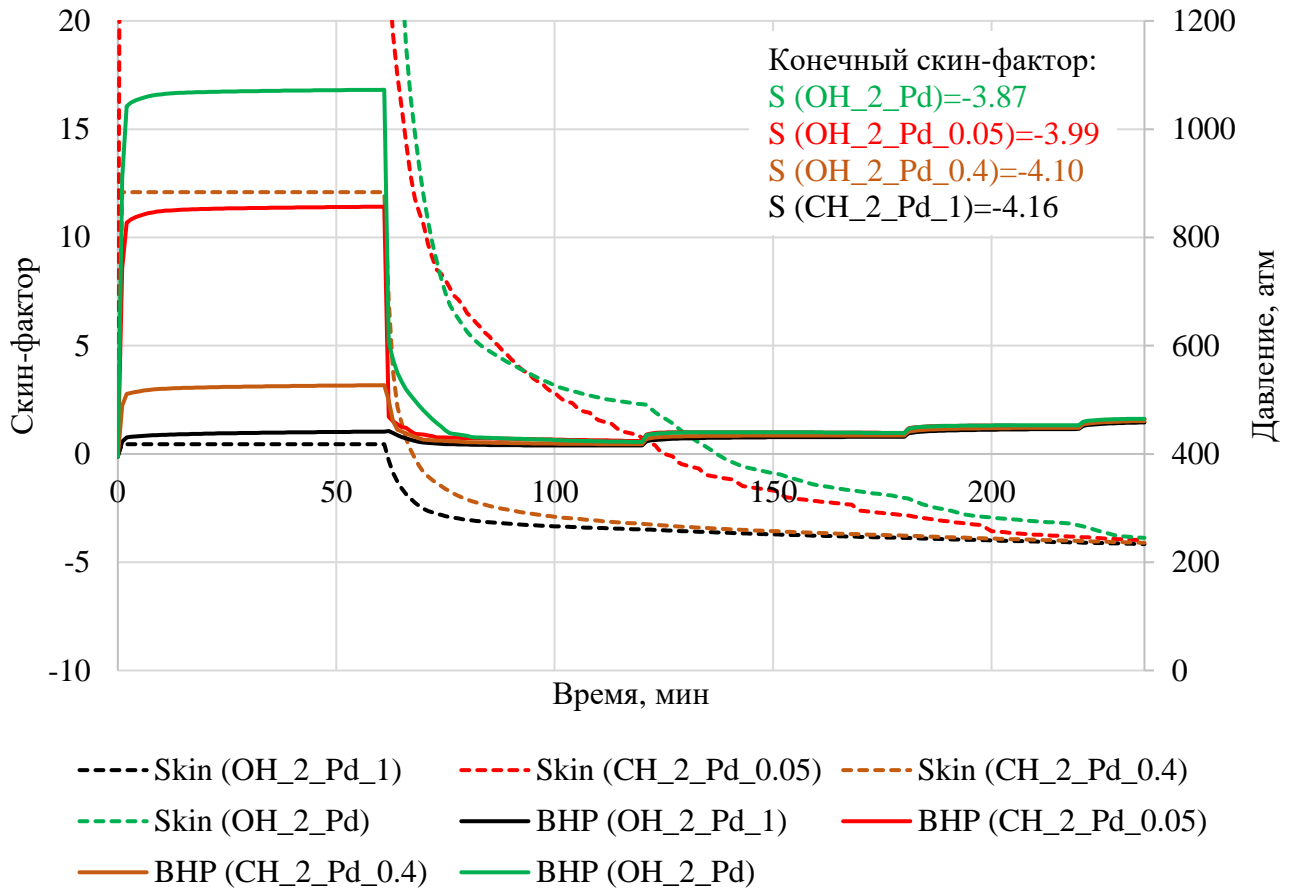


Рисунок 3.3.8 Динамика изменения забойного давления и скин-фактора для вариантов OH_2_Pd, CH_2_Pd_0.05, CH_2_Pd_0.4 и CH_2_Pd_1

Синтетические модели также использованы с целью оценки чувствительности результатов кислотного воздействия на изменение входных параметры. В результате анализа был сделан вывод, что наибольший эффект, с точки зрения достижения наименьших скин-факторов и высокого охвата пласта обработкой, достигается в случае выхода перфорационных каналов за зону загрязнения, закачке на максимально возможных расходах и использовании механических потокоотклонителей. Данные выводы были использованы как первичная основа при проектировании КО на оценочных скважинах одного из месторождений Компании.

Краткие выводы по главе

Разработана математическая модель КО, учитывающая комплексное строение ОЗП и включающая в себя несколько взаимосвязанных подмоделей позволяющих описать процесс КО: ствола скважины, расчета давлений и расходов в ОЗП, расчета положения флюидов в ОЗП, развития червоточин, расчета скин-фактора и учета потокоотклонителей.

Для описания неустановившихся процессов, возникающих при КО в ОЗП и пласте использовано полу-теоретическое аналитическое решение уравнения диффузии для цилиндрического источника 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 закачиваемых флюидов между слоями пласта реализовано совместное решение уравнений для разных слоев, что позволяет рассчитывать расход в каждом слое без проведения итераций.

В качестве подмодели развития червоточин использована хорошо зарекомендовавшая себя на практике полу-эмпирическая модель Vuijse&Glasbergen.

Комплексное строение ОЗП, его изменение в процессе СКО и влияние потокоотклонителей реализовано с помощью предложенных в главе 2.2: схематизации комплексного строения ОЗП, формуле комбинированного скин-фактора, модифицированной модели расчета скин-фактора за счет несовершенства скважины по характеру вскрытия и метода учета влияния объема и глубины развития фронта существующих в ОЗП червоточин.

На базе разработанной математической модели создана ПЭВМ «WellStim», предназначенная для проектирования первичных и повторных кислотных обработок скважин, вскрывающих карбонатные коллекторы.

Проверка корректности программной реализации подмоделей выполнена путем сопоставления результатов с приведенными в литературе примерами или с коммерческим ПО, описывающим рассматриваемый процесс.

Проведены расчёты прогнозирования эффективности КО на синтетических моделях, показывающие важность учета комплексного строения ОЗП и перфорации.

Синтетические модели также использованы с целью оценки чувствительности результатов кислотного воздействия на изменение входных параметров при проектировании КО на оценочных скважинах одного из месторождений Компании.

4. ПРОЕКТИРОВАНИЕ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК С ПРИМЕНЕНИЕМ СОЗДАННОЙ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

Построенная математическая модель кислотной обработки, учитывающая комплексное динамическое строение ОЗП, и реализованная в виде ПЭВМ «WellStim» использовались при дизайне 20 первичных и 17 повторных КО одного из карбонатных месторождений Ирака (оператор Газпром Нефть Бадра Б.В.).

4.1 Краткие сведения о рассматриваемом месторождении, причинах изменения свойств ОЗП скважин и применяемых методах стимуляций.

Рассматриваемое нефтяное месторождение разрабатывается с 2014 года. Промышленная продуктивность выявлена в формации Мауддуд верхнемеловых отложений, залегающих на глубине 4,5 км и имеющих общую мощность порядка 300 м. Коллекторы представлены низко проницаемыми неоднородными известняками каверно-порового типа, смешанной смачиваемости, местами доломитизированными с небольшим количеством примесей (содержание кальцита 95-99%). Формация разделяется на 8 пластов (А, В, С, D, E, F, G и H), основными продуктивными из которых являются В и D [33, 55].

Из-за сложных условий бурения первичное вскрытие продуктивных пластов производится на репрессии. С целью снижения потерь бурового раствора в качестве кольматанта используется мраморная крошка оптимизированного фракционного состава. Применение данной технологии приводит к практически полной блокировке поровых каналов при небольшой глубине проникновения твердых частиц (до 10-15 см). Глубина проникновения фильтрата бурового раствора составляет в среднем около 55 см, максимальные значения достигают 1 м. Методика оценки глубин проникновения твердых частиц и фильтрата бурового раствора представлена в работе [133].

Основными методами заканчивания скважин являются цементированный хвостовик с последующей перфорацией, либо открытый ствол с спуском щелевого

фильтра. Несмотря на применение перфораторов с большой пробивной способностью, скин-фактор после перфорации остается высоким (до +15), главным образом за счет возникновения зоны уплотнения возле перфорационных каналов.

Наличие значительного начального скин-фактора приводит к необходимости проведения операций по стимуляции скважин при вводе их в эксплуатацию. На основе анализа выполненных КО на оценочных скважинах основной технологией первичных стимуляций скважин было выбрано проведение большеобъемных СКО путем закачки «в лоб».

После проведения первичных стимуляций в процессе эксплуатации скважин на основе данных исследований скважин отмечается рост величины скин-фактора и снижение притока из отдельных пластов из-за разрушения червоточин [54], что требует проведения повторных КО.

Для оценки изменений параметров ОЗП используется комплексирование результатов геофизических и гидродинамических исследований, анализ истории работы скважины, математическое моделирование [33, 133].

4.2 Лабораторное изучение влияния используемых добавок на свойства кислотных растворов и время реакции с породой

В применяемые кислотные растворы, как правило, добавляют дополнительные добавки, с целью: предотвращения или снижения негативного влияния кислотных растворов на оборудование скважины и ОЗП (реагенты, предотвращающие набухание глин, ингибиторы коррозии, деэмульгаторы и пр.); улучшения эффективности процесса воздействия (потокоотклонители, реагенты понижающие трение, замедлители реакции и т.п.).

Использование добавок может приводить к изменению свойств закачиваемых флюидов и продуктов их реакции с породой, что важно учитывать при проектировании КО. Изучению влияния добавок на эффективность кислотного воздействия посвящено значительное количество работ [47-51]. Выбор

оптимального набора добавок для условий конкретной скважины как правило осуществляется на основе проведения лабораторных и промышленных экспериментов.

Для первичных КО скважин на рассматриваемом месторождении используются следующие кислотные растворы [58]:

- Кислотный раствор: 15% HCl + 2.5% ингибитор коррозии + 2% деэмульгатор + 1% стабилизатор железа + 0.5% стабилизатор глин.
- Раствор с потокоотклоняющим агентом химического типа: 15% HCl + 4.5% потокоотклонитель (ZPWD-10) + 2.5% ингибитор коррозии + 2% деэмульгатор + 1% стабилизатор железа + 0.5% стабилизатор глин.

Использование растворов на основе HCl обусловлено высоким содержанием в породе кальцита (85-95%).

Целью проведенных лабораторных экспериментов [58] было получение, в дополнение к рассмотренным в разделе 1.3.3, зависимостей свойств кислотного раствора с добавлением потокоотклоняющего агента, необходимых для проектирования КО скважин рассматриваемого месторождения.

Потокоотклоняющий агент ZPWD-10 представляет собой жидкость бледно-желтого цвета плотностью около 1050 кг/м³. С целью определения его влияния на свойства кислотного раствора были проведены следующие лабораторные эксперименты [58]:

1. Определение влияния температуры на свойства раствора.

Данный эксперимент выполнен с целью определения влияния добавления потокоотклоняющего агента на вязкость кислотного раствора.

Методика эксперимента: Приготовленный раствор (300 мл) нагревался до нужной температуры и проводился замер его вязкости. Температура изменялась от 20 °С до 80 °С. Результаты экспериментов приведены на рис. 4.2.1.

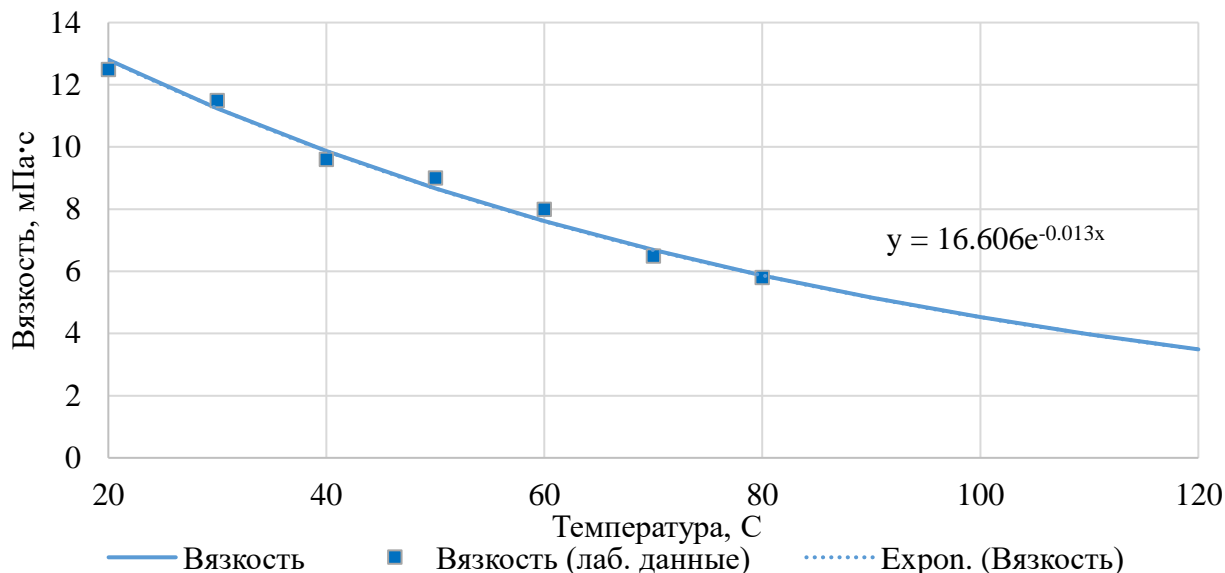


Рисунок 4.2.1 Зависимость изменения вязкости кислотного раствора с добавлением ZPWD-10 от температуры

Оценка плотности раствора HCl + ZPWD-10 показала значения, близкие к параметрам 15%-ного раствора HCl.

2. Определение изменения свойств раствора HCl + ZPWD-10 в процессе реакции с породой.

Данный эксперимент выполнен с целью оценки влияния добавления потокоотклоняющего агента на изменение вязкости кислотного раствора в процессе его реакции с карбонатом кальция.

Методика эксперимента:

Приготовленный раствор (500 мл) нагревался до необходимой температуры на водяной бане. Затем порциями по 10 гр. добавлялся CaCO₃ и после реакции производились измерения вязкости и концентрации кислотного раствора. Результаты экспериментов представлены на рис. 4.2.2.

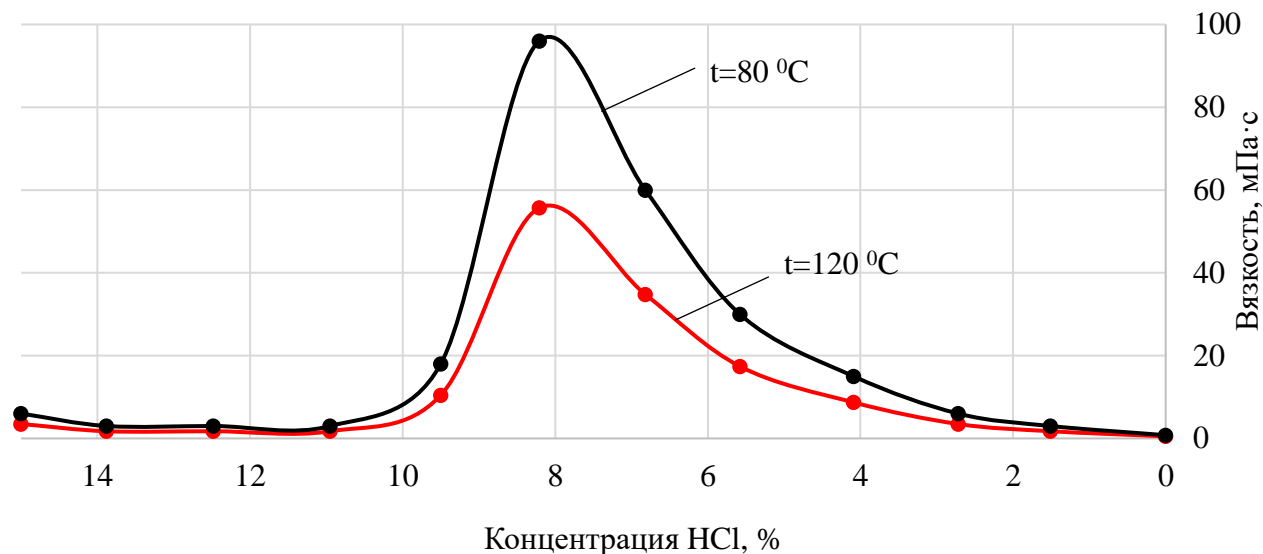


Рисунок 4.2.2 Зависимость изменения вязкости HCl с добавлением ZPWD-10 в процессе реакции с кальцитом при разных температурах

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. Таким образом, на фронте движения раствора HCl+ZPWD-10 образуется «узкое кольцо» повышенной вязкости позволяющее отклонять последующие закачиваемые порции кислотных растворов в новые, не охваченные стимуляцией, зоны пласта.

3. Определение времени нейтрализации 15% кислотного раствора с и без потокоотклоняющего агента.

Целью теста является определение времени реакции кислоты с и без потокоотклонителя при избытке CaCO_3 .

Методика эксперимента:

Приготовленные растворы 15% соляной кислоты без и с потокоотклоняющим агентом и CaCO_3 нагревались до необходимой температуры на водяной бане. Далее в кислотные растворы добавлялся в карбонат кальция. Фиксировалось время начала и окончания реакции. Опыты проводились при давлении 0.1 МПа и температурах 20, 50 и 80 $^{\circ}\text{C}$. Оценивалось время реакции при

постоянном перемешивании – имитация закачки кислоты под давлением (постоянная подача к поверхности реакции новых порций кислоты) и без – имитация кислотной ванны. Результаты экспериментов показаны на рис. 4.2.3 и 4.2.4.

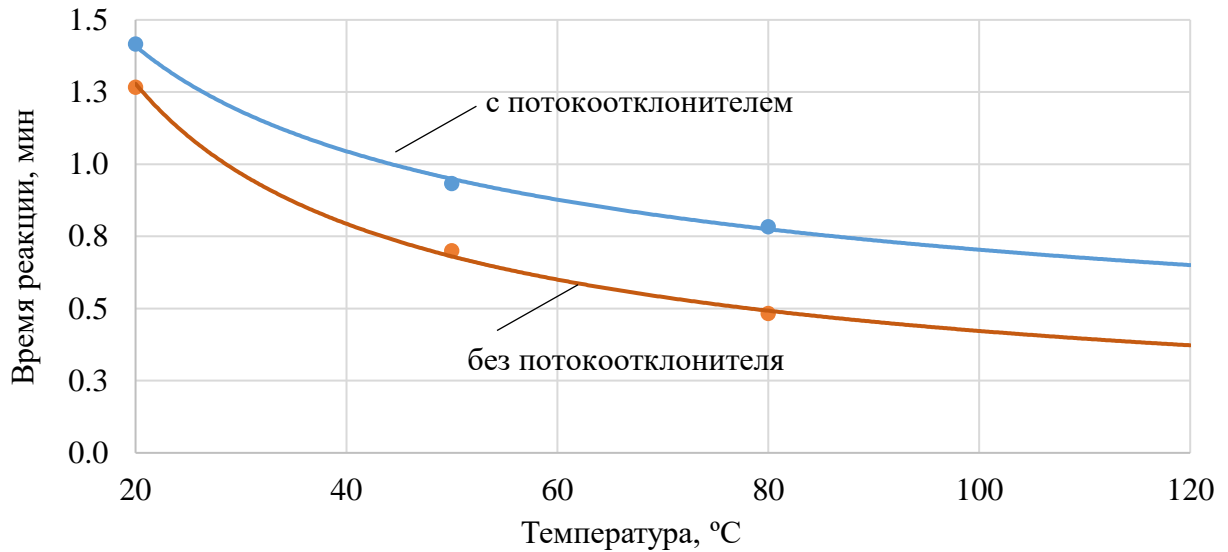


Рисунок 4.2.3 Результаты эксперимента по оценке времени реакции кислотных растворов без перемешивания

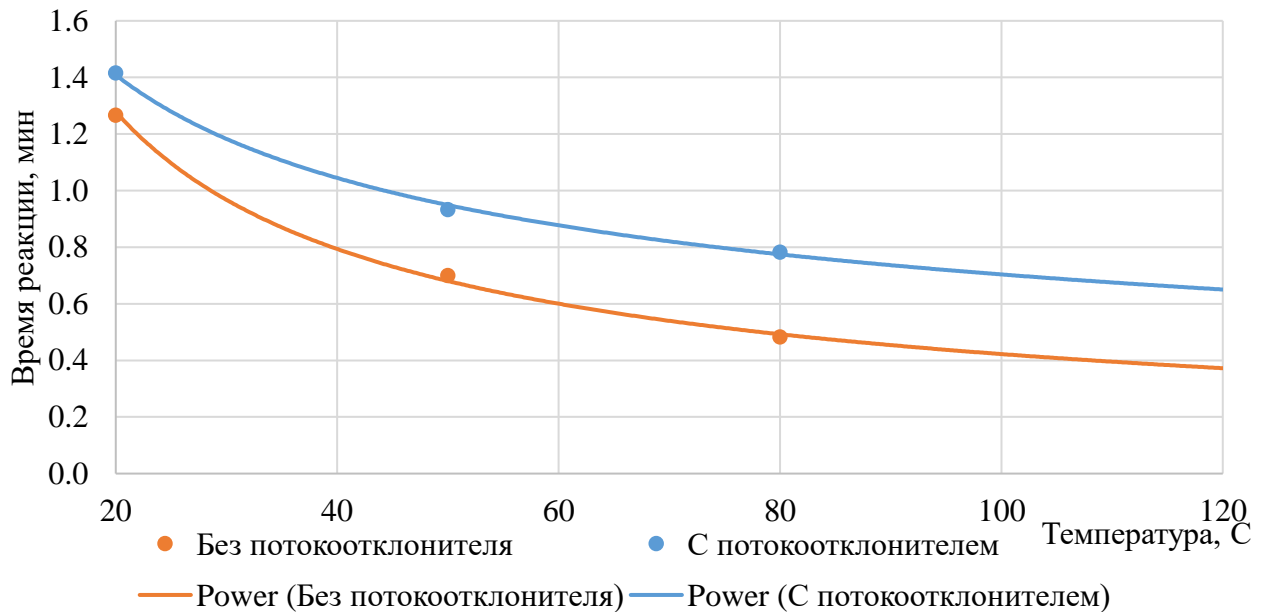


Рисунок 4.2.4 Результаты эксперимента по оценке времени реакции кислотных растворов при постоянном перемешивании

Отмечено, что добавление потокоотклоняющего агента в кислотный раствор приводит к замедлению скорости реакции. В случае постоянного поступления свежих порций кислотных растворов к поверхности реакции происходит значительный рост скорости реакции для обоих видов растворов. Рост температуры также значительно увеличивает скорость реакции.

Время реакции кислотных растворов при температуре выше 80 °С (характерно для условий проведения СКО на рассматриваемом месторождении) при постоянной подаче свежих порций кислотных растворов на поверхность реакции не превышает 1 мин. для 15%-ного раствора HCl+ZPWD-10 и 30 сек. для раствора 15%-ной HCl, т.е. временем реакции растворов на поверхности минералов для практических расчетов можно пренебречь [5].

Таким образом, общая скорость реакции, для условий проведения СКО на рассматриваемом месторождении (закачка под давлением, $T=80-120$ °С), зависит от скорости доставки кислоты на поверхность, как более медленного процесса.

4.3 Лабораторное изучение влияния концентрации и скорости закачки растворов на эффективность кислотного воздействия.

Лабораторные эксперименты выполнялись на образцах керна, отобранных из оценочных скважин рассматриваемого месторождения, с целью оценки влияния концентрации HCl на эффективность кислотного воздействия и определения оптимальной скорости закачки 15%-ного раствора соляной кислоты [55].

Лабораторные эксперименты по закачке кислотных составов в керновые образцы проводились в условиях, воспроизводящих ожидаемые при стимуляции скважин (давление, температура, вязкости пластовых флюидов, насыщение, композиционный состав и концентрация HCl).

Перед проведением работ производилась очистка и подготовка образцов к исследованиям. Для оценки репрезентативности образцов использовалась компьютерная томография (CT scanning).

Количественное содержание минералов в образцах определялось с помощью рентгенографического дифракционного анализа (XRD). Результаты анализа 18 образцов представленных в табл. 4.3.1. показывают, что порода рассматриваемого месторождения состоит в основном из микритового известняка с содержанием кальцита более 95%.

Таблица 4.3.1

Результаты рентгенографического дифракционного анализа образцов керна

Скважина	№ образца	Глубина, м	Пласт	Кальцит	Кварц	Доломит	Сумма
W-1	27	4520.6	B	99.6	0.4	0	100
W-1	40	4522.6	B	99.6	0.4	0	100
W-1	52	4524.6	B	99	1	0	100
W-1	72	4527	B	99.3	0.7	0	100
W-1	84	4528.4	B	99.6	0.4	0	100
W-1	91	4530.2	B	99.4	0.6	0	100
W-1	164	4600.9	B	99.5	0.5	0	100
W-1	181	4605.1	B	99.5	0.5	0	100
W-1	192	4606.3	D	99.3	0.7	0	100
W-1	200	4607.4	D	99.5	0.5	0	100
W-2	5	4581.5	D	95.6	0.4	4	100
W-2	10	4582.7	D	99.5	0.5	0	100
W-2	11	4582.8	D	99.5	0.5	0	100
W-2	17	4583.4	D	99.6	0.4	0	100
W-2	47	4586.8	D	99.5	0.5	0	100
W-2	58	4589.3	D	99.6	0.4	0	100
W-2	70	4590.6	D	99.6	0.4	0	100
W-3	56	4601.1	D	99.1	0.9	0	100

Для оценки влияния концентрации кислоты и скорости ее закачки на эффективность кислотного воздействия использована выборка образцов керна, характеризующая средние параметры двух основных пластов MB и MD. Их основные параметры приведены в табл. 4.3.2.

Основные параметры образцов керна для исследования эффективности
кислотного воздействия

№ обр.	Пласт	Длина, см	Объем образца, см ³	Поровый объем, см ³	Пор-ть, %	Плотн. скелета, гр/см ³	Прон-ть по газу, мД
88	B	3.83	42.7	5.89	13.8	2.69	2.65
90	B	3.51	38.98	6.03	15.5	2.69	2.75
102	B	3.59	39.77	5.31	13.3	2.69	3.38
124	D	3.19	35.49	5.53	15.6	2.68	7.25
131	D	3.36	36.36	5.93	16.3	2.68	9.14
135	D	3.46	38.26	6.31	16.5	2.69	10.1
58	B	3.3	36.85	6.25	17	2.69	3.39
60	B	3.86	42.93	7	16.3	2.7	2.94
62	B	3.53	39.14	6.88	17.6	2.7	3.69
73	B	3.51	39.09	5.6	14.3	2.7	2.52
74	B	3.27	36.18	5.61	15.5	2.7	3.59
105	D	3.35	37.3	6.25	16.8	2.68	8.65
112	D	3.11	34.57	5.68	16.4	2.68	9.92
115	D	3.23	35.96	6.01	16.7	2.69	8.15
118	D	3.16	35.09	6.01	17.1	2.68	10.6
128	D	3.39	37.66	6	15.9	2.68	11.1

После замера основных параметров образец насыщался пластовой водой с использованием сатуратора. Затем для получения остаточной водонасыщенности образец помещался в ультрацентрифугу, где донасыщался моделью нефти, имеющей свойства близкие к пластовой. После насыщения образец помещался в установку для проведения исследований. Исследования проводились при термобарических условиях, соответствующих пластовым (табл. 4.3.3).

Таблица 4.3.3

Лабораторные условия проведения экспериментов

Давление обжима, атм	Поровое давление, атм	Эффективное давление, атм	Вязкость нефти, Па·с	Вязкость воды, Па·с	Пластовая температура, °С
1098.9	501.7	597.24	0.00037	0.000569	120

Перед началом закачки кислоты проводилась оценка фазовой проницаемости образца керна по нефти. В процессе закачки кислотного раствора замерялся перепад

давления между входом и выходом из образца (резкое снижение перепада давления характеризует момент выхода червоточин из образца).

4.3.1 Исследование влияния концентрации кислоты на эффективность кислотного воздействия

Закачка соляной кислоты с разной концентрацией (5, 10 и 15%) проводилась с расходом 1 см³/мин. На момент резкого снижения перепада давления (выход червоточины) фиксировался использованный объем кислотного раствора. Далее образец промывался путем прокачки 2-х литров дистиллированной воды с расходом 1 см³/мин. После окончания эксперимента выполнялся визуальный осмотр образцов (с фотографированием) и анализ с применением микрокомпьютерной томографии (micro-CT). Пример одного из исследований приведен на рис. 4.3.1.



Рисунок 4.3.1 Пример результатов эксперимента по оценке влияния концентрации кислоты на развитие «червоточин» (образец № 88, концентрация кислоты - 5%)

Всего было выполнено 6 экспериментов результаты которых приведены в табл. 4.3.4.

Сравнение полученных структур червоточин приведено на рис. 4.3.2.

По результатам экспериментов видно, что при скорости закачки 1 см³/мин наиболее оптимальная структура растворения (доминантные червоточины)

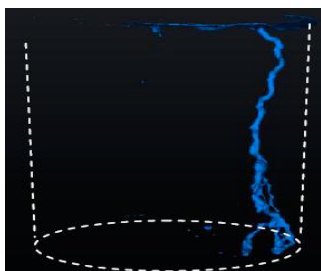
образуется при закачке 5% кислотного раствора, при этом расходуется минимальный объем кислоты (1-1.2 см³ в эквиваленте 15% раствора).

Таблица 4.3.4

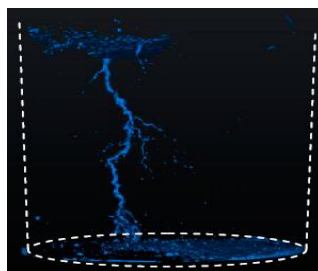
Результаты экспериментов по оценке влияния концентрации закачиваемой соляной кислоты на эффективность воздействия

№ обр.	Конц. кислоты, %	Эффективная проницаемость по нефти, мД	Скорость закачки, см/мин	Выход червоточины		Эквивалент объему 15% кислоты, см ³
				Закаченный объем кислотного состава, см ³	Время, сек	
88	5	1.03	0.09	3.5	210	1.167
90	10	0.98	0.09	2.5	150	1.667
102	15	1.1	0.09	2	120	2
124	5	3.64	0.09	3	180	1
131	10	3.61	0.092	2.25	135	1.5
135	15	3.79	1	1.5	90	1.5

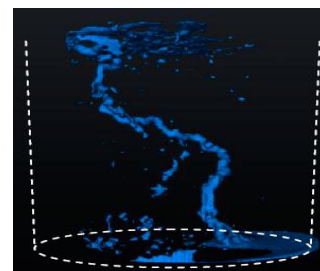
Образец 88 5% HCl



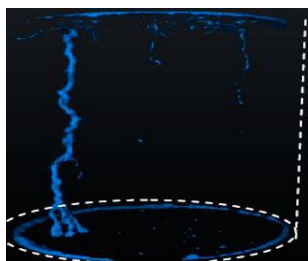
Образец 90 10% HCl



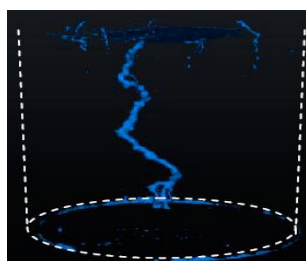
Образец 102 15% HCl



Образец 124 5% HCl



Образец 131 10% HCl



Образец 135 15% HCl

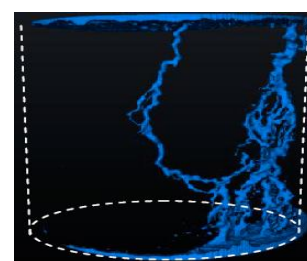


Рисунок 4.3.2 Сравнение структуры развития червоточин в зависимости от концентрации закачиваемой кислоты

С другой стороны, закаченный объем 5% кислотного раствора является максимальным (3-3.5 см³). Рост общих объемов закаченных растворов может приводить к значительному увеличению времени проведения СКО и освоения скважины.

4.3.2 Исследование влияния скорости закачки 15% соляной кислоты на эффективность кислотного воздействия

Закачка 15%-ного раствора соляной кислоты (наиболее часто используемой на практике концентрации) проводилась с разными расходами. На момент выхода червоточины из образца (резкое снижение перепада давления) фиксировался объем использованного раствора кислоты. Далее через образец, с целью промывки, прокачивалось 2 литра дистиллированной воды с тем же расходом, что и при закачке кислоты. После этого выполнялся визуальный осмотр образца (с фотографированием) и его анализ с использованием микрокомпьютерной томографии (micro-CT). Пример одного из экспериментов приведен на рис. 4.3.3.

Фотографии образца керна №58



Рисунок 4.3.3 Пример результатов эксперимента по оценке влияния скорости закачки 15%-ного раствора соляной кислоты на эффективность кислотного воздействия (образец №58, расход 0.2 см³/мин)

Результаты выполненных экспериментов представлены в табл. 4.3.5.

Таблица 4.3.5

Сводные результаты экспериментов по оценке влияния скорости закачки 15%-ой соляной кислоты на эффективность кислотного воздействия

№ обр.	Пласт	Эффективная проницаемость по нефти при остаточной водонасыщенности, мД	Скорость закачки см/мин	Закаченный объем кислоты до момента выхода червоточины, см ³	Время до выхода червоточины, сек
60	В	0.92	0.045	5.75	690
62	В	1.34	0.09	2.3	138
73	В	0.9	0.449	2.5	30
74	В	1.16	0.904	2.5	15
102	В	1.1	0.09	2	120
112	D	4.36	0.045	3.5	420
115	D	3.81	0.09	2	120
118	D	5.36	0.45	4.2	50.4
128	D	5.45	0.9	3	18
135	D	3.79	0.09	1.5	90

Сравнение полученных структур червоточин приведено на рис. 4.3.4.

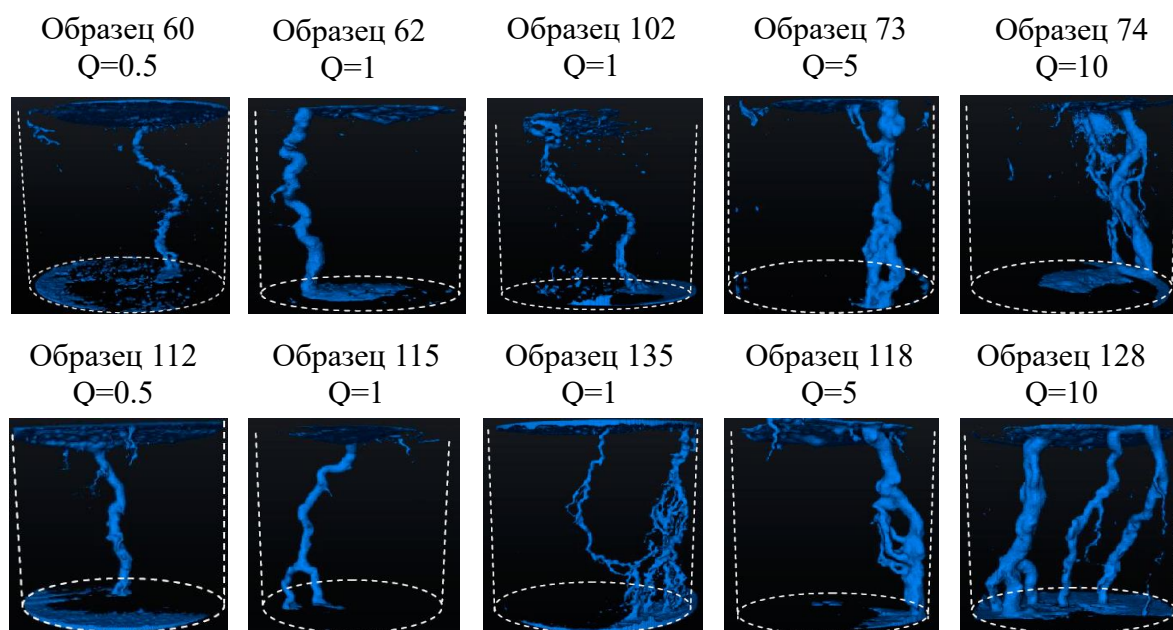


Рисунок 4.3.4 Сравнение структуры развития червоточин в зависимости от скорости, закачиваемой 15% кислоты

По результатам экспериментов отмечается, что наиболее оптимальная структура растворения (доминантные червоточины) образуется при закачке с линейной скоростью около 0.6 см/мин (рис. 4.3.5).

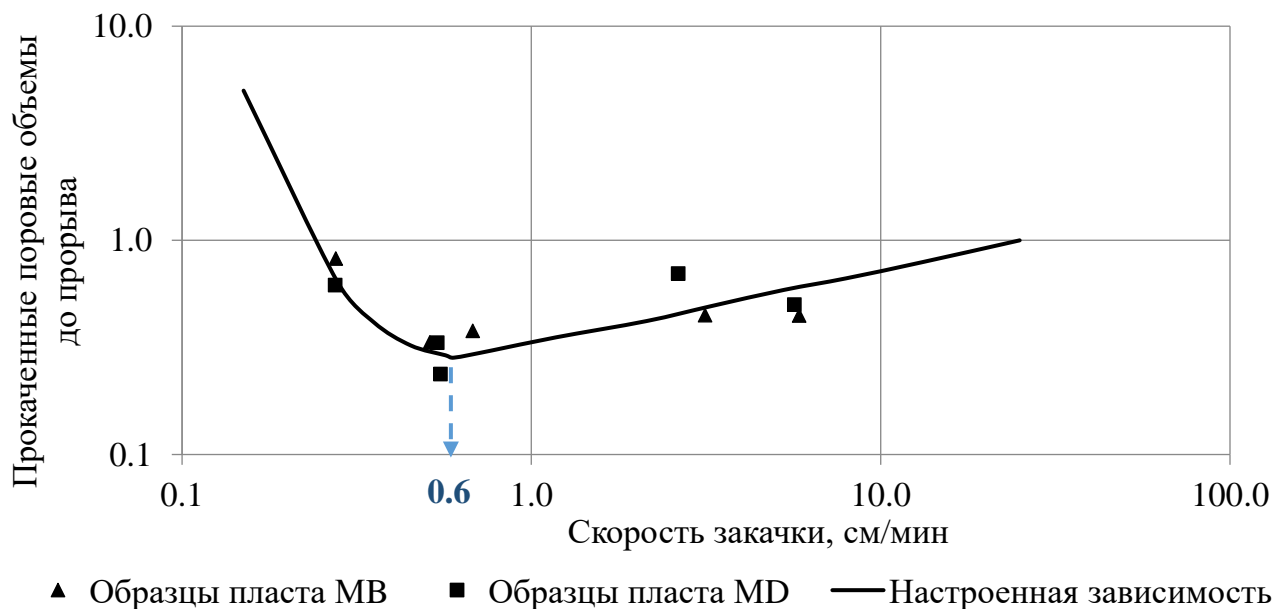


Рисунок 4.3.5 Результаты выполненных экспериментов по оценке оптимальной скорости закачки 15%-ого раствора соляной кислоты

4.4 Совершенствование технологии стимуляции скважин на рассматриваемом месторождении

В этом разделе представлена эволюция совершенствования технологий закачивания и стимулирования скважин на рассматриваемом месторождении.

Из-за ограниченности исходной информации о продуктивных пластах на начальном этапе была подготовлена и выполнена программа доразведки месторождения. Она включала в себя проведение 3D сеймики, бурение двух оценочных скважин, отбор керна и проб флюидов, расширенный комплекс ГИС, отдельную стимуляцию и опробование потенциально-продуктивных зон.

Во время бурения, закачивания и стимулирования оценочных скважин были выявлены проблемы, связанные со значительными потерями бурового раствора, прихватами КНБК, отказами скважинного оборудования, потерями жидкости для

закачивания скважин, высоким давлением на устье скважины во время проведения КО.

С целью оптимизации кислотного воздействия были выполнены специальные лабораторные исследования флюидов и керн в условиях максимально приближенным к ожидаемым при кислотном воздействии (раздел 4.2 и 4.3).

На основе анализа процесса вскрытия продуктивного пласта, выполненных стимуляций и тестирований, каротажных и лабораторных исследований были предложены следующие рекомендации [118]:

- Использование зацементированного и перфорированного хвостовика для заканчивания скважин с целью предотвращения обваливания ствола скважины при эксплуатации.
- Использование не глинистого бурового раствора на водной основе для снижения повреждения околоскважинной зоны пласта.
- Добавление в буровой раствор хорошо растворимой в кислоте мраморной крошки оптимизированного фракционного состава, способствующей образованию низкопроницаемой корки, предотвращающей глубокое проникновение частиц бурового раствора в продуктивные зоны и уменьшающей зону проникновения фильтрата.
- Использование перфораторов повышенной пробивной способности для улучшения связи пласта со стволом скважины.
- Использование данных ГИС для оценки максимальной глубины повреждения и его распределения в ОЗП вдоль ствола скважины.
- Использование 15 % соляной кислоты как основного агента для стимуляции скважин.
- Увеличение объема кислотных растворов до 5 м³ на метр перфорации и закачка с максимально возможной скоростью с целью достижения низких значений скин-фактора и повышения охвата пласта обработкой.

- В случае высокого давления на устье скважины во время теста на приемистость, с помощью колонны ГНКТ установка кислотной ванны в интервале перфорации.
- В качестве основного варианта стимулирования использование метода прямой закачки кислотных композиций через спущенную компоновку заканчивания скважины. Это позволяет снизить стоимость операций, количество потерь жидкости заканчивания и исключить операции по глушению скважин.

Вышеупомянутые оптимизации показали положительные результаты на последующих скважинах, в частности, отсутствие потерь бурового раствора, высокий охват интервалов стимуляции закачиваемой кислотой, низкий скин-фактор (до -4,4).

Дальнейшее усовершенствование технологий стимуляций скважин производилось на основе моделирования кислотных воздействий с учетом индивидуальных особенностей вскрываемых скважинами интервалов пласта, энергетического состояния в районе скважины и результатов предыдущих обработок в разработанном ПО. С целью прогнозирования фильтрационно-емкостных свойств использовалось геолого-гидродинамическое моделирование. Основные подходы к прогнозированию параметров пласта для рассматриваемого месторождения рассмотрены в [33].

На основе индивидуального моделирования КО скважин для ряда скважин были предложены дополнительные оптимизации:

- Увеличение объема продавки подготовленной водой на последнем этапе до 250 м^3 , если оцениваемое пластовое давление достаточно для быстрой очистки скважины.

- Если в верхней части пласта по результатам ГИС выделяется высокопроницаемые слои – размещение кислотной ванны только в нижней части интервала перфорации.
- Если оцениваемое пластовое давление не позволяет обеспечить фонтанирование скважины при ее очистке – добавление азота в закачиваемые кислотные составы.

Результаты данных оптимизаций позволили при первичных стимуляциях достичь скин-фактора до -5 и вовлечь в работу до 95% вскрываемых коллекторов.

При выявлении неработающих интервалов по данным промыслово-геофизических исследований, изменении скин-фактора в процессе эксплуатации или выявлении наличия потенциала по увеличению продуктивности отдельных слоев выполняется проектирование повторных КО, в процессе которых определяется оптимальная технология дополнительной стимуляции скважины. Применяемые технологии повторной стимуляции: закачка кислотных композиций «в лоб», применение потокоотклоняющих агентов, кислот замедленного действия, применение механических изолирующих устройств (пакеров).

4.5 Примеры дизайнов первичных и повторных КО

Оптимизация параметров КО обработок скважин производилось путем многовариантных расчетов с использованием ПЭВМ «WellStim».

Для первичных обработок целью оптимизации являлось минимизация интегрального скин-фактора по скважине путем изменения следующих переменных: скорость закачки, объемов 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 при применении 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.

В качестве примеров рассмотрим несколько выполненных дизайнов первичных и повторных КО проведенных в разное время.

Скважины №19, 10 и 16 пробурены в последние годы, расположены в разных частях месторождения и вскрыли зоны с пониженным пластовым давлением. Для вскрытия использованы перфораторы повышенной пробивной способности, позволяющие преодолеть оцененную на основе ГИС зону загрязнения. Несмотря на это, при проведении пробных закачек, наблюдался повышенный скин-фактор, обусловленный зоной уплотнения, возникающей возле перфорационных каналов в результате использования кумулятивных перфораторов. В качестве первичной стимуляции скважин была выбрана технология прямой закачки. Из-за особенностей конструкции скважин все параметры в процессе первичных КО (скорость закачки, давление, температура) отслеживались на устье скважин. На всех скважинах после ввода их в эксплуатацию для оценки эффективности стимуляции были запроектированы ГДИ и ПГИ.

Скважина №19

По данным ГИС скважина вскрыла относительно однородные по свойствам пласты. На базе интерпретации исследований были намечены интервалы перфорации в пластах МА, МВ, МС, МD и МЕ. Разработанный дизайн первичной обработки включал закачку кислотных составов с чередованием пачек 15% раствора соляной кислоты и вязкостного потокоотклонителя. С целью не превышения давления гидроразрыва пласта было предусмотрено постепенное увеличение скорости закачки с 0,6 до 2,25 м³/мин.

Согласно выполненным расчетам, закачка 645 м³, включая 240 м³ продавочной жидкости, позволяла получить среднюю глубину развития фронта червоточин 3,8 м и скин-фактор - 4,59.

Расчетные параметры обработки и замеренные данные при стимуляции показаны на рис. 4.5.1.

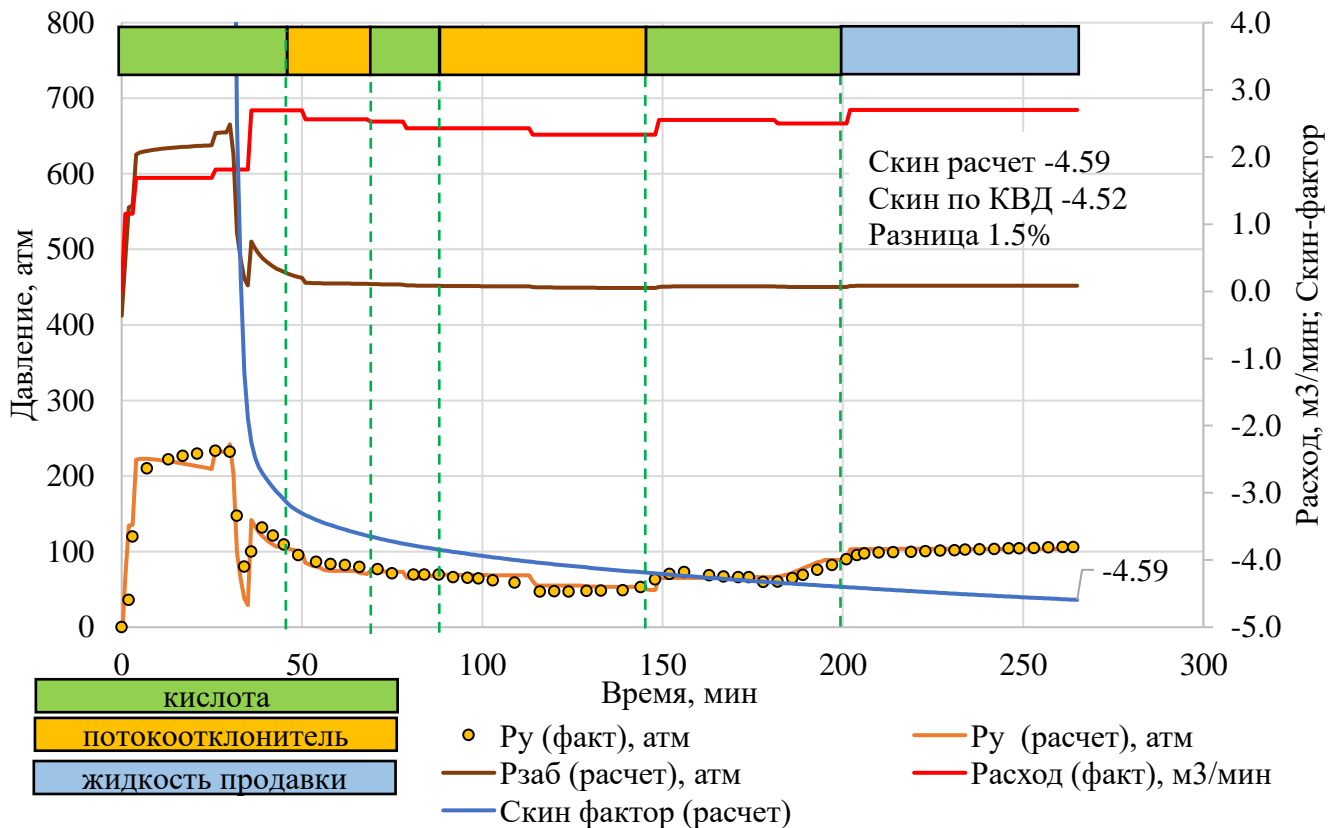


Рисунок 4.5.1 Сравнение фактических и расчетных показателей закачки для скв. № 19

Разница в расчетном скин-факторе и оцененным на основе гидродинамических исследований после освоения скважины составляет менее 2%, что является приемлемым для практических расчетов. Расчетный профиль притока, полученный на основе дизайна КО, хорошо согласуется с данными потокометрических исследований (рис. 4.5.2).



Рисунок 4.5.2 Сводный планшет ГИС, результатов расчетов первичной КО и данных ПГИ скв. №19

Скважина №14

Вскрытые скважиной пласты характеризуются, согласно данным ГИС, значительной неоднородностью свойств. В кровле пласта МД отмечается наличие высокопроницаемого слоя. По этой причине установка кислотной ванны была предложена на нижнюю часть разреза. Согласно выполненного дизайна первичной КО для обеспечения стимуляции вскрытого разреза и достижения скин-фактора - 4,58, необходимый объем закачки составил 495 м^3 , включая 105 м^3 продавочной жидкости.

КО выполнена с незначительными отклонениями от запланированных параметров, что связано главным образом с работой оборудования. Сопоставление расчетных и фактических параметров КО показано на рис. 4.5.3.

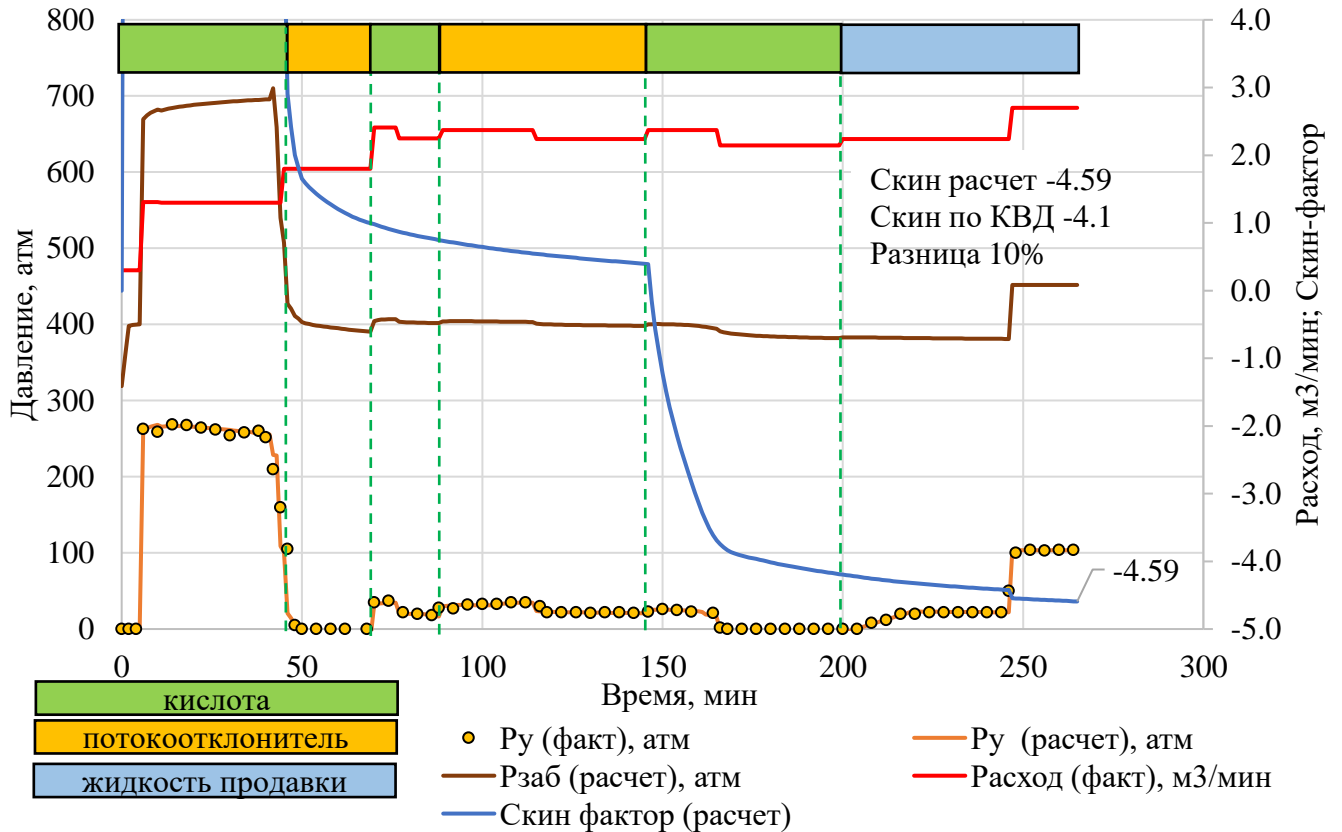


Рисунок 4.5.3 Сравнение фактических и расчетных показателей закачки для скв. №14

По результатам выполненных исследований после ввода скважины в эксплуатацию скин-фактор составил -4,1 (отклонение от планового 10%). Быстрое снижение давления закачки и уменьшение скин-фактора наблюдалось при достижении кислотным раствором верхней части резервуара. Второе уменьшение скин-фактора отмечалось, когда кислота достигла нижней части пласта MD.

Спрогнозированный профиль притока хорошо согласуется с замеренными данными потокометрии (рис. 4.5.4).



Рисунок 4.5.4 Сводный планшет ГИС, результатов расчетов первичной КО и данных ПГИ для скв. №14

Скважина №16

Скважина вскрыла формацию Мауддуд общей мощностью 372 м. По результатам интерпретации геофизических исследований проведенных в скважине были намечены интервалы перфорации суммарной мощностью 70.6 м с следующими средними параметрами вскрытых интервалов: проницаемость 0.0046 мкм²; пористость 9.1%; нефтенасыщенность 64%. По данным гидродинамического моделирования район скважины характеризовался пониженным пластовым давлением (330 атм), что было подтверждено дальнейшими гидродинамическими исследованиями.

В результате проведенных расчетов был предложен дизайн первичной обработки, заключающийся в попеременной закачке пачек 15% раствора HCl и раствора с добавлением потокоотклоняющего агента ZPWD-10. С целью не превышения давления гидроразрыва пласта было предусмотрено постепенное увеличение скорости закачки с 0,6 до 2,25 м³/мин.

Динамика расчетных (расход, устьевое и забойное давление, скин-фактор) и замеренных фактических данных (расход, устьевое давление) при стимуляции показана на рис. 4.5.5.

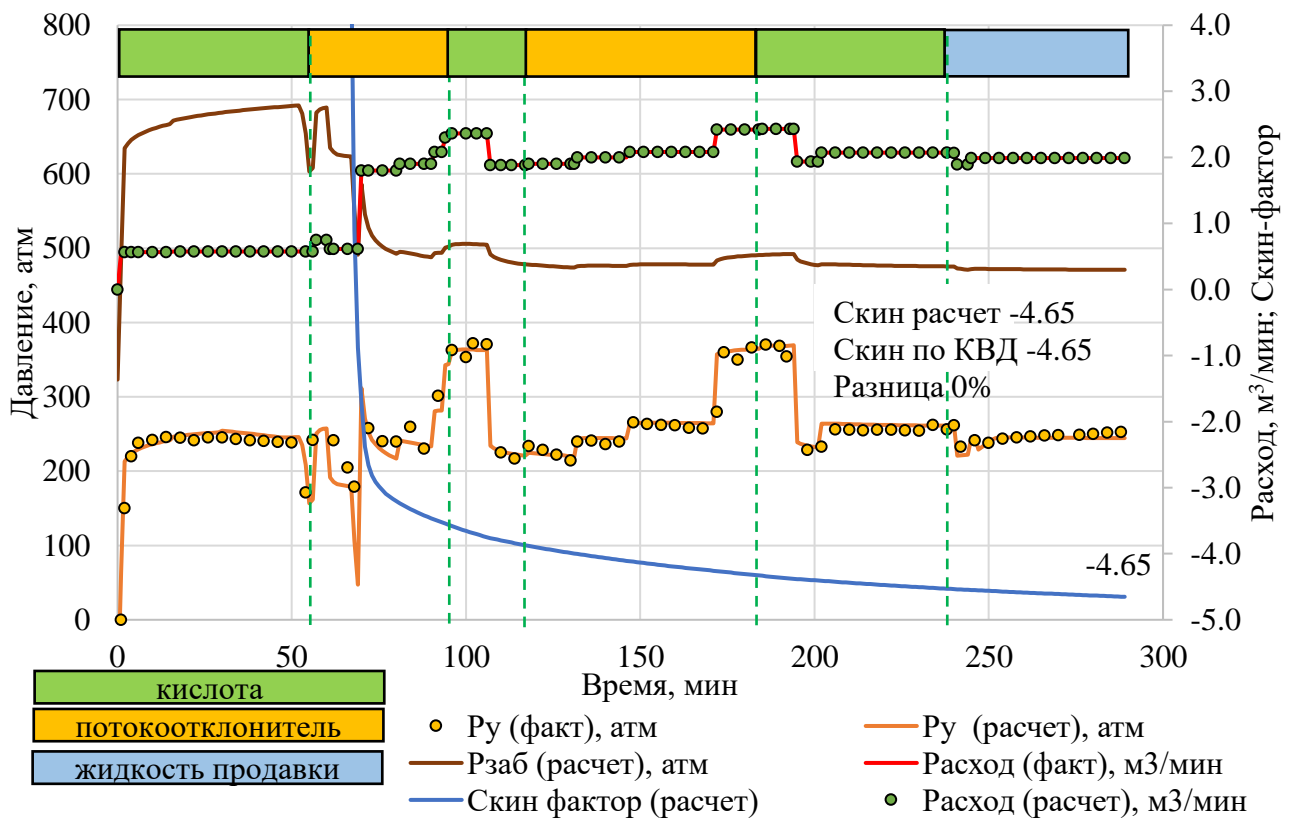


Рисунок 4.5.5 Сравнение фактических и расчетных показателей закачки при первичной обработке скв. №16

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.

Кривые ГИС и результаты интерпретации (колонки 4 и 6); расчетные профили загрязнения твердыми частицами и фильтратом, радиуса развития фронта червоточин после КО (колонка 7) и скин-фактора (колонка 8); расчетный и полученный по результатам проведенных потокометрических исследований профили притока (колонка 9) показаны на рис. 4.5.6.

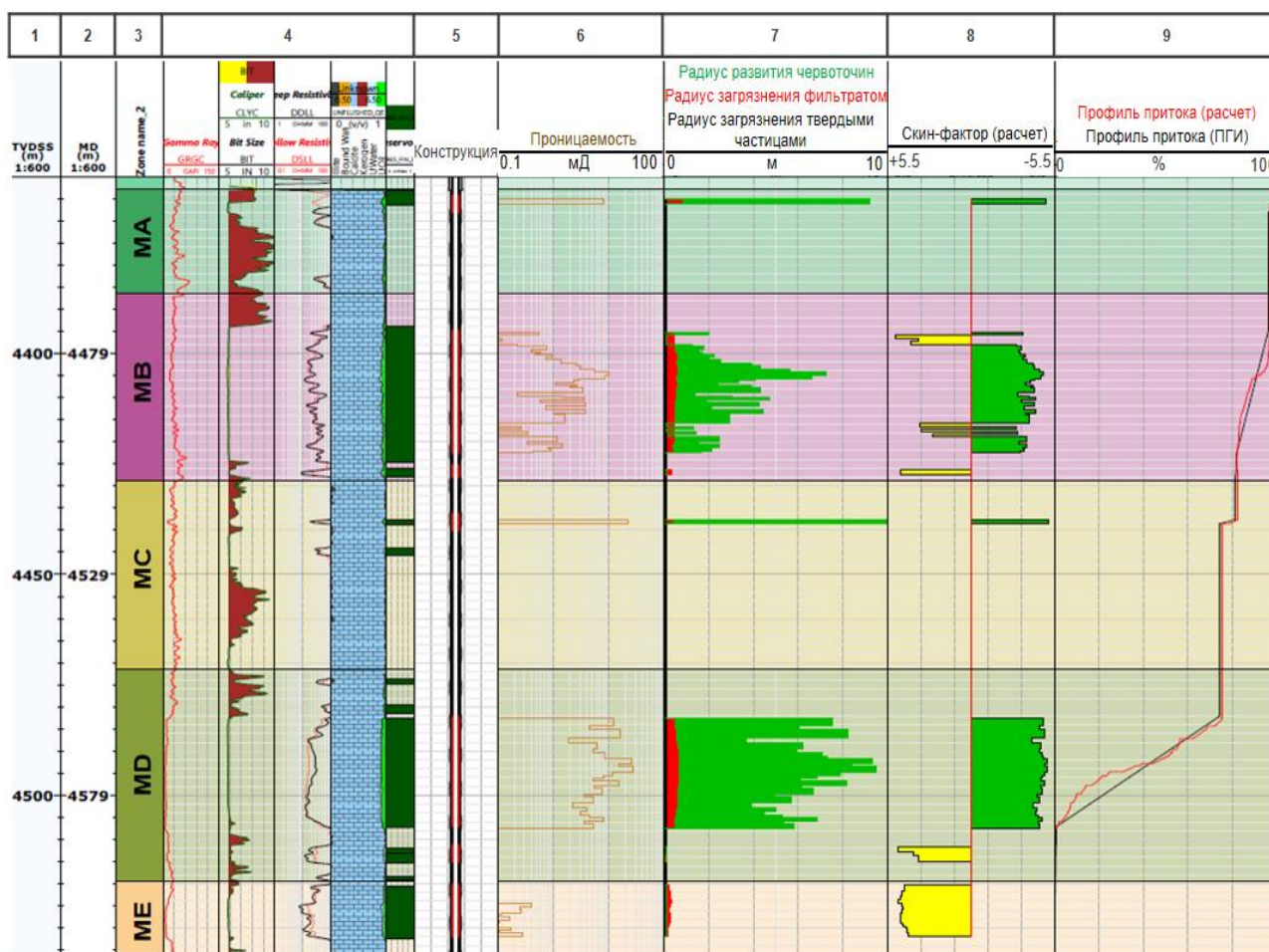


Рисунок 4.5.6 Сводный планшет ГИС, результатов расчетов первичной КО и данных ПГИ для скв. №16

Как видно из рисунка (колонка 9) отмечается хорошее совпадение расчетного и замеренного профилей притока при ПГИ.

Скважина была запущена в работу с дебитом $760 \text{ м}^3/\text{сут}$ на штуцере 44 мм. В течении 9 месяцев дебит скважины неуклонно снижался и достиг $580 \text{ м}^3/\text{сут}$. В процессе адаптации гидродинамической модели было отмечено снижение

продуктивности скважины во времени. Для выяснения причин были выполнены потокометрические исследования скважины, показавшие прекращение притока из пласта МС (истощение линзовидного коллектора) и снижение притока из пластов МА и МВ (разрушение сформированных червоточин вследствие высокой депрессии). На основе воспроизведения истории эксплуатации в ПЭВМ «WellStim» было отмечено снижение проводимости до 303 мД·м (прекращение притока из пласта МС) и рост общего скин-фактора с -4,65 до -3,89 за счет пластов МА и МВ (рост скин-фактора с -4,9 и -4,2 до -0,6 и -0,5 соответственно). Сопоставление настроенной модели с фактическими данными приведено в табл. 4.5.1 и 4.5.2. На основании новых расчетных скин-факторов по пластам МА и МВ были скорректированы текущие радиусы фронта развития червоточин и оценены объемы пустотного пространства сохранившихся червоточин.

Оптимизация параметров повторной КО выполнялось с учетом корректировок состояния ОЗП и пласта – распределений насыщенности, давления, фронта развития червоточин и их пустотного объема. Расчеты показали, что из-за наличия значительного объема пустотного пространства в пласте МD, сформировавшегося в процессе первичной обработки (25 м³), а также из-за низкого скин-фактора и относительно высокой проницаемости МС и МD, стимуляция пластов МА и МВ без временной механической изоляции МС и МD 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. Согласно дизайна, первым закачивался кислотный раствор замедленного действия, затем смесь 15% раствора HCl с азотом и далее – жидкость продавки (вода+азот). С целью более быстрого освоения скважины на последней стадии предложена дополнительная закачка азота.

Сопоставление параметров дизайна повторной КО скважины №16 с замеренными фактическими данными при стимуляции показано на рис. 4.5.7 и в табл. 4.5.1.

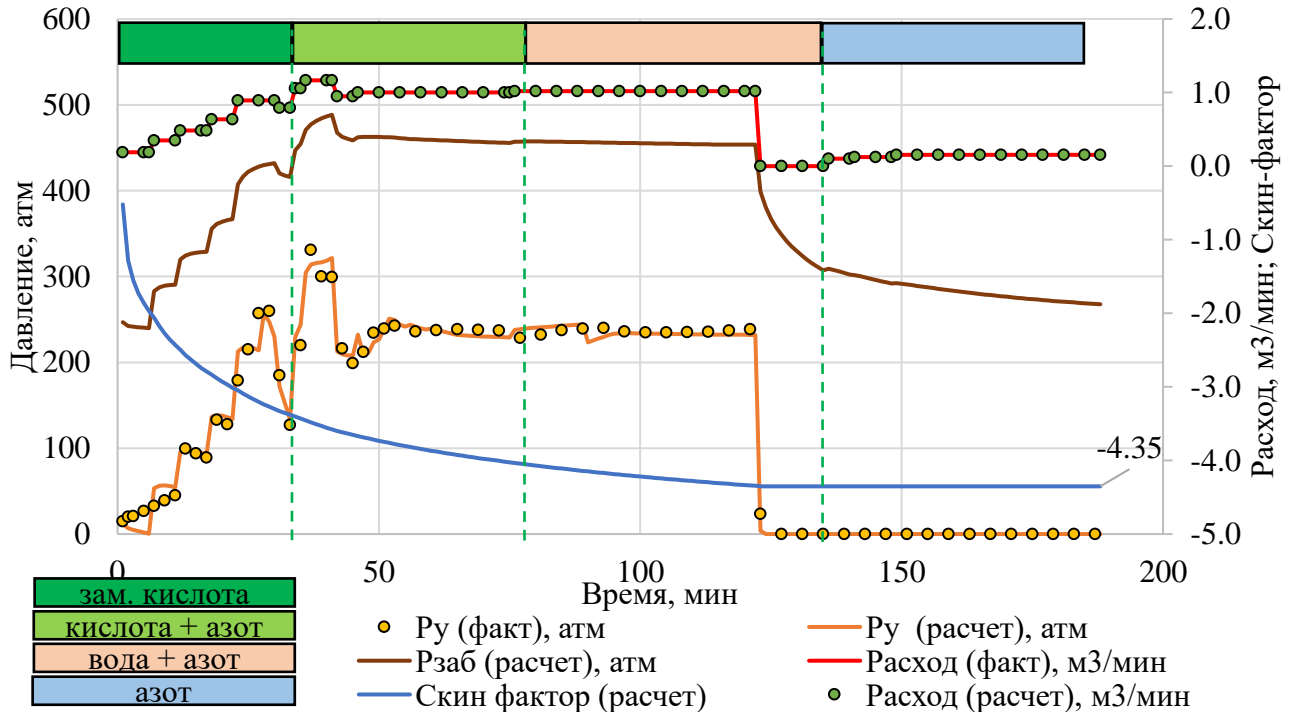


Рисунок 4.5.7 Сопоставление расчетных параметров повторной КО скважины №16

Таблица 4.5.1

Сравнение расчетных и фактических данных до и после повторной КО для скважины №16

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. 11).

В результате повторной стимуляции увеличение среднего дебита скважины составило около 50 м³/сут. Изменение динамики работы скважины показано на рис. 4.5.8.

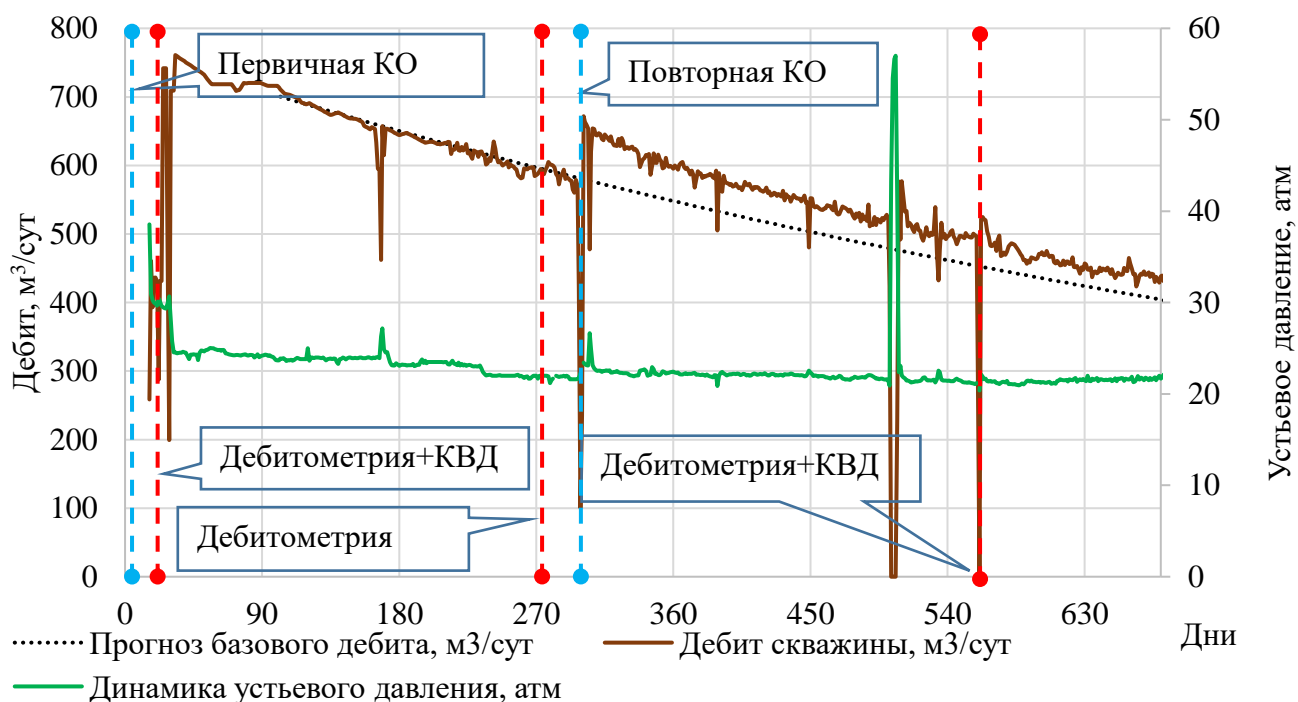


Рисунок 4.5.8 Динамика работы скв. №16 до и после повторной СКО

Разработанная ПЭВМ «WellStim» использовалась при проектировании 20 первичных и 17 повторных КО. Результаты интерпретации исследований скважин, выполненных в коммерческом ПО компании Карра (Франция), показали высокую эффективность проведенных КО: первичные – средний скин-фактор -4,72 с вовлечением в работу до 95% разреза скважины; повторные – средний прирост дебита +57 м³/сут.

Основные параметры скважин для которых были выполнены дизайны КО представлены в табл. 4.5.2 и 4.5.3.

Таблица 4.5.2

Основные параметры скважин для которых были выполнены дизайны первичных КО

№ скв	Кровля интервала КО, м	Пласты, м	Общая / Перф. толщина, м	Кпр, мкм2 (по ГДИ)	Кп, д.ед.	Скин-фактор по ГДИ	Скин-фактор расчетный ПО "WellStim"	Погрешность	
								Абс. д.ед.	Относ., %
1	4428	МА-MF	193 / 65	1.08	0.10	-4.85	-4.97	0.12	2.38
2	4470	МВ-MF	189 / 93	8.55	0.13	-5.15	-5.00	0.15	3.00
3	4427	МВ-MG	238 / 62	6.06	0.13	-5.25	-5.22	0.03	0.57
4	4524	МА-MD	137 / 51	23.14	0.14	-5.05	-5.15	0.10	1.94
5	4365	МА-MF	200 / 76	15.92	0.13	-4.55	-4.69	0.14	2.99
6	4471	МА-MG	245 / 74	6.74	0.10	-4.70	-4.77	0.07	1.52
7	4489	МА-MF	206 / 77	35.55	0.11	-4.15	-4.10	0.05	1.22
8	4536	МВ-MF	169 / 64	3.57	0.12	-5.24	-5.15	0.09	1.75
9	4352	МА-MF	221 / 66	34.55	0.13	-3.65	-3.80	0.15	3.95
10	4389	МА-MF	221 / 74	20.38	0.12	-4.35	-4.50	0.15	3.33
11	4407	МА-MG	269 / 56	1.69	0.10	-5.00	-5.09	0.09	1.77
12	4571	МА-ME	204 / 48	1.87	0.11	-4.45	-4.65	0.20	4.30
13	4458	МА-MG	253 / 89	44.26	0.12	-4.51	-4.47	0.04	0.89
14	4547	МА-ME	202 / 79	53.22	0.15	-4.25	-4.35	0.10	2.30
15	4548	МА-MG	253 / 79	2.20	0.11	-4.91	-4.98	0.07	1.40
16	4443	МА-ME	168 / 71	8.57	0.09	-4.65	-4.65	0.00	0.00
17	4528	МА-ME	166 / 61	1.61	0.09	-5.04	-4.85	0.19	3.92
18	4531	МА-MD	149 / 66	2.81	0.11	-5.20	-5.10	0.10	1.96
19	4558	МА-MD	160 / 76	8.66	0.11	-4.47	-4.67	0.20	4.28
20	4425	МА-MF	208 / 54	3.17	0.10	-4.90	-4.91	0.01	0.20
Сред.	4473		202 / 69	14.18	0.12	-4.72	-4.75	0.10	2.18

Таблица 4.5.3

Основные параметры скважин для которых были выполнены дизайны повторных КО

№ скв	Кровля интервала КО, м	Пласты, м	Эффективная стимулируемая толщина, м	Кпр, мкм2 (по ГДИ)	Кп, д.ед.	Прирост дебита нефти (факт), м3/сут	Прирост дебита нефти (расчет) ПО "WellStim"	Погрешность	
								Абс. д.ед.	Относ., %
21	4520	МВ-MG	64	2.51	0.12	41	38	3.36	8.84
7	4489	МА-MF	77	35.55	0.11	54	51	2.58	5.06
22	4503	МВ-MG	75	10.56	0.11	111	105	5.92	5.64
3	4394*	МА-MG	66	5.95	0.12	29	28	1.14	4.07
4	4524	МА-MD	51	23.14	0.14	79	90	11.04	12.27
8	4508*	МА-MF	69	3.49	0.12	58	48	10.28	21.42
2	4429*	МА-MF	97	8.49	0.13	41	47	5.86	12.42
10	4389	МА-MF	74	20.38	0.12	35	43	8.22	19.12
6	4471	МА-MC	41	2.38	0.09	102	87	14.52	16.69
9	4352	МА-MF	66	34.55	0.13	56	75	18.60	24.80
13	4458	МА-MC	38	4.63	0.11	47	46	0.89	1.93
16	4443	МА-MB	30	10.08	0.09	50	53	3.00	5.66
5	4365	МА-MB	26	1.77	0.11	39	47	8.46	18.00
3	4607	MF-MG	14	3.90	0.11	29	35	5.86	16.74
13	4458*	МА-MG	92	44.26	0.12	45	41	4.12	10.05
20	4425	МА-MF	54	3.17	0.1	24	30	5.56	18.53
14	4547	МА-ME	79	53.22	0.15	136	156	19.70	12.63
Сред	4468		60	15.77	0.12	57.5	60	7.59	12.58

*- выполнены дополнительные дострелы интервалов пласта

На рис. 4.5.9 представлено сравнение фактических и расчетных параметров эффективности первичных и повторных КО на основе стандартного подхода (объемный метод) и полученные с применением предложенной в работе математической модели.

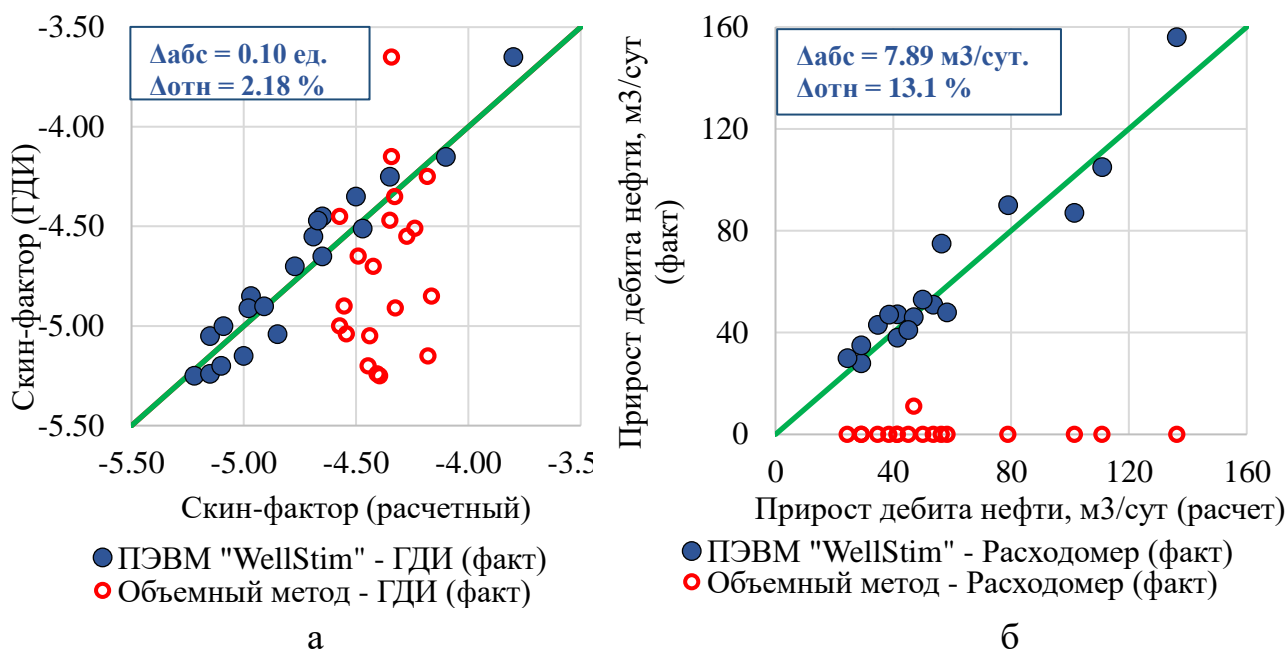


Рисунок 4.5.9 Сравнение расчетных и фактических результатов первичных (а) и вторичных (б) КО

Применение стандартного подхода дает высокую погрешность при оценке эффективности первичных КО (рис. 4.5.9а). 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 (рис. 4.5.9б).

В отличие от стандартного метода отмечается хорошая сходимость 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. 4.5.9а), а для прироста дебита нефти при вторичных обработках - 12,6% (рис. 4.5.9б).

Краткие выводы по главе

Разработанная математическая модель, реализованная в виде ПЭВМ «WellStim», использована при проектировании 20 первичных и 17 повторных КО одного из карбонатных месторождений Ирака.

Необходимость первичных КО скважин на данном месторождении обусловлена загрязнением ОЗП в процессе первичного и вторичного вскрытия приводящее к практически полному отсутствию притока пластовых флюидов (высокий скин-фактор). Необходимость проведения повторных КО обусловлено ростом скин-фактора в процессе эксплуатации скважин.

С целью получения необходимых исходных данных для проектирования КО были выполнены лабораторные исследования на образцах керна рассматриваемого месторождения. Результаты выполненных экспериментов показали, что при реакции HCl с добавлением потокоотклоняющего агента ее концентрация уменьшается, при этом вязкость кислотного состава возрастает в десятки раз, достигая максимального значения при 8 %-ной концентрации. Это позволяет направлять последующие порции кислотного состава в новые, не охваченные стимуляцией, зоны пласта. Добавление потокоотклоняющего агента также приводит к замедлению скорости реакции кислоты с породой.

Лабораторные опыты по оценке влияния концентрации соляной кислоты и скорости закачки на эффективность кислотного воздействия были выполнены в условиях, приближенных к пластовым. На основе выполненных экспериментов были сделаны следующие выводы:

- В исследованном диапазоне от 5 до 15% снижение концентрации HCl приводит к уменьшению объема кислотного состава (в эквиваленте 15% раствора), необходимого для формирования оптимальной структуры растворения породы – формирование доминантных червоточин. При этом возрастает общий объем

закаченного раствора, что может приводить к значительному увеличению времени проведения КО и освоения скважины.

- При закачке 15%-ного раствора HCl оптимальная структура растворения формируется при линейной скорости закачки, равной 0.6 см/мин.

Анализ результатов первичного и вторичного вскрытия пласта и КО на первых пробуренных скважинах месторождения позволил выработать ряд рекомендаций, направленных на повышение эффективности КО. К основным рекомендациям можно отнести: добавление в буровой раствор в качестве кольматанта мраморной крошки оптимизированного фракционного состава, использование зацементированного хвостовика при заканчивании скважин, применение перфораторов повышенной пробивной способности, установку кислотной ванны в интервал перфорации для обеспечения начальной приемистости, увеличение объемов кислотных растворов до 5 м³ на метр перфорации.

Дальнейшее усовершенствование дизайнов КО скважин производилось на основе моделирования в разработанной ПЭВМ «WellStim», при этом учитывались индивидуальные особенности вскрываемых интервалов пласта и ОЗП, энергетическое состояния в районе скважин и результаты предыдущих обработок.

Применение предложенных рекомендаций и индивидуальный подход к каждой скважине при дизайне первичных СКО на основе разработанной математической модели позволило достичь низких значений скин-фактора (до -4,7) и вовлечь в работу до 95% вскрываемых коллекторов.

Использование созданной модели КО при проектировании повторных обработок позволило подобрать оптимальный дизайн стимуляции для каждой скважины. Средний эффект по выполненным 17 повторным стимуляциям составил +57,5 м³/сут.

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 ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Абдулин Ф.С. Повышение производительности скважин. – М.: Недра, 1975. – 264 с.
2. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. – М.: Недра, 1982. – 407 с.
3. Балинт В., Бан А., Долешал Ш. Применение углекислого газа в добыче нефти. – М.: Недра, 1977. – 240 с.
4. Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидродинамика: Учебник для вузов. – М.: Недра, 1993. – 416 с.
5. Бобылёв В.Н. Физические свойства наиболее известных химических веществ. – М.: РХТУ им. Д.И. Менделеева, 2003. – 24 с.
6. Васясин Г.И., Насибулин И.М., Корнильцев Ю.А., Баймашев Б.А., Зарипов Р.Р., Круглов М.П., Хайртдинов Р.К. Подбор эффективных кислотных составов для обработки призабойных зон скважин в карбонатных коллекторах // Нефтепромысловое дело. – 2009. – №4. – С. 17-21.
7. Вахрушев С. А., Фоломеев А.Е., Котенев Ю.А., Набиуллин Р.М. Исследование кислотного воздействия с применением потокоотклонителей на карбонатные коллекторы месторождения им. Р. Требса // Нефтяное хозяйство. – 2016 – №4. – С. 112-117.
8. Вольнов И.А. Моделирование кислотного воздействия на карбонатные нефтесодержащие пласты: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.13.18. – М., 2009. – 25 с.
9. Вольнов И.А., Каневская Р.Д. Фильтрационные эффекты растворения породы при кислотном воздействии на карбонатные нефтесодержащие пласты // Изв. РАН. Сер. МЖГ. – 2009. – № 6. – С. 105-114.
10. Гайнетдинов Р.Ф., Рахимов Р.Л., Насибулин И.М. Повышение эффективности кислотного воздействия на основании результатов исследования

керна // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – №11 – С. 46-52.

11. Глущенко В.Н., Пташко О.А. Фильтрационные исследования новых кислотных составов для обработки карбонатных коллекторов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2014. – № 11. – С. 46-56.

12. Глущенко В.Н., Силин М. А. Нефтепромысловая химия: Изд. в 5-ти томах. – Т. 4. Кислотная обработка скважин. – М.: Интерконтакт Наука, 2010. – 703 с.

13. Глущенко В.Н., Хижняк Г.П. Солянокислый состав с использованием лигносульфонатов технических для обработки призабойной зоны // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2010 – №9. – С. 55-60.

14. Грошева Л.П. Расчетное определение некоторых свойств солей: учеб. пособие. – Н. Новгород: Новгородский государственный университет, 2006. – 21 с.

15. Давыдов А.В., Черницкий А.В. Разработка месторождений с карбонатными коллекторами: Текущее состояние, проблемы, перспективы // Нефтяное хозяйство. – 1993. – № 3. – С. 18-21.

16. Жучков С.Ю. Моделирование кислотного воздействия на призабойную зону горизонтальной скважины: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.13.18. – М., 2013. – 26 с.

17. Жучков С.Ю., Каневская Р.Д. Моделирование кислотного воздействия в горизонтальной скважине, вскрывающей карбонатный нефтесодержащий пласт // Изв. РАН. Сер. МЖГ. – 2013. – № 4. – С. 93-103.

18. Ибрагимов Л.Х., Мищенко И.Т., Челоянц Д.К. Интенсификация добычи нефти. – М.: Наука, 2000. – 414 с.

19. Иванов М.К., Бурлин Ю.К., Калмыков Г.А., Карнюшина Е.Е., Коробова Н.И. Петрофизические методы исследования кернового материала. (Терригенные отложения) Учебное пособие в 2-х книгах. Кн. 1. – М.: Изд-во Моск. ун-та, 2008. – 112 стр.
20. Иванов М.К., Калмыков Г.А., Белохин В.С., Корост Д.В., Хамидуллин Р.А. Петрофизические методы исследования кернового материала. Учебное пособие в 2-х книгах. Кн. 2: Лабораторные методы петрофизических исследований кернового материала. – М.: Изд-во Моск. ун-та, 2008. – 113 стр.
21. Каневская Р.Д., Новиков А.В. Методы моделирования червоточин при соляно-кислотном воздействии на карбонатные пласты // Нефтепромышленное дело, – 2018. – №3. – С. 19-28.
22. Кинзябулатова К.А., Апкаримова Г.И., Шафикова Е.А., Прочухан К.Ю., Прочухан Ю.А. Гелеобразующие агенты, применяемые при кислотной обработке // Нефтепромышленное дело. – 2016. – №11. – С. 39-43.
23. Киркинская В.Н., Смехов Е.М. Карбонатные породы-коллекторы нефти и газа. – Ленинград: Недра, 1981. – 255 с.
24. Комаров Н.С. Справочник холодильщика. – М.: Машгиз, 1962. – 419 с.
25. Кремлева Т.А., Смирнов А.С., Федоров К.М. Моделирование процесса кислотной обработки карбонатных пластов с учетом эффекта образования каналов-червоточин // Изв. РАН. Сер. МЖГ. – 2011. – № 5. – С. 76–84.
26. Кричлоу Г.Б. Современная разработка нефтяных месторождений – проблемы моделирования. – М.: Недра, 1979. – 303 с.
27. Лазарев А.И., Харламов И.П., Яковлев П.Я., Яковлева Е.Ф. Справочник химика-аналитика. – М.: Металлургия, 1976. – 184 с.
28. Михайлов Н.Н. Изменение физических свойств горных пород в околоскважинных зонах. – М: Недра, 1987 – 152 с.

29. Михеев М.А., Михеева И.М. Основы теплопередачи. – М.: Энергия, 1977. – 344 с.
30. Мищенко И.Т., Сахаров В.А. Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи. – М.: Недра, 1984. – 272 с.
31. Мищенков И.С. Об особенностях воздействия солянокислотной пеной на карбонатную среду // Нефтяное хозяйство. – 1994. – №1. – С. 63-64.
32. Мищенков И.С., Трошков С.А. Влияние скорости движения соляной кислоты на скорость растворения карбонатной породы // Нефтяное хозяйство. – 1986. – №5. – С. 48-49.
33. Морозов В.В., Мельников С.И., Позднякова В.А., Идрисова С.А., Растегаев Р.А., Загребельный Е.В., Шевко Н.А., Хузин Р.А. Концептуальное геологическое моделирование как основа разработки карбонатных коллекторов на примере месторождения Ближнего Востока // Нефтяное хозяйство. – 2018. – №10. – С. 57-59. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-12-57-59.
34. Намиот А.Ю. Растворимость газов в воде под давлением. – М.: Гостоптехиздат, 1963. – 148 с.
35. Намиот А.Ю. Растворимость газов в воде: справ. пособие. – М.: Недра, 1991. – 167 с.
36. Насибулин И.М., Васясин Г.И., Баймашев Б.А., Ахметзянов Р.Р., Харитонов Р.Р. Повышение эффективности обработок продуктивных пластов композициями на основе соляной кислоты // Нефтепромысловое дело. – 2008. – №8. – С. 25-27.
37. Насибулин И.М., Мисолина Н.А., Баймашев Б.А. Современные представления о влиянии геологических факторов, определяющих процесс взаимодействия кислотных растворов с карбонатной породой // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – №3. – С. 56-61.

38. Никольский Б.П., Григоров О.Н., Позин М.Е. Справочник химика. – М.: Химия, 1966, Т.1 – 1072 с.
39. Орлов Н.Н., Туриянов А.Р., Загиров Р.Р., Прочухан К.Ю., Прочухан Ю.А. Подбор оптимальной кислотной композиции для проведения кислотного воздействия на низкопроницаемых карбонатных коллекторах // Нефтепромысловое дело. – 2017. – №3. – С. 37-42.
40. Перри Д.Г. Справочник инженера-химика, т.1. – Л.: Химия, 1969. – 640 с.
41. Постников А.В., Космынин В.А. Изменение коллекторских свойств в результате кислотной обработки // Труды РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. – 2009. – №1/254. С. 7-14.
42. Рабинович В.А., Хавин З.Я. Краткий химический справочник. – Л.: Химия, 1978. – 281 с.
43. Рахманов Р.М., Исмагилов Ф.З., Фархутдинов Г.Н., Хисамутдинов А.И., Мусабиров М.Х., Абусалимов Э.М. Разработка усовершенствованных кислотных стимулирующих композиций «КСК-Татнефть» // Нефтяное хозяйство. – 2012. – №3. – С. 74-77.
44. Рогачев М.К., Ленченков Н.С., Петров Д.А., Ленченкова Л.Е., Акчурин Х.И. Обоснование применения в карбонатных коллекторах потокоотклоняющих технологий на основе кислотных гелеобразующих составов // Нефтяное хозяйство. – 2012. – №8. – С. 129-131.
45. Свидетельство № 2020612979 РФ об официальной государственной регистрации программы для ЭВМ. Симулятор кислотного воздействия «WellStim» / Р.А. Хузин (Россия). Заявка № 2020611986 от 26.02.2020 г. Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ 06.03.2020 г.

46. Солодовников А.О., Андреев О.В., Киселев К.В. Влияние скорости закачки растворов кислотообразующих реагентов на структуру каналов фильтрации // Башкирский химический журнал. – 2013. – №1. – С. 135-137.

47. Сургучев М.Л., Колганов В.И., Гавура А.В. Извлечение нефти из карбонатных коллекторов. – М.: Недра, 1987. – 230 с.

48. Таблицы физических величин: справ. / под ред. акад. И.К. Кикоина. – М.: Атомиздат, 1976. – 1008 с.

49. Фунг В.Х. Совершенствование кислотных обработок высокотемпературных пластов нижнего олигоцена месторождения «Белый Тигр» : автореф. дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17. – Уфа, 2009. – 24 с.

50. Харисов Р.Я., Булгакова Г.Т., Шарифуллин А.Р., Макатров А.К., Телин А.Г., Пестриков А.В. Физическое моделирование технологии водоизоляции трещин для последующей кислотной стимуляции скважин в карбонатных коллекторах // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2010. – №7. – С. 44-50.

51. Хижняк Г.П., Амиров А.М., Гладких Е.А., Колесов В.А., Захарян А.Г., Чикин А.Е., Харрис Р. Исследование воздействия кислотогенерирующего состава на керны продуктивных отложений Куюмбинского лицензионного участка // Нефтяное хозяйство. – 2015. – №3. – С. 31-36.

52. Хижняк Г.П., Пономарева И.Н., Амиров А.М., Глущенко В.Н. Определение оптимальной скорости закачки кислотных составов по результатам исследований на кернах // Нефтяное хозяйство. – 2014. – №6. – С. 52-55.

53. Хижняк Г.П., Пономарева И.Н., Амиров А.М., Илюшин П.Ю., Глущенко В.Н., Пташко О.А. Фильтрационные исследования новых кислотных составов для обработки карбонатных коллекторов // Нефтяное хозяйство. – 2013. – №11. – С. 116-119.

54. Хузин Р.А. Оптимизация повторных кислотных обработок на основе совершенствования подходов к моделированию // ПРОнефть. – 2020. – №1. – С. 47-53. doi: 10.24887/2587-7399-2020-1-47-53.

55. Хузин Р.А., Хижняк Г.П. Лабораторные исследования влияния концентрации и скорости закачки кислоты на развитие «червоточин» в пластовых условиях // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2019. – №4. – С. 356-372. DOI: 0.15593/2224-9923/2019.4.5

56. Хузин Р.А., Хижняк Г.П. Моделирование многократных кислотных обработок карбонатных коллекторов с учетом комплексного строения околоскважинной зоны пласта // Сборник научных работ 61-й Международной научной конференции Евразийского Научного Объединения. – 2020. – №3. – С. 421-426. DOI: 10.5281/zenodo.3746389.

57. Хузин Р.А., Хижняк Г.П. Оптимизация проектирования кислотных обработок скважин на основе математического моделирования // Сборник тезисов докладов II Международной научно-практической конференции «Наука и технологии в нефтегазовом деле». – 2020. – С. 121-123.

58. Хузин Р.А., Ющенко Т.С., Хижняк Г.П. Изменение свойств флюидов и продуктов химических реакции при соляно-кислотных обработках карбонатных коллекторов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело – 2019. – №3. – С. 275-289. DOI: 10.15593/2224-9923/2019.3.7.

59. Чертенков М.В., Алероев А.А., Иванишин И.Б., Язынина И.В., Шеляго Е.В. Физическое моделирование процессов интенсификации добычи в низкопроницаемых карбонатных коллекторах // Нефтяное хозяйство. – 2015. – №10. – С. 90-92.

60. Шарифуллин А.Р., Математическое моделирование кислотных обработок скважин в слоисто-неоднородных карбонатных коллекторах: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 01.02.05. – Уфа, 2010. – 23 с.

61. Шевко Н.А. Прогнозирование результатов воздействия на пласт и околоскважинные зоны на основе моделирования многофазных фильтрационных потоков сложной геометрии: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17. – Пермь, 2002. – 27 с.

62. Шипилов А.И., Крутихин Е.В., Кудреватых Н.В., Миков А.И. Новые кислотные составы для селективной обработки порово-трещиноватых коллекторов // Нефтяное хозяйство. – 2012. – №2. – С. 80-83.

63. Язынина И.В., Шеляго Е.В., Чертенков М.В., Иванишин И.Б. Физическое моделирование процессов интенсификации добычи из карбонатных коллекторов // Нефтяное хозяйство. – 2015. – №9 – С. 92-95.

64. Abdelfatah, E., Bang, S., Pournik, M., Shiau, B. J., Harwell, J., Haroun, M., & Rahman, M. (2017, November 13). Acid Diversion in Carbonates with Nanoparticles-Based in Situ Gelled Acid. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/188188-MS

65. Ahmed, M., Sultan, A., Qiu, X., Sidaoui, Z., & Ali, A.-A. A. (2018, August 16). A Novel Emulsified Acid for Deep Wells Stimulation: Rheology, Stability, and Coreflood Study. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/192312-MS

66. Aidagulov, G., Gwaba, D., Kayumov, R., Sultan, A., Aly, M., Qiu, X., ... Abbad, M. (2019, March 15). Effects of Pre-Existing Fractures on Carbonate Matrix Stimulation Studied by Large-Scale Radial Acidizing Experiments. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/195153-MS

67. Aidagulov, G., Qiu, X., Brady, D., Abbad, M., Onel, Y., & Ewert, U. (2018, August 16). New Insights Into Carbonate Matrix Stimulation From High-Resolution 3D Images of Wormholes Obtained in Radial Acidizing Experiments. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/192366-MS

68. Almutairi, S., Al-Obied, M. A., AlYami, I., Shebatalhamd, A., & Al-Shehri, D. A. (2012, January 1). Wormhole Propagation in Tar During Matrix Acidizing of Carbonate Formations. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/151560-MS
69. Ameri, A., Raoof, A., Blonk, C., & Cnudde, V. (2017, May 17). Detailed Modeling of Carbonate Acidizing by Coupling a Multi-Purpose Pore-Network Simulator to the Chemistry Package PHREEQC - Application to Chelating Agents. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/185532-MS
70. Archer J.S., Wall C.G. Petroleum Engineering Principles and Practice. – Oxford: Graham & Trotman Ltd, 1986. – 362 p.
71. Asadi, M., Preston, F. W., Green, D. W., & Ghalambor, A. (1994, January 1). Effect of the Perforation Damage on Well Productivity. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/27384-MS
72. Ayling B., Rose P., Petty S., Zemach E., Drakos P. QEMSCAN® (Quantitative evaluation of minerals by scanning electron microscopy): capability and application to fracture characterization in geothermal systems. Proceedings, 37th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering Stanford University, Stanford, California, January 30 - February 1, 2012.
73. Bartko, K. M., Chang, F. F., Behrmann, L. A., & Walton, I. C. (2007, January 1). Effective Matrix Acidizing in Carbonate Reservoir - Does Perforating Matter? Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/105022-MS
74. Bazin, B. (2001, February 1). From Matrix Acidizing to Acid Fracturing: A Laboratory Evaluation of Acid/Rock Interactions. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/66566-PA
75. Bennion, D. B. (2002, November 1). An Overview of Formation Damage Mechanisms Causing a Reduction in the Productivity and Injectivity of Oil and Gas Producing Formations. Petroleum Society of Canada. doi:10.2118/02-11-DAS

76. Brill J., Beggs H. Two-phase flow in pipes. – Tulsa: The University of Tulsa, 1978. – 638 p.
77. Buijse, M. A., & Glasbergen, G. (2005, January 1). A Semi-Empirical Model To Calculate Wormhole Growth in Carbonate Acidizing. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/96892-MS
78. Cheng, H., Zhu, D., & Hill, A. D. (2016, February 24). The Effect of Evolved CO₂ on Wormhole Propagation in Carbonate Acidizing. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/178962-MS
79. Craft B.C. Applied petroleum reservoir engineering. – New Jersey: Prentice-Hall, 1990. – 431 p.
80. Daccord G. Chemical dissolution of a porous medium by a reactive fluid // Phys. Rev. Lett. – 1987. – Vol. 58. – P. 479-482.
81. Daccord G., Lenormand R. Fractal Patterns from Chemical Dissolution // Nature. – 1987. – Vol. 325. – P. 41–43.
82. Daccord G., Lenormand R., Liétard O. Chemical dissolution of a porous medium by a reactive fluid. Part I. Model for the "wormholing" phenomenon // Chem. Eng. Sci. – 1993. – Vol. 48. – № 1. – P. 169-178.
83. Daccord G., Liétard O., Lenormand R. Chemical dissolution of a porous medium by a reactive fluid. Part II. Convection vs Reaction, behavior diagram // Chem. Eng. Sci. – 1993. – Vol. 48. – № 1. – P. 179-186.
84. Daccord, G., Touboul, E., & Lenormand, R. (1989, February 1). Carbonate Acidizing: Toward a Quantitative Model of the Wormholing Phenomenon. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/16887-PA
85. Daeffler, C. S., del Valle, J. F., Kariampally, J., Elkhoury, J. E., Max, N., & Panga, M. (2018, February 7). Improving Wormholing Efficiency in Carbonates with a Novel System Based on Hydrochloric Acid. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/189540-MS

86. Diaz, N. J., Bell, M. R., Hardesty, J. T., Hill, A. D., & Nasr-El-Din, H. A. (2010, January 1). An Evaluation of the Impact of Reactive Perforating Charges on Acid Wormholing in Carbonates. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/138434-MS
87. Dogulu, Y. S. (1998, January 1). Modeling of Well Productivity in Perforated Completions. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/51048-MS
88. Dong, K., Zhu, D., & Hill, A. D. (2016, February 24). Theoretical and Experimental Study on Optimal Injection Rates in Carbonate Acidizing. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/178961-MS
89. Dubetz, D., Cheng, H., Zhu, D., & Hill, A. D. (2016, September 26). Characterization of Rock Pore-Size Distribution and Its Effects on Wormhole Propagation. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/181725-MS
90. Economides M.J., Nolte K.G. Reservoir Stimulation. – New York: JohnWiley& Sons, LTD, 2000. – 815 p.
91. Etten, J., Zhu, D., & Hill, A. D. (2015, June 1). The Combined Effect of Permeability and Pore Structure on Carbonate Matrix Acidizing. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/174314-MS
92. Fadele, O., Zhu, D., & Hill, A. D. (2000, January 1). Matrix Acidizing in Gas Wells. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/59771-MS
93. Fracz W. Janowski G., Ryzinska G., Selected aspects of manufacturing and strength evaluation of porous composites based on numerical simulations // Zeszyty Naukowe Politechniki Rzeszowskiej 295, Mechanika 89, RUTMech, t. XXXIV, z. 89 (1/17), styczeń-marzec 2017, – s. 31-43.
94. Fredd C.N., Fogler H.S. Influence of transport and reaction on wormhole formation in porous media // AIChE J. – 1998. – Vol. 44. – № 9. – P. 1933-1949.
95. Fredd, C. N. (2000, January 1). Dynamic Model of Wormhole Formation Demonstrates Conditions for Effective Skin Reduction During Carbonate Matrix Acidizing. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/59537-MS

96. Fredd, C. N., & Fogler, H. S. (1999, September 1). Optimum Conditions for Wormhole Formation in Carbonate Porous Media: Influence of Transport and Reaction. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/56995-PA
97. Fredd, C. N., & Miller, M. J. (2000, January 1). Validation of Carbonate Matrix Stimulation Models. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/58713-MS
98. Fredd, C. N., Tjia, R., & Fogler, H. S. (1997, January 1). The Existence of an Optimum Damkohler Number for Matrix Stimulation of Carbonate Formations. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/38167-MS
99. Frick, T. P., Mostofizadeh, B., & Economides, M. J. (1994, January 1). Analysis of Radial Core Experiments for Hydrochloric Acid Interaction With Limestones. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/27402-MS
100. Furui, K., Burton, R. C., Burkhead, D. W., Abdelmalek, N. A., Hill, A. D., Zhu, D., & Nozaki, M. (2012, March 1). A Comprehensive Model of High-Rate Matrix-Acid Stimulation for Long Horizontal Wells in Carbonate Reservoirs: Part I--Scaling Up Core-Level Acid Wormholing to Field Treatments. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/134265-PA
101. Furui, K., Burton, R. C., Burkhead, D. W., Abdelmalek, N. A., Hill, A. D., Zhu, D., & Nozaki, M. (2012, March 1). A Comprehensive Model of High-Rate Matrix-Acid Stimulation for Long Horizontal Wells in Carbonate Reservoirs: Part II-Wellbore/Reservoir Coupled-Flow Modeling and Field Application. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/155497-PA
102. Gadiyar, B. R., & Civan, F. (1994, January 1). Acidization-Induced Formation Damage: Experimental and Modeling Studies. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/27400-MS
103. Giles P.C., Wilson G.M. Vapor – liquid equilibrium data on water-substitute gas components, Research Report 41. – Gas Processors Association, 1980.

104. Golfier F., Bazin B., Lenormand R., Quintard M. Core-scale description of porous media dissolution during acid injection. Part I. Theoretical development // *Comput. Appl. Math.* – 2004. – Vol. 23. – № 2–3.

105. Golfier F., Quintard M., Bazin B., Lenormand R. Core-scale description of porous media dissolution during acid injection. Part II. Calculation of the effective properties // *Comput. Appl. Math.* – 2006. – Vol. 25. – № 1. – P. 55-78.

106. Golfier F., Zarcone C., Bazin B., Lenormand R., Lasseux D., Quintard M. On the ability of a Darcy-scale model to capture wormhole formation during the dissolution of a porous medium // *J. of Fluid Mechanics.* – 2002. – Vol. 457. – P. 213-254. DOI: 10.1017/S0022112002007735.

107. Hoefner M.L., Fogler H.S. Pore evolution and channel formation during flow and reaction in porous media // *AIChE J.* –1988. – Vol. 34. – № 1. – P. 45-54.

108. Huang, J., Safari, R., & Fragachan, F. E. (2018, October 16). Applications of Self-Degradable Particulate Diverters in Wellbore Stimulations: Hydraulic Fracturing and Matrix Acidizing Case Studies. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/191408-18IHFT-MS

109. Huang, T., Zhu, D., & Hill, A. D. (1999, January 1). Prediction of Wormhole Population Density in Carbonate Matrix Acidizing. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/54723-MS

110. Hung, K. M., Hill, A. D., & Sepehrnoori, K. (1989, January 1). A Mechanistic Model of Wormhole Growth in Carbonate Matrix Acidizing and Acid Fracturing. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/16886-PA

111. Izgec, O., Zhu, D., & Hill, A. D. (2009, January 1). Models and Methods for Understanding of Early Acid Breakthrough Observed in Acid Core-floods of Vuggy Carbonates. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/122357-MS

112. Jacobsen R.T., Stewart R.B., Jahangiri M. Thermodynamic properties of nitrogen from the freezing line to 2000 K at pressures to 1000 MPa // *J. Phys. Chem. Ref. Data.* – 1986. – 15(2). – P. 735-909.

113. Japas M.L., Frank E.U. High pressure phase equilibria and PVT – data of the water – nitrogen system to 673K and 250 MPa // *Ber. Bunsenges. Phys. Chem.* – 1985. – B. 89. – P. 793-800.

114. Jones, A. T., & Davies, D. R. (1996, January 1). Quantifying Acid Placement: The Key to Understanding Damage Removal in Horizontal Wells. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/31146-MS

115. Jones, A. T., & Davies, D. R. (1998, August 1). Quantifying Acid Placement: The Key to Understanding Damage Removal in Horizontal Wells. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/50975-PA

116. Karakas, M., & Tariq, S. M. (1991, February 1). Semianalytical Productivity Models for Perforated Completions. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/18247-PA

117. Karale, C., Beuterbaugh, A., Pinto, M., Hipparge, G., & Prakash, A. (2016, March 22). HP/HT Carbonate Acidizing—Recent Discoveries and Contradictions in Wormhole Phenomenon. Offshore Technology Conference. doi:10.4043/26714-MS

118. Khuzin, R., Shevko, N., & Melnikov, S. (2019, October 22). Improving Well Stimulation Technology Based on Acid Stimulation Modeling, Lab and Field Data Integration. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/196976-MS

119. Kumar, R., He, J., & Nasr-El-Din, H. (2014, April 12). New Insights on the Effect of Oil Saturation on the Optimum Acid Injection Rate in Carbonate Acidizing. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/169134-MS

120. Kumar, R., He, J., & Nasr-El-Din, H. (2014, May 21). Effect of Oil Saturation on Acid Propagation during Matrix Acidization of Carbonate Rocks. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/169330-MS

121. Kutasov, I. M. (2013, November 1). Short-Term Testing Method for Stimulated Wells--Field Examples. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/168219-PA
122. Li, X., Chen, Y., Yang, Z., & Chen, F. (2017, October 17). Large-Scale Visual Experiment and Numerical Simulation of Acid Fingering during Carbonate Acid Fracturing. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/187019-MS
123. Matthews C., Russell D. Pressure buildup and flow tests in wells. – New York, 1967. – 167 p.
124. McDuff, D., Jackson, S., Shuchart, C., & Postl, D. (2010, October 1). Understanding Wormholes in Carbonates: Unprecedented Experimental Scale and 3D Visualization. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/129329-JPT
125. McDuff, D., Shuchart, C. E., Jackson, S., Postl, D., & Brown, J. S. (2010, January 1). Understanding Wormholes in Carbonates: Unprecedented Experimental Scale and 3-D Visualization. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/134379-MS
126. Meehan D. A Correlation for water compressibility // Petroleum Engineer. – 1980. – №11. – P. 125-126.
127. Mishra, V., Zhu, D., Hill, A. D., & Furui, K. (2007, January 1). An Acid Placement Model for Long Horizontal Wells in Carbonate Reservoirs. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/107780-MS
128. Morales, R. H., Brown, E., Norman, W. D., DeBonis, V., Mathews, M., Park, E. I., & Brown, D. (1996, September 1). Mechanical Skin Damage on Wells. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/30459-PA
129. Mostofizadeh, B., & Economides, M. J. (1994, January 1). Optimum Injection Rate From Radial Acidizing Experiments. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/28547-MS

130. Nino-Penaloza, A., & Gomaa, A. M. (2016, September 26). New Insights on Chemical Diversion in Carbonate Acidizing: Experimental and Simulation-Based Study. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/181485-MS
131. Nishikata E., Ishii T., Ohta T. Viscosities of aqueous hydrochloric acid solutions, and densities and viscosities of aqueous hydrochloric acid solutions // J. Chem. Eng. Data. – 1981. – 26. – P. 254-256.
132. Nozaki, M., & Hill, A. D. (2010, August 1). A Placement Model for Matrix Acidizing of Vertically Extensive, Heterogeneous Gas Reservoirs. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/124881-PA
133. Petrov, A., Khuzin, R., & Shevko, N. (2018, October 15). Advanced Petrophysical Log Suite Support for Acid Stimulation Design Optimization (Russian). Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/191697-18RPTC-RU
134. Qiu, X. W., Zhao, W., Dyer, S. J., Al Dossary, A., Khan, S., & Sultan, A. S. (2014, January 19). Revisiting Reaction Kinetics and Wormholing Phenomena During Carbonate Acidizing. International Petroleum Technology Conference. doi:10.2523/IPTC-17285-MS
135. Ridner, D., Frick, T., Zhu, D., Hill, A. D., Angeles, R., Vishnumolakala, N., & Shuchart, C. (2018, February 7). Influence of Transport Conditions on Optimal Injection Rate for Acid Jetting in Carbonate Reservoirs. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/189546-MS
136. Sasongko, H., Zhu, D., & Hill, A. D. (2011, January 1). Simulation of Acid Jetting Treatments in Long Horizontal Wells. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/144200-MS
137. Sazali, Y., Misra, S., Sazali, W. L., Ibrahim, J. M., Graham, G. M., Kidd, S. L., Gödeke, S. (2018, February 7). Evaluation of the Effectiveness of Matrix Stimulation Recipes for High CO₂ Carbonate Reservoirs for Bypassing Formation Damage. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/189567-MS

138. Schechter R.S. Oil Well Stimulation. – New Jersey: Print-Hall, 1992. – 602 p.
139. Schechter R.S., Gidley J.L. The change in pore size distribution from surface reactions in porous media // *AICHE J.* – 1969. – Vol. 15. – № 3. – P. 339-350.
140. Seagraves, A. N., Smart, M. E., & Ziauddin, M. E. (2018, February 7). Fundamental Wormhole Characteristics in Acid Stimulation of Perforated Carbonates. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/189506-MS
141. Shukla, S., Zhu, D., & Hill, A. D. (2003, January 1). Gas Assisted Acidizing of Carbonate Formations. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/82273-MS
142. Span R., Lemmon E.W., Jacobsen R.T., Wagner W., Yokozeki A. A Reference equation of state for the thermodynamic properties of nitrogen for temperatures from 63.151 to 1000 K and pressures to 2200 MPa // *J. Phys. Chem. Ref. Data.* – 2000. – 29 (6). – P. 1361–1433.
143. Span R., Wagner W. A new equation of state for carbon dioxide covering the fluid region from the triple-point temperature to 1100 K at pressures up to 800 MPa // *J. Chem. Eng. Data.* – 1996. – 25. – P. 1509-1596.
144. Swift, R. P., Behrmann, L. A., Halleck, P. M., & Krogh, K. E. (1998, January 1). Micro-Mechanical Modeling of Perforating Shock Damage. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/39458-MS
145. Tarek A. Reservoir engineering handbook. – Gulf Professional Publishing, 2010. – 866 p.
146. Thallak, S. G., Holder, J., & Gray, K. E. (1993, January 1). Deformation Effects on Formation Damage During Drilling and Completion Operations. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/25430-MS
147. Wakeham W.A. The viscosity of carbon dioxide // *Journal of Physical and Chemical Reference Data.* – 1998. – Vol 27, № 1. – P. 31-44.

148. Wang, Y., Hill, A. D., & Schechter, R. S. (1993, January 1). The Optimum Injection Rate for Matrix Acidizing of Carbonate Formations. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/26578-MS

149. Williams B.B., Gidley J.L, Schechter, R.S Acidizing fundamentals. – N.Y.: SPE, 1979. – 114 p.

150. Zolotukhin A.B., Jan-Rune Ursin Introduction to petroleum reservoir engineering. – Kristiansand, Norway: Høyskoleforlaget, Norwegian Academic Press, 2000. – 407 p.

Приложение №1 – Свидетельство о государственной регистрации программы для
ЭВМ №2020612979 ПЭВМ «WellStim»

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2020612979

«Симулятор кислотного воздействия «WellStim»

Правообладатель: **Хузин Ринат Альвертович (RU)**

Автор: **Хузин Ринат Альвертович (RU)**



Заявка № **2020611986**

Дата поступления **26 февраля 2020 г.**

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ **06 марта 2020 г.**

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

 **Г.П. Ивлиев**

Приложение №2 – Акт о внедрении ПЭВМ «WellStim» в компании Газпром Нефть
Бадра Б.В.



GAZPROM NEFT BADRA B.V.
BAGHDAD BRANCH

غازپروم نفت بدره بي في فرع بغداد

« 05 » августа 20 20

№ _____



УТВЕРЖДАЮ:
Заместитель управляющего
директора по производству

В. В. Грайм

АКТ О ВНЕДРЕНИИ

программного обеспечения «Симулятор кислотного воздействия «WellStim»

Настоящий акт подтверждает внедрение программного обеспечения (ПО) «Симулятор кислотного воздействия «WellStim» (Свидетельство № 2020612979 РФ об официальной государственной регистрации программы для ЭВМ, автор Хузин Ринат Альвертович) в компании Газпром Нефть Бадра Б.В.

Газпром Нефть Бадра Б.В. осуществляет разработку нефтяного месторождения Бадра (Ирак). Основным объектом разработки является формация Мауддуд, представленная неоднородным карбонатным коллектором большой мощности. С целью интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи на месторождении широко используются соляно-кислотные обработки (СКО).

ПО «Симулятор кислотного воздействия «WellStim» успешно применяется в компании при прогнозировании эффективности первичных и повторных СКО. ПО позволяет подобрать оптимальную технологию стимуляции для каждой скважины с учетом ее конструктивных особенностей и текущего состояния ОЗП.

На сегодняшний день симулятор использовался при проектировании 20 первичных и 17 повторных обработок. Результаты выполненных СКО показали высокую эффективность. Средний скин-фактор после проведения первичных обработок составил -4,7, охват воздействием вскрытой мощности до 95%. Средний прирост дебита по результатам повторных обработок составил +57 м³/сут.

Полученные результаты позволяют рекомендовать дальнейшее использование ПО «Симулятор кислотного воздействия «WellStim» при проектировании кислотных обработок скважин, в том числе на других месторождениях компании.

Заместитель управляющего
директора по геологии
и разработке – главный геолог,
кандидат технических наук

Н.А. Шевко

Секретарь экспертной комиссии
Блока геологии и разработки

А.Н. Петров



GAZPROM NEFT
BADRA B.V.