



**МИННО-ГЕОЛОЖКИ УНИВЕРСИТЕТ „СВ. ИВАН РИЛСКИ“
ГЕОЛОГОПРОУЧВАТЕЛЕН ФАКУЛТЕТ
КАТЕДРА „ГЕОЛОГИЯ И ПРОУЧВАНЕ НА ПОЛЕЗНИТЕ ИЗКОПАЕМИ“**

Карибаев Аскар Амирханович

**ТЕМА: РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОЙ ТЕХНОЛОГИИ
ТЕРМОКИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ ПРИСКВАЖИННОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА ДЛЯ
ПОВЫШЕНИЯ ИНТЕНСИВНОСТИ ДОБЫЧИ**

АВТОРЕФЕРАТ

**на дисертация за присъждадена образователна и научна степен „Доктор“
по научна специалност: „Геология и проучване на полезните изкопаеми“
професионално направление 5.8. Проучване, добив и обработка на полезни изкопаеми**

Научен консултант: проф. д-р Ефросима Занева – Добранова

**Рецензенти : Проф. д-р Васил Симеонов Балинов
Проф. д-р Георги Кирилов Николов**

София, 2019

СОДЕРЖАНИЕ

I. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТКА ДИССЕРТАЦИОННОГО ТРУДА.....	3
1. ВВЕДЕНИЕ.....	3
1.1. АКТУАЛЬНОСТЬ ТЕМЫ ИССЛЕДОВАНИЯ.....	3
1.2. ОБЪЕКТ И ПРЕДМЕТ ИССЛЕДОВАНИЯ.....	3
1.3. ПРОБЛЕМА ИССЛЕДОВАНИЯ.....	4
1.4. ТЕЗИСЫ АВТОРА.....	4
1.5. ЦЕЛЬ И ЗАДАЧИ ДИССЕРТАЦИОННОГО ТРУДА.....	5
1.6. МЕТОДОЛОГИЯ ИССЛЕДОВАНИЯ	6
1.7. ПРАКТИЧЕСКАЯ ЦЕННОСТЬ РАБОТЫ.....	6
II. ОБЪЕМ И СТРУКТУРА ДИССЕРТАЦИОННОГО ТРУДА.....	6
2.1. СОДЕРЖАНИЕ ДИССЕРТАЦИОННОГО ТРУДА.....	7
III. КРАТКОЕ ИЗЛОЖЕНИЕ ДИССЕРТАЦИОННОГО ТРУДА.....	9
3.1. ЗАКЛЮЧЕНИЕ (ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ).....	54
IV. НАУЧНЫЙ ВКЛАД ДИССЕРТАЦИОННОГО ТРУДА.....	56
V. ПУБЛИКАЦИИ, СВЯЗАННЫЕ С ДИССЕРТАЦИОННЫМ ТРУДОМ.....	56

I. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ДИССЕРТАЦИОННОГО ТРУДА

1. Введение

1.1. Актуальность темы исследования

Развитие нефтедобывающего производства в современных условиях связано с решением проблем повышения эффективности разработки и до разработки нефтяных месторождений, освоения трудно извлекаемых запасов, внедрения передовых технологий по наиболее полному извлечению запасов углеводородного сырья и других мероприятий по совершенствованию процесса производства.

Особенности геологического строения территории месторождений Эмбинского региона и системы их разработки, многообразие геолого-промысловых условий и характеристик продуктивных пластов требуют в конкретных условиях совершенствовать и разрабатывать эффективные методы воздействия на призабойную зону скважин (ПЗС).

Исследование проблемы моделирования эффективности организации работ, связанных с обработкой скважин требует принципиально новой постановки и новых методических решений. Оно должно проводиться с учетом экономической целесообразности применения различных форм и способов организации мероприятий, предусматривающих проведение технического обслуживания на основе анализа геолого-промыслового материала с применением математических методов и вычислительной техники.

Применение методологии системного подхода для анализа и регулирования эффективности физико-химических методов увеличения нефтеотдачи на поздней стадии разработки нефтяных месторождений является актуальной задачей и предполагает создание моделей, позволяющих значительно повысить степень достоверности и надежности процедуры обоснования и проведения организации работ на скважинах с использованием прогрессивных технологий воздействия на пласты.

1.2. Объект и предмет исследования

Объектами исследования являются процессы разработки месторождения Эмбинского региона, где используется физико-химические методы обработки прискважинной зоны пласта (ПЗП).

Предметом исследования является технологии термокислотной обработки ПЗП используемые для повышения интенсивности добычи нефти, а также математические модели описывающие процесс термокислотной обработки ПЗП.

1.3. Проблема исследования

Для повышения нефтеотдачи ПЗП одним из перспективных способов является термокислотная обработка ПЗП. При этом в целях экономии затрат на дорогостоящие натурные испытания и полевых эксперименты наиболее прогрессивных методов являются методы моделирования. Однако, исследование проблемы моделирования эффективности организации работ, связанных с обработкой скважин требует принципиально новой постановки и новых методических решений. Оно должно проводиться с учетом экономической целесообразности применения различных форм и способов организации мероприятий, предусматривающих проведение технического обслуживания на основе анализа геолого-промыслового материала с применением математических методов и вычислительной техники. С другой стороны, применение методологии системного подхода для анализа и регулирования эффективности физико-химических методов увеличения нефтеотдачи на поздней стадии разработки нефтяных месторождений является актуальной проблемой и предусматривает создание моделей, позволяющих значительно повысить степень достоверности и надежности процедуры обоснования и проведения организации работ на скважинах с использованием прогрессивных технологий воздействия на пласты.

1.4. Тезисы автора

- результаты использования моделей системы «скважина-призабойная зона-пласт», которые описывают геометрию фильтрации жидкостей в окрестности скважины и учитывают различные пластовые и техногенные факторы, влияющие на проницаемость коллектора, что позволило установить закономерности изменения продуктивности скважин;

- результаты исследования, на основе которого установлено, что при термохимической и термокислотной обработках используют кислоту, обычно соляную, что, во-первых увеличивает скорость течения реакций взаимодействия кислот с карбонатными составляющими пласта, во-вторых, способствует расплавлению и выносу АСПО из ПЗП;

- результаты разработки эффективной численной схемы нахождения давления нагнетания, радиуса вытеснения жидкости и темпа ее закачки в пласт, с учетом тепло и массообменных процессов в пластовой среде;

- результаты исследования, благодаря которому показано, что распределение температуры в зоне обработки существенно зависит от отношения темпа закачки к коэффициенту температуры проводности закачиваемой в пласт жидкости; при низком темпе закачки, температура в

зоне обработки быстро падает и ее влияние сохраняется только вблизи стенок скважины.

- результаты анализа снижения скорости адсорбции процессов, где с течением времени существенно снижается темп закачки и это отрицательно влияет на эффективность реализации кислотной обработки ПЗП. Установлено, что для поддержки необходимого темпа закачки кислотных композиций в пласт следует увеличивать температуру раствора;

- результаты разработки новой методики расчета технико-экономических показателей технологии кислотной и термокислотной обработки ПЗП, которая использована для обоснования экономической целесообразности реализации ее на примере объекта разработки месторождения Восточная Кокарна.

1.5. Цель и задачи диссертационного труда

Разработка теоретических предпосылок для обоснования эффективности применения методов термокислотной обработки призабойной зоны пласта (ПЗП) с целью повышения нефтеотдачи пластов и организации работ на скважинах по интенсификации добычи нефти.

Для достижения поставленной цели были определены следующие задачи исследования:

1) На основании разработки математических моделей системы «скважина-призабойная зона-пласт», обосновать геометрию фильтрации жидкостей в окрестности скважины и учитывающих различные пластовые и техногенные факторы, влияющие на проницаемость коллектора, а также установить закономерности изменения продуктивности скважин;

2) Исследовать способы термохимической и термокислотной обработки с применением соляной кислоты, изучить насколько это влияет на увеличение скорости течения реакций взаимодействия кислот с карбонатными составляющими пласта;

3) разработать эффективную численную схему нахождения давления нагнетания, радиуса вытеснения жидкости и темпа ее закачки в пласт, с учетом тепло и массообменных процессов в пластовой среде;

4) Изучить процесс распределения температуры в зоне обработки и исследовать соотношения темпа закачки к коэффициенту температуры проводности закачиваемой в пласт жидкости при низком темпе закачки, а также определить температуру в зоне обработки и закономерность ее изменения;

5) Исследовать процесс снижения скорости адсорбции процессов с течением времени и его влияние на снижение темпа закачки а также на

эффективность реализации кислотной обработки ПЗП, изучить технические меры для поддержки необходимого темпа закачки кислотных композиций в пласт;

б) Провести технико-экономическое обоснование эффективности технологии кислотной и термокислотной обработки ПЗП, на примере данных одного из Эмбинских месторождений.

1.6. Методология исследования

При решении задач использовались общеизвестные методы моделирования физических процессов применительно к теории линейной и нелинейной фильтрации жидкости в пористых средах с учетом тепло и массообмена и аналитическое и численное решения задач с использованием ПЭВМ.

Сформулированные в диссертационной работе положения, выводы и рекомендации обоснованы корректным применением методов математического моделирования физических процессов, наличием положительного эффекта от промышленного внедрения и сравнением результатов с данными других авторов.

1.7. Практическая ценность работы

Результаты исследования могут быть использованы для разработки нового и совершенствования существующего методического руководства по оценке эффективности применения химических методов ОПЗ на стадии проектировании объектов разработки месторождений. Годовой экономический эффект от внедрения метода термокислотной обработки ПЗП в объекте разработки Восточная Кокарна составляет 20 158 248 тг в год.

II. ОБЪЕМ И СТРУКТУРА ДИССЕРТАЦИОННОГО ТРУДА

Диссертационный труд, в объеме 161 страниц, содержит введение, изложенный материал в четырех разделах, заключение, список использованной литературы и два приложения (2 стр.). Содержание каждой из разделов распределены в отдельных главах(параграфах), в конце каждой из разделов подведены итоги (выводы по разделам). Основной текст содержит 45 таблиц и 32 фигур. Список использованных литературных источников содержит 94 заглавий на болгарском, русском и английском языка

2.1. СОДЕРЖАНИЕ ДИССЕРТАЦИОННОГО ТРУДА

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ 4

ВВЕДЕНИЕ.....	7
1 АНАЛИЗ ПРИЧИН УХУДШЕНИЯ СОСТОЯНИЯ СКВАЖИН ДЛЯ ВЫБОРА И ОБОСНОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ТЕРМОКИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ.....	10
1.1 Основные причины снижения проницаемости призабойной зоны пласта.....	10
1.2 Оценка влияния состава композиций на качество кислотной обработки прискважинной зоны пласта.....	19
1.3 Основные требования, предъявляемые к мероприятиям по проведению кислотных и термокислотных обработок ПЗП и рекомендуемые условия для выбора скважин.....	24
1.4 Постановка задач и цели исследования	28
Выводы по разделу 1.....	33
2 ТЕОРЕТИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННО- ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ПРИСКВАЖИННОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА НА ТЕМП ЗАКАЧКИ ЖИДКОСТИ ПРИ СТАЦИОНАРНЫХ ТЕПЛОВЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ	34
2.1. Теоретическое изучение изменения темпа закачки жидкости в пласт при различных состояниях околоскважинной зоны пласта	34
2.2. Влияние изменения реологических свойств (вязкости) насыщающей жидкости (флюида) на расход жидкости	40
2.3. Стационарное распределение температуры и концентрации вещества в зоне обработки ПЗП при постоянном темпе закачки кислотной композиции в пласт.....	45
2.4. Определение расхода закачиваемой кислотной композиции с переменной температурой и концентрации вещества в зоне обработки при постоянной репрессии на пласт	55
2.5. Оценка качественных показателей термокислотного воздействия на пласт.....	63

Выводы по разделу 2.....	66
3 ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ КИСЛОТНОЙ И ТЕРМОКИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ ОКОЛОСКВАЖИННОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА.....	68
3.1. Определение глубины проникания и изменения температуры нагрева нагнетаемой в пласт жидкости при постоянном темпе закачки	68
3.2. О волновом характере изменения концентрации вещества при фильтрации и массообмене промывочной жидкости в проницаемых пластах.....	72
3.3. Определение темпа закачки и закона перемещения фронта вытеснения нагретой жидкости при постоянной депрессии на пласт ...	77
3.4. Расчет темпа закачки и времени обработки ПЗП при наличии зоны кольматации.....	95
Выводы по разделу 3.....	102
4 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ТЕРМОКИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА.....	104
4.1. Технологический расчёт закачки нагретых растворов в пласт	104
4.2. Способ термопенокислотной обработки призабойной зоны пласта и установка для его осуществления.....	112
4.3. Составы кислотных композиции и основные этапы реализации технологии кислотной обработки	118
4.4. Технологические расчеты давления при закачке жидкости на нагнетательных скважинах месторождения Восточная Кокарна.....	125
4.5 Оценка экономической эффективности применения методов СКО и термокислотной обработки ПЗС.....	131

4.5.1 Составление расчетной схемы	131
4.5.2 Методика оценки обобщенных показателей экономической эффективности	138
4.5.3 Примеры расчета показателей экономической эффективности на примере данных нефтяных промыслов	142
4.5.4 Анализ показателей экономической эффективности	148
Выводы по разделу 4.....	151
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	152
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	153
ПРИЛОЖЕНИЯ 1 И 2	158

III. КРАТКОЕ ИЗЛОЖЕНИЕ ДИССЕРТАЦИОННОГО ТРУДА

Во **Введении** обоснована актуальность рассматриваемой проблемы, сформулированы цель и задачи исследований, изложены основные научные положения, выносимые на защиту, научная новизна и практическая ценность работы.

В **Первом разделе** «Анализ причин ухудшения состояния скважин для выбора и обоснования технологии термокислотной обработки» выполнен анализ различных факторов снижения проницаемости призабойной зоны, который позволил дать качественную оценку явлений, происходящих в окрестности скважин, вскрытых пластов с низкопроницаемыми коллекторами, используемый комплекс геолого-технических мероприятий указывает на наиболее перспективные направления увеличения продуктивности скважин.

В первом параграфе 1.1 анализируются основные причины снижения проницаемости призабойной зоны пласта. На основании проведенного аналитического исследования установлены зависимости набухания грунта от концентрации, зависимости набухания грунта от влажности при замачивании кислотой. При увлажнении грунта растворами кислоты концентрация раствора уменьшается в зависимости от начальной влажности грунта, что,

как показано выше, приводит к нарушению линейной зависимости между набуханием и концентрацией раствора.

Отложение парафинов, смол и асфальтенов. При эксплуатации и ремонте скважин этот фактор снижения проницаемости при забойной зоны в низкотемпературных пластах с высоким содержанием АСПО является одним из определяющих. Эти явления приводят к очень существенному снижению проницаемости при забойной зоны скважин месторождений. В таких условиях для восстановления продуктивности добывающих скважин эффективно применять различные физико-химические методы, основанные на закачке углеводородных растворителей с последующей кислотной обработкой, а также комбинированные тепловые и физико-химические методы. Для условий высокотемпературных юрских пластов данный фактор может иметь подчиненное, либо несущественное значение.

Одними из важнейших факторов также отмечен, определяющий химический состав солевых отложений, - гидрохимические условия продуктивных горизонтов. Анализом этих явления установлено, что независимо от состава закачиваемых для поддержания пластового давления вод последние насыщаются сульфатами и карбонатами под влиянием гидрохимических условий продуктивных горизонтов. Образующие при этом новые по составу воды, с одной стороны, химически несовместимы с пластовыми водами и смешение с ними дают осадки, с другой – перенасыщаются и способствуют осадконакоплению при термобарических и гидродинамических условиях, имеющих место в добывающих скважинах и их депрессионных зонах.

В параграфе 1.2 произведена оценка влияния состава композиций на качество кислотной обработки ПЗП.

При проведении исследований по подбору рецептуры жидкостей, обеспечивающих вынос отложений с забоя при капитальном и текущем ремонте скважин, определялись следующие параметры: вязкость и пескоудерживающие свойства, стабильность вязкости и пескоудерживающих свойств во времени при разных температурах и концентрациях применяемых реагентов, влияние контакта с металлом и замораживания на деструкцию полимерных растворов. С учетом литологических особенностей пород, слагающих продуктивный пласт, определялась степень набухаемости глинистых пород, подверженных действию выбранных растворов. Исследовались водные растворы КМЦ-700, КМЦ.Finn.fix, ПАА DK Drill и ПАА Accotrol. При определении пескоудерживающих свойств использовали фракции диаметром 0,03-0,1 мм. Результаты исследований показывают, что хорошими пескоудерживающими свойствами обладают 1,5 и

2 %-ные растворы КМЦ-700, 0,1-0,5 %-ные растворы ПАА, DK Drill и 0,05 %-ный раствор ПАААссотрол. Проводились также испытания растворов, выполненных как на пресной воде, так и на минерализованной (с добавлением NaCl) воде. В растворах с NaCl скорость падения песка снижается в 6 раз и более. Растворы 0,05 %-ной концентрации наиболее приемлемы с точки зрения технологических и экономических условий проведения работ, подготовительных и непосредственно на скважине.

Результаты опытов показали, что повышение концентрации NaCl практически не влияет на динамическую вязкость раствора и на скорость падения песчанок. Увеличение концентрации КМЦ повышает его пескоудерживающие свойства. Более эффективным является реагент КМЦ-700. Наиболее значительно изменяет пескоудерживающую способность растворов добавление в них ПАА. Однако пескоудерживающие свойства растворов с ПАА при хранении в течение 24-30 ч снижаются до 4 раз. Добавление NaCl в растворы с ПАА позволяет сохранить более продолжительное время. Увеличение концентрации NaCl до 15% обеспечивает сохранение пескоудерживающих свойств растворов с ПАА до 5 суток.

При этом динамическая вязкость составов возрастает незначительно, что важно при выборе технологических жидкостей для обработки забоя скважин на больших глубинах. Растворы КМЦ при хранении более 1 суток теряют пескоудерживающие свойства при сохранении динамической вязкости.

Опыты проводились при температуре 20⁰С и повторялись при температуре 35⁰С. Полученные результаты качественно не отличаются друг от друга. При этом скорость падения песчинок практически одинаковая, для некоторых растворов обнаруживается увеличение или уменьшение динамической вязкости. Так, например, для 2% -ной композиции КМЦ-700 на 15% растворе NaCl, динамическая вязкость при температуре 35⁰С через 6 сут растет от 43,29 МПа.с (2 сут) до величины 59,66 МПа.с, а для 2% -ной композиции КМЦ-700 на 5% растворе NaCl она сначала растет и далее с 50,29 МПа.с (2 сут) уменьшается до величины 8,33 МПа.с.

Влияние различных составов на набухаемость глин изучалось на образцах из бентонитовой глины. Образцы готовились по методике оценки ингибирующей способности буровых растворов по результатам увлажнения образцов глин путем прессования навесок бентонитовой глины с 20 %-ной влажностью при давлении 5 МПа. Полученные результаты показали, что наряду с минерализацией раствора важное значение имеют добавки КМЦ и гидрофобизатора ГФ-1. Так, если в 22,4% ном растворе хлористого натрия и смеси его с хлористым калием образцы разрушались, а в 0,05 %-ном растворе

ПАА, в 2%-ном растворе гидрофобизатора на пресной воде значительно разбухали (степень набухания 9,15-10,6), то в растворах тех же солей с добавкой КМЦ и ГФ-I не было большого набухания глин.

В параграфе 1.3 приведены основные требования, предъявляемые к мероприятиям по проведению кислотных и термокислотных обработок ПЗП и рекомендуемые условия для выбора скважин.

Исследования показали, что скорость продвижения фронта раствора больше скорости продвижения раствора, что говорит о внедрении раствора в среду, находящуюся впереди него. Ввиду того, что скорость адсорбции определяется скоростью диффузии молекул ПАВ к поверхности адсорбента, для образования фронта предельной адсорбции требуется некоторое время. При больших скоростях движения потока раствора фронт раствора проскакивает далеко вперед раньше, чем образуется фронт предельной адсорбции. Так как скорость диффузии зависит от градиента концентрации, то чем меньше концентрация раствора ПАВ, тем медленнее происходит насыщение слоя пористой среды, а значит, все более возрастает отставание фронта предельной адсорбции от фронта продвижения раствора. Опыты показывают, появление раствора на выходе происходит при фильтрации в объеме, меньшем, чем объем порового пространства. Это указывает на то, что часть воды в поровом пространстве не участвует в процессе фильтрации, или же фильтрация ее значительно отстает от скорости движения раствора, в результате чего происходит смешение раствора с водой. Если в опытах принять воду, заполняющую поровое пространство до начала фильтрации раствора, как искусственно созданный вал неактивной воды, то этот вал в процессе фильтрации раствора не возрастает, а уменьшается и исчезает в связи с тем, что скорость продвижения фронта раствора больше скорости ее движения.

Плотные малопроницаемые доломиты и некоторые другие породы плохо растворяются в холодной кислоте. Взаимодействие кислоты с породой часто мешают отложения на забое скважины парафина, смол и асфальтеновых веществ. Поэтому для повышения эффективности обработки скважин применяют горячую кислоту.

В промыслах применяют два технологических варианта обработки скважин горячей кислотой.

По первому варианту количество кислоты и магний берут в соотношении, обеспечивающем при полном растворении металла, нагревание всей соляной кислоты до оптимальной температуры. Такую обработку называют термохимической. Ее применяют для растворения парафина и асфальтовых отложений на забое скважины и обработки пристволенной части пласта, так как вследствие высокой активности кислоты нейтрализуется в призабойной зоне, вблизи ствола скважины.

По второму варианту берут значительно больше кислоты, чем ее нужно для растворения магния. Скважину обрабатывают в две стадии, непрерывно следующие одна за другой. Первая стадия термическая обработка, вторая – обычная кислотная обработка, после воздействия горячей кислоты забой скважины очищают, поэтому холодная кислота активно воздействует на породу.

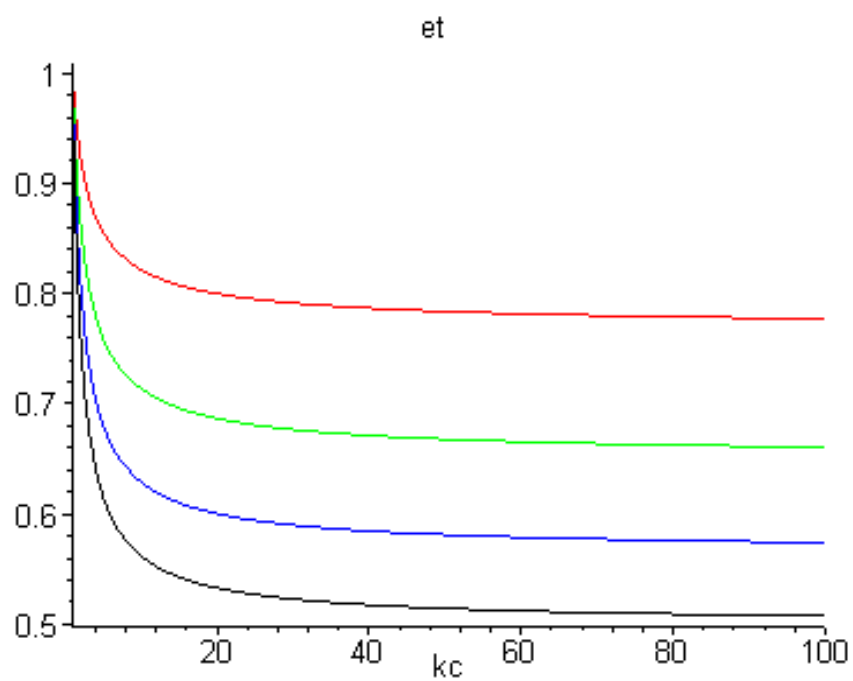
Такую обработку принято называть термокислотной.

Раздел завершается постановкой цели и задачи исследований.

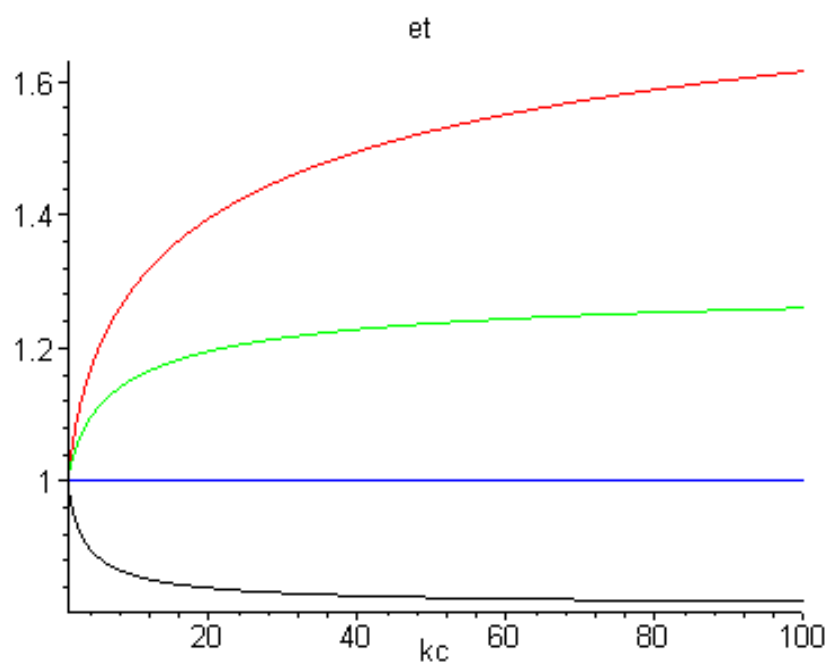
Во **Втором разделе** «Теоретический анализ влияния фильтрационно-емкостных свойств прискважинной зоны пласта на темп закачки жидкости при стационарных тепловых воздействиях» представлены различные аналитические зависимости проницаемости ПЗП от координаты и давления для моделирования ухудшения (улучшения) свойства околоскважинной зоны и ее влияния на основные параметры, характеризующие изменения дебита скважины.

В параграфах 2.1 – 2.5 предложена универсальная зависимость проницаемости от координаты, описывающая как ухудшения, так и улучшения фильтрационных свойств ПЗП. Для сжимаемых пластов рассмотрены зависимости проницаемости от давления, приведены диапазоны изменения коэффициентов, характеризующих сжимаемость. Изучено влияние реологии (вязкости) насыщающей жидкости (флюида) на фильтрационные свойства ПЗП, где определен показатель скин-эффекта в дальнейшем используемый для вычисления дебита скважин, обработанных растворами кислотных композиций при различных температурах. Предложена методика учета влияния температуры и концентрации добавляемого химического реагента на темп закачки раствора в пласт. Установлено, что тепловое воздействие может усилить адсорбционные процессы, которые существенно влияют на поведения кривых изменения концентрации вещества на сорбенте по радиусу пласта. Установлено, что высокая концентрация добавок химического реагента может существенно увеличить вязкость нагнетаемой в пласт жидкости, что приводит к уменьшению темпа закачки. Для поддержки темпа закачки при заданной величине репрессии, рекомендуется повысить температуру нагнетаемой жидкости.

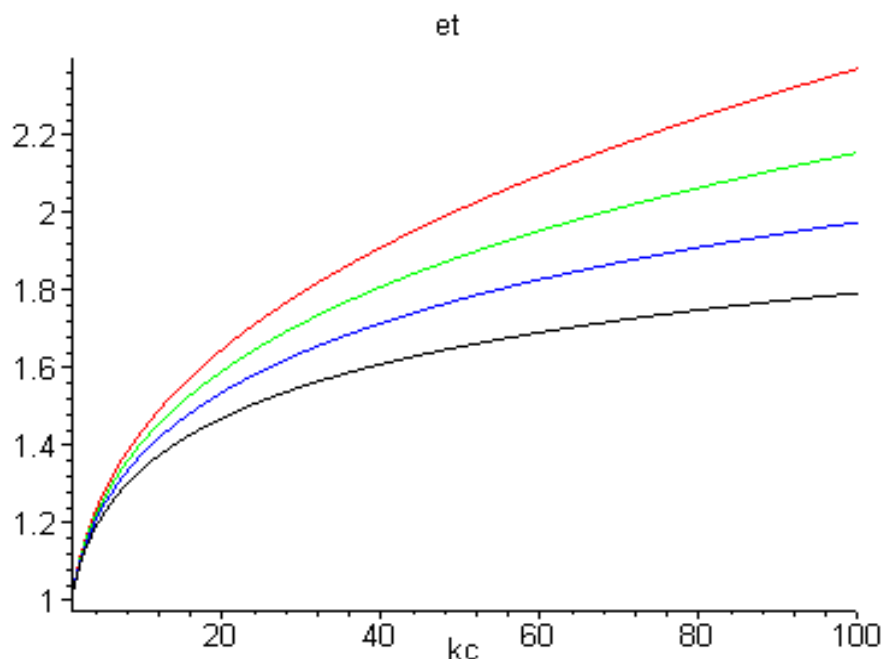
На **рисунке 2.1** представлены графические зависимости приведенного коэффициента расхода жидкости $\eta = Q/Q_0 = M/M_0$ от радиуса кольматации R_1 (отнесенного к радиусу скважины R_c) при различных значениях отношения $\beta = k_c/k_n$, где в расчетах принято $R_k/R_c = 1000$.



$\beta = 0,001$ (черные), $\beta = 0,005$ (синие), $\beta = 0,025$ (зеленые), $\beta = 0,125$ (красные)



$\beta = 0,2$ (черные), $\beta = 1$ (синие), $\beta = 5$ (зеленые), $\beta = 25$ (красные)



$\beta = 50$ (черные), $\beta = 100$ (синие), $\beta = 200$ (зеленые), $\beta = 500$ (красные)

Рис.2.1. Зависимости приведенного коэффициента расхода $\eta = et = Q/Q_0$ от радиуса зоны кольматации (отнесенного к радиусу скважины) $\xi = kc = R_1/R_c$ при различных значениях отношения $\beta = k_c/k_n$

Источник: построены соискателем на основании проведенных вычислений с использованием полученных теоретических зависимостей

Из анализа результатов расчетов следует, что кривые зависимости при $\beta < 1$ и $\beta > 1$ качественно отличаются друг от друга. При $\beta < 1$ (зона со сниженной проницаемостью) существенное снижение продуктивности наблюдается при значениях $R_1 \approx 20R_c$, далее с ростом R_1 практически параметр η от радиуса переменной по проницаемости зоны не зависит. При этом видно, что темп закачки уменьшается примерно в два раза.

При $\beta > 1$ (зона с повышенной проницаемостью) зависимость $\eta \approx \eta(\xi)$ близка к параболическому закону, существенный рост темпа закачки наблюдается при больших отношениях $\beta = k_c/k_n$. В таблицах 2.1 и 2.2 представлены значения $\alpha\Delta p_1$ при различных данных параметров β и ξ , где в расчете принято $R_k/R_c = 1000$ и $\alpha\Delta p = 1$, а также аналогичные значения для коэффициента η .

Таблица 2.1

Изменение давления $\alpha\Delta p_1$ от параметров β и ξ ,

β	0.1	0.5	1	5	50	100
$\xi = 5$	0.36	0.28	0.24	0.16	0.06	0.04
$\xi = 10$	0.48	0.38	0.34	0.23	0.10	0.08
$\xi = 20$	0.55	0.47	0.44	0.32	0.16	0.12
$\xi = 50$	0.70	0.62	0.58	0.48	0.28	0.22

Таблица 2.2

Изменение коэффициента продуктивности η от параметров β и ξ

β	0.1	0.5	1	5	50	100
$\xi = 5$	0.83	0.94	1	1.09	1.22	1.30
$\xi = 10$	0.78	0.92	1	1.15	1.35	1.40
$\xi = 20$	0.70	0.91	1	1.20	1.48	1.55
$\xi = 50$	0.68	0.88	1	1.25	1.66	1.80

Источники: таблицы 2.1 и 2.2 составлены соискателем путем проведенных вычислений на основе полученных теоретических зависимостей

Из анализа данных, представленных в таблице 2.1, видно, что с ростом длины зоны кольтматации (параметр ξ) приведенное давление ($\alpha\Delta p_1$) на границе этой зоны также растет, причем наибольшее значение оно принимает при малых значениях отношения проницаемости на стенки скважины к проницаемости удаленной части пласта (параметр β). При больших значениях параметра β приведенное давление $\alpha\Delta p_1$ обращается в нуль, т.е. давление в зоне высокой декольтматации ($\beta \gg 1$) выравнивается, и приток жидкости в скважину происходит при небольших значениях перепада давления. Из данных таблицы 2.2, заметим, что при кольтматации ПЗП коэффициент расхода с ростом длины зоны кольтматации сначала быстро падает и далее снижается незначительно. Значительный рост темпа закачки наблюдается при декольтматации ПЗП с высокими значениями проницаемости этой зоны.

В параграфе 2.2 изучено влияние изменения реологических свойств (вязкости) насыщающей жидкости (флюида) на расход жидкости.

На рисунке 2.2 показаны графики зависимости коэффициента расхода жидкости в скважине при постоянной депрессии при различных отношениях $\delta = \mu_c / \mu_n$ и $\xi = R_1 / R_c$

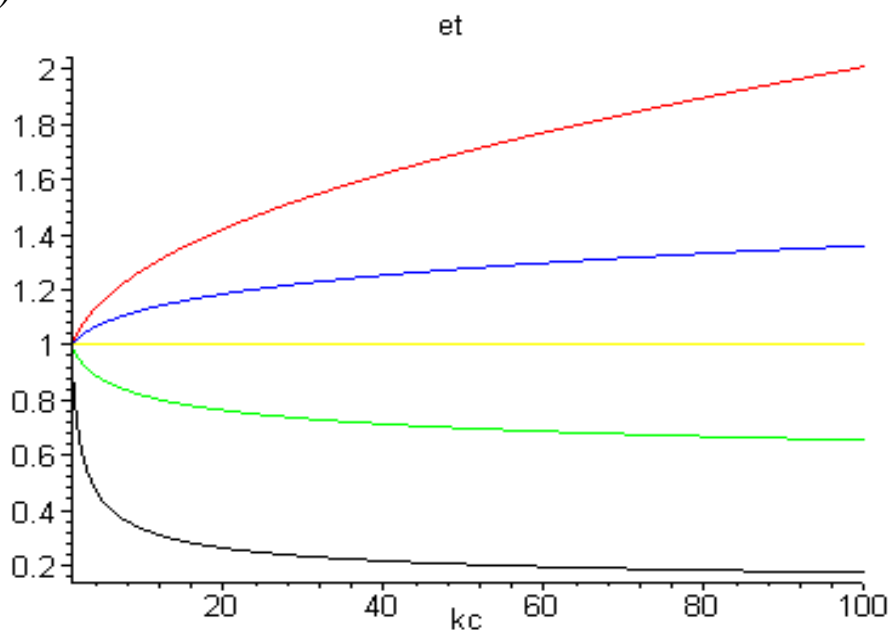
Из анализа кривых представленных на рисунке 2.2, следует, что при $\delta > 1$ существенное снижение коэффициента $\eta = et = Q/Q_0$ наблюдается при малых отношениях ξ с увеличением отношения коэффициент остается постоянным, при этом с ростом параметра δ η значительно уменьшается, например при $\delta = 2$ этот коэффициент уменьшается 1,5 раза, при $\delta = 5$ - 5 раз. В то же время при уменьшении параметра δ наблюдается иная картина. Зависимость коэффициента η от ξ имеет монотонный характер, и она близка параболическому закону.

Рост радиуса контура питания влияет на кривые при $\delta < 1$, при $\delta > 1$ этот радиус на ход кривых практически не влияет.

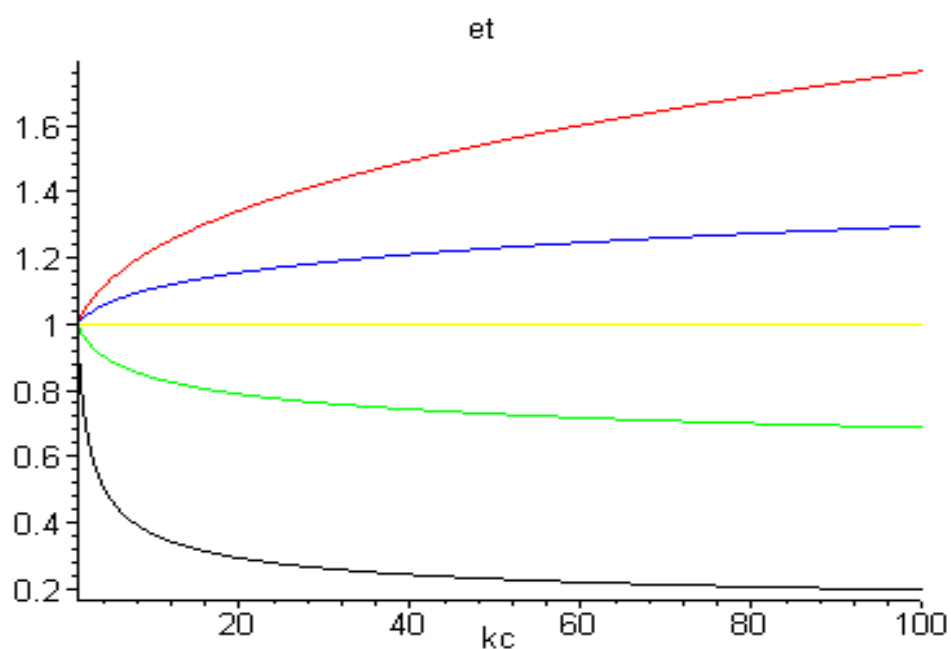
На рисунке 2.3 представлены графические зависимости коэффициента расхода от отношения $\xi = R_1 / R_c$ при различных значениях параметров $\delta = \mu_c / \mu_n$ и $\beta = k_c / k_n$.

Из анализа кривых следует, что изменение проницаемости в зоне кольматации по разному влияет на коэффициент расхода. При малых значениях параметра δ (рисунок 2.3 а) уменьшение расхода происходит при очень низких значениях проницаемости пласта в обрабатываемой зоне.

а)



б)

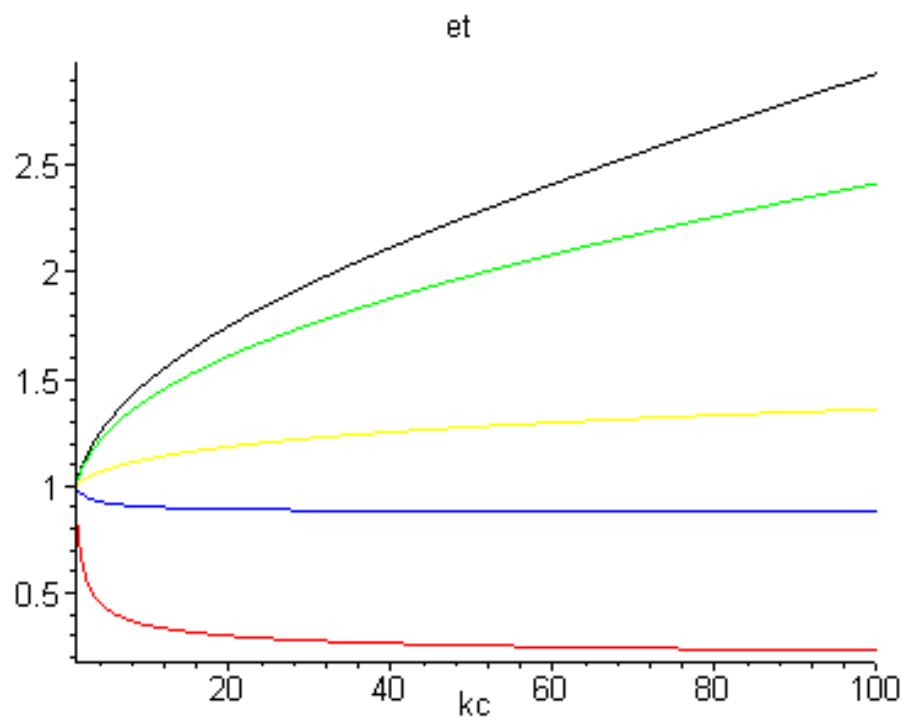
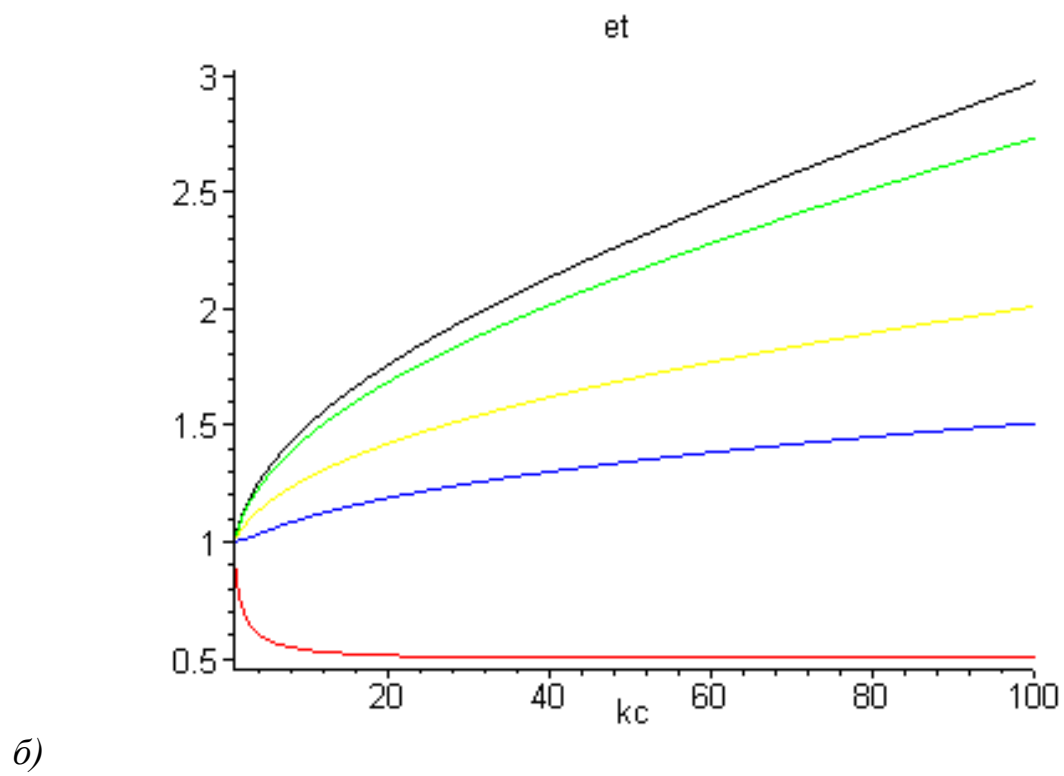


$\delta = 0,05$ (красные), $\delta = 0,5$ (синие), $\delta = 1$ (желтые), $\delta = 2$ (зеленые), $\delta = 10$ (черные)

Рис. 2.2. Зависимости коэффициента расхода $\eta = et = Q/Q_0$ от радиуса обрабатываемой зоны (отнесенного к радиусу скважины) для $R_k/R_c = 1000$ (а) и $R_k/R_c = 3000$ (б) при различных значениях отношения $\delta = \mu_c/\mu_n$

Источник: построены соискателем на основании проведенных вычислений с использованием полученных теоретических зависимостей

а)



$\beta = 0,1$ (красные), $\beta = 0,5$ (синие), $\beta = 1$ (желтые), $\beta = 5$ (зеленые), $\beta = 50$ (черные)

Рис.2.3.Зависимости коэффициента расхода $\eta = et = Q/Q_0$ от радиуса

обрабатываемой зоны (отнесенного к радиусу скважины) для $\delta = 0,05$ (а) и $\delta = 0,5$ (б), $\delta = 1$ (в), $\delta = 10$ (г), при различных значениях отношения $\beta = k_c / k_n$

Источник: построены соискателем на основании проведенных вычислений с использованием полученных теоретических зависимостей

Одновременное увеличение вязкости реагента и снижения проницаемости может привести к изменению картины изменения коэффициента расхода от $\xi = R_1 / R_c$ (рисунок 2.3, г) где кривые практически мало отличаются друг от друга. Таким образом, при обработке около скважинной зоны с низкой проницаемостью снижение темпа закачки мало зависит от значения проницаемости.

С увеличением проницаемости ПЗП влияние вязкости на расход жидкости незначительно, при этом, заметим, что зависимость коэффициента расхода от радиуса обрабатываемой зоны близка параболическому закону.

В параграфе 2.3 изучено стационарное распределение температуры и концентрации вещества в зоне обработки ПЗП при постоянном темпе закачки кислотной композиции в пласт

На рисунке 2.4 показаны графики зависимости приведенной температуры T^* от координаты $\bar{r} = r / R_c$ при различных значениях параметров λ_0 и β .

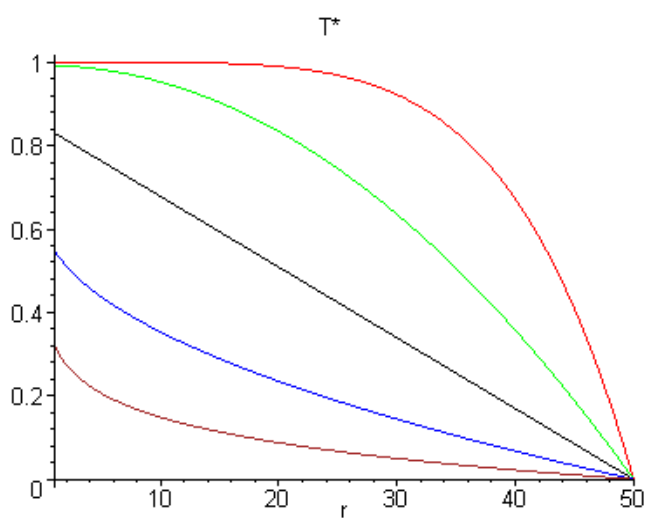
Как видно, распределение температуры в зоне обработки существенно зависит от параметра β , характеризующего отношения темпа закачки к коэффициенту температуры проводности закачиваемой в пласт жидкости.

При $\beta < 1$, что означает низкий темп закачки, температура в зоне обработки быстро падает и ее влияние сохраняется только вблизи стенок скважины.

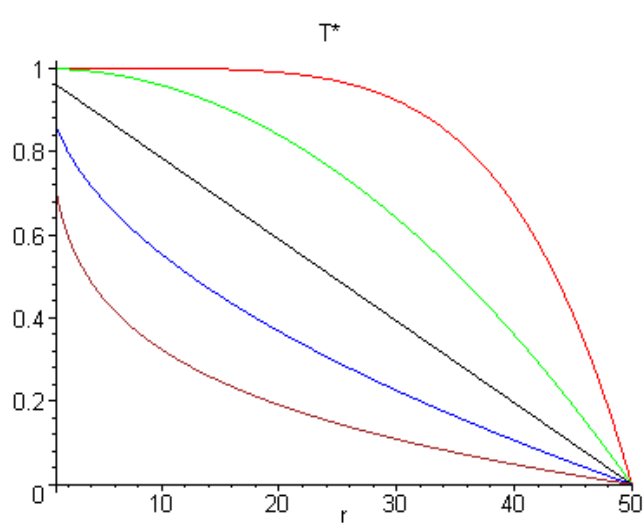
При $\beta > 1$ (высокий темп закачки жидкости) темп падения от расстояния существенно меняется и при больших значениях β температура по всей зоне обработки практически остается постоянной и значительное снижение наблюдается вблизи границы этой зоны.

Параметр λ_0 , характеризующий теплопередачи на стенках скважины, влияет на численные значения температуры в исследуемой зоне $\lambda_0 > 10$, влияние этого параметра на характер распределения температуры в зоне обработки практически отсутствует.

а)

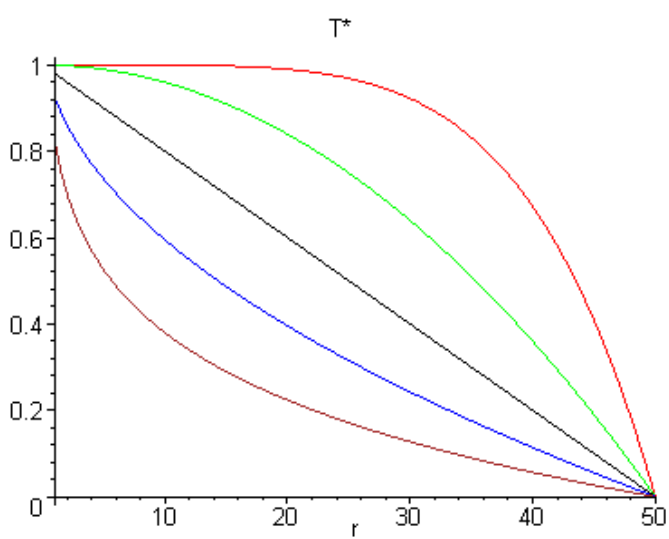


б)

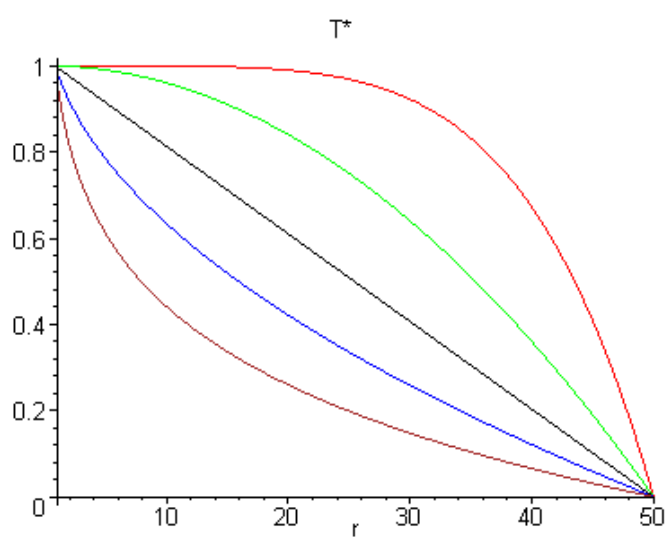


Продолжение рис. 2.4.

в)



г)



$\lambda_0 = 0.1$ (а), $\lambda_0 = 0.5$ (б), $\lambda_0 = 1$ (в), $\lambda_0 = 5$ (г): $\beta = 0,1$ (коричневые), $\beta = 0,5$ (синие), $\beta = 1$ (черные), $\beta = 2$ (зеленые), $\beta = 5$ (красные)

Рис.2.4.Зависимости температуры T^* от r (отнесенного к радиусу скважины R_c) в зоне обработки пласта при различных значениях параметров

$$\lambda_0 = \alpha_0 R_c / \lambda_{ж}, \beta = M / 4\rho\pi h a_{ж}$$

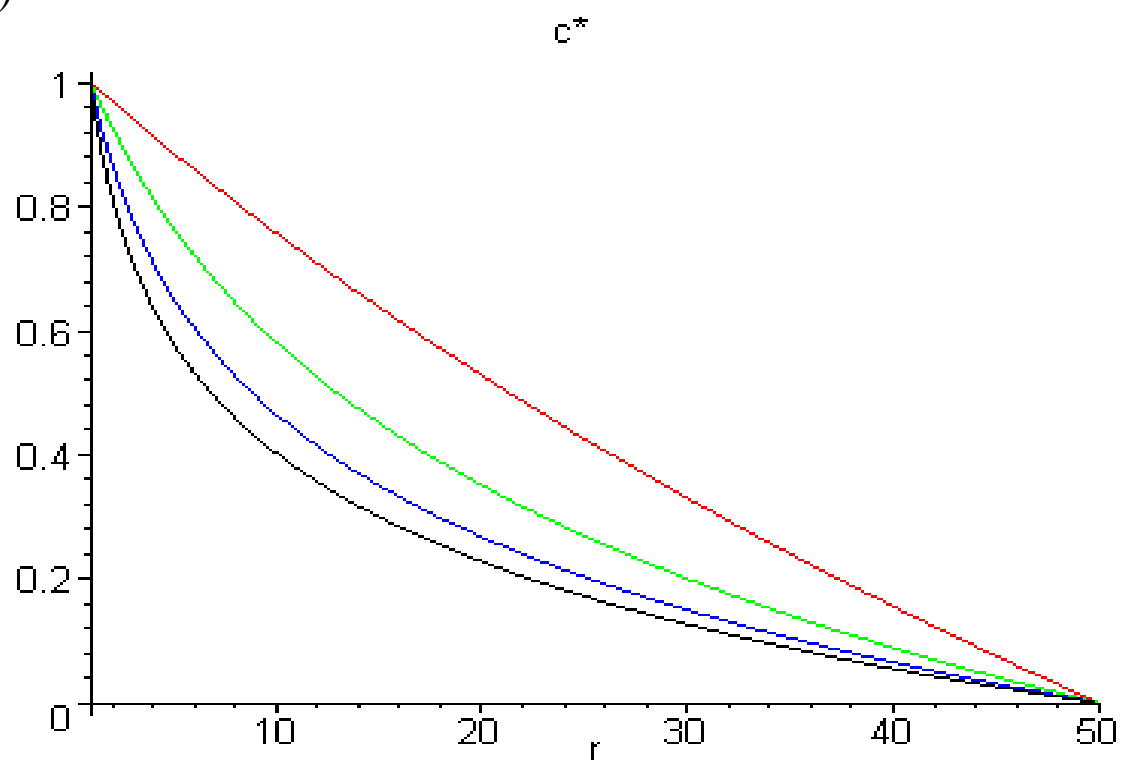
Источник: построены соискателем на основании проведенных вычислений с использованием полученных теоретических зависимостей

На рисунке 2.5 представлены графики изменения относительной концентрации $c^* = c / c_2$ от радиуса пласта (отнесенного к радиусу скважины R_c) при различных значениях безразмерных параметров q и θ .

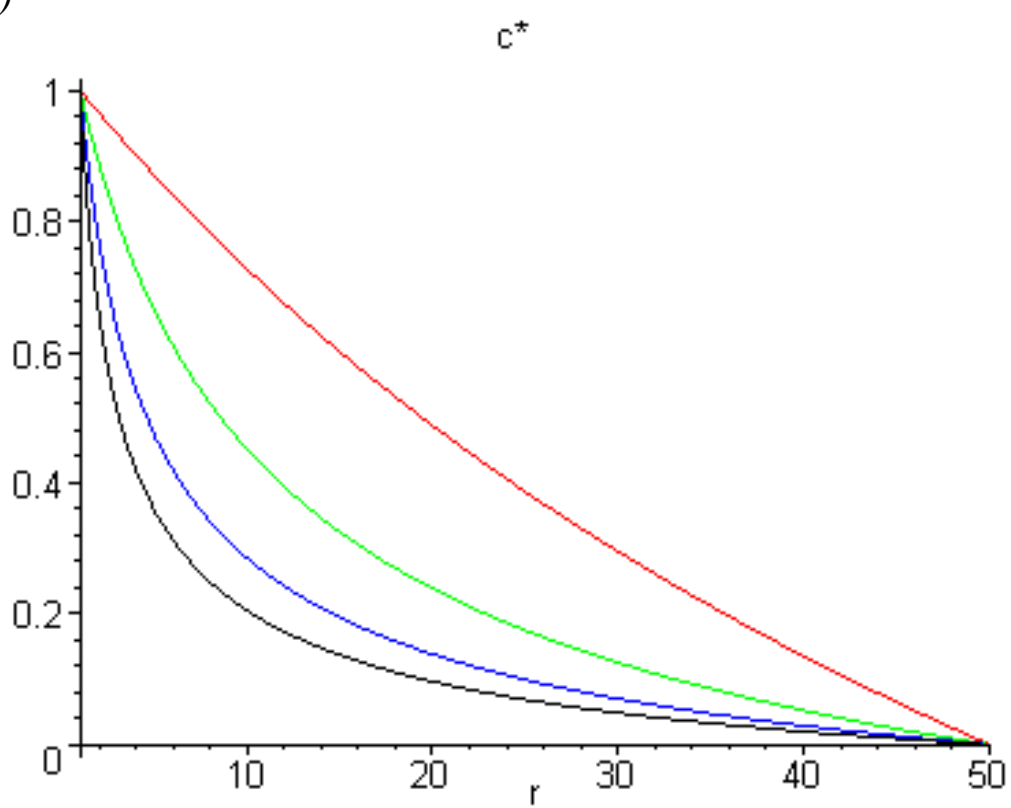
Из анализа кривых следует, что интенсивность снижения концентрации вещества от расстояния существенно зависит от параметра θ , прямо пропорционального расходу жидкости q_0 и дисперсию и обратно пропорционального коэффициенту молекулярной диффузии D_m и радиусу скважины. Рост отношения расхода жидкости q_0 к коэффициенту диффузии (параметр q) приводит к интенсивному падению концентрации по радиусу пласта.

Из анализа кривых также следует, что интенсивность снижения концентрации вещества от расстояния существенно зависит от параметра θ , прямо пропорционального расходу жидкости q_0 и дисперсию и обратно пропорционального коэффициенту молекулярной диффузии D_m и радиусу скважины. Рост отношения расхода жидкости q_0 к коэффициенту диффузии (параметр q) приводит к интенсивному падению концентрации по радиусу пласта.

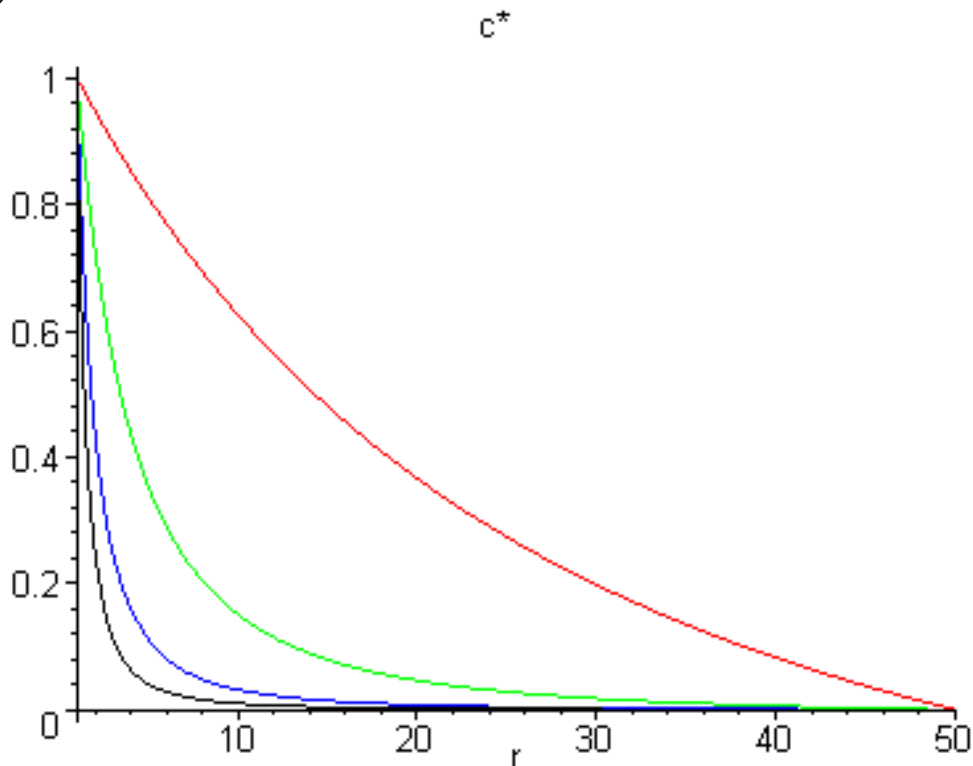
a)



b)



в)



$\theta = 0,01$ (черные), $\theta = 1$ (синие), $\theta = 5$ (зеленые), $\theta = 50$ (красные)

Рис. 2.5. Зависимости относительной концентрации c^* от расстояния (отнесенного к радиусу скважины) для $q = 0.02$ (а), $q = 0.1$ (б), $q = 2$ (в) при различных значениях θ

Источник: графики построены соискателем на основании проведенных вычислений с использованием полученных теоретических зависимостей

Результаты расчетов изменения отношения $N^* = N / N_0$ от расстояния для $q = 2$ различных значений параметров θ и k_α представлены на рисунке 2.6

Установлено, что значительное влияние на величину концентрации вещества на сорбенте оказывает параметр θ , это особенно видно при больших значениях константа k_α .

В данном параграфе также показаны изменения приведенной концентрации c^* и N^* по радиусу при различных значениях показателя скин-фактора S , где в расчетах принято $\frac{\varepsilon_n \Delta p}{h} = 1$, $\frac{\lambda \varepsilon_n \Delta p}{R_c D_m} = 1$, $k_\alpha = 20$.

Установлено, что с ростом показателя скин-фактора в околоскважинной зоне темп падения концентрации вещества в растворе и на сорбенте по радиусу уменьшается. При больших значениях показателя скин-фактора по всей зоне сорбирующая способность вещества твердой фазой практически остается постоянной.

Таким образом, ухудшение состояния призабойной зоны пласта, что связано снижением гидродинамического притока жидкости, может привести к усилению процесса адсорбции вещества твердой фазой и снижению темпа падения концентрации вещества в растворе по радиусу этой зоны.

Согласно теории фильтрации при обработке призабойной зоны растворами ПАВ с увеличением расстояния от забоя скважины величина скорости фильтрации уменьшается. Поэтому представляет определенный интерес подтверждение вышеприведенного теоретического вывода о зависимости адсорбции от скорости фильтрации. Если закачка раствора ОП-10 проводится в скважину с мощностью пласта 10м пористостью 37% и со скоростью $20 \text{ м}^3/\text{ч}$, то будет достигнуто следующее проникновение раствора в пласт при скоростях фильтрации

см/ч	м
23,1.....	3,6
14,1.....	6
9,8	8
8,2	12-13

В параграфе 2.4 определен расход закачиваемой кислотной композиции с переменной температурой и концентрации вещества в зоне обработки при постоянной репрессии на пласт

В таблице 2.3 представлены данные для величины β при $R_k = 100 \text{ м}$, $R_c = 0,1 \text{ м}$, $\lambda_0 = 4$ и различных значениях безразмерных B , ξ , σ

Таблица 2.3

Решение уравнения (2.21) при различных значениях параметров B , ξ , σ

1						2					3				
$B = 0.5$															
$\sigma = 2$						$\sigma = 4$					$\sigma = 6$				
ξ	5	10	20	30	50	5	10	20	30	50	5	10	20	30	50
β	0,54	0,56	0,59	0,62	0,64	0,58	0,62	0,69	0,72	0,79	0,60	0,65	0,73	0,78	0,84
$B = 1.0$															
$\sigma = 2$						$\sigma = 4$					$\sigma = 6$				
ξ	5	10	20	30	50	5	10	20	30	50	5	10	20	30	50
β	1,1	1,12	1,22	1,26	1,32	1,16	1,28	1,40	1,52	1,64	1,21	1,32	1,51	1,62	1,82
1						2					3				
$B = 5.0$															
$\sigma = 2$						$\sigma = 4$					$\sigma = 6$				
ξ	5	10	20	30	50	5	10	20	30	50	5	10	20	30	50
β	5,6	6,0	6,4	6,6	6,9	6,0	6,6	7,3	7,8	8,6	6,2	6,8	7,7	8,1	8,6

Источник: составлена соискателем на основе вычислений проведенных по полученным теоретическим зависимостям

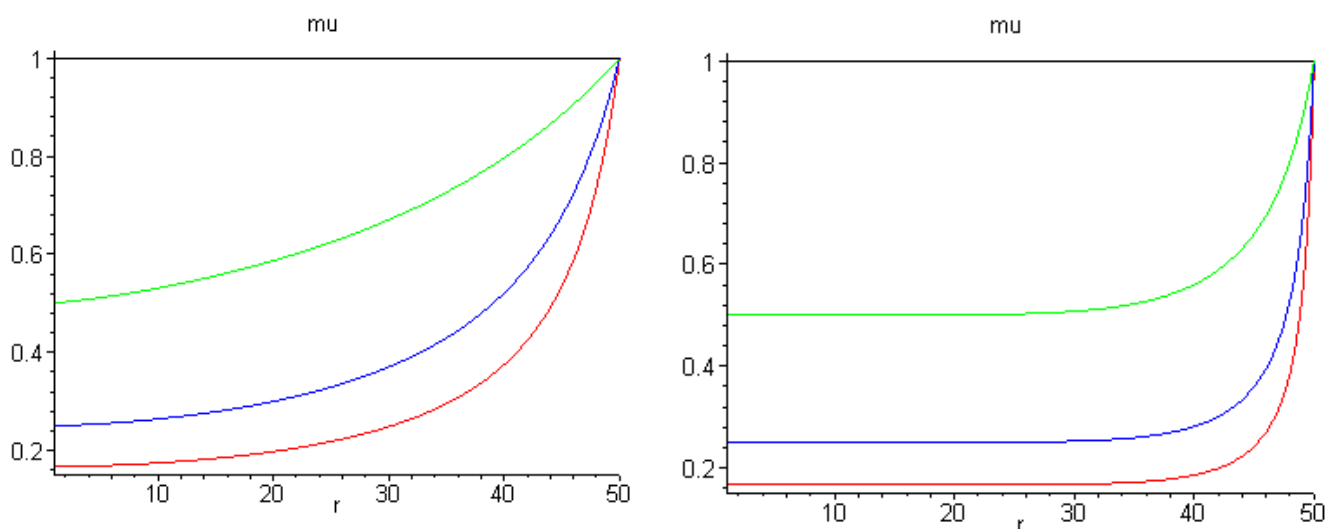
Из анализа табличных данных видно, что с ростом температуры нагнетаемой жидкости (параметр $\sigma = T_{10}/T_n$) расход (темп закачки) также растет. Например, при $B=1$ положим $\sigma=1$, тогда из уравнения (2.21) имеем $\beta = B=1$ для всех ξ .

Полагая теперь $\sigma=2$, получаем: $\beta=1,1$ при $\xi=5$, $\beta=1,22$ при $\xi=30$, $\beta=1,32$ при $\xi=50$, С увеличением зоны обработки влияние температуры растет, при этом видно, что темп закачки при $\sigma=2$, увеличивается примерно на 30%. При $\sigma=6$, соответственно имеем $\beta=1,21$ при $\xi=5$, $\beta=1,51$ при $\xi=30$ и $\beta=1,82$ при $\xi=50$. Темп закачки в этом случае растет примерно на 80%. Существенный рост темпа закачки наблюдается при больших значениях параметра B , что связано с уменьшением вязкости

удаленной части пласта или температуропроводности нагнетаемой жидкости.

На рисунке 2.9 представлена графическая зависимость изменения отношения $mu = \mu / \mu_n$ от расстояния r (отнесенного к R_c) при различных значениях параметров B и σ . Видно, что с увеличением температуры нагнетаемой жидкости вязкость с минимального при $r = R_c$ монотонно растет до максимального значения при $r = R_k$. При этом рост параметра B приводит к увеличению длины участка с постоянной вязкостью в зоне обработки пласта.

$B = 1 \quad B = 5$



$\sigma = 1$ (черные), $\sigma = 2$ (зеленые), $\sigma = 4$ (синие), $\sigma = 6$ (красные)

Рис. 2.9. Изменение вязкости нагнетаемой в пласт жидкости от расстояния (отнесенного к R_c) для двух значений параметра

B и различных значений σ

Источник: построены соискателем на основании проведенных вычислений

с использованием полученных теоретических зависимостей

В таблице 2.4 представлены данные расчетов для $q = Q / D_m$ при различных значениях параметров $\xi = R_1 / R_c$, $a_1 = \mu_1 / \mu_2$, B_1 , где принято $R_k = 100m$, $R_c = 0,1m$, $A / \mu_n = \mu_1 \exp(-fc_1) / \mu_n = 1,5$, $c_2 = 0$

Из анализа табличных данных следует, что с ростом параметра a_1 , характеризующего отношения значений вязкости нагнетаемой жидкости для максимального и минимального содержания добавляемого

химического реагента, расход жидкости (темп закачки) может значительно уменьшаться. Например, для $\xi = 50$, $B_1 = 0,5$, $a_1 = 1$ и $a_1 = 10$ соответственно имеем $q = 0,5$, $q = 0,14$, т.е. темп закачки падает в 3-3,5 раза.

Для рассматриваемого вида раствора имеем $a_1 = \mu_1 / \mu_2 = 13,88$. Для $\mu_n = 4,83 \cdot 10^{-3} \text{ Па.с}$, $B_1 = 0,5$, $\xi = 50$ имеем $q := 0,12$. Использование раствора содержанием $c_1 = 0,2\%$ для рассматриваемого случая может привести к уменьшению темпа закачки в 4-4,5 раза.

Таблица 2.4.

Решение уравнения (2.24) при различных значениях параметров B_1 , ξ , a_1

$B_1 = 0.5$															
$a_1 = 2$						$a_1 = 5$					$a_1 = 10$				
ξ	5	10	20	30	50	5	10	20	30	50	5	10	20	30	50
q	0.4	0.37	0.34	0.33	0.32	0.32	0.28	0.24	0.23	0.22	0.20	0.19	0.17	0.16	0.15
$B_1 = 1.0$															
$a_1 = 2$						$a_1 = 5$					$a_1 = 10$				
ξ	5	10	20	30	50	5	10	20	30	50	5	10	20	30	50
q	0.81	0.76	0.71	0.69	0.66	0.66	0.58	0.53	0.51	0.48	0.51	0.43	0.38	0.35	0.33
$B_1 = 5.0$															
$a_1 = 2$						$a_1 = 5$					$a_1 = 10$				
ξ	5	10	20	30	50	5	10	20	30	50	5	10	20	30	50
q	4.32	4.16	3.96	3.88	3.76	3.96	3.80	3.65	3.56	3.44	3.56	3.41	3.25	3.16	3.08

Источник: составлена соискателем на основе вычислений проведенных по полученным теоретическим зависимостям

На рисунке 2.10 представлены кривые изменения вязкости закачиваемой жидкости от расстояния (отнесенного к радиусу скважины) для $\xi = 50$, $B_1 = 0,5$ и различных значений отношения $a_1 = \mu_1 / \mu_2$.

Видно, что с ростом параметра $a_1 = \mu_1 / \mu_2$ изменение вязкости раствора происходит в узкой зоне вблизи стенок скважины. При этом установлено, с ростом параметра B_1 наибольшее значение вязкости сохраняется на стенке скважины, и длина этой зоны существенно уменьшается, т.е. вблизи стенок скважины появляется эффект пограничного слоя с высокими значениями вязкости.

В таблице 2.5 представлены значения β при различных значениях отношений $a_1 = \mu_1 / \mu_2$ и $\sigma = T_{10} / T_n$, первое из которых характеризует увеличение вязкости за счет добавки в раствор химического реагента, а второе- снижение ее при повышении температуры раствора при тепловом воздействии. В расчетах принято $R_k = 100 м$, $R_c = 0,1 м$, $A / \mu_n = 1,5$, $c_2 = 0$, $\xi = 50$, $\delta = 1$

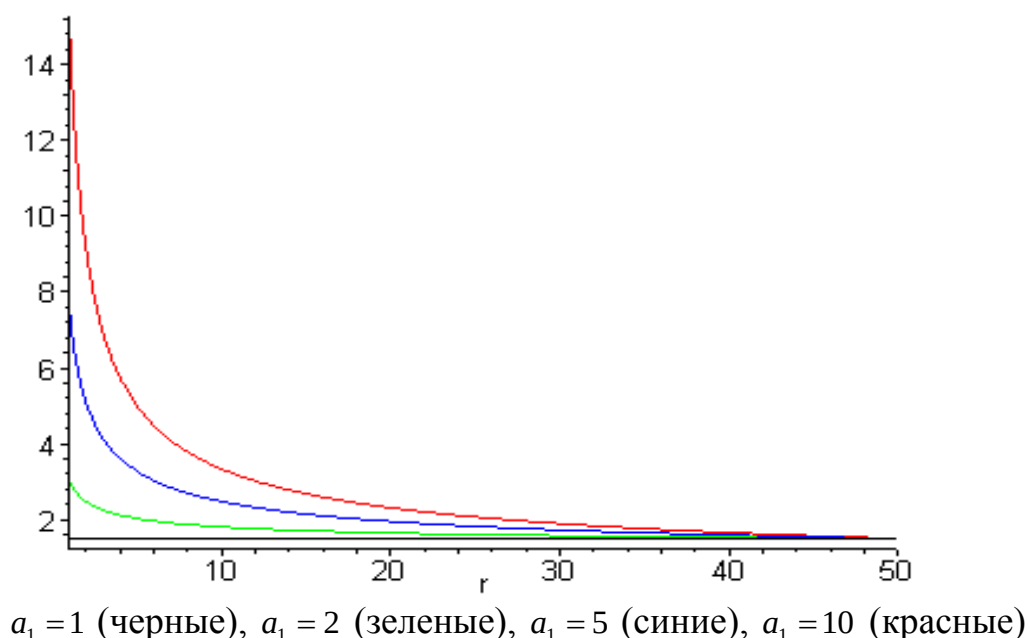


Рис.2.10.Изменение вязкости нагнетаемой в пласт жидкости от расстояния (отнесенного к R_c) для $B = 0.5$, $\xi = 50$ и различных значениях a_1

Источник: построены соискателем на основании проведенных вычислений с использованием полученных теоретических зависимостей

Таблица 2.5

Решение уравнения (2.26) при различных значениях параметров B , σ , a_1

$B = 0.5$															
											$a_1 = 10$				
	1	2	4	6	8	1	2	4	6	8	1	2	4	6	8
β	0.32	0.44	0.61	0.72	0.80	0,22	0.33	0.50	0.62	0.71	0.14	0.24	0.4	0.52	0.62
$B = 1$															
											$a_1 = 10$				
σ	1	2	4	6	8	1	2	4	6	8	1	2	4	6	8
β	0.66	0.88	1.36	1.56	1.62	0.48	0,78	1.20	1.45	1.60	0.32	0.58	1.04	1.32	1.45
$B = 5$															
											$a_1 = 10$				
σ	1	2	4	6	8	1	2	4	6	8	1	2	4	6	8
β	3.76	5.60	7.56	8.52	9.12	3.44	5.40	7.40	8.40	9.00	3.08	5.20	7.20	8.30	8.80

Источник: составлена соискателем на основе вычислений проведенных по полученным теоретическим зависимостям

Сравнивая результаты расчетов, представленных в таблицах 2.3-2.5, заметим, что с ростом концентрации вещества значения β может существенно уменьшаться и таким образом для поддержки заданного темпа закачки необходимо повысить температуру раствора. Так, например, для раствора, закачиваемого в пласт с коэффициентом расхода $\beta = 0,5$ и $B = 0.5$, добавкой химреагента с параметром $a_1 = 5$, при отсутствии подогрева темп закачки уменьшается на величину $\beta = 0,22$ (таблица 2.5. $a_1 = 5, \sigma = 1$), и после подогрева с температурой $\sigma = 2, \sigma = 4$ и $\sigma = 6$ темп закачки увеличивается соответственно на 0,33, 0,50 и 0,62. При отсутствии добавки эти величины соответственно были равны (см. таблицу 2.3) 0,64, 0,79 и 0,87. В параграфе 2.5 произведена оценка качественного показателя термокислотного воздействия на пласт.

Экспериментально доказано, что вязкость нефтей с высокой плотностью значительно изменяется при увеличении или изменении температуры. Так, вязкость нефти, имеющей плотность 924 кг/м^3 при температуре 50°C , снижается более чем в 2 раза при нагреве на 20°C .

Эффективность процесса прогрева зависит от ряда факторов: количества тепла, природы теплоносителя и его расхода, температуры, при которой происходит процесс, вязкости подогреваемой нефти, температуры плавления твердых отложений.

Известно много веществ, которые вступают в экзотермическую реакцию с соляной кислотой (каустическая сода, карбид кальция, алюминий и др.) однако наилучшим признан магний, так как при реакции кислоты с ним выделяется большое количество тепла, а продукты реакции полностью растворяются.

При взаимодействии соляной кислоты с алюминием, хотя и выделяется тепла больше, чем при реакции с магнием, продукты взаимодействия в виде объемистой массы гидрата окиси алюминия выпадают в осадок. Даже небольшие примеси алюминия приводят к сильным осадкообразованиям и закупориванию пор пласта.

Количество тепла, выделяемого при растворении магния в соляной кислоте, определяется из уравнения (для одного моля Mg)



Из этого уравнения видно, что при растворении в кислоте 1 грамм-молекулы магния, равной 24 г по весу, выделяется 470 кДж тепла; при растворении 1 кг магния выделяется тепло в количестве 18,9 МДж.

Для растворения 1 кг магния необходимо 18,6 л 15%-ной соляной кислоты. При этом вся кислота превращается в нейтральный раствор хлористого магния, который выделенным теплом (18,9 МДж) был бы нагрет до температуры 308°C. Однако такая высокая температура привела бы к отрицательным явлениям, т.е. к потере тепла на парообразование с выделением части хлористого магния.

Кроме того, для расплавления парафина и смол нужна значительно меньшая температура. Поэтому рациональным будет такое соотношение кислоты к магнию, чтобы конечная температура раствора после реакции была в пределах 75-80°C. Обработку скважин в термохимической фазе так и ведут, чтобы отреагировавшая с магнием кислота перед поступлением в пласт имела температуру около 75-80 °C и в то же время была бы достаточно активной (10-12%- ной концентрации) для реакции с породами пласта. Опытным путем найдены следующие качественные показатели, получающиеся при полном растворении магния в 15%-ной кислоте (таблица 2.6)

Таблица 2.6

Качественные показатели кислоты при различных температурах

Кол-во 15%-ной кислоты, л	Увеличение температуры раствора, °С	Остаточная концентрация кислоты, %
50	120	9,6
60	100	10,5
70	85	11,0
80	75	11,4
100	60	12,2
120	50	12,7

Источник: составлена соискателем на основе полученных опытных данных

Опытным путем найдено, что 1 см³ 15%-ной кислоты при контакте с 1 см³ поверхности магния снизит свою концентрацию до 11,5% за 10 с; 2 см³ кислоты при воздействии на такую же поверхность снизят концентрацию до 11,5% за 15 с и, наконец, 4 см³ кислоты снизят концентрацию до заданной за 25 с.

Термокислотная обработка скважин осуществляется в следующем порядке. Наконечник загружают стержнями магния и опускают на подъемных трубах или штангах в скважину. После проведения всех подготовительных работ в трубы прокачивают нефть при максимальной подаче насоса. Тотчас за нефтью без всякого перерыва в скважину закачивают 15%-ный солянокислотный раствор, со скоростью в соответствии с расчетным режимом.

После закачки порции кислоты, предназначенной для первой (термохимической) фазы обработки, нагнетают кислотный раствор для заключительной стадии обработки. По завершении закачки всего объема кислотного раствора в скважину прокачивают продавочную жидкость и продавливают кислоту в пласт.

Скорость закачки кислотного раствора для первого этапа обработки (термохимического) подбирают таким образом, чтобы при прохождении раствора через наконечник концентрация его снизилась бы до заданного значения, а температура повысилась бы до 75-90°С. Это необходимое, хотя и трудно выполнимое условие.

Сложность заключается в том, что условия, определяющие процесс взаимодействия кислоты с магнием, при прокачке ее через наконечник непрерывно изменяются (масса, объем и реагирующая площадь поверхности магния, объем реагирующей в каждый момент кислоты, отношение объема ее к площади поверхности, температура реакционной среды и т.д.). Все это затрудняет расчет режима прокачки кислоты. Поэтому примерный режим прокачки кислоты через наконечник со струженным

магний во времени определяется на специальном стенде, а затем корректируется по данным записи забойного термографа при промысловых обработках.

Термохимический процесс может совмещаться не только с простыми обработками и обработками под давлением, но и с кислотоструйными. Для этого применяют специальные наконечники с профилированными соплами

Раздел завершается выводами по разделу.

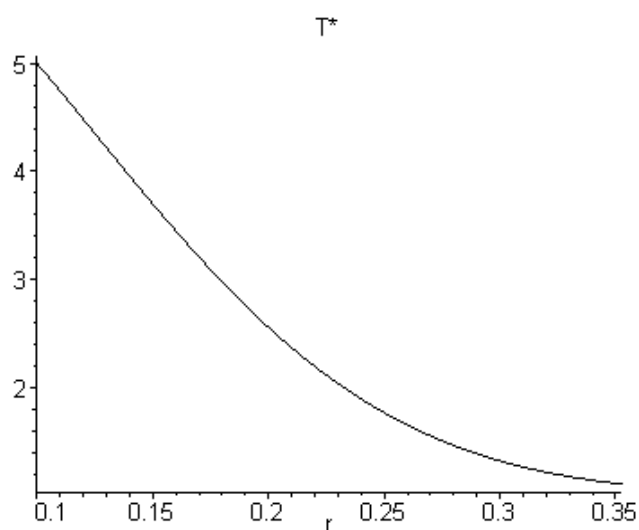
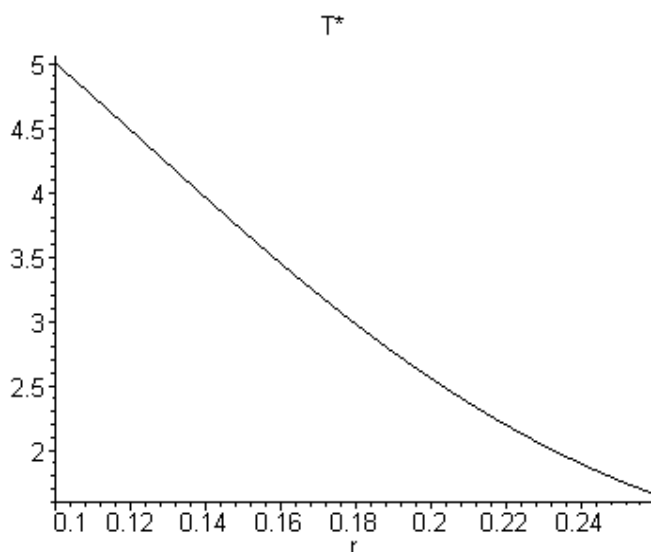
В Третьем разделе «Теоретические расчеты технологических параметров кислотной и термокислотной обработки околоскважинной зоны пласта» разработана расчетная схема, позволяющая определить радиус вытеснения нагнетаемого в пласт раствора и темпа закачки при заданной репрессии на пласт. В частности, разработан алгоритм реализации расчетной схемы на ЭВМ. Установлено, что в результате теплообмена закачиваемой жидкости с породной средой и увеличением глубины проникания раствора температура пласта падает, примерно через 10-12 часов с момента закачки наибольшая температура сохраняется на расстоянии равным 2 радиусам скважины. Также обнаружено, что для сохранения высоких температур на больших глубинах обработки необходимо увеличить начальную температуру раствора, либо изменить состав раствора таким образом, чтобы можно было уменьшить коэффициент теплообмена α_1 . Причем, уменьшение вязкости нагнетаемой в пласт жидкости может привести к увеличению длины проникания в 1,2-1,5 раза. При этом существенное ее снижение наблюдается при высоких значениях вязкости околоскважинной зоны пласта. Это указывает на необходимость правильного выбора вязкости закачиваемого раствора, где следует использовать составы с низкими значениями вязкости. При этом положительную роль может сыграть дополнительное температурное воздействие на пласт, поскольку тепловое воздействие может распространяться по всей обрабатываемой зоне пласта, и таким образом, увеличивать глубину проникания раствора. Для повышения эффекта термокислотной обработки околоскважинной зоны пласта, необходимо предварительная обработка ПЗП по улучшению фильтрационно - емкостных свойств пласта и правильный подбор типа реагента, использование которого обеспечивает наименьшие потери тепла в окружающей среде. Это указывает на целесообразность применения кислотных и термокислотных обработок при их рациональном сочетании.

В параграфе 3.1 определены глубины проникания и изменения температуры нагрева нагнетаемой в пласт жидкости при постоянном темпе закачки

Для этого использовано уравнение сохранения массы без учета диффузионного перемешивания последовательно движущихся жидкостей в пласте за время T .

На фронте температура терпит разрыв $\Delta T = (T_{10} - T_0) \exp[-\alpha_1 t]$, который убывает с ростом времени. Если полагать, $T_{10} = T_0$, то скачок температуры на фронте будет отсутствовать. Итак, при закачке нагретого раствора в пласт тепловому воздействию подвергается не только околоскважинная зона, но и также его удаленная часть. На рисунке 3.1 представлены графики зависимости отношения $T^* = T/T_n$ от координаты r (м) для различных моментов времени t (час) и двух значений коэффициента теплообмена α_1 . В расчетах принято $Q_0 = 0,36 \text{ м}^3 / \text{час}$, $h = 5 \text{ м}$, $R_c = 0,1 \text{ м}$, $m = 0,2$, $\alpha_1 = 0,001 / \text{сек}$, $T_0 = T_{10}$, $T_{10}/T_n = 5$,

$t = 0,5$ (час) $t = 1$ (час)



$t = 3$ (час) $t = 6$ (час)

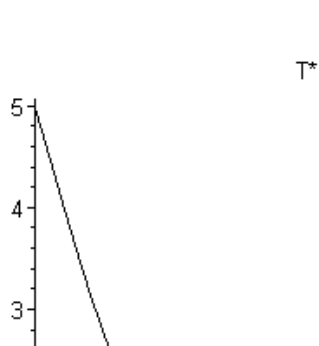
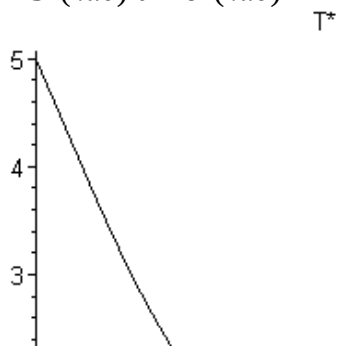


Рис. 3.1.Изменение температуры T^*/T_n от расстояния для различных моментов времени t при $\alpha_1 = 0,001/сек$

Из анализа кривых следует, что с ростом времени в результате теплообмена закачиваемой жидкости с породной средой и увеличением глубины проникания раствора температура пласта падает, для рассматриваемого примера через 10-12 часов с момента закачки наибольшая температура сохраняется на расстояниях равных, 2 радиусам скважины.

Для сохранения высоких температур на больших глубинах обработки необходимоувеличить начальную температуру раствора, либо изменить состав раствора таким образом, чтобы можно было уменьшить коэффициент теплообмена α_1 . Так, например, если уменьшить коэффициент теплообмена в десять раз, то высокие температуры $T \approx 3T_n$ через 12 часов сохраняются на расстояние, равное 5 радиусам скважины.

В параграфе 3.2 исследованы волновые процессы, происходящие в изменении концентрации вещества при фильтрации и массообмене промывочной жидкости в проницаемых пластах

Моделирован процесс проникновения в пласт кислотного раствора, сопровождаемый диффузией (смещением) его с пластовой жидкостью и массообменом с жидкой и твердой фазами горной породы.

На рисунках 3.2а,б представлены кривые зависимости от радиальной координаты $r(см)$ концентрации вещества $N(мг/г)$ в скелете породы для двух значений пористости $m_0 = 0.01$ (рисунок а) и $m_0 = 0.1$ (рисунок б) различных моментов времени $t(час)$. В расчетах принято: $c_1 = 0.5\%$, $\gamma = 10^{-6}1/с$, $N_* = 0.5мг/г$, $q_0 = 5 \cdot 10^{-8} м^2/с$, $R_c = 0.1м$. Время насыщения твердой фазы породы при этом равняется $t_* \approx 0.3 час$.

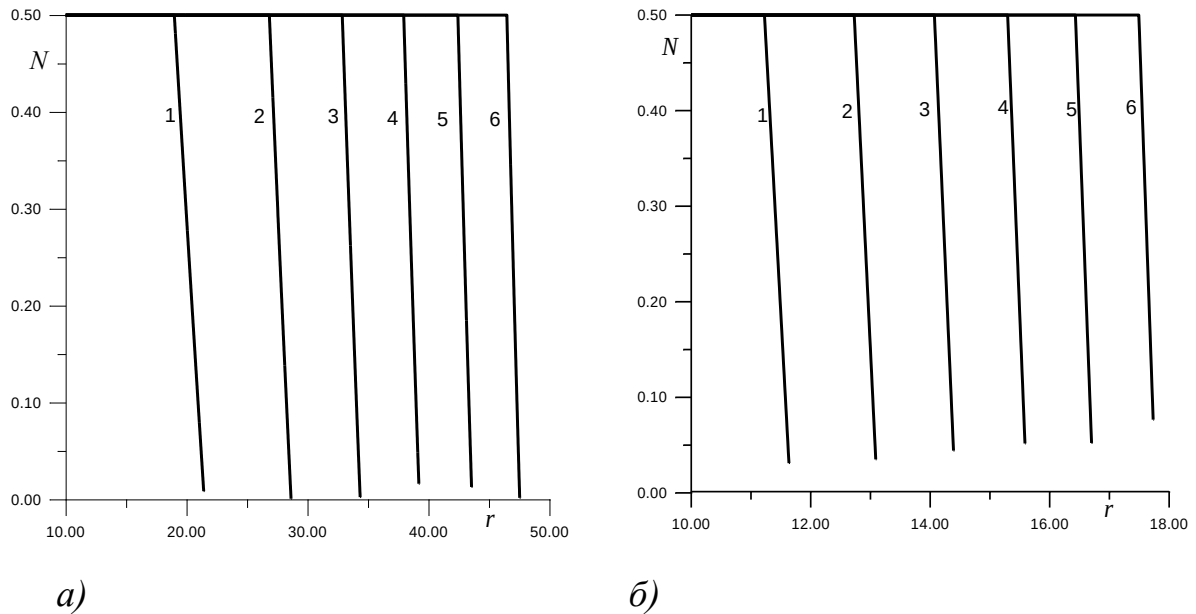


Рис.3.2.Распределения концентрации вещества в скелете породы по радиусу для разных моментов времени
($1-t=1ч$, $2-t=2ч$, $3-t=3ч$, $4-t=4ч$, $5-t=5ч$, $6-t=6ч$)

Из полученных кривых видно, что с ростом времени перед фронтом насыщения образуется узкая зона, где концентрация вещества N быстро убывает от максимального значения до нуля. При этом увеличение пористости приведет к уменьшению длины зоны насыщения. Это означает, что фронт насыщения имеет относительную большую скорость перемещения в породах с более уплотненной твердой фазой (скелетом)

Учет влияния температуры на распространение фронтов вытеснения и насыщения приближенно в формулах полагаем (3.10) $q = q_0 \eta$ где $q_0 = \varepsilon_n \Delta p / h$, коэффициент расхода η определяем по формуле:

$$\eta = \frac{\ln(R_k / R_c)}{\ln(R_k / R_c) + S}$$

На рисунках 3.3 и 3.4 представлены графики зависимости фронта вытеснения $R_\phi(t)$ и фронта насыщения от времени t при различных значениях параметра $\sigma = T_{10} / T_n$. В расчетах дополнительно принято $q_0 = 0,113 м^3 / час$.

Видно, что с ростом температуры путь, проходимый фронтами увеличивается. Например, при росте температуры на стенки скважины в четыре раза, чем при начальной (зеленые линии), длина распространения фронтов могут увеличиваться 1,2-1,5 раза.

Для учета влияния температуры на время обработки t_k ПЗП и длины зоны распространения фронта насыщения $R_{nk} = \sqrt{R_c^2 + (2q/m_0)(t_k - t_0)}$ составим уравнение:

$$\sqrt{R_{nk}^2 + 2qt_k / m_0} = R_1$$

где следует полагать $q = q_0\eta$

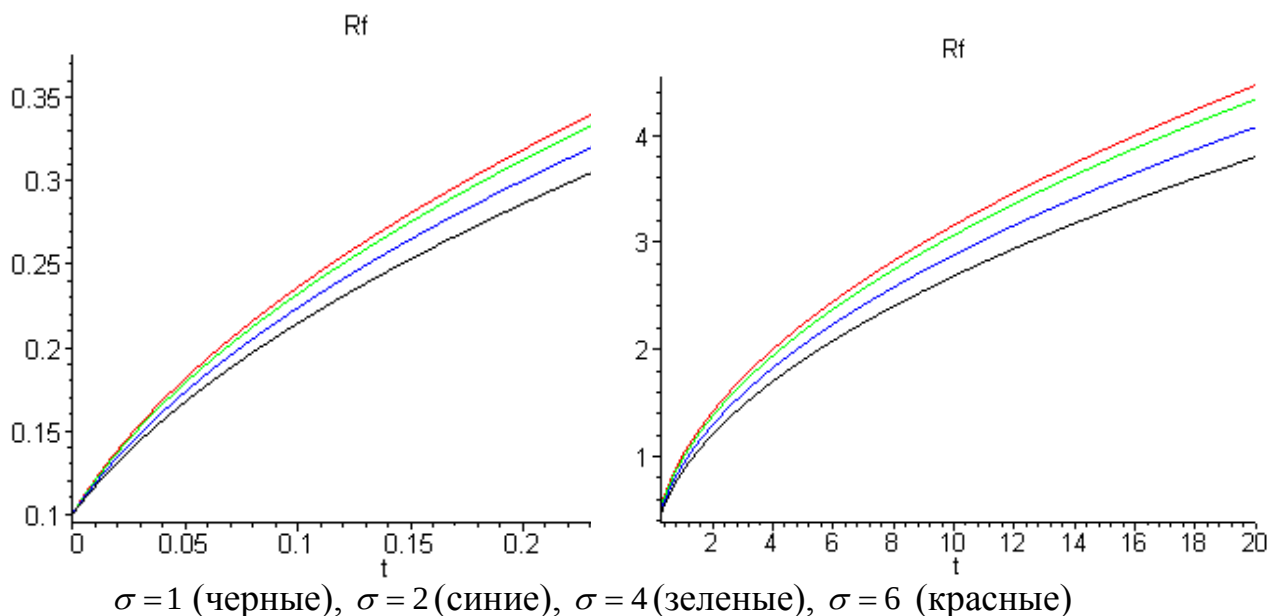
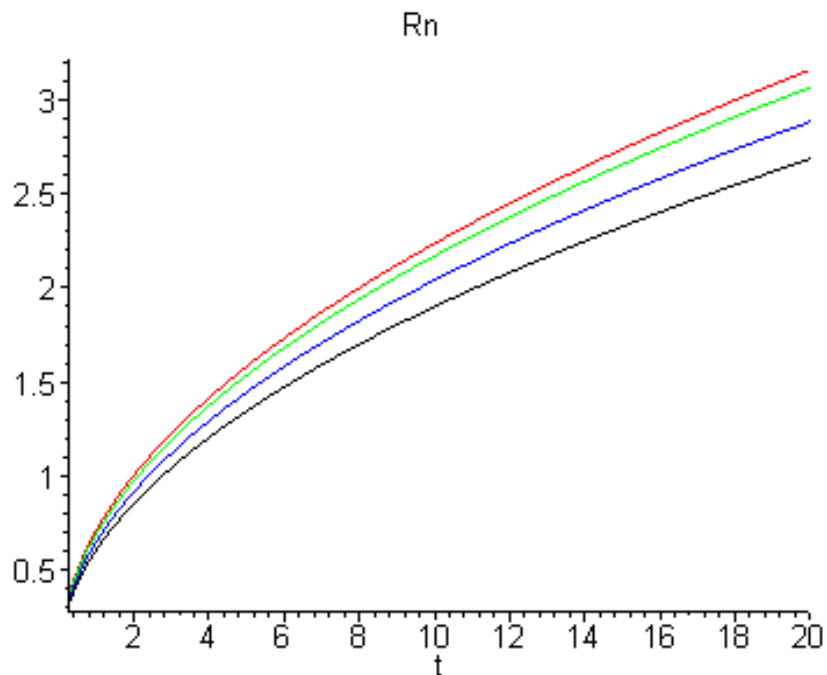


Рис.3.3. Зависимости фронта вытеснения $R_f = R_\phi(t)$ (м) от времени t (час) при различных значениях параметра $\sigma = T_{10} / T_n$

Источники: графики по рис. 3.3 и 3.4 построены соискателем на основании проведенных вычислений с использованием полученных теоретических зависимостей



$\sigma = 1$ (черные), $\sigma = 2$ (синие), $\sigma = 4$ (зеленые), $\sigma = 6$ (красные)

Рис.3.4. Зависимости фронта насыщения $Rn = R_n(t)$ (м) от времени t (час) при различных значениях параметра $\sigma = T_{10}/T_n$

В таблице 3.1 представлены значения t_k и длина зоны распространения фронта насыщения R_{nk} . Из анализа табличных данных следует, что с ростом температуры время обработки околоскважинной зоны уменьшается в зависимости от длины этой зон 1,2-1,5 раза. Это особенно заметно для большой длины зоны обработки.

Таблица 3.1

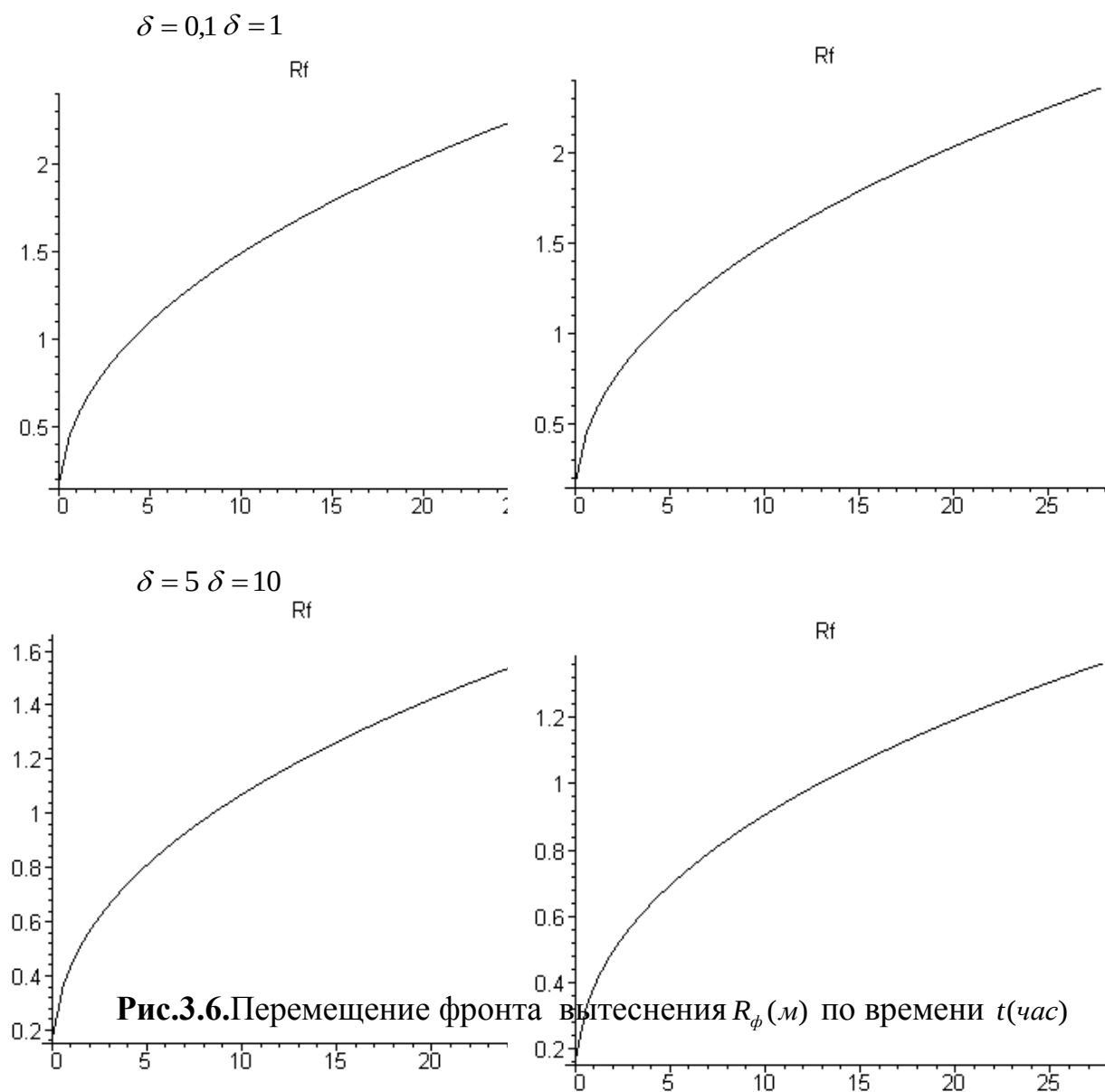
Значения времени обработки ПЗП t_k (час) и длины зоны распространения фронта насыщения R_{nk} (м) при различных значениях параметра σ

	$R_1 = 1м$				$R_1 = 2м$			
σ	1		4	6	1	2	4	6
$t_k(час)$	1,38	1,24	1,12	1,08	5,6	4,8	4,2	4,0
$R_{nk}(м)$	0,72	0,71.	0,71	0,71	1,42	1,41	1.41	1.41
	$R_1 = 4м$				$R_1 = 6м$			
σ	1	2	4	6	1	2	4	6
$t_k(час)$	24	17	15,4	14,2	50	42	38	32
$R_{nk}(м)$	2,9	2,8	2,8	2,8	4,32	4,31	4,31	4,31

Источник: составлена соискателем на основе вычислений проведенных по полученным теоретическим зависимостям

В параграфе 3.3 определен темп закачки и закон перемещения фронта вытеснения нагретой жидкости при постоянной депрессии на пласт

На рисунке 3.5 показаны графики зависимости перемещения фронта вытеснения $R_{\phi}(t)$ (м) от времени t (час) при различных отношениях $\delta = \mu_c / \mu_n$. В расчетах принято: $R_c = 0,1 \text{ м}$, $h = 5 \text{ м}$, $\varepsilon_n = 0,004 \text{ м}^3 / \text{с} \cdot \text{МПа}$, $\kappa = 0,001 \text{ м}^2 / \text{с}$, $\Delta p = 5 \text{ МПа}$.



для различных значений параметра δ

Источник: построены соискателем на основании проведенных вычислений с использованием полученных теоретических зависимостей

Из полученных кривых видно, уменьшение вязкости в растворе может привести к увеличению длины проникания 1,2-1,5 раза. При этом существенное ее снижение наблюдается при высоких значениях вязкости околоскважинной зоны пласта. Это указывает на необходимость правильного выбора вязкости закачиваемого раствора, где следует использовать составы с низкими значениями вязкости. При этом положительную роль может сыграть дополнительное температурное воздействие на пласт, поскольку тепловое воздействие может распространяться по всей обрабатываемой зоне пласта, и таким образом, увеличивать глубину проникания раствора.

Поэтому термокислотная и термохимическая обработки, используемые как комбинированное воздействие на ПЗС за счет теплового и кислотного воздействий, предназначены для очистки ПЗС от асфальтено-смолистых, парафиновых (АСПО), солевых и других отложений.

Далее было рассмотрено влияние температурного поля на динамику обработки ПЗС при закачке кислотных композиций.

В таблице 3.2 представлены результаты расчетов для приведенного расхода β_i и перемещения фронта вытеснения ξ_i для моментов времени $t_i = (i-1)\Delta t$ при различных значениях коэффициента теплообмена α_1 величины репрессии Δp и отношения $\sigma = T_{10}/T_n$. В расчетах принято: $R_c = 0,1 \text{ м}$, $\kappa = 0,001 \text{ м}^2/\text{с}$, $m = 0,18$, $k = 0,5 \cdot 10^{-13} \text{ м}^2 = 0,05 \text{ дарси}$, $\mu_n = 0,001 \text{ Па}\cdot\text{с}$

Тогда имеем: $R_c^2 / 4\kappa = 2,5 \text{ сек}$, $\Delta t = 1800 \text{ сек}$, $\Delta \tau = \frac{2.25}{4} \frac{4\kappa}{R_c^2} \Delta t = 405$, $\alpha = 25\alpha_1 \text{ сек}$
 $, B = \frac{5 \cdot 10^{-7} \Delta p}{\text{Па}}.$

Из анализа табличных данных следует, что темп падения приведенного расхода жидкости с ростом времени асимптотически стремится к нулю, при этом радиус закачки жидкости при больших значениях времени практически остается постоянным. При нагретом растворе, видно, что в зависимости от параметра α_1 , характеризующего теплообмен между частицами породной среды и жидкости, расход жидкости принимает большие значения в начале процесса закачки, и далее с ростом интенсивно падает. При этом величина перемещения фронта (радиуса) вытеснения жидкости с уменьшением параметра α и ростом B может существенно увеличиваться.

Для увеличения длины зоны проникания раствора в пласт необходимо увеличить температуру закачиваемой жидкости или, следует выбрать такой

состав раствора, теплообмен которого с породной средой будет минимальным. Так например, при отсутствии температурного воздействия ($\sigma = 1$) для $\Delta p = 1 \text{ МПа}$ фронт через $t = 4 \text{ часа}$ перемещается на расстояние (в долях радиуса скважины) $19,2R_c$, коэффициент расхода будет равен $0,07$. Если увеличить температуру раствора в 4 раза (по отношению к начальной), то при значениях коэффициента теплообмена $\alpha_1 = 0$ и $\alpha_1 = 0,001 \text{ сек}^{-1}$ фронт вытеснения перемещается соответственно на расстояние $32,4R_c$ и $21,7R_c$. При этом коэффициент расхода теплообмена увеличивается примерно в 1,5–2 раза, а расход жидкости в 3–3,5 раза. При наличии теплообмена со значением $\alpha_1 = 0,001 \text{ сек}^{-1}$ их рост составляет примерно 1–1,5 раза.

Для успешной реализации технологии обработки ПЗП горячими кислотными композициями, следует провести предварительную подготовку пласта для проведения мероприятия и определить тип реагента, при котором происходит наименьшая потеря тепла в процессе закачки жидкости в пласт.

Таблица 3.2

Значения приведенного расхода β_i и перемещения фронта вытеснения (отнесенного к радиусу скважины R_c) для моментов времени $t = t_i$ (час) при $\Delta p = 1 \text{ МПа}$ и различных значениях параметров $\alpha_1 \sigma$

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
$\sigma = 1$													
☐	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0	4,5	5,0	6,0	7,0	8,0
☐	0,0 8	0,1 4	0,1 1	0,1 0	0,0 9	0,0 8	0,0 8	0,0 7	0,0 7	0,0 6	0,0 6	0,0 5	0,0 5
☐	8.6 0	11, 4	13, 4	15	16, 3	17, 3	18, 2	19, 2	19, 8	20, 5	21, 7	22, 8	23, 8
☐													
☐	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0	4,5	5,0	6,0	7,0	8,0
☐	0, 44	0,4	0,3 6	0,3 2	0,3 0	0,2 8	0,2 5	0,2 4	0,2 3	0,2 2	0,2 0	0,1 9	0,1 8

	13, 4	18, 5	22, 1	24, 8	27, 2	29, 2	31, 0	32, 4	33, 8	35, 1	37, 4	39, 5	41, 3
													
	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0	4,5	5	6,0	7,0	8,0
	0,4 2	0,3 1	0,2 4	0,2 0	0,1 8	0,1 5	0,1 4	0,1 3	0,1 2	0,1 1	0,1 0	0,0 9	0,0 8
	13, 1	17, 2	19, 8	21, 8	23, 4	24, 7	25, 8	26, 8	27, 6	28, 4	30, 1	31, 1	32, 2
	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0	4,5	5	6,0	7,0	8,0
	0,2 4	0,1 9	0,1 6	0,1 4	0,1 2	0,1 1	0,1 0	0,0 9	0,0 8	0,0 8	0,0 7	0,0 7	0,0 6
	9,9 0	13, 2	15, 5	17, 2	18, 6	19, 7	20, 7	21, 7	22, 4	23, 1	24, 4	25, 5	26, 6
													
	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0	4,5	5	6,0	7,0	8,0
	1,0 0	0,7 9	0,6 2	0,5 6	0,5 0	0,4 5	0,4 2	0,4	0,3 5	0,3 4	0,3 2	0,3 0	0,2 8
	20, 1	26, 9	31, 2	34, 7	37, 5	39, 8	42, 0	43, 8	45, 4	46, 9	49, 6	52, 1	54, 2
													
	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0	4,5	5	6,0	7,0	8,0
	0,6 8	0,4 2	0,3 3	0,2 7	0,2 2	0,2 0	0,1 7	0,1 6	0,1 5	0,1 3	0,1 2	0,1 0	0,1 0
	16, 6	21, 3	24, 1	26, 3	27, 9	29, 3	30, 5	31, 5	32, 6	33, 3	34, 7	36, 1	37, 2
													
	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0	4,5	5	6,0	7,0	8,0
	0,2 8	0,2 0	0,1 7	0,1 5	0,1 3	0,1 2	0,1 1	0,1 0	0,0 9	0,0 9	0,0 8	0,0 7	0,0 7

	10, 7	14, 0	16, 2	18, 0	19, 4	20, 6	21, 7	22, 6	23, 4	24, 2	25, 5	26, 6	27, 6
--	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------

На рисунке 3.6 показана графическая зависимость перемещения фронта вытеснения R_ϕ (м) от времени t (сек) для $\varepsilon_n = 0,004 \text{ м}^3 / \text{с} \cdot \text{МПа}$, $\kappa = 0,0032 \text{ м}^2 / \text{с}$, $\alpha_1 = 0,0001$ $m = 0,2$. Видно, что в начальный момент времени происходит интенсивный рост глубины проникания раствора в пласт, далее с ростом времени, темп углубления несколько снижается и с течением времени радиус проникания раствора практически остается постоянным.

$$\sigma = 2 \quad \sigma = 5$$

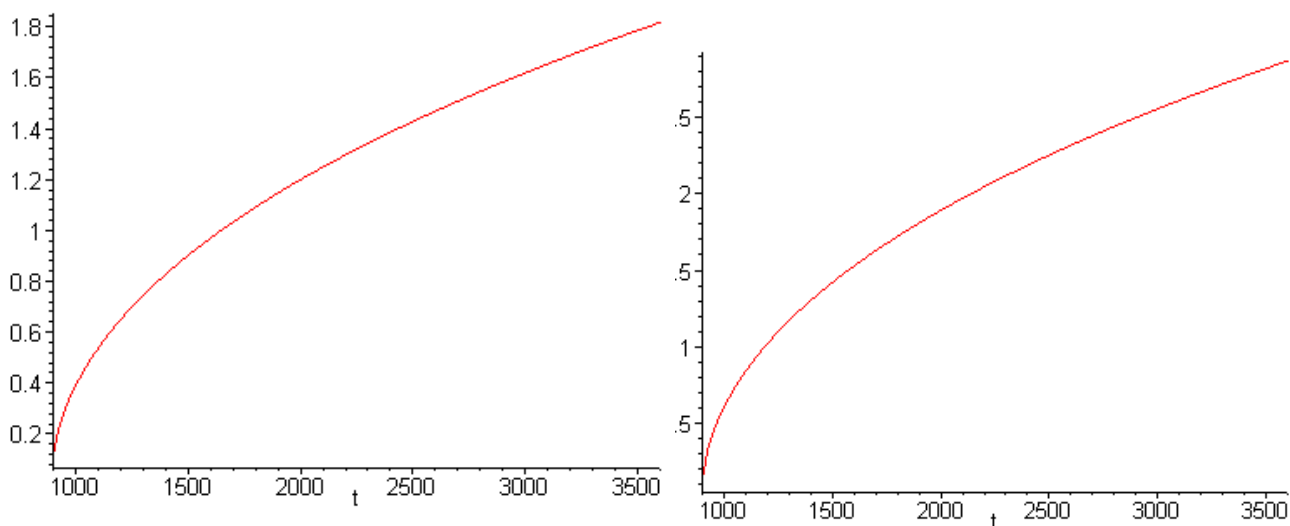


Рис. 3.6. Зависимость радиуса проникания раствора в пласт R_ϕ (м) от времени t (сек)

Источник: построена соискателем на основании проведенных вычислений с использованием полученных теоретических зависимостей

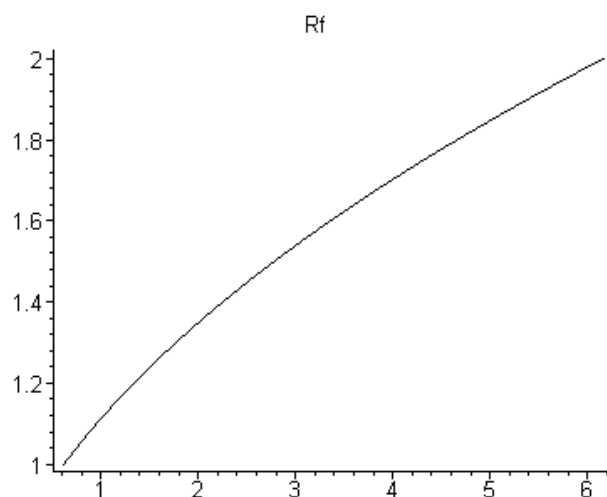
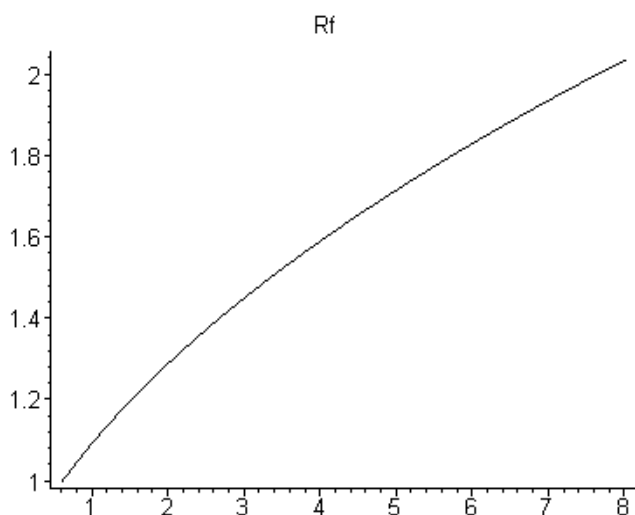
В параграфе 3.4 представлен расчет темпа закачки и времени обработки ПЗП при наличии зоны кольматации

На рисунках 3.7 и 3.8 представлены графические зависимости радиуса вытеснения от времени t (час) при различных значениях отношений $\delta = \mu_n / \mu_c$ и $\delta_0 = \mu_0 / \mu_c$, где в расчетах принято $R_c = 0,1 \text{ м}$, $R_1 = 2 \text{ м}$, $h = 5 \text{ м}$, $\varepsilon_n = 0,004 \text{ м}^3 / \text{с} \cdot \text{МПа}$, $\kappa = 0,001 \text{ м}^2 / \text{с}$, $\Delta p = 0,2 \text{ МПа}$, $m = 0,2$

Видно, что время проникания раствора существенно зависит от отношения вязкости $\delta = \mu_n / \mu_c$. При одинаковой вязкости в растворе и флюиде ПЗП ($\delta_0 = 1$) и малых значениях отношения $\delta = \mu_n / \mu_c$ требуется значительное время (около 30 часов) для закачки раствора в зоне кольтматации. С понижением величины вязкости раствора время проникания жидкости в пласт может быть значительно уменьшено, так например, при $\delta_0 = 0,6$ это время уменьшается в 1,5 раза, а при $\delta_0 = 0,4$ примерно, в 2,2 раза

На рисунках 3.9 и 3.10 представлены зависимости времени темпа закачки M ($H/c \times 10$) от времени для различных значений δ и δ_0 . Расчеты показывают, что наличие кольтматации в ПЗП может привести к существенному уменьшению темпа закачки.

$$\delta_0 = 1 \quad \delta_0 = 0,8$$



$$\delta_0 = 0,6 \quad \delta_0 = 0,4$$

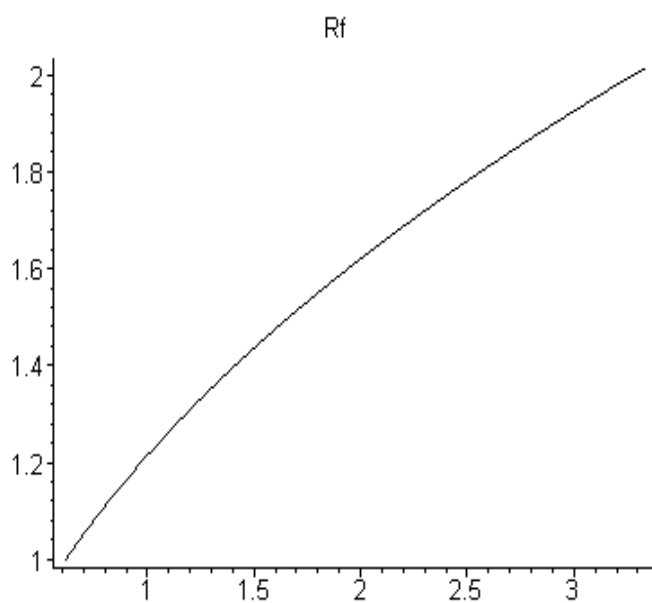
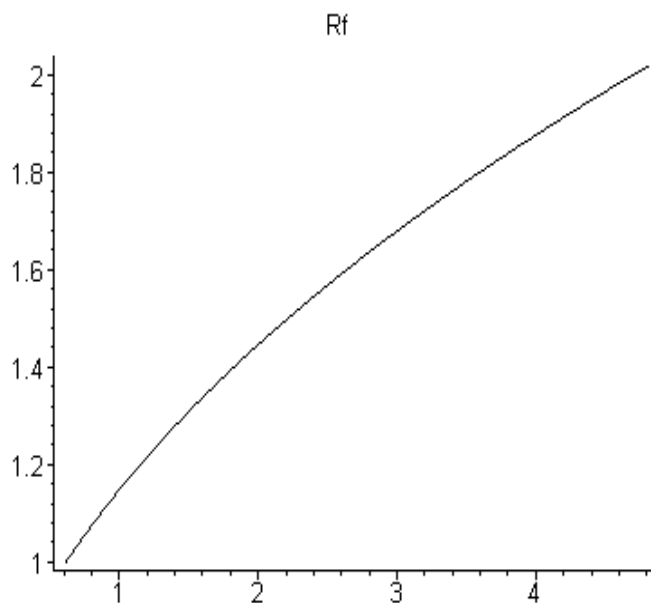


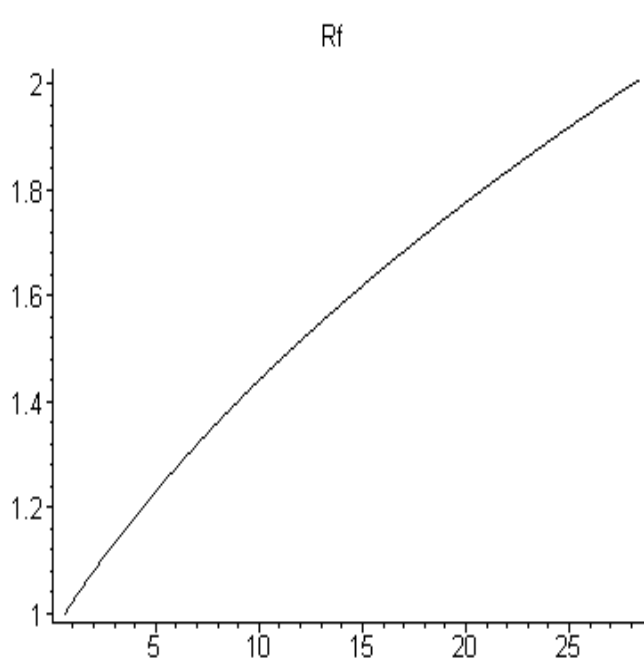
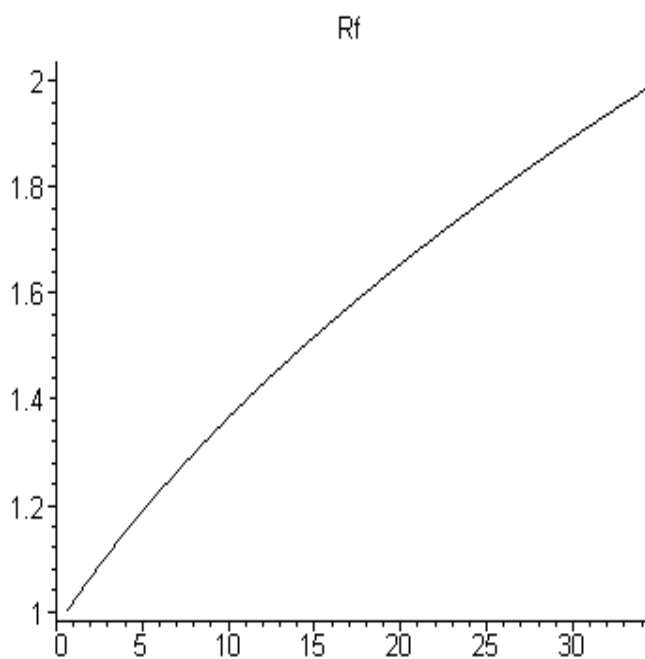
Рис. 3.7. Зависимость радиуса проникания раствора в пласт R_ϕ (м)

от времени t (сек) при $\delta = \mu_n / \mu_c = 0,5$ различных значениях отношения

$$\delta_0 = \mu_0 / \mu_c$$

Источник: построены соискателем на основании проведенных вычислений с использованием полученных теоретических зависимостей

$$\delta_0 = 1 \quad \delta_0 = 0,8$$



$$\delta_0 = 0,6 \quad \delta_0 = 0,6$$

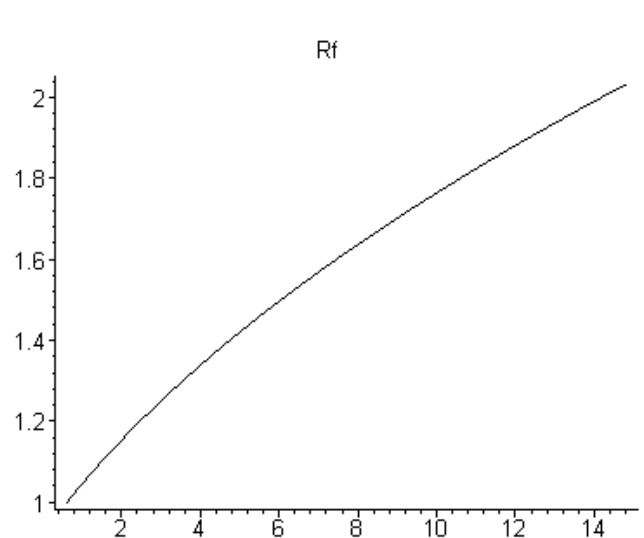
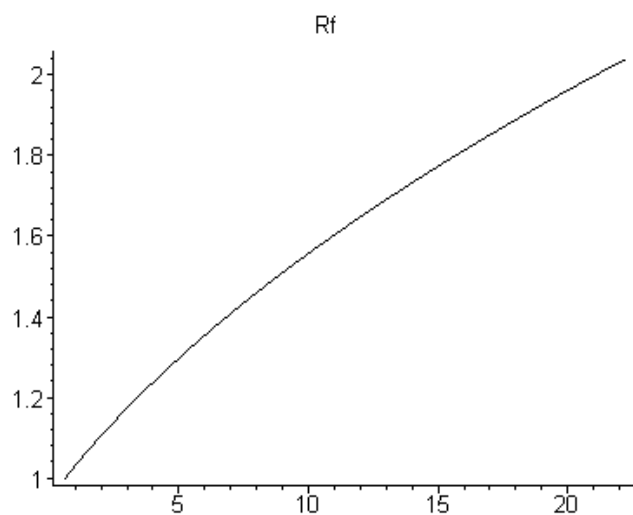
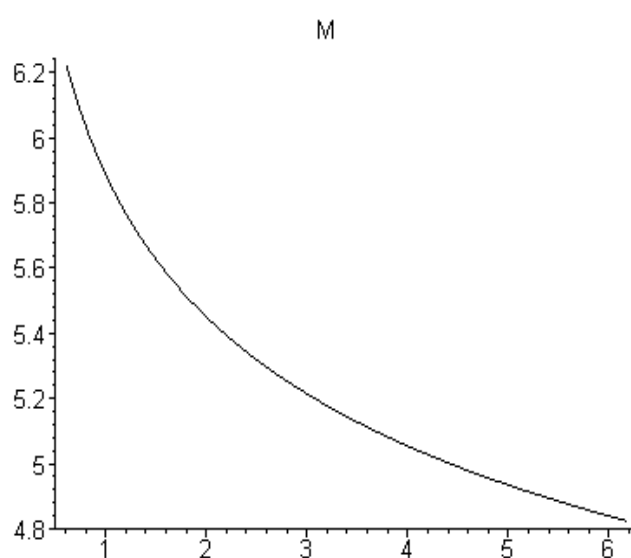
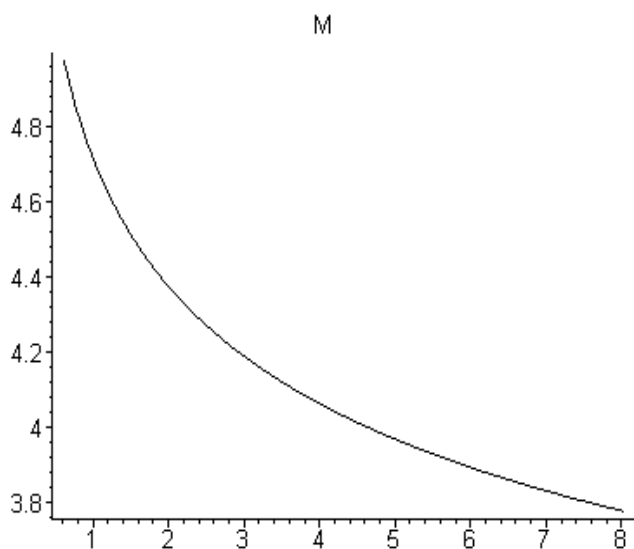


Рис.3.8. Зависимость радиуса проникания раствора в пласт R_ϕ (м) от времени t (сек) при $\delta = \mu_n / \mu_c = 0,1$ различных значениях отношения $\delta_0 = \mu_0 / \mu_c$

Источник: построены соискателем на основании проведенных вычислений с использованием полученных теоретических зависимостей

$$\delta_0 = 1 \quad \delta_0 = 0,8$$



$$\delta_0 = 0,6 \quad \delta_0 = 0,4$$

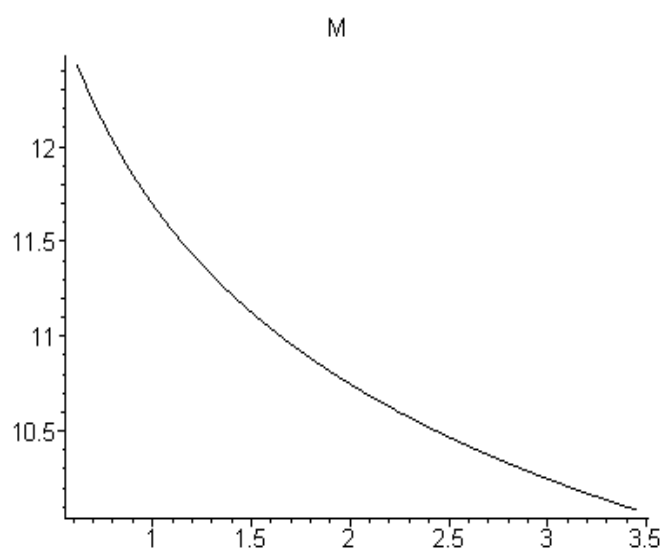
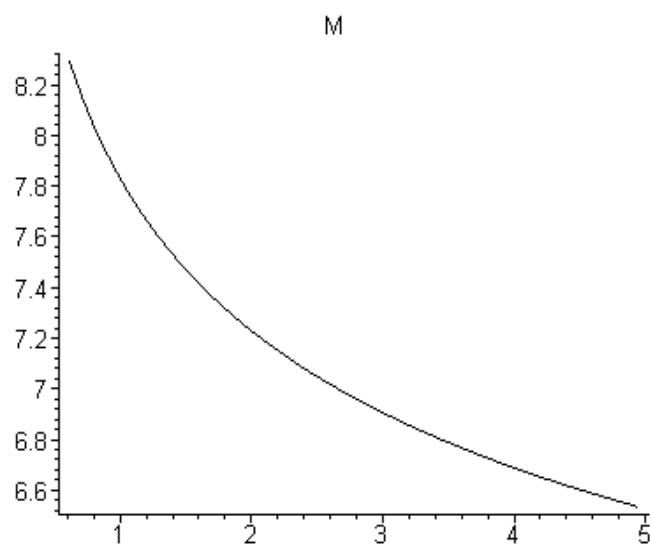


Рис. 3.9. Зависимость темпа закачки раствора в пласт M ($H/c \times 10$) от времени t (сек) при $\delta = \mu_n / \mu_c = 0,5$ различных значениях отношения $\delta_0 = \mu_0 / \mu_c$

Источник: построены соискателем на основании проведенных вычислений с использованием полученных теоретических зависимостей

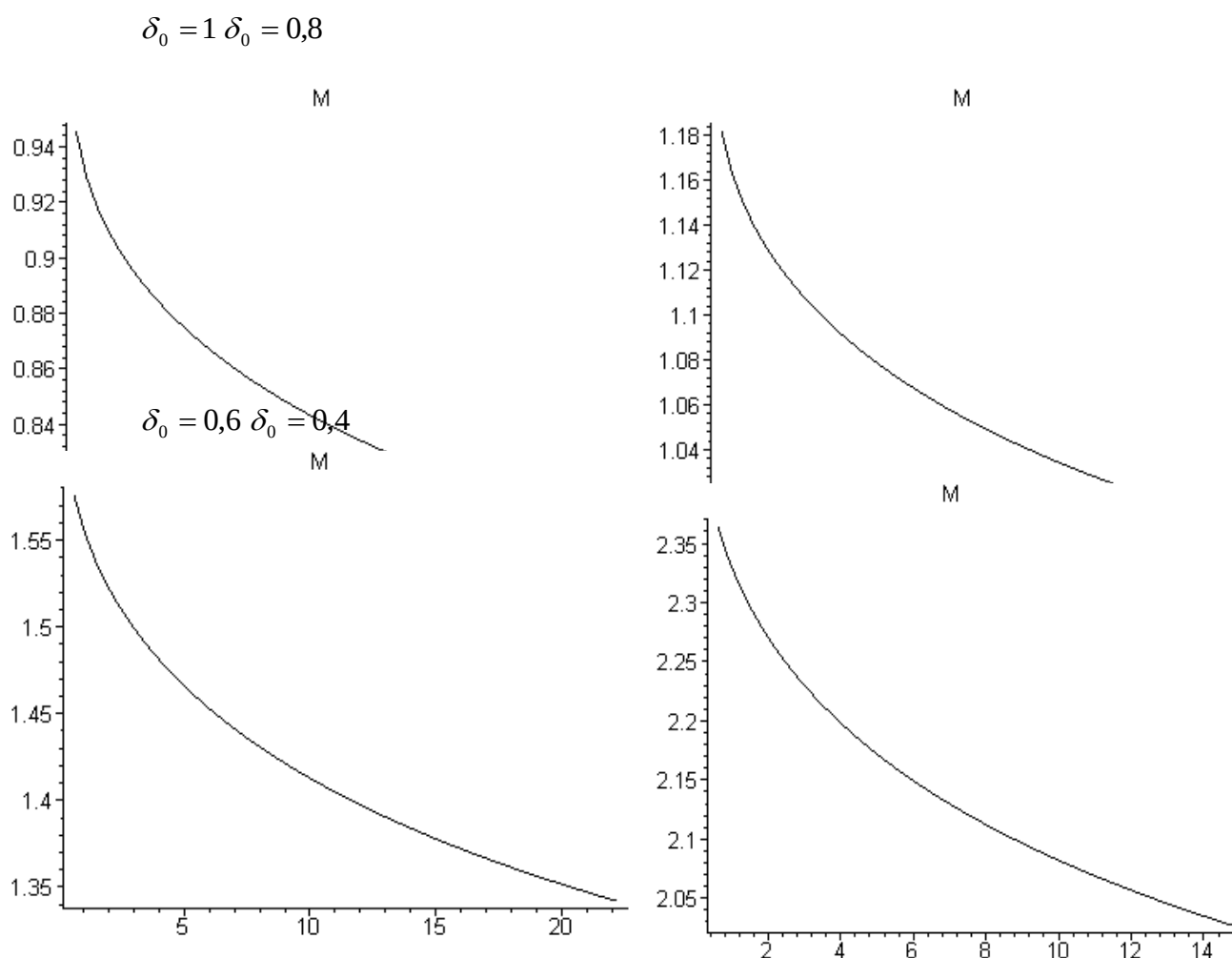


Рис. 3.10. Зависимость темпа закачки раствора в пласт M ($H/c \times 10$) от времени t (сек) при $\delta = \mu_n / \mu_c = 0,1$ различных значениях отношения $\delta_0 = \mu_0 / \mu_c$

Источник: построены соискателем на основании проведенных вычислений с использованием полученных теоретических зависимостей

Для рассматриваемого примера при $\delta = 0,1$ (вязкость флюида удаленной части пласта в 10 раз ниже, чем вязкости в зоне кольматации) и $\delta_0 = 1$ (рисунок 3.11) после полного охвата раствором зоны кольматации темп закачки будет равен $M = 8 \text{ Н/с}$, если закачать жидкость с вязкостью, равной $0,4\mu_c$, то темп закачки увеличивается до 20 Н/с . Для $\delta = 0,5$ (вязкость флюида в удаленной части пласта в два раз ниже, чем вязкости зоны кольматации) то при $\delta_0 = 1$ и $\delta_0 = 0,4$, соответственно имеем $M = 38 \text{ Н/с}$ и $M = 110 \text{ Н/с}$. Здесь заметим существенное влияние вязкости раствора на темп закачки. В первом случае темп закачки увеличивается в 4,2 раза, во втором 5,5 раза.

В результате установлено, что уменьшение вязкости нагнетаемого в пласт раствора под действием температуры приводит к увеличению темпа закачки, при этом его эффективность существенно зависит от исходного состояния прискважинной зоны пласта.

В Четвертом разделе «Технико-экономическое обоснование технологической схемы термокислотной обработки призабойной зоны пласта» установлено, что кислотные и термокислотные воздействия на ПЗП направлены на изменение физико-химических свойств насыщающих жидкостей в непосредственной близости от скважины с целью повышения или восстановления продуктивности (приемистости) скважин и улучшения охвата пласта воздействием. Предложена расчетная модель закачки раствора в пласт, включающая давление и температуры пласта. При этом использована зависимость вязкости нагнетаемой жидкости от температуры. Установлено, что подогрев нагнетаемой жидкости позволяет одновременно увеличить длину спускаемой в скважину НКТ и глубину обработки ПЗП в (1,5-2 раза). Также установлено, что дополнительный прогрев пластовой системы, например от 20°C до 50°C , при той же мощности агрегата позволяет увеличить темп подачи в два раза. С ростом глубины спуска НКТ темп подачи раствора также растет, но при этом требуется также увеличивать мощность агрегата. Здесь обнаруживается положительный эффект значительного роста темпа подачи с незначительным увеличением мощности агрегата

Для рассматриваемых темпов подачи наименьшее давление закачки имеют растворы поверхностно- активных веществ. С ростом темпа подачи увеличение величины необходимого давления для ПАВ и ПАА

незначительное, заметный рост наблюдается для АСК. Имеет место аномалия: при некоторых значениях скорости подачи, вязкости пластовой жидкости и нагнетаемой нагнетание АСК может быть реализовано при низких давлениях закачки.

Предложена методика технико-экономического обоснования применения кислотной и термокислотной обработки ПЗП. Обосновано экономическая целесообразность проведения варианта мероприятий по кислотной и термокислотной обработке ПЗП. При этом установлено наличие эффекта преимущественно от применения термокислотной обработки.

Экономическая эффективность от внедрения СКО за год вычисляется по формуле (4.29):

$$\mathcal{E}_{\text{эф}} = \mathcal{E}_{\text{сод}} - (Z_{T2} - Z_{T1}) = 13\,144\,586 - (59\,320\,785 - 43\,096\,695,9) = -3\,079\,503$$

тг

Аналогично произведем расчет экономической эффективности от внедрения термокислотной обработки ПЗС:

$$\mathcal{E}_{\text{сод}} = (C_1 - C_3) \cdot (\sum Q_3 - \sum Q_1) = (6210 - 3500)(17885 - 6939,4) = 29\,660\,950 \text{ тг}$$

$$\mathcal{E}_{\text{эф}} = \mathcal{E}_{\text{сод}} - (Z_{T3} - Z_{T1}) = 29\,660\,950 - (62\,599\,358 - 43\,096\,695,9) = 10\,158\,248$$

тг

Сравнивая результаты двух расчетов установим, что при использовании метода СКО для рассматриваемого варианта экономическая эффективность отсутствует. Только использование комбинированного метода термокислотной обработки ПЗС приведёт к повышению дебита скважины, экономическая эффективность которого составляет 10 158 248 тенге в год.

Таблица 4.1

Годовые эксплуатационные расходы после внедрения кислотной
(числитель)

и термокислотной (знаменатель) обработки ПЗС

Статьи затрат	До внедрения	После СКО	Изменение затрат
---------------	--------------	-----------	------------------

	мероприятия	После кислотной обработки	
Расходы на электроэнергию по извлечению нефти, тг	2 255 638	<u>4 488 803</u> 5 813 484	<u>+2 233 165</u> +3557846
Расходы по искусственному воздействию на пласт, тг	1 728 715,5	<u>3 439 594,4</u> 4 455 440	<u>+1 710 879</u> +2 726 724,5
ФОТ, тг	940 728	<u>940 728</u> 940 728	0
Отчисление работодателя, тг	338 662	<u>338 662</u> 338 662	0
Амортизация скважины, тг.	19 297 005	<u>19 297 005</u> 19 297 005	0
Сбор, транспортировка и подготовка нефти, тг	6 238 520,6	<u>12 412 673</u> 16 078 615	<u>+6 183 153</u> +9 840 095
Текущий ремонт скважины, тг	3 456 180	<u>3 456 180</u> 3 456 180	0
Общепроизводственные расходы, тг	8 906 416,8	<u>11 536 940</u> 12 200 222	<u>+2 630 524</u> +3 293 806
Внешнепроизводственные расходы, тг	215 810	<u>279 549</u> 295 620	<u>+63 739</u> +79 810
Затраты по проведению мероприятия, тг		<u>3 131 452</u> 3 179 586	<u>+3 131 452</u> +3 179 586
Итого затрат, тг	43 096 696	<u>59 320 785</u> 62 599 358	<u>+16 224 089</u> +19 502 662
Добыча нефти, т.	6939,4	<u>13 807</u>	+6867,6

		17 885	+10 945,6
Себестоимость 1 т. нефти, тг/т	6210	<u>4296</u>	<u>-1914</u>
		3500	-2710

Источники: составлена соискателем на основании проведенных расчетов с использованием опытных данных полученных в нефтепромысле Восточная Кокарна в ценах периода исследования 2014-2016 гг.

Для расчета внутренней нормы доходности при которой чистая приведенная стоимость будет равна нулю вычисляем на основе затрат до и после внедрения СКО и ТКО в месторождений Восточная Кокарна, которые показаны в таблице 4.1.

Из таблицы 4.1 следует, что общие затраты на эксплуатацию месторождения Восточная Кокарна до внедрения СКО и ТКО составляет 43.096.696 тг, а после внедрения СКО – 56.264.110 тг, ТКО – 62.599.358 тг. Следовательно, разница между первоначальными затратами, т.е. затратами до внедрения мероприятий и после их внедрения можно принять в качестве первоначальных инвестиции, которые должны быть эффективно использованы при ожидаемых денежных потоках:

$$CF_0 = 56\,254\,110 - 43\,096\,696 = 13\,167 \text{ тыс. тг} - \text{при применении СКО}$$

$$CF_0 = 62\,599\,358 - 43\,096\,696 = 19\,502 \text{ тыс. тг} - \text{при применении ТКО}$$

Для того, чтобы оценить выгодность (перспективность) того или иного метода увеличения нефтеотдачи (СКО, ТКО) которого мы применяем, необходимо определить внутреннюю норму доходности для каждого из них. И причем, мы это сделаем для каждого в двух вариантах, например, как проекты *А* и *Б*, где в первом случае поступление денежных потоков ожидается несколько раньше чем в другом. Т.е. моделируем, что по проекту *Б* ожидаемый денежный поток будет поступать по нарастающей, а в проекте *А* - по убывающей.

Составляем таблицу поступления ожидаемого денежного потока после внедрения СКО и ТКО (см. таблицу 4.2 и 4.3 соответственно):

Таблица 4.2

К определению внутренней нормы доходности в случае внедрения СКО

Тыс. тенге (тг)	Первоначальные инвестиции	Ожидаемый денежный поток, CF_t
--------------------	------------------------------	----------------------------------

	0	1	2	3	4	5
Проект А	- 13 167	6500	4000	3800	2700	2500
Проект Б	- 13 167	2000	2700	3800	4000	6500

Таблица 4.3

К определению внутренней нормы доходности в случае внедрения ТКО

Тыс. тенге (тг)	Первоначальные инвестиции	Ожидаемый денежный поток, CF_t				
	0	1	2	3	4	5
Проект А	- 19 502	9700	6000	5200	4500	3700
Проект Б	- 19 502	3700	4500	5200	6000	9700

Подставим представленные в таблице 4.24 уравнение (4.30) для случаев проектов А и Б:

- *проектА*

$$- 13\,167 + \frac{6500}{(1+IRR)^1} + \frac{4000}{(1+IRR)^2} + \frac{3800}{(1+IRR)^3} + \frac{2700}{(1+IRR)^4} + \frac{2500}{(1+IRR)^5} = 0$$

- *проектБ*

$$- 13\,167 + \frac{2500}{(1+IRR)^1} + \frac{2700}{(1+IRR)^2} + \frac{3800}{(1+IRR)^3} + \frac{4000}{(1+IRR)^4} + \frac{6500}{(1+IRR)^5} = 0 \quad (4.35)$$

В итоге получили оптимальные значения IRR при внедрении метода СКО:

- *проектА*

$$IRR = 18,1\%$$

- *проектБ*

$$IRR = 12,4\% .$$

Аналогичным образом подставляя представленные в таблице 4.25 уравнение (4.30) можем определить IRR при внедрении в месторождение метода ТКО для случаев проектов А и Б:

- *проектА*

$$- 19\,502 + \frac{9700}{(1+IRR)^1} + \frac{6000}{(1+IRR)^2} + \frac{5200}{(1+IRR)^3} + \frac{4500}{(1+IRR)^4} + \frac{3700}{(1+IRR)^5} = 0$$

- проектБ

$$- 19\,502 + \frac{3700}{(1+IRR)^1} + \frac{4500}{(1+IRR)^2} + \frac{3800}{(1+IRR)^3} + \frac{6000}{(1+IRR)^4} + \frac{9700}{(1+IRR)^5} = 0 \quad (4.36)$$

После вычисления на MicrosoftExcel получили оптимальные значения IRR при внедрении метода СКО:

- проектА

$$IRR = 18,45\%$$

- проектБ

$$IRR = 12,73\% .$$

Как показывает анализ полученных значений IRR для СКО и ТПО, в обоих случаях внедрения методов показатели по числу практически одинаковые. Однако полагаясь на практический опыт выбора данного показателя в истории реальных предприятий различного профиля производства выбираем вариант А как для случая внедрения СКО, так и при применении ТКО, т.к. 18,1% и 18,45% по величине значительно больше чем 12,4% и 12,73%. Это обусловлено тем что проекты внедрения СКО и ТКО не являются независимыми, а наоборот составляют комплекс мероприятий, который нами был выдвинут в качестве одного из перспективных и эффективных технологии увеличения нефтедобычи. А в таких случаях, как правило, выбирают тот проект где значение IRR более выше чем в других вариантах.

3.1. ЗАКЛЮЧЕНИЕ (ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ)

- научные результаты полученные соискателем:

1 Выполненный анализ факторов снижения проницаемости призабойной зоны позволяет дать качественную оценку явлений, происходящих в окрестности скважин, вскрытых пластов с низкопроницаемыми коллекторами, используемый комплекс геолого-технических мероприятий указывает на наиболее перспективные направления увеличения продуктивности скважин.

2 Представлены различные аналитические зависимости проницаемости ПЗП от координаты и давления для моделирования ухудшения (улучшения) свойства околоскважинной зоны и ее влияние на основные параметры, характеризующие изменения дебита скважины. Предложена универсальная зависимость проницаемости от координаты,

описывающая как ухудшения, так и улучшения фильтрационных свойств ПЗП.

3 Разработана расчетная схема для определения времени обработки ПЗП и длины зоны распространения фронта насыщения при тепловых воздействиях на пласт, установлено, что время обработки, в зависимости от температуры, можно уменьшить 1,2-1,5 раза.

4 Предложена методика учета влияния температуры на качества обработки ПЗП, установлено, что тепловое воздействие может усилить адсорбционные процессы, которые существенно влияют на поведение кривых изменения концентрации вещества на сорбенте по радиусу пласта.

- научно-прикладные результаты полученные соискателем:

5 Доказано, что для повышения эффекта термокислотной обработки околоскважинной зоны пласта, необходимо предварительная обработка ПЗП по улучшению фильтрационно-емкостных свойств пласта и правильный подбор типа реагента, использование которого обеспечивает наименьшую потерю тепла в окружающей среде. Это указывает на целесообразность применения кислотных и термокислотных обработок при их рациональном сочетании.

6 Предложена расчетная модель закачки раствора в пласт, включающая давление и температуры пласта. При этом использована зависимость вязкости нагнетаемой жидкости от температуры. Установлено, что подогрев нагнетаемой жидкости позволяет одновременно увеличить длину спускаемой в скважину НКТ и глубину обработки ПЗП в (1,5-2 раза).

7 Экономический эффект от внедрения метода и нового способа обработки ПЗС составляет условно 10 158 248 тг в год. Экономический анализ полученных значений *IRR* для СКО и ТПО показал, что в обоих случаях внедрения методов показатели по числу практически одинаковые. Однако полагаясь на практический опыт выбора данного показателя в истории реальных предприятий различного профиля производства был выбран вариант обеспечивающий *IRR* в пределах 18,1% ... 18,45% т.к. значение *IRR* оказался больше в других вариантах.

8 По полученным результатам исследований была подготовлена рекомендации для внедрения их в практику, которые были рассмотрены и одобрены на расширенном совместном заседании кафедры «Механика» Евразийского национального университета им. Л.Н. Гумилева, проведенного совместно с членами экспертной группы «Казахстанского отделения Международной научной школы устойчивого развития им. акад.

П.Н. Кузнецова в г. Астане» и Центра научной консультации и экспертизы (ЦНКЭ) «КРЕАТИВ»

IV. НАУЧНЫЙ ВКЛАД ДИССЕРТАЦИОННОГО ТРУДА

1 С использованием моделей системы «скважинапризабойная зона-пласт», описывающих геометрию фильтрации жидкостей в окрестности скважины и учитывающих различные пластовые и техногенные факторы, влияющие на проницаемость коллектора, установлены закономерности изменения продуктивности скважин.

2 Установлено, что при термохимической и термокислотной обработках используют кислоту, обычно соляную, что, во-первых, увеличивает скорость течения реакций взаимодействия кислот с карбонатными составляющими пласта, во-вторых, способствует расплавлению и выносу АСПО из призабойной зоны пласта.

3 Разработана эффективная численная схема нахождения давления нагнетания, радиуса вытеснения жидкости и темпа ее закачки в пласт, с учетом тепло и массообменных процессов в пластовой среде.

4 Показано, что распределение температуры в зоне обработки существенно зависит от отношения темпа закачки к коэффициенту температуропроводности закачиваемой в пласт жидкости; при низком темпе закачки, температура в зоне обработки быстро падает и ее влияние сохраняется только вблизи стенок скважины.

5 Снижение скорости адсорбции процессов с течением времени существенно снижает темп закачки и отрицательно влияет на эффективность реализации кислотной обработки ПЗП. Установлено, что для поддержки необходимого темпа закачки кислотных композиций в пласт следует увеличивать температуру раствора.

6 Разработана новая методика расчета технико-экономических показателей технологии кислотной и термокислотной обработки ПЗП, которая использована для обоснования экономической целесообразности реализации ее на примере объекта разработки месторождения Восточная Кокарна.

V. ПУБЛИКАЦИИ, СВЯЗАННЫЕ С ДИССЕРТАЦИОННЫМ ТРУДОМ

1. Ахметов С.М., Карибаев А.А. О применении реагентов кислотного и неокислотного происхождения для интенсификации притока в призабойной зоне пласта. - «EUROPEAN SCIENTIFIC CONFERENCE»: Периодический сб. статей IX международной научно-практической конференции. - В 2 ч. Ч.

1 - Пенза: МЦНС «Наука и просвещение», 2018. – С.: 183-187. ISBN 978-5-907046-61-0

2. Карибаев А.А., Ахметов С.М. Исследование изменения темпа закачки жидкости в пласт при стационарных тепловых воздействиях. - «Вопросы технических и физико-математических наук в свете современных исследований»: Периодический сб. статей по материалам I МНПК №1(1). – Новосибирск: Изд-во АНС «СибАК», 2018. – С.: 20-30.

3. Карибаев А.А. Влияние изменения реологических свойств насыщающей жидкости (флюида) на ее расход в процессе обработки около скважинной зоны пласта кислотными композициями. - Нефтепромысловое дело, №6, 2018, с.: 37-44 (ВАК РФ, РИНЦ)

4. Карибаев А.А. Основные причины снижения проницаемости призабойной зоны пласта. – В сб. трудов Международной научно-практической конференции «Наследие Ивана Михайловича Губкина: интеграция образования, науки и практики в нефтегазовой отрасли» (25-27 апреля 2018 г.). – Оренбург: Филиал РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2018.

5. Карибаев А.А., Ахметов С.М. Теоретические расчеты технологических параметров воздействия кислотных и неокислотных рабочих растворов на призабойную зону пласта. – Научный журнал Болгарии „Минно дело и геология“, 2018.