

на правах рукописи

Горно-геологический университет «Св.Иван Рилски»

КАРИБАЕВ Аскар Амирханович

ДИССЕРТАЦИЯ

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

на соискание ученой степени доктора наук

Научный руководитель:

профл доктор Занева-Добранова Ефросима Петрова

Республика Болгария
София, 2019

СОДЕРЖАНИЕ

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ	5
ВВЕДЕНИЕ.....	8
1. АНАЛИЗ ПРИЧИН УХУДШЕНИЯ СОСТОЯНИЯ СКВАЖИН ДЛЯ ВЫБОРА И ОБОСНОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ТЕРМОКИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ.....	11
1.1. Основные причины снижения проницаемости призабойной зоны пласта.....	11
1.2. Оценка влияния состава композиций на качество кислотной обработки прискважинной зоны пласта.....	26
1.3. Основные требования, предъявляемые к мероприятиям по проведению кислотных и термокислотных обработок ПЗП и рекомендуемые условия для выбора скважин.....	31
1.4. Теоритическое обоснование выбора расчетной схемы для определения времени обработки ПЗП в зависимости от температуры	36
Выводы по разделу 1.....	41
2. ТЕОРЕТИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ПРИСКВАЖИННОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА НА ТЕМП ЗАКАЧКИ ЖИДКОСТИ ПРИ СТАЦИОНАРНЫХ ТЕПЛОВЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ	42
2.1. Теоретическое изучение изменения темпа закачки жидкости в пласт при различных состояниях околоскважинной зоны пласта	43
2.2. Влияние изменения реологических свойств (вязкости) насыщающей жидкости (флюида) на расход жидкости	48
2.3. Стационарное распределение температуры и концентрации вещества в зоне обработки ПЗП при постоянном темпе закачки кислотной композиции в пласт.....	54
2.4. Определение расхода закачиваемой кислотной композиции с переменной температурой и концентрации вещества в зоне обработки при постоянной репрессии на пласт	64

2.5 Оценка качественных показателей термокислотного воздействия на пласт.....	72
Выводы по разделу 2.....	76
3. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ КИСЛОТНОЙ И ТЕРМОКИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ ОКОЛОСКВАЖИННОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА.....	77
3.1. Определение глубины проникания и изменения температуры нагрева нагнетаемой в пласт жидкости при постоянном темпе закачки	77
3.2. О волновом характере изменения концентрации вещества при фильтрации и массообмене промывочной жидкости в проницаемых пластах.....	81
3.3. Определение темпа закачки и закона перемещения фронта вытеснения нагретой жидкости при постоянной депрессии на пласт	86
3.4. Расчет темпа закачки и времени обработки ПЗП при наличии зоны кольматации	104
Выводы по разделу 3.....	111
4. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ТЕРМОКИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА.....	112
4.1. Технологический расчёт закачки нагретых растворов в пласт	112
4.2. Способ термопенокислотной обработки призабойной зоны пласта и установка для его осуществления.....	121
4.3. Составы кислотных композиции и основные этапы реализации технологии кислотной обработки	126
4.4. Технологические расчеты давления при закачке жидкости на нагнетательных скважинах месторождения Восточная Кокарна.....	134
4.5. Оценка экономической эффективности применения методов СКО и термокислотной обработки ПЗС.....	140
4.5.1. Составление расчетной схемы	140
4.5.2. Методика оценки обобщенных показателей экономической эффективности	147

4.5.3. Примеры расчета показателей экономической эффективности на примере данных нефтяных промыслов	151
4.5.4. Анализ показателей экономической эффективности	157
Выводы по разделу 4.....	160
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	161
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	163
ПРИЛОЖЕНИЕ	170

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

δ_n	относительное набухание грунта без нагрузки при замачивании водой в %
γ	коэффициент увеличения объема нефти за время эксплуатации скважины Т
h	мощность пласта
R_c, R_*, R_k	радиус скважины, полярный радиус и радиус контура питания
$q_n, q_{ж}, q_v$	дебиты скважин по нефти, жидкости, воде
μ	динамическая вязкость
k_c, k_n	проницаемость на поверхности скважины и проницаемость удаленной части пласта
$u = u(r, t)$	массовая скорость вещества
$P_z, P_c, P_{пл}$	давление забойное, давление излучателя, пластовое давление
τ	безразмерное время
$c = c(r, t)$ и $N = N(r, t)$	массовые концентрации вещества в жидкой (на единице объема раствора) и твердой (на единице объема пористой среды) фазах
$v = v(r, t)$	скорость фильтрации
t	время
β	сжимаемость породы
q_0	мощность мгновенного источника жидкости
R_ϕ	радиус вытеснения жидкости
$p = p(r, t)$	давление в пласте
D	коэффициент конвективной диффузии, учитывающий молекулярную и гидродинамическую дисперсию
$T_i = T_i(r, t)$	температура в жидкой ($i = 1$) и твердой ($i = 2$) фазах
m	пористость
$a_1 = \frac{\lambda_{ж}}{c_{ж} \rho_{ж}},$ $a_2 = \frac{\lambda_s}{c_s \rho_s}$	соответствующие коэффициенты температуры проводности для каждой фазы
$\lambda_{ж}, \lambda_s$	коэффициенты теплопроводности
$c_{ж}$ и $\rho_{ж}, c_s$ и ρ_s	теплоемкость и плотность жидкой фазы, теплоемкость и

	плотность твердой фазы
r	радиальная координата
χ	коэффициент пьезопроводности
ρ_s, ρ_f	плотности жидких и твердых фаз
α	коэффициент теплообмена между фазами пористой среды
ε	гидропроводность пласта
ε^*	приведенная гидропроводность
S	числовое значение параметра скин-фактора
Re	число Рейнольдса
W	объем жидкости, закачиваемый в пласт
Q_0	дебит скважины при отсутствии зоны кольтматации
Q_1	дебит скважины, связанный с изменением забойного давления по времени
Q_2	дебит скважины, зависящий от фильтрационных свойств пласта
IRR	(Internal Rate of Return) иностранная аббревиатура внутренней нормы доходности
NPV	ставка дисконтирования, которая приравнивает чистую приведенную стоимость проекта к нулю (в иностранной аббревиатуре)
CF	сумма чистого денежного потока в период времени в иностранной аббревиатуре (месяц, квартал, год и т.д.)
PP	простой срок окупаемости проекта в годах (в иностранной аббревиатуре);
DPP	дисконтированный срок окупаемости проекта в годах (в иностранной аббревиатуре);
KFc_2	среднегодовые поступления денежных средств от нового проекта при выходе его на запланированные объемы производства/продаж (в иностранной аббревиатуре);
ΦEC	фильтрационно-ёмкостные свойства
$ПЗП$	призабойная зона пласта
$МУН$	методы увеличения нефтеотдачи
$СКО$	солянокислотная обработка
$ПЗС$	призабойная зона скважины
$ТКО$	термокислотная обработка

<i>ПФ</i>	производственный филиал
<i>АСК</i>	алкилированная серная кислота
<i>ЭЦН</i>	электроцентробежный насос
<i>УЭЦН</i>	установка электроцентробежного насоса
<i>АСПО</i>	асфальто-смолисто-парафиновые отложения
<i>КМЦ</i>	карбоксилметилцеллюлоза
<i>САВ</i>	смолисто-асфальтеновые вещества
<i>КИН</i>	коэффициент извлечения нефти
<i>ПНФ</i>	прямогонные нефтяные фракции
<i>ПАВ</i>	поверхностно-активные вещества
<i>КС</i>	кислые стоки
<i>НОК</i>	низкомолекулярные органические кислоты
<i>КХДВ</i>	комплексное химико-депресссионное воздействие
<i>КО</i>	кислотная обработка
<i>ССБ</i>	сульфидспиртовая барда
<i>ПАА</i>	полиакриламиды
<i>КХДВ</i>	комплексное химико-депресссионное воздействие
<i>НПК</i>	низкопроницаемые коллекторы
<i>ГКР</i>	глинокислотный раствор
<i>ОПЗ</i>	обработка призабойной зоны
<i>ВНД</i>	внутренняя норма доходности

ВВЕДЕНИЕ

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

Особенности геологического строения территории месторождений Эмбенского 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 задач 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.

Цель работы. 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. Проанализировать причины ухудшения состояния скважин для выбора и обоснования технологии воздействия на призабойную зону скважин.
2. Провести теоретический анализ влияния фильтрационно-емкостных свойств прискважинной зоны пласта на темп закачки жидкости при стационарных тепловых воздействиях.
3. Привести теоретические расчеты технологических параметров кислотной и термокислотной обработки околоскважинной зоны пласта.
4. Сделать технико-экономическое обоснование технологической схемы термокислотной обработки призабойной зоны пласта для интенсификации добычи нефти.

Методы исследования.

При решении поставленных задач в работе были использованы методы математической статистики, регрессионного анализа, промысловых и лабораторных методов замера вязкости и дисперсного состава двухфазных систем, глубинных приборов замера давления, 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.

Объектом исследования являются объекты разработки месторождения Эмбинского региона, где используется физико-химические методы обработки ПЗП.

Научная новизна.

1. С использованием моделей системы «скважина призабойная 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.

Достоверность научных результатов. 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.

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 условно составляет 20 158 248 тг в год.

Основные научные положения, выносимые на защиту:

1. Разработка теоретических предпосылок обоснования эффективности обработок ПЗП предварительно нагретыми кислотными композициями
2. Новая методика технологического расчета темпа закачки, давления нагнетания и глубины обработки ПЗП в зависимости от температуры раствора и концентрации используемого состава химического реагента
3. Методика технико-экономического обоснования применения термокислотной обработки в объектах разработки месторождения Восточная Кокарна.

Публикации. По теме диссертации опубликованы 9 печатных работ.

Структура и объём работы. Диссертация состоит из введения, четырёх разделов, заключения, списка использованных источников из 95 наименований. Работа изложена на 168 страницах, содержит 31 рисунков и 45 таблиц.

1. АНАЛИЗ ПРИЧИН УХУДШЕНИЯ СОСТОЯНИЯ СКВАЖИНЫ И ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ТЕРМОКИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ

Решение задач разработки эффективных методов восстановления и увеличения продуктивности скважин в юрских пластах требует изучения факторов снижения проницаемости призабойной зоны при бурении, глушении и различных технологических обработках.

Известно, что в процессе строительства и эксплуатации скважин в призабойной части пласта, формируется система околоскважинных призабойных зон пласта (ПЗП) с измененными значениями фильтрационных свойств (Санников, 2001). В зонах ухудшенной проницаемости теряется значительная часть энергии фильтрующихся флюидов.

В работах (Михайлова, 1987) и (Александрова, 2005) показано, что снижение проницаемости в околоскважинной зоне может достигать 100-кратной величины и более. Поэтому для правильного выбора технологии воздействия на призабойную зону скважин необходимо выявить радиус зоны ухудшенной проницаемости и степень ухудшения проницаемости в этой зоне. Многочисленными исследованиями установлено достаточно много причин, объясняющих ухудшение состояния околоскважинной зоны пласта (Апасов, 2004). В настоящем разделе приводится анализ основных процессов, связанных с кольтатацией и вредным воздействием применяемых химических реагентов, приводящих к снижению фильтрационно - ёмкостных свойств (ФЕС) призабойной зоны пласта.

1.1. Геологические условия и причины снижения проницаемости призабойной зоны пласта. Краткая характеристика месторождений нефти Эмбенского региона Юго-Восточной части Прикаспийской впадины и основные причины снижения проницаемости призабойной зоны пласта

Призабойная зона скважины - участок пласта, непосредственно прилегающий к забою скважины. Здесь скорость движения жидкости, перепады давления, потери энергии, фильтрационные сопротивления максимальны. Даже небольшое загрязнение ПЗП существенно снижает производительность скважины. Воздействие на ПЗП с целью восстановления или увеличения проницаемости основано на растворении привнесенных в пласт извне или образовавшихся в пласте кольтатантов.

Снижение проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП) происходит и в процессе эксплуатации скважин по различным причинам. К ним можно отнести:

- глушение скважин перед подземным ремонтом некондиционными растворами или водой с повышенным содержанием мехпримесей;
- несоблюдение технологии проведения различных геолого-технических мероприятий (ГТМ);

- несвоевременное и некачественное освоение скважин после проведения геолого-технических мероприятий (кислотные обработки, обработки ПЗП оксидатом, щелевая разгрузка с кислотной обработкой и так далее);
- отложения смолопарафиновых соединений;
- химическую и биологическую кальматацию;
- закачку в пласт воды при заводнении с превышением допустимых норм по механическим примесям (30 мг/л) и т.д.

Значительным источником снижения проницаемости ПЗП в период эксплуатации скважины является загрязнение призабойной зоны во время «глушения» скважин перед проведением подземного ремонта.

Процессу загрязнения пласта способствуют:

- снижение пластового давления, за счет чего создаются условия для более глубокого проникновения в пласт механических примесей с жидкостью глушения;
- частичная декальматация прифилтровой части пласта потоком закачиваемой жидкости и перенос кольматанта вглубь пласта;
- образование осадков солей при смешении пресной и пластовой воды «глушения» из-за неодинакового ионно-катионного состава и механических веществ в пресных водах при «глушении» скважин перед подземным ремонтом;
- захват шламовых накоплений и продуктов коррозии с забоя скважины.

Из-за высоких скоростей продвижения жидкости при глушении в прифилтровой зоне пласта наблюдается так называемый режим вытеснения. Под действием высоких градиентов давлений вытеснения и скорости продвижения жидкости происходит локальное разрушение сплошности смачивающей фазы в наиболее проницаемой части пласта. Гидрофобная по отношению к породе фаза (нефть) остается закупоренной в средних и мелких порах. Таким образом, после глушения скважины призабойная зона пласта представляет собой слоисто-неоднородную по флюидному насыщению структуру. Проницаемые участки, как правило, отмыты от нефти, а менее проницаемые имеют пленочную и зацементированную нефть.

Факторы, снижающие гидропроводность призабойной зоны скважин можно отнести к трем группам: гидромеханические, термохимические и биологические.

Гидромеханические факторы в большей степени проявляются в нагнетательных скважинах. Они основаны на гидромеханическом загрязнении фильтрующей поверхности призабойной зоны механическими примесями и углеводородными соединениями, содержащимися в закачиваемой в пласт воде. Это мелкие частицы песка, глины и карбонатов,

окислов железа, гидратов окислов железа, продукты жизнедеятельности микроорганизмов и растений. Суммарное содержание механических примесей в водах системы поддержания пластового давления (ППД) часто превышает допустимые нормы (30 мг/л) в несколько раз.

В период нарушения режима работы промысловых установок подготовки нефти и воды количество взвешенных частиц (КВЧ) в сточных водах может достигать 2000-5000 мг/л. Негативное влияние на загрязнение ПЗП оказывает даже незначительное (пленочное) содержание нефтепродуктов в закачиваемой воде. Механические частицы, покрытые слоем нефтепродуктов, состоящих в основном из смол и асфальтенов, обладают повышенной липкостью, что приводит к интенсивному заиливанию порового пространства призабойной зоны пласта. Со временем может произойти образование вязкопластичной фазы со структурно-механическими свойствами. Упрочнению этой структуры способствует низкая (6-8° С) температура закачиваемой в зимнее время воды.

К термохимической группе факторов, снижающих гидропроводность ПЗП, относятся нерастворимые осадки, которые образуются при смешивании пресной и пластовой воды. При этом может наблюдаться образование неорганических солей, гипса, выпадение кристаллов парафина и на их основе - возникновение асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО). Процесс осадкообразования возможен при соответствующих условиях. К ним следует отнести несовместимость по химическому составу закачиваемых в пласт пресных и пластовых вод, высокое содержание в добываемых нефтях высокомолекулярных углеводородных соединений, низкую пластовую температуру, темп закачиваемой воды, высокую температуру насыщения нефти парафином и др.

К этой же группе факторов снижения гидропроводности относится набухание глин при воздействии на них различного состава вод.

К термохимической группе факторов снижения проницаемости ПЗП относится выпадение нерастворимых в кислотных растворах солей, гидрата окиси железа, сульфидных и силикатных соединений. Эти процессы наблюдаются обычно при несоблюдении режима кислотных обработок, при применении некондиционных растворов.

К биологической группе факторов, ухудшающих гидропроводность призабойной зоны пласта (ПЗП), относится загрязнение ее продуктами жизнедеятельности микроорганизмов и бактерий. При заводнении нефтяных пластов водами, содержащими сульфатосоединения, возможно заражение скважин сульфатвосстанавливающими бактериями (СВБ). Появление их в пласте не только ухудшает проницаемость продуктивных коллекторов, но и отрицательно сказывается на технологических процессах добычи нефти, так как при этом в добываемой нефти появляется сероводород H_2S , вследствие чего усиливается коррозия нефтепромыслового оборудования, ухудшается качество нефти, осложняется ее промысловая подготовка и переработка

нефти на нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ). Сюда же можно отнести загрязнения ПЗП биомассой, приносимой закачиваемой водой, взятой из водоемов с активно развитыми биогенными процессами.

Условно методы увеличения проницаемости пород призабойной зоны скважин разделяют на химические, механические, тепловые, физические и вибрационные.

Химические методы чаще применяются и дают хорошие результаты в карбонатных коллекторах, а также в цементированных песчаниках, в состав которых входят карбонатные включения и карбонатные цементирующие вещества. Химические методы воздействия применяют, когда можно растворить породу пласта или элементы, отложение которых обусловило ухудшение проницаемости ПЗП (соли, железистые отложения и др.). Наиболее распространенным методом при этом является проведение кислотной обработки. Механические методы увеличения проницаемости призабойной зоны пласта применяют в продуктивных пластах, сложенных плотными породами, с целью создания дополнительных новых или расширения существующих трещин в призабойной зоне пласта с целью приобщения к процессу фильтрации новых удаленных частей пласта. К этому виду воздействия относится гидравлический разрыв пласта, щелевая разгрузка и так далее.

Тепловые методы применяются в тех случаях, когда в призабойной зоне пласта образуются смолопарафиновые отложения, также при добыче вязких и высоковязких нефтей. Прогрев призабойной юны с целью удаления из нее смол, парафина, асфальтенов осуществляют с помощью прогрева ПЗП глубинными электронагревателями, острым паром, перегретой водой, горячей нефтью и так далее. При этом в призабойной зоне пласта должна создаваться и поддерживаться температура выше температуры плавления смолопарафиновых отложений. Физические методы предназначены для удаления из призабойной зоны скважины остаточной воды и твердых мелкодисперсных частиц, что и увеличивает проницаемость пород для нефти.

Последнее время с целью улучшения проницаемости призабойной зоны пласта в нефтяных и нагнетательных скважинах применяют волновой, вибрационный, гидроимпульсный и акустический методы. Эти методы находятся в стадии доработки и совершенствования.

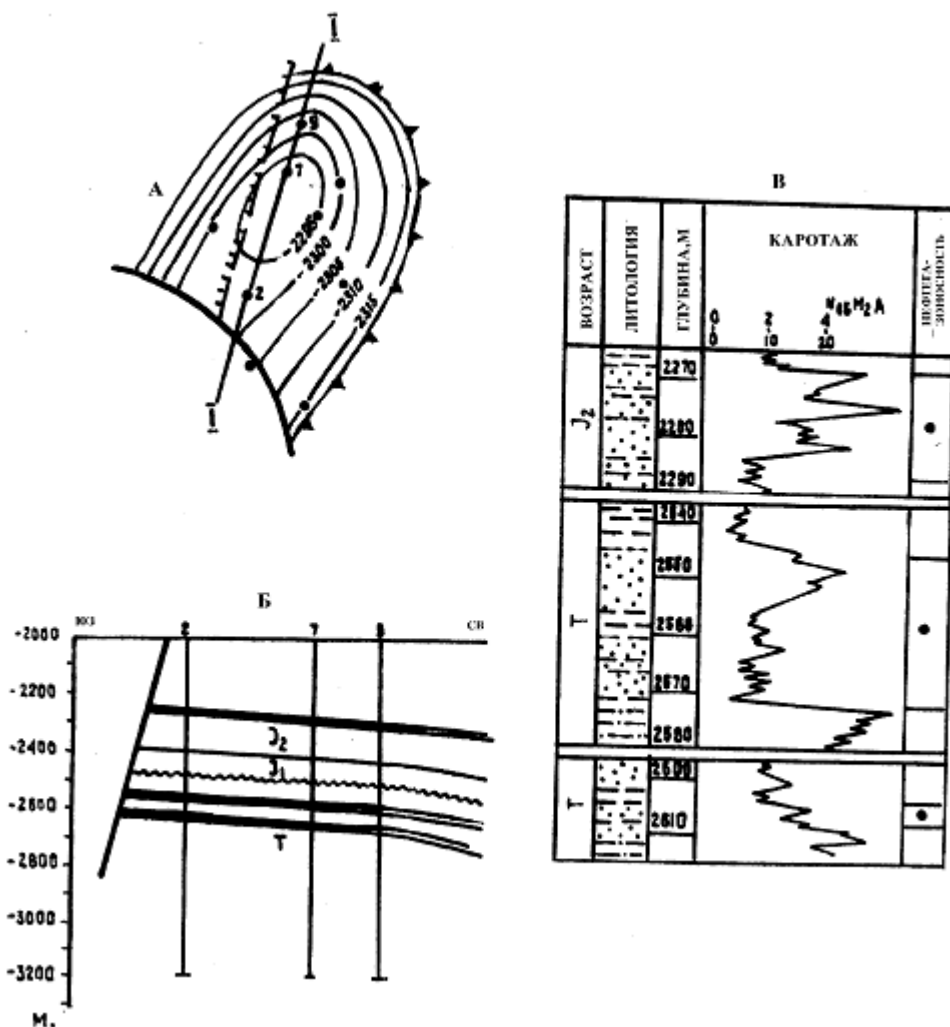
Урало-Эмбенский район состоит из ряда отдельных нефтеносных куполов, разбитых сбросами, но так как эти купола тесно связаны с залежами соли, то о них более подробно будем говорить несколько ниже (Санников, 2001).

Формирование солянокупольного поднятия сопровождается многочисленными разрывами, а иногда и раздроблением вышележащих пород. Для соляных куполов Эмбенского района характерно образование грабенов в сводовой части надсолевого поднятия (Смит, 1971). Нефть и газ

месторождений Прикаспийской впадины весьма разнообразны по своему составу. В северной части Эмбенского района нефти маслянистые (месторождения Байчунас, Доссор, Макат и др.), они малосмолисты и характеризуются полным отсутствием парафина и низким содержанием бензиновых фракций. Залежи маслянистых нефтей находятся на небольших глубинах. В южной части этого района (Косчагыл, Кульсары) в составе нефтей увеличивается содержание бензиновых фракций, а еще южнее появляются смолы, парафин и сера. Нефти пермо-триасового и среднеюрского комплексов месторождений Восточная Кокарна и Кара-арна более легкие по сравнению с нефтями вышележащих отложений (Марсахин, 1977).

Впервые в подсолевых отложениях Эмбенского района открыто нефтяное месторождение Тенгизское, расположенное в юго-восточной части Прикаспийской впадины, что подтверждает высокие перспективы нефтегазоносности этих отложений. В надсолевом комплексе выявлены нефтяные месторождения Досмухамбетовское, Восточная Кокарна и нефтяная залежь на площади Доссор. На месторождении Восточная Кокарна продуктивны пермотриасовые отложения, на Досмухамбетовском – юрские (Мамедов, 1984).

Нефтяное месторождение Кокарна Восточная находится в Эмбенском районе Атырауской области, в 150 км к юго-востоку от г. Атырау. Структура выявлена и подготовлена к глубокому бурению сейсморазведкой в 1977 г. Поисковые работы начаты в 1978 г. В 1979 г. открыто месторождение и начато разведочное бурение, завершенное в 1986 г. В тектоническом отношении представляет собой двукрылую солянокупольную структуру (рисунок 1.1).



А- структурная карта по кровле среднеюрского продуктивного горизонта I-I; Б-геологический разрез по линии I-I; В-разрез продуктивной части отложений;

Рисунок 1.1-Нефтяное месторождение Кокарна Восточная

В разрезе продуктивной части месторождения выделено 3 нефтяных горизонта: I среднеюрский, II триасовый и III триасовый. Глубина залегания II среднеюрского горизонта составляет 2263 м, а триасовых горизонтов 2346-2603. Залежи пластовые, тектонически экранированные. Высота залежи II среднеюрского горизонта равна 28 м, триасовых горизонтов - 20 и 36 м. ВНК находится на отметках - 2317 -2661 м.

Разрез продуктивной толщи сложен терригенными породами, коллектора поровые. Открытая пористость коллекторов 16-19%, проницаемость 0,017-0,043 мкм², нефтенасыщенности 0,54-0,6. Начальные дебиты нефти 154,3 м³/сут (7 мм штуцер) и 115 м³/сут (5 мм штуцер) соответственно в II среднеюрском и III триасовом горизонтах. Газовый фактор 29,6 м³/м³. Начальное пластовое давление 25-29,4 МПа, температура 71-84 °С. Плотность нефти 844 кг/м³. Нефти малосернистые 0,47%, парафинистые 2,4%, смолистые 6,4%, содержат 1,4% асфальтенов. Состав газа: метан 47,25%, этан 6,74%, пропан 9,29%, изобутан 2,27%, н-бутан 7,09%, пентан + высшие 3,8%, азот + редкие 12,88%, углекислый газ 1,99%. Режим работы залежей водонапорный. Пластовые воды

хлоркальциевые, плотностью 1139-1156 кг/м³ и минерализацией 24,6-251,1 г/л. Месторождение до 2000 года находилось в консервации. 07 декабря 2000 года ТОО "Казахойл-Тельф" ввело его в пробную эксплуатацию. На обустройство месторождения в течение 1999 - 2000 годов предприятием "Казахойл-Тельф" было инвестировано 700 млн.тг. Начальные запасы нефти на этом месторождении оцениваются в объеме 2 108 тыс. тонн.

Основные причины снижения проницаемости призабойной зоны пласта

Многочисленные работы по физическому моделированию и гидродинамическим исследованиям свидетельствуют о весьма сильном снижении фильтрационных свойств низкопроницаемых коллекторов со сложной геометрией порового пространства при первичном вскрытии, глушении, а также во многих случаях, при проведении кислотных обработок нефтяных скважин. При этом основным фактором снижения продуктивности является формирование устойчивой зоны проникновения в пласт водных растворов, приводящих к снижению фазовой проницаемости и притока нефти к забоям скважин. В работе Михайлова Н.Н. (Михайлов, 1987) отмечается, что по данным гидродинамических исследований в процессе эксплуатации скважин пластов нижнего мела и юры (АБ, БВ, ЮВ), проницаемость призабойной зоны добывающих скважин может быть в 1,6 - 2,2 раза ниже, чем в удаленной зоне пласта. Число скважин с пониженной проницаемостью призабойной зоны по различным месторождениям может достигать 60%. Процесс восстановления проницаемости пласта после бурения может затягиваться на очень длительный период.

Во многих случаях проведение кислотных обработок приводит к снижению проницаемости в окрестности скважины и потере продуктивности в низкопроницаемых пластах со сложной геометрией порового пространства.

Специалистами КазНИПИнефть (Казахстан, Атырауская область) были выполнены статистические и промысловые исследования по оценке снижения продуктивности скважин при проведении солянокислотных обработок в низкопроницаемых карбонатных коллекторах. Несмотря на то, что механизмы кислотных обработок терригенных и карбонатных коллекторов различны, причины снижения проницаемости призабойной зоны остаются достаточно близкими. Рассматриваемые скважины эксплуатировались в залежах или на отдельных участках залежей с весьма низкопроницаемыми коллекторами, являлись безводными или мало обводненными.

Было установлено, что по данным скважинам отмечается низкая успешность обработок - в среднем 45%. При этом по первой категории обработок, которые оказались эффективными, была достигнута высокая средняя кратность прироста дебита нефти в 2,4 раза. Однако, среди неэффективных обработок отмечалось достаточное количество (32% от общего числа СКО) с уменьшенным дебитом нефти после солянокислотного воздействия. Средняя кратность снижения дебита нефти после обработок составила 2,2 раза. Снижение проницаемости было вызвано, в первую очередь, формированием после кислотных обработок водной блокады, обусловленной высокими значениями поверхностного натяжения продуктов реакции соляной

кислоты на границе с нефтями, выпадением в осадок солей железа, а также, возможно, и другими факторами. Для определения фактов блокирования пласта продуктами реакции кислотных растворов в условиях низкопроницаемых коллекторов были проведены специальные исследования с применением индикаторного метода контроля выноса из пласта химических реагентов. При проведении обработок в кислотный раствор вводился специальный водорастворимый индикатор, совместимый с соляной кислотой. После запуска скважин в эксплуатацию механизированным способом производился регулярный отбор устьевых проб жидкости. В пробах жидкости определялось содержание индикатора, водной фазы (выносимые из пласта продукта реакции в виде раствора хлористого кальция магния), а также остаточная концентрация кислоты (Сергиенко и др., 2001).

Кольматация пласта фильтратом и твердой фазой буровых растворов

Многочисленными модельными и промысловыми исследованиями низкопроницаемых поровых коллекторов установлено, что глубина проникновения твердой фазы буровых и цементных растворов составляет несколько сантиметров. Низкая проницаемость и малый диаметр поровых каналов препятствуют глубокому проникновению твердой фазы растворов, поэтому кольматация пласта твердой фазой растворов не может рассматриваться как значимый фактор снижения продуктивности скважин в юрских пластах (Гуторов и др., 2007). Что касается фильтрата промысловых жидкостей, то глубина его проникновения в гидрофильных юрских пластах с высокой остаточной водонасыщенностью может быть весьма значительной. При перфорации пласта происходит вскрытие на глубину, значительно превышающую глубину проникновения твердой фазы растворов, в то же время не всегда обеспечивается вскрытие зоны, блокированной фильтратом буровых и цементных растворов.

Сильное повреждение пласта водными растворами происходит при глушении и кислотных обработках. В этих случаях, также как и при попадании в пласт фильтрата в процессе первичного вскрытия и цементирования, происходит формирование зоны высокой водонасыщенности, которая является одним из основных факторов снижения продуктивности скважин в низкопроницаемых коллекторах (Сулейманов и др., 2004).

Приведем несколько весьма убедительных примеров повреждения пласта фильтратами растворов при бурении, глушении скважин и кислотных обработках. По данным А.Ш. Янтурина, В.И. Некрасова, М.Г. Вятчинина и др. (Янтурин, 1999), на основании лабораторных и аналитических исследований было установлено, что для полимиктовых коллекторов месторождений Западной Сибири проникновение фильтрата глинистого или полимерного растворов приводит к существенному снижению проницаемости и необходимости создания значительных депрессий для декольматации пласта.

Для очистки призабойной зоны при проникновении инфильтрата растворов на глубину 1 метр и эффективного освоения скважины с проницаемостью $0,05 \text{ мкм}^2$ необходимо создать дополнительную депрессию на пласт от 2,5 до 6,5 МПа, а при проницаемости пласта $0,02 \text{ мкм}^2$ необходимо

создать депрессию от 3,7 до 7,7 МПа. При проникновении инфильтрата на глубину 2 метра для эффективной очистки и освоения скважин с проницаемостью пласта 0,05 мкм² необходимо создать депрессию от 12 до 25 МПа и более, а с уменьшением проницаемости до 0,02 мкм² необходимо создание еще большей депрессии на пласт для очистки призабойной зоны.

Значительное влияние глушения на снижение продуктивности скважин, вскрывших низкопроницаемые пласты, было установлено при анализе межремонтного периода эксплуатации скважин юрской залежи Покамасовского месторождения, выполненном А.Н. Дроздовым с соавторами в работе (Дроздов и др.,1999). Так, при освоении из бурения скважины 705 был спущен насос ЭЦН5-40-1400 на глубину 1509 м. Нарботка на отказ составила 1150 сут. (17.12.88 г. – 9.02.91 г.). После выполнения ремонтов с глушением скважины водными растворами хлористого кальция происходило стремительное падение наработок УЭЦН. Вторая установка ЭЦН 50-1300 отработала 720 сут., третья ЭЦН-50-1700 отработала 141 сут., а четвертая ЭЦН-50-1700 – только 56 суток. После глушения при выводе на режим скважин юрской залежи Покамасовского месторождения происходили срывы подачи, уменьшилась наработка, а многие скважины не успевали восстанавливать продуктивность до последующего выхода ЭЦН из строя.

Во многих случаях (Санников,1990,1999), проведение кислотных обработок приводит к снижению проницаемости в окрестности скважины и потере продуктивности в низкопроницаемых пластах со сложной геометрией порового пространства.

Индикаторные исследования были проведены на низкопродуктивных скважинах Мармовичского месторождения ПО «Белоруснефть». При проведении обработок в кислотный раствор вводился специальный водорастворимый индикатор, совместимый с соляной кислотой. После запуска скважин в эксплуатацию механизированным способом производился регулярный отбор устьевых проб жидкости. В пробах жидкости определялось содержание индикатора, водной фазы (выносимые из пласта продукта реакции в виде раствора хлористого кальция магния), а также остаточная концентрация кислоты.

В таблице 1.1. приведены геолого-физические данные по скважинам 74 и 77 и результаты проведенных исследований.

Таблица 1.1

Результаты индикаторных исследований выноса из пласта продуктов реакции после солянокислотных обработок скважин

Показатели	Единица измерения	Скважина № 74	Скважина № 77
Горизонт		D ₃ ² zd	D ₃ ² zd
Минералогический состав		Доломиты	Доломиты
Тип коллектора		Поровый	Поровый
Проницаемость	мкм ²	8	8
Дебит нефти после кислотной обработки	т/сут	2,4	2,0
Коэффициент продуктивности	м ³ /сут·МПа	0,26	0,23

Обводнённость	%	0	0
Пластовое давление	МПа	24,6	19,6
Объём закачки 12% соляной кислоты	м ³	15	8
Концентрация индикатора в кислотном растворе	г/л	8,0	4,2
Количество вынесенного индикатора и продуктов реакции	%	49,5	25,8
Объём растворенной породы	м ³	0,84	0,46

Источник: таблица составлена соискателем на основании данных промыслов

Из таблицы 1.1 следует, что продукты реакции кислоты с породой выносились 12 суток, после чего их поступление прекратилось. При этом общее количество вынесенного индикатора, а, значит, и продуктов реакции, составило 49,5%. По скважине 74 объем выноса из пласта продуктов реакции составил только 25,8%. На данном этапе скважины 74 и 77 вышли на безводную продукцию, при этом большая часть прореагировавшей кислоты не вынеслась при депрессиях на пласт до 6 МПа.

Приведенный пример свидетельствует о важности и необходимости проведения аналогичных исследований при внедрении различных кислотных растворов и других интенсифицирующих реагентов в низкопроницаемых коллекторах независимо от их минералогического состава. Это особенно относится к юрским пластам, которые характеризуются низкой проницаемостью и высокой водонасыщенностью.

В работе исследователя (Kalpakci, 1990) приводятся результаты исследований по оценке степени повреждения карбонатных кернов нейтрализованным солянокислотным раствором, содержащим соли железа и ингибитор коррозии уникорл ПБ-5. В таблице 1.2 приведены результаты этих исследований.

По данным авторов статьи, степень снижения проницаемости пласта при закачке кислотного состава, содержащего 0,25% железа, повышалось в 20 раз. После обратной промывки проницаемость карбонатных образцов также не восстановилась. При включении в данный состав уксусной кислоты происходит связывание соединений железа, что многократно снижает кольматирующую способность нейтрализованного кислотного раствора. Рядом исследователей предлагаются составы для обработки юрских пластов месторождений Западной Сибири, содержащие уксусную кислоту в качестве стабилизаторов, связывающих соединения железа.

Таблица 1.2

Влияние солей железа и уксусной кислоты в солянокислотном растворе на проницаемость карбонатных пород

№ опыта	Массовый расход модельного раствора	Проницаемость образца 10 ⁻³ мкм ²			$\frac{k_1}{k_3}$
		До фильтрации раствора (k ₁)	После фильтрации раствора (k ₂)	После обратной промывки (k ₁)	
1	CaCl ₂ -12,0; HCl-0,5; ПБ-5-0,5	280	50	99	2,83
2	CaCl ₂ -12,0; HCl-0,5; ПБ-5-0,5	164	29	65	2,52
3	CaCl ₂ -12,0; HCl-0,5; ПБ-5-0,5;	83	3	4	20,8

	Fe-0,25				
4	CaCl ₂ -12,0; HCl-0,5; ПБ-5-0,5; Fe-0,25	64	2	3	21,3
5	CaCl ₂ -12,0; HCl-0,5; ПБ-5-0,5; Fe-0,25; уксусная кислота-1,5	195	102	181	1,08

Источник: составлена соискателем на основе данных ранее проведенных лабораторных исследований

Однако следует отметить, что из-за ограниченной термостабильности уксусной кислоты (до 60⁰С) ее применение в юрских пластах оказывается неэффективным, что подтверждается стандартными тестами на мраморной пластинке. Поэтому разрабатываемые кислотные составы для юрских пластов должны содержать более эффективные высокотемпературные стабилизаторы гидроксидов железа.

К технологическим приемам, минимизирующим кольматацию пласта соединениями железа при обработке добывающих скважин, относится предварительное протравливание лифта солянокислотным раствором пониженной концентрации с обратной промывкой из скважины продуктов реакции. Данную операцию следует в обязательном порядке включать в регламенты на проведение кислотных обработок.

Как показывают исследования по скважине 54 Осташковичского месторождения, такая операция позволит практически полностью предотвратить попадание железа при закачке кислоты по трубам в процесс с кислотных обработок. Предварительное протравливание НКТ является обязательным элементом технологии кислотного воздействия, выполняемого зарубежными сервисными компаниями.

Образование гелеобразных осадков при кислотных обработках добывающих скважин в юрских пластах является одним из наиболее существенных факторов снижения проницаемости призабойной зоны. В составе юрских коллекторов присутствует до 25% различных глинистых минералов, из которых преобладает коалинит (до 70% от общего количества глин), а также присутствуют гидрослюдистые, хлоритовые и смешаннослойные глинистые составляющие. Это определяет образование гелеобразных осадков при взаимодействии с глинокислотными растворами, применяемыми при проведении кислотных обработок. Реакция фтористоводородной кислоты, входящей в состав глинокислотных растворов с глинами, полевым шпатом и другими минералами, приводит к вторичным образованиям, которые при снижении кислотности образуют гелеобразные осадки. Для предотвращения вторичных образований при взаимодействии глинокислоты с глинистыми песчаниками многие авторы рекомендуют снижение концентрации соляной кислоты до 6-8%, а плавиковой до 0,5-1 %, а также введение взаимных растворителей для снижения межфазного натяжения кислотного раствора на границе с нефтями. Такие выводы для юрских коллекторов были сделаны в работе (Сергиенко, 2011) на основании изучения на естественных кернях процесса кольматации пласта глинокислотными растворами. Данные рекомендации вполне правомерны при кислотных обработках юрских пластов,

однако недостаточны, т.к. для обеспечения предотвращения образования гелеобразных осадков интенсифицирующие реагенты должны дополнительно содержать специальные комплексообразователи и стабилизаторы.

Образование эмульсий при проведении кислотных обработок и глушении скважин, наряду с осадкообразующими процессами, в определенных условиях является фактором блокирования фильтрационных каналов и снижения проницаемости призабойной зоны. Следует отметить, что этот фактор может иметь подчиненное значение в высокотемпературных юрских пластах, содержащих легкие нефти с небольшим количеством природных эмульгаторов - смол и асфальтенов (Мардонов и др., 2007). Однако, при подборе жидкостей глушения и кислотных составов, содержащих поверхностно-активные вещества, фактор образования эмульсий должен проверяться лабораторными методами в условиях, приближенных к пластовым.

Миграция тонких частиц, к которым относятся коалиновые глины и другие, слабо набухающие мельчайшие частицы, по мнению многих исследователей, является существенным фактором коальятации низкопроницаемых полимиктовых песчаников. Опасность коальятации поровой среды тонкими частицами возникает при неполном их растворении кислотами. При отделении от стенок пор нерастворенных частиц коалинита в процессе дренирования скважины и перемещения их в поровой среде к забою скважины происходит их защемление в тонких межзерновых каналах и частичная или полная коальятация пласта. В настоящее время вопрос предотвращения коальятации пласта мигрирующими нерастворенными частицами не имеет кардинальных решений. Для сведения к минимуму такой возможности специалистами компании Шелл (Кроуи, 1996), (Pollard, 1959) был предложен вариант снижения интенсивности закачки кислотных растворов с целью предупреждения отрыва тонких частиц с поверхности пор. Второй, химический способ предотвращения миграции тонких частиц, включает использование систем, не содержащих изначально плавиковую кислоту, а образующих ее в пласте при реагировании закачиваемых компонентов. Это обеспечивает большую продолжительность реакции и глубину проникновения активной кислоты для максимального растворения тонких частиц. Решение вопросов более детальной оценки значимости данного фактора снижения продуктивности скважин в юрских пластах является одним из важных вопросов контроля над коальятацией пласта и предотвращения его отрицательного воздействия. Необходимость изучения этих явлений объясняется наличием большого содержания коалинита в составе цемента юрских пластов (Баренблатт и др., 1972).

Набухание глин относится также к одному из основных факторов снижения проницаемости призабойной зоны пласта.

Наличие в пласте смешаннослойных набухающих глин приводит при глушении скважин и кислотных обработках к значительным повреждениям пласта слабоминерализованными растворами. Влияние данного фактора на продуктивность скважин может быть весьма значительным и требует количественной оценки по данным исследований на естественных кернах.

Изменение структуры порового пространства и, как правило, связанное с ним ухудшение проницаемости пород-коллектора обуславливаются в основном набуханием глинистых компонентов породы, их дегазацией, а также перемещением и скоплением потерявших связь с поровой поверхностью частиц в сужениях пор (Маслянцев и др.,1980).

Различие кинетики набухания грунта в воде и в кислоте объясняется тем, что после завершения физико-химических процессов, обуславливающих адсорбцию молекул воды, происходит взаимодействие щелочноземельных элементов грунта с ионами серной кислоты. Этот процесс отличается от процесса набухания грунта при замачивании водой и характеризуется значительной величиной деформаций, превышающей в 2—7 раз величину деформаций набухания в воде (Байдюк,2007),(Bourdet,1983,2002). Поэтому в отличие от обычного набухания при замачивании агрессивными средами, т. е. когда появляются новообразования, назовем «химическим набуханием».

Экспериментами выявлены закономерности набухания грунтов при замачивании их растворами кислоты. Установлено, что набухание грунта возрастает с уменьшением начальной влажности, действующей нагрузки, а также структурной связности и увеличивается с возрастанием количества глинистых частиц и плотности грунта.

Давление набухания при замачивании растворами кислоты с возрастанием концентрации увеличивается. Так, при замачивании водой давление набухания равно 19 Н/см², а при замачивании 1 и 20%-ным раствором кислоты оно соответственно равно 55 и 170 Н/см². Величину относительного набухания при отсутствии внешней нагрузки в случае замачивания растворами серной кислоты (при концентрации $c \geq 1$) можно определить по формуле:

$$\delta_k = a(c - 1) + b\delta_n, \quad (1.1)$$

где δ_n — относительное набухание грунта без нагрузки при замачивании водой в %;

a, b — безразмерные коэффициенты (для элювиальных грунтов Урала они равны: $a = 2,15$ и $b = 2,5$);

c — концентрация раствора в %.

Давление набухания, развиваемое при замачивании грунта раствором кислоты, определяется по формуле:

$$p_k = 0,3\delta_k \quad (1.2)$$

Проведенные исследования показали (Бабаян и др.,1983), что незначительное содержание в воде серной кислоты приводит к существенному увеличению набухания и давления набухания грунта, в то время как при замачивании водой эти величины оказываются незначительными. Поэтому при проектировании предприятий

сернокислотных производств необходимо проводить исследования свойств набухания всех глинистых грунтов при замачивании их растворами серной кислоты.

Влияние растворов NaCl, CaCl₂ и FeCl₃ на набухание исследовалось на образцах нарушенной структуры сарматской ($W_0 = 6\%$, $\gamma_{ск}=1,54$ г/см³) и аральской ($W_0=7\%$, $\gamma_{ск} =1,65$ г/см³) глин (таблицы 1.3 и 1.4). Грунты замачивались растворами, имеющими концентрацию 0,00054—5,85%, при различных нагрузках.

Таблица 1.3

Величина набухания при различном давлении

Глины	Давление МПа					
	0,007	0,05	0,1	0,2	0,3	0,4
Сарматская, замачиваемая						
NaCl (с=5,83%)	35	19,7	15,4	9,8	7	5,6
CaCl ₂ (с=5,55%)	41	19,8	15,9	9,9	7,1	4,8
FeCl ₃ (с=5,41%)	34,5	19,3	14,9	10,2	8	4,8
водой	26,2	9,1	3,5	1,8	-	-
Аральская, замачиваемая						
NaCl (с=5,83%)	42,3	23,4	19,3	13,8	10,2	8,2
CaCl ₂ (с=5,55%)	38,7	20,8	16,8	12,6	9,2	7,7
FeCl ₃ (с=5,41%)	50	23,6	18,5	12,8	10	7,8
водой	29,1	14	9,2	5	2,9	1,2

Источник: составлена соискателем на основе данных ранее проведенных лабораторных исследований

Таблица 1.4

Величина набухания при различной концентрации раствора

Глины	Концентрация раствора N					
	1	0,5	0,1	0,05	0,001	0,0001
Сарматская, замачиваемая						
NaCl	35,9	25,9	31,2	36,6	33,1	32
CaCl ₂	41	-	30,8	49,1	43,1	37,2
Аральская, замачиваемая						
CaCl ₂	38,7	33	30,2	44,5	38,3	32,5
FeCl ₃	50	32,1	30,5	31,2	40,2	8,2

Источник: составлена соискателем на основе данных ранее проведенных лабораторных исследований

Анализ данных таблицы 1.3 показывает следующее: а) величина набухания грунта при замачивании растворами больше величины набухания при замачивании водой в 1,2-7 раз (в зависимости от вида раствора и передаваемой нагрузки); б) с увеличением внешнего давления набухание грунта уменьшается; в) разница в набухании грунта (в пределах глин одной разновидности) при замачивании растворами наблюдается при отсутствии нагрузки, с увеличением внешнего давления эта разница, существенно уменьшается. Указанные закономерности проявляются и при других концентрациях раствора.

Проведенные исследования показали, что с уменьшением концентрации от 1 до 0,0001 *N* набухание проходит через минимум и максимум (таблица 1.4).

Аналогичный характер зависимости набухания от концентрации получен в работах (Austad и др.,1993),(Da Prat G.,1990), (Hurst,1953). Эти эксперименты позволяют объяснить имеющиеся максимумы и минимумы 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 призабойной зоны скважин месторождений Татарии, Казахстана, Оренбургской области и других регионов. 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.

Солеотложение в призабойной зоне скважин юрских пластов в результате смешения остаточной и закачиваемой пластовой воды, очевидно, является малозначимым фактором снижения проницаемости призабойной зоны и продуктивности добывающих скважин. Однако, необходимы гидрохимические исследования по определению возможного солеотложения при смешении остаточной и закачиваемой воды с технологическими жидкостями (растворы глушения и продукты реакции с породной кислотных растворов).

Важнейший фактор, определяющий химический состав солеотложений,- гидрохимические условия продуктивных горизонтов. Результаты лабораторных исследований показывают, 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.

Например, по данным исследователя Гуторова Ю.А. (Гуторов и др.,2007) минерализация вод продуктивных горизонтов (карботнатных) с терригенными типами коллекторов в месторождениях Узеньское и Жетыбаевское с выпадающими солями CaSO_4 BaSO_4 соответственно составляет 13,9 % и 15,2 % , в то же время в месторождениях Самоотлорское и Усть-Балыкское

они составляют около 2%.

1.2. Оценка влияния состава композиций на качество кислотной обработки прискважинной зоны пласта

Одним из наиболее важных характеристик кислотных составов для обработки прискважинных зон пласта (ПЗП) является скорость реакции с породой.

Для низкопроницаемых зон полимиктового коллектора наиболее существенно, чтобы эта скорость была минимальной, особенно при повышенных температурах, так как в противном случае из-за большой удельной поверхности глины вся кислота расходуется в ПЗП. При этом высокое содержание продуктов реакции в процессе нейтрализации кислоты может привести к образованию объемных осадков и последующему закупориванию коллектора. Этот аспект является определяющим, в связи, с чем при работе таких коллекторов рекомендуется использовать составы грязевой кислоты с минимальными концентрациями исходных кислот, например: 3% HF+0, 5 % HCL . Низкая скорость реакции с породой важна также для увеличения глубины обработки.

Другим важным фактором является избирательность воздействия кислотного состава на составляющего коллектора. Преимущественное воздействие кислотных составов на глину и минералы межзернового цемента является причиной низкой эффективности кислотных обработок в полимиктовом глинизированном песчанике. Такое воздействие может привести к разрыхлению и переносу частиц кварца и глины, что закупоривает коллектор его же частицами.

Важное значение в процессе кислотной обработки имеют низкое набухание глин и небольшое межфазное натяжение на границе углеводород-применяемый кислотный состав так как иначе возникают проблемы при закачке кислотного состава в пласт и вызове притока из скважины.

В настоящее время широко используется заводнение нефтяных залежей являющееся наиболее освоенным методом повышения нефтеотдачи. Однако его применение позволяет извлечь не более 55-65 % первоначальных запасов.

Поэтому для увеличения степени извлечения оставшихся запасов нефти широко используются водные растворы высокомолекулярных полимеров. Чаще всего в качестве реагентов полимерного заводнения применяются растворы ПАА и Полиокса, обладающие кинематической вязкостью, равной 10 - 25 мм²/с при температуре 20⁰С. Однако применение этих растворов ограничивают следующие факторы: высокая чувствительность к содержанию солей, резко снижающая вязкость (структурную стабильность); низкий коэффициент извлечения нефти (КИН), особенно в промытых высокообводненных пластах, не более 4 - 7 % даже в лабораторных условиях; вязкость растворов Полиокса, снижающаяся со временем (Магадова,2003).

Отрицательное влияние на нефтеотдачу молекулярно-поверхностных сил

можно частично или полностью устранить использованием при вытеснении нефти углеводородного растворителя для создания в пласте наиболее эффективного смешивающегося вытеснения. В результате между нефтью и растворителем возникает зона полной смешиваемости при отсутствии поверхностного натяжения, что обеспечивает вытеснение капиллярно-удержанной и частично пленочной нефти. Вследствие взаимного растворения пластовой нефти и менее вязкого углеводородного растворителя снижаются вязкость и степень расширения нефти, увеличивается ее подвижность, увеличивается фазовая проницаемость для нефти, и нефтенасыщенность перед фронтом проталкивающего агента, что способствует формированию водонефтяного вала (Сургучев и др.,1991) .

Кроме того, тяжелые компоненты нефти - смолисто-асфальтеновые вещества (САВ) - обладают поверхностной активностью (зарядом) на межфазных границах, поэтому адсорбируются на поверхности породы. В результате происходят гидрофобизация породы и образование граничного слоя, обладающего повышенной вязкостью и упругостью к сдвигу, и значительная часть нефти остается в пласте в виде пленочной, снижаются проницаемость коллектора, фильтруемость нефти в пласте, а в итоге коэффициент извлечения нефти (КИН). Поэтому важно использовать такой метод увеличения нефтеотдачи, который позволял бы перевести пленочную нефть в свободное состояние и тем самым увеличить нефтеотдачу пласта (Мархасин,1977),(Ибрагимов и др.,1994),(Negeman,1993),(Hurst,2006).

При разработке вязких тяжелых нефтей с высоким содержанием САВ и парафинов возможно также выпадение из нефти асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в призабойной зоне. При этом существенно снижаются фильтрационные характеристики, и поры пласта закупориваются. Для промывки призабойной зоны от АСПО часто используют углеводородные растворители или композиции на их основе (Мамедов,1984).

Сведения о применении углеводородных растворителей ароматического характера, отходов химической промышленности (КОРД КОН-48-88, пироконденсат и др.) приведены в работе (Сафин и др.,1996). Однако при их использовании на различных месторождениях получают разные результаты, требуются дополнительные затраты на их транспортировку к местам потребления, а с экологической точки зрения они характеризуются повышенным содержанием ароматических углеводородов. Поэтому более приемлемо в качестве углеводородной основы применять прямогонные нефтяные фракции (ПНФ), получаемые в местах потребления, например дистилят с УКПН, используемый для удаления ЛСПО и промывки скважин. Однако углеводородная оторочка обладает высокой подвижностью, поэтому больший эффект будет достигаться при совместном использовании углеводородных и полимерных составов в виде углеводородной оторочки и буфера подвижности (оторочки водного раствора полимера).

Вследствие контакта полимерных растворов с высокоминерализованной пластовой водой их вязкость существенно снижается, в результате фронт вытеснения может характеризоваться наличием «языков» вторжения, что

приводит к преждевременному прорыву к добывающим скважинам, их высокой обводненности и снижению степени охвата пласта заводнением (Ибрагимов и др.,1991).

При ремонтных работах в скважинах для промывки ствола и забоя применяются техническая вода, растворы хлористого натрия и хлористого кальция, а также различных ПАВ. Однако исследованиями установлено, что качественной очистки забоя при этом не происходит (Микаэл,1992), (Глущенко,1992). На забое скважин после промывки присутствуют различные осадки, взвешенные частицы. Возникает также проблема проникновения промывочной жидкости в пласт, что приводит к набуханию глинистого материала породы. Технологические жидкости для промывки скважин должны быть малофильтруемые в пласт, обладать свойствами защиты структуры глинистых пород и способностью удерживать различные частицы при движении по стволу скважины.

Наиболее эффективный вынос обломочного материала и песчинок с забоя обеспечивается высокими скоростями восходящих потоков промывочной жидкости в стволе скважины. Однако скорость движения потока ограничивается для предотвращения разрыва пласта (Логинов,1966) и нарушения герметичности эксплуатационной колонны. При проведении исследований по подбору рецептуры жидкостей, обеспечивающих вынос отложений с забоя при капитальном и текущем ремонтах 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 ПАА Accotrol (таблица 1.5).

Таблица 1.5.

Пескоудерживающие свойства выбранных растворов

1	2	3	4	5
Состав раствора	Плотность при температуре 20 ⁰ С, кг/м ³	Динамическая вязкость при температуре 20 ⁰ С, МПа·с	Скорость падения песчинок диаметром 0,63-1мм, м/с	Замедление скорости падения число раз
Вода дистиллированная	1000	1,002	0,15	-
5 % ный раствор NaCl	1034	-	0,11	1,4
10 %- ный раствор	1071	-	0,106	1,5

NaCl				
15 %- ный раствор NaCl	1109	-	0,103	1,5
0,5 %- ный раствор КМЦ-750	1000	5,204	0,084	1,9
0,5 % - ный раствор КМЦ-750+5% ный NaCl	1035	3,305	0,05	3,2
1% -ный раствор КМЦ-700	1003	13,189	0,050	3,1
1% -ный раствор КМЦ-700+10% ный NaCl	1076	8,653	0,036	4,3
1,5% -ный раствор КМЦ-700	1006	29,805	0,026	6,0
1,5% -ный раствор КМЦ-700+15% -ный NaCl	1113	23,153	0,018	8,5
2% -ный раствор КМЦ-700	1007	61,15	0,008	19,9
0,1%-ный раствор ПАА DK Drill	999	18,821	0,0044	36,9
0,25%-ный раствор ПАА DK Drill	1000	90,63	0,001	148,5
0,05%-ный раствор ПАА DK Drill	999	7,25	0,018	8,8
0,1%-ный раствор ПАА Accotrol	999	35,864	0,001	148,5
0,05% раствор ПАА Accotrol	997	7,27	0,018	8,8
0,5%-ный раствор Fin-fix	999	2,236	0,087	1,8
1%-ный раствор Fin-fix	1003	5,338	0,064	2,4
1,5%-ный раствор Fin-fix	1005	11,459	0,034	4,6

Источник: составлена соискателем на основе данных ранее проведенных лабораторных исследований

Проводились 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 технологически 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. (таблица 1.6).

Таблица 1.6

Пескоудерживающие свойства выбранных растворов при хранении

Состав раствора	Плотность, кг/м ³	Динамическая вязкость МПа·с	Скорость падения песчинок диаметром 0,63-1 мм, м/с	Замедление скорости падения
Температура равна 20 ⁰ С				
Вода техническая	1000		0,157	
2% -ный раствор КМЦ-700 на воде в день приготовления	1007	61,15	0,0079	19,9
Через 1 сут	1007	67,66	0,0067	23,5
Через 5 сут	1007	71,11	0,0089	17,5
Через 6 сут	1007	54,12	0,0130	12,0
2% -ный раствор КМЦ-700 на 5% растворе NaCl в день приготовления	1041	44,60	0,106	14,8
Через 1 сут	1041	51,19	0,0091	17,1
2% -ный раствор КМЦ-700 на 15% растворе NaCl в день приготовления	1116	27,17	0,0136	11,5
Через 1 сут	1116	45,86	0,0112	14,0
Через 5 сут	1116	55,83	0,009	17,4
Через 6 сут	1116	59,66	0,0089	17,2
0,05 % ный раствор ПАА Accotrol на воде в день приготовления	1000	7,27	0,0068	22,9
через 1 сут	1000	4,52	0,0314	5,0
Температура равна 35 ⁰ С				
Вода техническая	1000		0,157	
2% -ный раствор КМЦ-700 на воде				
Через 2 сут	1007	73,04	0,0118	13,3
Через 3 сут	1007	69,87	0,0091	17,2
Через 6 сут	1007	15,26	0,0258	6,1
Через 9 сут	1007	9,50	0,0410	3,8
2% -ный раствор КМЦ-700 на 5% растворе NaCl				

Через 2 сут	1041	50,29	0,0115	13,7
Через 3 сут	1041	67,26	0,0087	18,0
Через 6 сут	1041	8,33	0,0349	4,5
Через 9 сут	1041	4,46	0,0789	2,0
2% -ный раствор КМЦ-700 на 15% растворе NaCl в день приготовления	1116		0,0152	10,03
Через 2 сут	1116	43,29	0,0089	17,7
Через 3 сут	1116	45,86	0,0082	19,0
Через 6 сут	1116	55,83	0,0092	17,0
Через 9 сут	1116	59,66	0,0125	12,5

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 в 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-1 не было большого набухания глин.

1.3. Основные требования, предъявляемые к мероприятиям по проведению кислотных и термокислотных обработок ПЗП и рекомендуемые условия для выбора скважин

При разработке месторождений нефти, сложенных из низкопроницаемых коллекторов слоистого строения, в процессе заводнения происходит частичное или полное «отключение» отдельных прослоев из разработки как со стороны нагнетательных, так и со стороны добывающих скважин. (Михайлов,1997). Прямым свидетельством «отключения» отдельных слоев из процесса заводнения, например, является и устойчивый рост нефтеотдачи при

самоизливании нагнетательных скважин, в которые ранее были закачаны сотни тысяч кубометров воды.

Частичное или полное «отключение» слоев (пластов), примыкающих непосредственно к нагнетательным скважинам может быть вызвано:

- частичной или полной кольтмацией (забиванием) пор ряда слоев продуктивного объекта глинистым раствором или фильтратом бурового раствора в процессе бурения. При этом, в первую очередь, и в большей степени снижается проницаемость низкопроницаемых пропластков из-за того, что размеры отдельных частиц глинистого раствора соизмеримы с размерами пор. В результате изменяется не только величина, но профиль приемистости нагнетательных скважин;

- кольтмацией (заиливанием) слоев в ПЗП из-за механических и других примесей содержащихся в закачиваемой для поддержания пластового давления воды. Эффект кольтмации тем значительнее, чем меньше абсолютная проницаемость коллектора;

- низкой фазовой проницаемостью коллекторов в его призабойной зоне при остаточной нефтенасыщенности. При этом, чем меньше абсолютная проницаемость коллектора, тем ниже фазовая проницаемость для воды;

- содержанием некоторого количества нефти в сточной воде, которая попадая в ПЗП, постепенно забивает часть пор;

- набуханием глин при взаимодействии с пресной водой и растворами некоторых химических реагентов.

Для добывающих скважин подобное «отключение» слоев происходит из-за кольтмации ПЗП буровым раствором при бурении скважин, кроме того, в процессе бурения и ремонта скважин возможно проникновении фильтрата бурового раствора в ПЗП, который удерживается капиллярными силами в порах наименьшего размера и в малопроницаемых слоях. В конечном итоге это приводит к резкому снижению фазовой проницаемости для нефти в этой зоне пониженной проницаемости.

Для увеличения нефтеотдачи скважин с ухудшенными фильтрационными емкостными свойствами (ФЕС) призабойной зоны, прибегают к искусственному воздействию на породы этой зоны с целью увеличения их проницаемости. Проницаемость породы призабойной зоны улучшают искусственным увеличением числа и размеров дренажных каналов, охватывающих отключенные слои, повышением трещиноватости пород.

Проницаемость призабойной зоны практически можно увеличить:

- 1) путем создания искусственных каналов растворения карбонатов и глинозема в продуктивном пласте солянокислотной, термокислотной и глинокислотной обработкой, очисткой порового пространства от илистых и смолистых материалов;

- 2) путем создания искусственных или расширением естественных трещин в породах путем гидравлических разрывов пласта или взрывом торпед на забое. Для улучшения притока нефти применяют также комбинацию упомянутых методов.

Выбор метода воздействия на призабойную зону скважины (ПЗС) определяется пластовыми условиями и причинами, вызвавшими уменьшение притока.

Солянокислотные обработки (СКО) дают хорошие результаты в слабопроницаемых карбонатных породах. Их успешно применяют также в цементированных песчаниках, в состав которых входят карбонатные включения и карбонатные цементирующие вещества. Важный фактор повышения успешности СКО – срок выдержки кислоты в пласте, который зависит от многих факторов. Установлено, что длительность СКО колеблется от 8 до 24 часов, не считая сроков экспериментального определенного времени реагирования для каждого конкретного эксплуатационного объекта. Получили распространение также СКО под давлением для увеличения фильтрационных свойств малопроницаемых пластов путем продавки кислоты в пласт. При этом процесс СКО под давлением проводят с применением пакера при закрытом затрубном (кольцевом) пространстве.

Большой эффект дает расширение поровых каналов и очистка их от илистых и карбонатных материалов, растворимых в кислоте. Опыты показывают также, что под действием кислоты иногда образуются узкие длинные кавернообразные каналы, с образованием которых заметно увеличивается область дренирования скважин и их дебиты.

С целью эффективного использования МУН непосредственной технологии закачки композиций и составов должен предшествовать комплекс подготовительных работ в каждой скважине. Этот комплекс должен включать ОПЗ или СКО, или оба процесса или другой вид предварительного воздействия на перфорационный интервал скважины. При этом предъявляется ряд требований к выбору типа химреагентов и обрабатываемой зоны скважины (Муравьев и др., 1976), (Глущенко, 2002).

К композициям требования следующие: стимулирование смачивающей способности вытесняющей воды; снижение межфазного натяжения на границе нефть-вода; вытеснение нефти с поверхности породы; диспергирование нефти в водной фазе. В целом в соответствии с известными объяснениями механизма вытеснения нефти водой ПАВ в закачиваемой воде должны снижать капиллярное сопротивление движению водонефтяных смесей и трансформировать связанную нефть в свободную, распределенную в движущемся по пласту потоке.

Технико-экономические показатели метода определяются интенсивностью адсорбции ПАВ на поверхности пористой среды. Высокое значение адсорбции, как было отмечено выше, сводит к нулю эффективность метода, так как приводит к концентрации реагента в ПЗП нагнетательных скважин. При этом большая часть объема пласта остается не охваченной воздействием реагента. Наибольшей адсорбции (мг/г породы) в кварцевом песке с удельной поверхностью $1\text{ м}^2/\text{г}$ имеют такие реагенты как ОП- 7 (1.6), превоцел ФО (2.3), аркополь (1.7), катапин (6). Наименьшую адсорбцию имеют: ОП-4 (0.8), ОП-10 (0.4-0.6), неонол В 1020-30 (0.3), дисолван 1738 (0.34). В определенных сочетаниях реагенты анионного и неионогенного классов

могут обладать с энергетическим эффектом, снижающим как интенсивность адсорбции, так и эффектом, повышающим поверхностную активность. Использование этого эффекта дает возможность снижать потери ПАВ в пласте с сохранением степени вытеснения нефти.

Реагенты из побочных продуктов или отходов производства стимулируют их возможностью крупного масштабного воздействия на пласт и решением проблемы утилизации отходов. Современные химические и нефтехимические и некоторые другие отрасли предлагают широкий набор продуктов указанного типа, в составе которых содержится значительное количество ПАВ в виде активной части. Проблема состоит в подборе их для конкретных условий извлечения нефти. К таким продуктам в частности, относятся кислые стоки (КС): и низкомолекулярные органические кислоты (НОК). Сравнение изотермы адсорбции систем, содержащих продукты НОК и КС с реагентом ОП-10, показывает, что для получения равного эффекта по снижению межфазного натяжения концентрация продуктов НОК и КС в водном растворе, должны быть значительно выше (5-15 раз). Из этого следует, что закачка НОК и КС требует организации крупномасштабной технологии транспортировки, хранения и подачи в пластовую систему.

Для увеличения нефтеотдачи пластов можно использовать водные растворы ОП-10 низкой концентрации, вводя их в нагнетательные скважины разрезающих рядов. В этом процессе раствор ОП-10 будет находиться очень длительное время в контакте с породой пласта, в результате чего можно опасаться полной адсорбции ОП-10 из раствора и образование перед фронтом раствора вала неактивной воды, состоящей в основном из погребенной пластовой воды и некоторого количества воды без ПАВ. Опасаться такой оторочки при относительно небольшой протяженности пористой среды не следует, так как при вытеснении нефти из неоднородных коллекторов поршнеобразного вытеснения не наблюдается, и погребенная вода интенсивно перемешивается с закачиваемой водой, даже на незначительных скоростях фильтрации (2-3 м/месяц) (Магадова, 2003). Такой вал может иметь место при большой протяженности пористой среды, когда объем растворов ПАВ по сравнению с объемом вытесняемой погребенной воды невелик и при этом адсорбция ПАВ значительна.

Некоторые авторы считают, что использование ПАВ для увеличения нефтеотдачи пластов будет нерентабельным в связи с необходимостью расхода больших количеств ПАВ, при этом исходят из предположения, что адсорбция наблюдается по всему пласту.

Как известно, при фильтрации растворов через пористую среду в ней образуется зона адсорбции, заключенная между фронтом раствора и фронтом предельной адсорбции. Виды изотерм адсорбции и различные факторы, определяющие размытые фронты определяют характер фронтальной динамики адсорбции в неравновесных условиях.

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.

Кислоту нагревают химическим путем, т.е. за счет экзотермической реакции взаимодействия соляной кислоты с реагентами, загружаемыми в специальный наконечник, опускаемый на трубах в скважину. Лучшим реагентом для термокислотных обработок является магний. При растворении магния в соляной кислоте выделяется большое количество теплоты.

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 приствольной 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.

Для реагентной обработки рекомендуется выбрать скважины, удовлетворяющие следующим условиям: (Гребенников, 2004)

- продуктивный пласт должен быть приурочен к терригенным поровым

коллекторам и трещиноватым кристаллическим породам;

- категория скважины- добывающие нефтяные, газовые и нагнетательные;
- должно быть добыто нефти менее 60% возможной добычи;
- обводненность продукции скважины должны составлять 40-50%;
- снижение продуктивности (приемистости) в процессе эксплуатации должны иметь более 30%;
- снижение продуктивности скважины после глушения должны составлять более 30%;
- коэффициент продуктивности скважины не соответствует гидродинамическим параметрам пласта

Наличие перемычек толщиной более 1 м, разделяющих интервал перфорации и водонасыщенный пласт позволяют сделать выводы:

- возможность обработки скважин на поздней стадии разработки месторождений, что решается после прогнозных технико-экономических показателей;
- реагенты и технология их применения выбираются индивидуально для каждой скважины в зависимости от минералогического состава кольматирующих образований.

1.4. Теоритическое обоснование выбора расчетной схемы для определения времени обработки ПЗП в зависимости от температуры

Анализ результатов лабораторных исследований, проведенных в работах Сыртланова В.Р.,Ибрагимова Л.Х., Миллер С.С.(Сыртланов,2002), (Ибрагимов,2000), (Miller,1950) показал, что при постоянном расходе закачиваемого агента происходит интенсивный рост градиента давления, который продолжается до полной прокачки полимеров всего порового объема опытного образца. После прокачки полимера происходит его проталкивание водой, и градиент давления начинает снижаться (рисунок 1.1).

После вытеснения полимера водой из образца градиент давления не достигает первоначального значения, которое связано с адсорбцией полимера, приводящей к возникновению остаточного фактора фильтрационного сопротивления.

Указанные закономерности изменения градиента давления от объема закачки агента являются важным фактором при моделировании течения растворов полимеров в пласте, которые определяют особенности физико-химических процессов при фильтрации. Математическая модель динамики и эволюции оторочки раствора полимера наряду с уравнениями материального баланса для нефти, воды и реагента должна учитывать неньютоновский характер полимерного раствора и взаимодействие с пористой средой (адсорбцию) и пластовыми флюидами при высоком пластовом давлении и температуре.

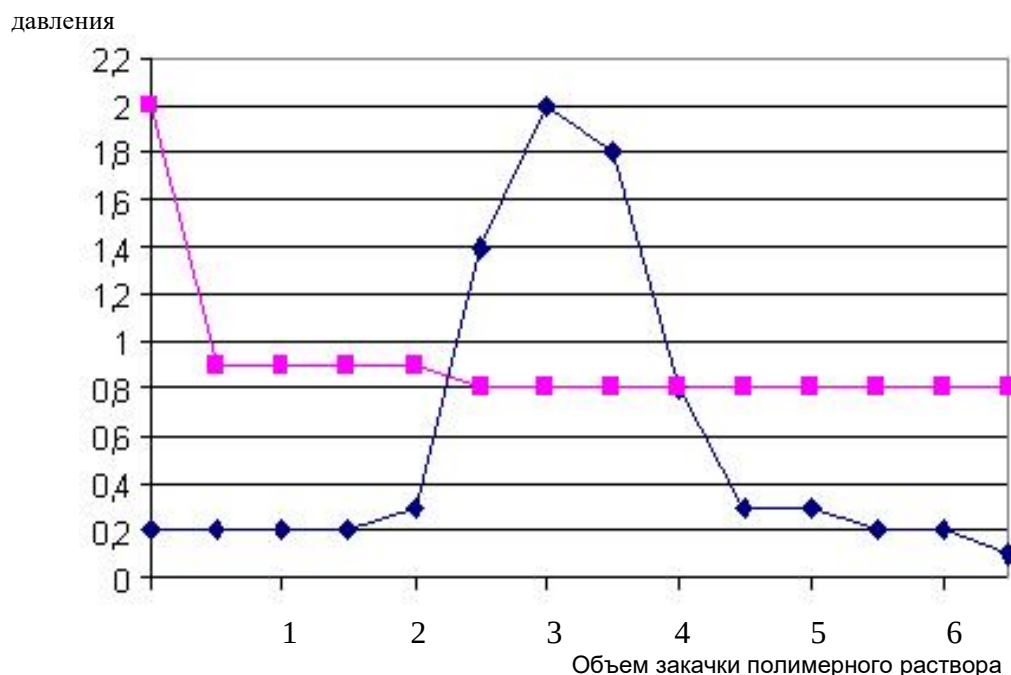


Рисунок 1.1. Динамика градиента давления (1) и нефтенасыщенности (2) в процессе закачки полимерного раствора

Источник: составлен на основании ранее опубликованной работы авторов [Ахметов, 2005]

В математической модели, используемой для проведения расчетов, принимаются следующие допущения:

- полимер не влияет на свойства углеводородной фазы;
- отсутствует свободный газ;
- адсорбция полимера происходит по изотермам Лэнгмюра или Генри
- свойства раствора зависят от минерализации воды;
- в модели принято, что плотность и объемный фактор не зависят от текущей концентрации полимера;

Процесс закачки в пласт растворов, содержащих растворенные и эмульгированные жидкие вещества, сопровождается диффузией (смешением) их с пластовой жидкостью и массообмена с жидкой и твердой фазами горной породы. Наиболее распространены виды массообмена - сорбция и десорбция, ионный обмен, растворение и кристаллизация, коагуляция и суффозия (Берд и др., 1974), (Браунштейн и др., 1977). Все эти явления на различных этапах эксплуатации разработки могут играть как положительную, так и отрицательную роль на продуктивность скважины в зависимости от того, насколько правильно окажется выбор компонентного и долевого состав веществ в растворах, используемых при обработке ПЗП.

Для вычисления концентрации химреагента в жидкой и твердых фазах горной породы при термокислотной обработке ПЗП следует использовать основные закономерности процессов диффузии и массо и теплообмена в пористой среде.

Рассмотрим плоско - радиальную симметрию и записываем основные уравнения диффузии и массообмена вещества в пористой среде.

1.Обобщенный закон диффузии Фика для определения массовой скорости ассоциированного с жидкостью вещества

$$u = cv - D \frac{\partial c}{\partial r} \quad (1.3)$$

2. Уравнение баланса массы рассматриваемого вещества, содержащего в жидкой и твердой фазе

$$\frac{\partial(cm + N)}{\partial t} + \frac{\partial u}{\partial r} + \frac{u}{r} = 0 \quad (1.4)$$

3.Уравнение кинетики (изотерм) обмена веществом между жидкой и твердой фазами

$$\frac{\partial N}{\partial t} = f(c, N), \quad F(c, N) = 0 \quad (1.5)$$

4. Закон Дарси и уравнение неразрывности

$$v = -\frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r}, \quad (1.6)$$

$$\frac{\partial(m\rho_{ж})}{\partial t} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r}(rv) = 0 \quad (1.7)$$

5. Уравнения теплопроводности для каждой фазы пористой среды с учетом теплообмена между компонентами и переноса жидкой фазы ее фильтрацией в пористой среде

$$\frac{\partial T_1}{\partial t} + v \frac{\partial T_1}{\partial r} = a_1 \left(\frac{\partial^2 T_1}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_1}{\partial r} \right) + \alpha_1 (T_2 - T_1) \quad (1.8)$$

$$\frac{\partial T_2}{\partial t} = a_2 \left(\frac{\partial^2 T_2}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_2}{\partial r} \right) + \alpha_2 (T_1 - T_2), \quad (1.9)$$

где $u = u(r, t)$ - массовая скорость вещества;

$c = c(r, t)$ и $N = N(r, t)$ - массовые концентрации вещества в жидкой (на единице объема раствора) и твердой (на единице объема пористой среды) фазах;

$v = v(r, t)$ - скорость фильтрации;

$p = p(r, t)$ - давление в пласте;

D - коэффициент конвективной диффузии, учитывающий молекулярную и гидродинамическую дисперсию;

m - пористость;

k - проницаемость;

μ - динамическая вязкость;

$T_i = T_i(r, t)$ - температура в жидкой ($i=1$) и твердой ($i=2$) фазах, $a_1 = \frac{\lambda_{ж}}{c_{ж}\rho_{ж}}$,

$a_2 = \frac{\lambda_s}{c_s\rho_s}$ - соответствующие коэффициенты температуропроводности для каждой фазы;

$\lambda_{ж}$, λ_s - коэффициенты теплопроводности;

$c_{ж}$ и $\rho_{ж}$ - теплоемкость и плотность жидкой фазы;

c_s и ρ_s теплоемкость и плотность твердой фазы, $\alpha_1 = \frac{\alpha}{c_{ж}\rho_{ж}}$, $\alpha_2 = \frac{\alpha}{c_s\rho_s}$, α -

коэффициент теплообмена между фазами пористой среды.

Уравнения (1.3)-(1.7) содержат 7 неизвестных функций $u(r, t)$, $v(r, t)$, $c(r, t)$, $N(r, t)$, $p(r, t)$, $T_1(r, t)$ и $T_2(r, t)$

В дальнейшем считаем, что параметры k , m , $\lambda_{ж}$, λ_s , $c_{ж}$, c_s , $\rho_{ж}$, ρ_s и α , входящие в уравнения (1.3)-(1.9), кроме динамической вязкости μ , являются постоянными величинами. При этом полагаем, что вязкость μ зависит только от температуры T_1 , т.е. $\mu = \mu_0 f(T_1)$ ($\mu_0 = const$). В этих предположениях система уравнений (1.3)-(1.5) с неизвестными $u(r, t)$, $c(r, t)$ и $N(r, t)$ может рассматриваться независимо от уравнений фильтрации (1.6)-(1.7) и распространения тепла (1.7)-(1.9). Задача диффузии и массообмена решается после определения скорости фильтрации $v(r, t)$, т.е. после решения соответствующей задачи фильтрации, которая после исключения из системы (1.7)-(1.8) скорости $v(r, t)$ сводится к виду

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \kappa_0 \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{r}{f(T_1)} \frac{\partial p}{\partial r} \right), \quad (1.10)$$

где $\kappa_0 = \frac{k_0 K}{\mu_0 m_0}$ - коэффициент пьезопроводности, k_0 , m_0 - начальные значения проницаемости и пористости;

K - приведенный объемный модуль упругости.

Таким образом, задача фильтрации решается после определения температуры жидкой фазы из системы (1.8)-(1.9).

Полагая в уравнении (1.5) $\frac{\partial(mc)}{\partial t} = m_0 \frac{\partial c}{\partial t}$ с учетом (1.6), получим уравнение диффузии вещества:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(rD \frac{\partial c}{\partial r} \right) - v \frac{\partial c}{\partial r} - \frac{\partial N}{\partial t} = m \frac{\partial c}{\partial t} \quad (1.11)$$

Экспериментально установлено, что для практических расчетов можно принимать линейную зависимость D от скорости фильтрации:

$$D = D_m + \lambda v, \quad (1.12)$$

где $D_m = \Psi m_0 D_{0m}$ - коэффициент молекулярной диффузии в пористой среде, который для растворов одно- или двухвалентных солей имеет порядок $10^{-10} \text{ м}^2 / \text{с}$;

λ - параметр, характеризующий неоднородность (дисперсию) пористой среды, для вычисления которого предложена эмпирическая формула:

$$\lambda = 6 \cdot 10^3 \frac{\sqrt{k}}{m_0} \quad (1.13)$$

Исключая из уравнения (1.9) концентрацию $N(r, t)$ с помощью изотерм (1.3), можно получить одно уравнение относительно концентрации $c(r, t)$. В частности, при наличии изотермы Ленгмюра (Рабинович, 1980) имеем:

$$\frac{N}{N_0} = \frac{k_4 c}{1 + k_2 c}, \quad (1.14)$$

где N_0 - обменная емкость сорбента при насыщении в условиях равновесия с раствором концентрации c_0 ;

k_2 и k_4 - постоянные, при $k_2 = 0$ получаем изотерму Генри (Γ -постоянная Генри)

$$N = N_0 k_4 c = \Gamma c(r, t)$$

В последнем случае, решая уравнение для определения концентрации получим, уравнение:

$$D_m \left(\frac{\partial^2 c}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial c}{\partial r} \right) - v \frac{\partial c}{\partial r} = (m + \Gamma) \frac{\partial c}{\partial t} \quad (1.15)$$

Основной целью работы является вычисление концентрации вещества в жидкости и сорбенте, длины зоны проникание раствора в пласт при известном расходе закачиваемой в пласт жидкости Q_0 . По вычисленным значениям концентрации вещества в твердой фазе $N(r, t)$ уточняются величины пористости и проницаемости пласта по формулам (Рабинович, 1980):

$$m = m_0 + \frac{N}{\delta}, \quad k = A d^2 \frac{m}{(1 - m)^2}, \quad (1.16)$$

где δ - плотность сорбирующегося вещества;

A - постоянная;

d - средний диаметр частиц.

По вычисленным значениям $\mu(T_1^*)$ ($T_1^* = T_1(R_c, t_k)$), t_k - время завершения обработки скважины) и уточненному данному k можно вычислить дебит скважины:

$$Q = 2\pi\varepsilon_n \frac{\Delta p}{\ln(R_k / R_c) + S^*}, \quad (1.17)$$

где ε_n - гидропроводность при отсутствии зоны кольматации;

S^* - показатель скин – фактора после термокислотной обработки ПЗП.

До момента начала обработки считается известными радиус зоны кольматации и изменение проницаемости ПЗП в зависимости от координаты.

Уравнения (1.12)-(1.14) интегрируются при следующих начальных и граничных условиях

$$T_1 = T_2 = T_n = \text{const} \quad p = p_0(r), \quad c(r, t) = 0 \quad \text{при} \quad t = 0 \quad (1.18)$$

$$T_1 = T_{1c}, \quad T_2 = T_n \quad \text{при} \quad r = R_c, \quad T_1 = T_n, \quad T_2 = T_n \quad \text{при} \quad r = R_1, \quad (1.19)$$

где T_n - начальная температура пласта;

T_{1c} - температура раствора после теплового воздействия;

R_c и R_1 - радиусы скважины и зоны кольматации, подлежащей обработке.

С помощью предлагаемой расчетной схемы можно определить время обработки ПЗП в зависимости от температуры T_{1c} и вычислить значения вязкости фильтруемой жидкости после кислотной обработки загрязненного участка пласта.

Выводы по разделу 1

1. Приведенный анализ факторов снижения проницаемости призабойной зоны дает качественную оценку явлений, происходящих в окрестности скважин, вскрытых пластов с низкопроницаемыми коллекторами, предлагаемый комплекс геолого-технических мероприятий указывает на наиболее перспективные направления увеличения продуктивности скважин. Количественная оценка этих явлений и процессов может быть выполнена только при проведении специальных гидродинамических и промыслово-геофизических исследований, а также физического моделирования фильтрационных процессов на естественных керлах.

2. На современном этапе развития компьютерных технологий и математических моделей, описывающих по данным физического моделирования и специальных исследований различные макро- и микропро-

цессы, решение задач определения потенциальной продуктивности скважин и разработки эффективных методов интенсификации притока должны решаться путем построения моделей системы «скважина- призабойная зона- пласт», описывающих геометрию фильтрации жидкостей в окрестности скважины и учитывающих различные пластовые и техногенные факторы изменения проницаемости коллектора.

3. Изменение свойства ПЗП оценивается сравнением относительно скин-фактора, определенного на стадии освоения по каждой скважине с использованием диаграмм коэффициента продуктивности, гидропроводности.

4. Химические методы увеличения нефтеотдачи пластов являются одними из основных для регулирования процесса разработки нефтяных месторождений.

2. ТЕОРЕТИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ПРИСКВАЖИННОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА НА ТЕМП ЗАКАЧКИ ЖИДКОСТИ ПРИ СТАЦИОНАРНЫХ ТЕПЛОВЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Как было отмечено выше, при эксплуатации нефтяных скважин происходит снижение дебита, что связано со снижением проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП). Существуют также другие причины (Сулейманов и др.,2004), (Ahlderg,1967), (Bourdet,2002), например, степень перфорации продуктивной толщи пласта, наклонность, неоднородность пласта, многофазность и нелинейность фильтрации. Учет всех этих факторов, приводящих к снижению теоретического дебита скважин, может быть осуществлён с применением параметра общего скин-эффекта.

В работе Ахметова С.М.(Ахметов др.,2005) предложена модель системы «скважина- призабойная зона-пласт», характеризующая различные варианты фильтрационной неоднородности пласта. Приведенные варианты фильтрационной неоднородности имеют место как в различных скважинах в пределах одной залежи, так и в пределах одной скважины. Каждый вид такой неоднородности ПЗП, а также несовершенство по степени и характеру вскрытия, влияют на геометрию фильтрации жидкостей и продуктивность пласта.

В настоящем разделе представлены различные способы моделирования ухудшения (улучшения) свойства околоскважинной зоны и дана оценка их влияния на величину расхода горячего кислотного состава, закачиваемого в пласт. Для несжимаемого пласта изменение проницаемости по радиусу учитывается введением аналитического описания проницаемости изменения проницаемости от переменной r . Для сжимаемых пластов рассмотрены зависимости проницаемости от давления (Зайцев, Михайлов,2004), приведены диапазоны изменения коэффициентов, характеризующих сжимаемость. Также изучается влияние реологии (вязкости) насыщающей жидкости (флюида) на фильтрационные свойства ПЗП. Расчетные значения показателя скин-эффекта в дальнейшем используются для вычисления дебита скважин, обработанных

растворами кислотных композиций при различных температурах.

2.1. Теоретическое изучение изменения темпа закачки жидкости в пласт при различных состояниях околоскважинной зоны пласта

В процессе разработки и эксплуатации скважин в прискважинной зоне пласта возникают многочисленные процессы, ухудшающие фильтрационные свойства этой зоны. Основным механизмом ухудшения состояния пласта в прискважинной области, как было отмечено в разделе 1, - это блокировка части внутрипорового пространства твердыми частицами и флюидами.

1 случай. Рассмотрим когда фильтрационно-ёмкостные свойства призабойной зоны пласта (ПЗП) определяется с помощью модели системы «скважина-призабойная зона-пласт», где проницаемость в околоскважинной зоне $R_c < r < R_1$ (R_1 и R_c - радиусы зоны кольматации и скважины, соответственно) является функцией координаты r , которую выбираем в виде:

$$k = k_n (a - bR_c / r - br / \xi^2 R_c) \text{ при } R_c \leq r \leq R_1$$

$$k = k_n \text{ при } R_1 \leq r \leq R_k$$

где $a = (2b + \xi) / \xi$, $b = (1 - \beta)\xi^2 / (1 - \xi)^2$, $\xi = R_1 / R_c$, $\beta = k_c / k_n$

k_c - проницаемость стенки скважины;

k_n - проницаемость удаленной от зоны кольматации части пласта;

R_k - радиус контура питания.

Пусть закачка жидкости в пласт осуществляется при постоянном давлении на стенках скважины $p = p_c \geq p_{nl}$. Пользуясь законом Дарси давление в пласте определяем по формулам:

$$p = p_c + \frac{C}{k_n} \int_{R_c}^r \frac{R_c \xi^2 dr}{ar R_c \xi^2 - b(R_c^2 \xi^2 + r^2)} \text{ при } R_c \leq r \leq R_1,$$

$$p = p_k + \frac{C}{k_n} \ln(r / R_k) \text{ при } R_1 \leq r \leq R_k,$$

$$C = - \frac{\Delta p k_n}{\ln(R_k / R_c) - \ln \xi + \int_1^\xi \frac{\xi^2 dx}{a \xi^2 x - b(\xi^2 + x^2)}},$$

где $\Delta p = p_c - p_k$ - репрессия на пласт, p_k - давление на контуре питания

Расход жидкости вычисляем по формуле:

$$Q = Q_0 \frac{\ln(R_k / R_c)}{\ln(R_k / R_c) - \ln \xi + \int_1^{\xi} \frac{\xi^2 dx}{a \xi^2 x - b(\xi^2 + x^2)}} \quad (2.1)$$

где $Q_0 = 2\pi\varepsilon_n \Delta p / \ln(R_k / R_c)$ - расход жидкости при отсутствии зоны кольматации, $\varepsilon_n = k_n h / \mu_n$ - гидропроводность, h - мощность продуктивного пласта, μ_n - динамическая вязкость жидкости, которая остается постоянной по всей области пласта.

Вводим темп закачки жидкости M ($k\Gamma / \text{сек}$) в пласт по формуле [40]:

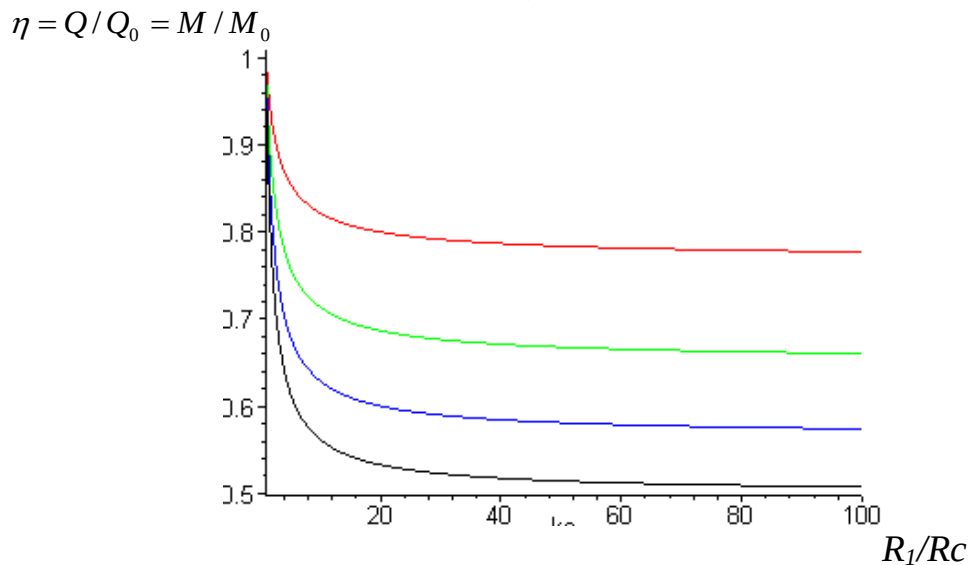
$$M = Q\rho = M_0 \frac{\ln(R_k / R_c)}{\ln(R_k / R_c) + S} \quad (2.2)$$

где $M_0 = Q_0\rho$ - темп закачки при отсутствии зоны кольматации, S - показатель скин-эффекта (фактора). Сравнивая формулы (2.1) и (2.2) получаем выражение для показателя скин-фактора:

$$S = \int_1^{\xi} \frac{\xi^2 dx}{a \xi^2 x - b(\xi^2 + x^2)} - \ln \xi$$

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 $R_k / R_c = 1000$.

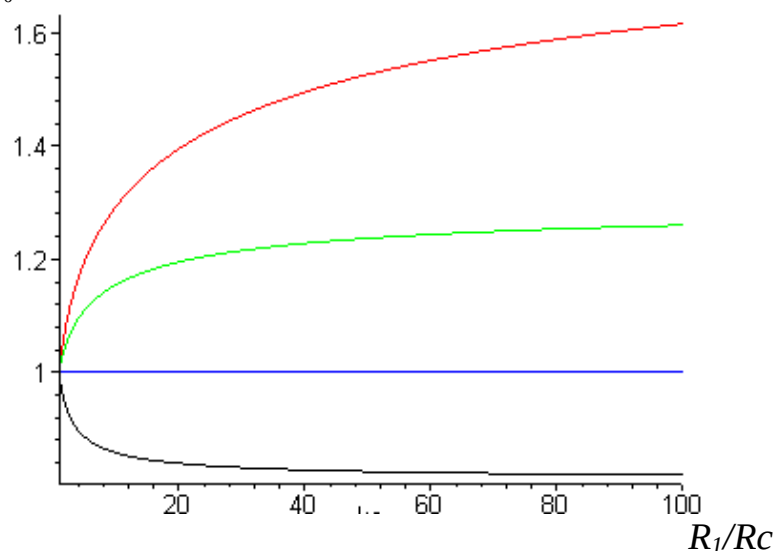
а)



сверху-вниз, соответственно $\beta = 0,125$, $\beta = 0,025$, $\beta = 0,005$, $\beta = 0,001$

б)

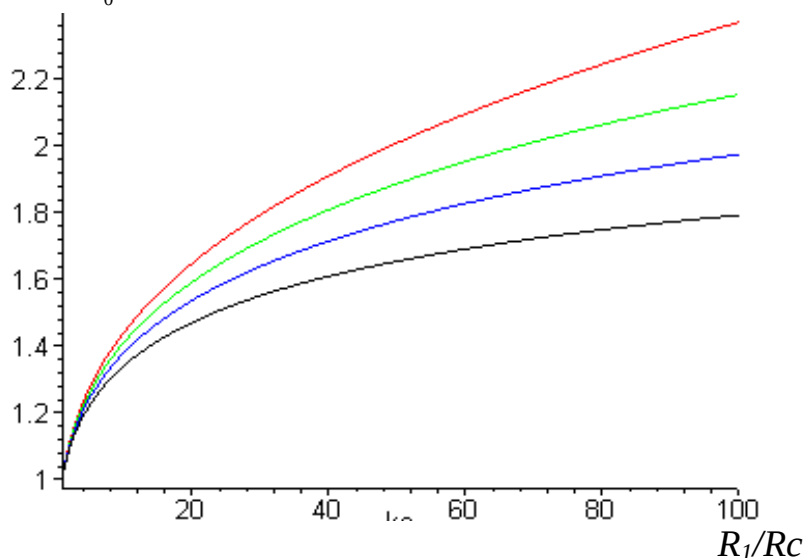
$$\eta = Q/Q_0 = M/M_0$$



сверху-вниз, соответственно $\beta = 25, \beta = 5, \beta = 1, \beta = 0,2$

в)

$$\eta = Q/Q_0 = M/M_0$$



сверху-вниз, соответственно $\beta = 500, \beta = 200, \beta = 100, \beta = 50$

Рисунок 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 $\beta = k_c/k_n$

а) при $\beta < 1$; б) при $\beta = 1$; в) при $\beta > 1$

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 $\beta = k_c / k_n$

2. *Случай* изменения проницаемости в результате загрязнения и сжимаемости пласта.

Влияние сжимаемости пласта на продуктивность скважины изучалось многими исследователями. Наиболее полный обзор этого влияния приведен в работе (Горбунов, 1981). Используемые в имеющихся исследованиях опытные данные свидетельствуют, что зависимости проницаемости от давления имеют вид кривых, выпуклых к оси $k(p)/k_n$ (p - текущее давление). «Для этих кривых можно подобрать различные аналитические представления» (Горбунов, 1981). Наиболее подходящей при репрессии на пласт является зависимость вида:

$$k / k_n = \exp[-\alpha(p - p_k)],$$

где α - коэффициент изменения проницаемости.

Для чисто гранулярных пластов рекомендуется использовать зависимость:

$$k / k_n = \left(\frac{p}{p_k} \right)^\gamma$$

где γ - безразмерный коэффициент изменения проницаемости пласта.

Для чисто трещиноватых пластов была установлена следующая зависимость проницаемости от давления [45]:

$$k / k_n = [1 + B \ln(p / p_k)]^3$$

где B - безразмерный коэффициент изменения проницаемости пласта.

Полная проницаемость околоскважинной зоны, исходя из загрязнения (засорения) пласта и его сжимаемости, может быть представлена следующей формулой:

$$k / k_n = f_1(r) f_2(p)$$

Рассмотрим изменение расхода жидкости в результате загрязнения и сжимаемости пласта.

С этой целью, выбираем функции $f_1(r)$ и $f_2(p)$ в следующем виде:

$$f_1(r) = (a_1 - b_1 R_c / r + c_1 r / R_c), \quad f_2(p) = \exp[-\alpha(p - p_1)] \quad \text{при } R_c \leq r \leq R_1,$$

$$f_1(r) = 1, \quad f_2(p) = 1 \quad \text{при } R_1 \leq r \leq R_k$$

где p_1 - давление на границе $r = R_1$, подлежащее к определению.

Уравнение фильтрации в каждой зоне дает:

$$\frac{dp}{dr} = \frac{Ck_n \exp[\alpha(p - p_1)]}{r(a_1 - b_1 R_c / r + rc_1 / R_c)} \text{ при } R_c \leq r \leq R_1, \quad (2.3)$$

$$\frac{dp}{dr} = \frac{C}{r}, \quad \text{при } R_1 \leq r \leq R_k \quad (2.4)$$

$$\text{где } a_1 = (2b_1 + \xi) / \xi + \alpha C, \quad b_1 = \xi^2 (1 - \beta \exp \alpha \Delta p_1) / (\xi - 1)^2 + \alpha C \xi / (\xi - 1), \\ c_1 = -b_1 / \xi^2 - \alpha C / \xi, \quad \Delta p_1 = p_c - p_1$$

Интегрируя уравнения (2.3) и (2.4) с условиями $p = p_c$ при $r = R_c$, $p = p_k$ при $r = R_k$, получаем:

$$p = p_1 + \frac{1}{\alpha} \ln [\exp(-\alpha \Delta p_1 + \alpha CF(r, C, \Delta p_1))] \quad \text{при } R_c \leq r \leq R_1 \quad (2.5)$$

$$p = C \ln(r / R_k) + p_k \text{ при } R_1 \leq r \leq R_k \quad (2.6)$$

$$\text{где } F(r, C, \Delta p_1) = \int_{R_c}^r \frac{R_c dr}{a_1 r R_c - b_1 R_c^2 + c_1 r^2}$$

Полагая в уравнениях (2.5) и (2.6) теперь $p = p_1$ при $r = R_1$ получаем:

$$C = (\Delta p - \Delta p_1) / \ln(R_k / R_1), \quad \Delta p = p_c - p_k$$

$$1 - \exp(-\alpha \Delta p_1) = \alpha CF(R_1, C, \Delta p_1) \quad (2.7)$$

Из системы (2.7) можно определить постоянную C и разности давления Δp_1 .

Коэффициент расхода и показатель скин-фактора определяем по формулам:

$$\eta = Q / Q_0 = \frac{(\Delta p - \Delta p_1) \ln(R_k / R_c)}{\Delta p [\ln(R_k / R_1) + S]}, \\ S = \frac{\Delta p_1 \ln(R_k / R_c) - \Delta p \ln(R_1 / R_c)}{\Delta p - \Delta p_1}$$

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 кольматации (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 декольматации ($\beta \gg 1$) выравнивается, и приток жидкости в скважину происходит при небольших значениях перепада давления. Из данных таблицы 2.2, заметим, что при кольматации ПЗП коэффициент расхода с ростом длины зоны кольматации сначала быстро падает и далее снижается незначительно. Значительный рост темпа закачки наблюдается при декольматации ПЗП с высокими значениями проницаемости этой зоны.

2.2. Влияние изменения реологических свойств (вязкости) насыщающей жидкости (флюида) на расход жидкости

В процессе обработки околоскважинной зоны пласта кислотными композициями происходит изменение реологических свойств насыщающей этой зоны жидкостью. Такое изменение может быть особенно значительно, если обработка осуществляется горячими кислотами. В связи с этим рассмотрим модельную задачу влияния изменения реологии (вязкости) закачиваемую в пласт жидкости на величину ее объема при постоянной депрессии. Для определенности считаем, что проницаемость во всей области фильтрации постоянная и равна k_n . Из решения уравнения фильтрации для текущего давления получаем:

$$p = p_c + C \int_{R_c}^r \frac{\mu(r)}{r} dr, \quad \text{при} \quad R_c \leq r \leq R_1$$

(2.8)

$$p = p_k + C \mu_n \ln(r / R_k), \quad \text{при} \quad R_1 \leq r \leq R_k$$

где $\mu(r)$ - переменная в зоне кольматации, вязкость насыщающейся жидкости;
 $\mu_g = \mu(R_1)$ - вязкость жидкости в удаленной части пласта;

C - постоянная, определяемая из условия непрерывности давления на границе зоны кольматации, которая дает:

$$C = \frac{\Delta p}{\mu_n \ln(R_k / R_1) + \int_{R_c}^{R_1} \frac{\mu(r)}{r} dr}.$$

Расход жидкости вычисляем по формуле:

$$Q = Q_0 \frac{\ln(R_k / R_c)}{\ln(R_k / R_1) + \frac{1}{\mu_n} \int_{R_c}^{R_1} \frac{\mu(r)}{r} dr} \quad (2.9)$$

При линейном росте вязкости по переменной r , имеем:

$$\mu = \mu_c + \frac{\mu_n - \mu_c}{R_1 - R_c} (r - R_c)$$

Здесь μ_c - вязкость жидкости на поверхности скважины.

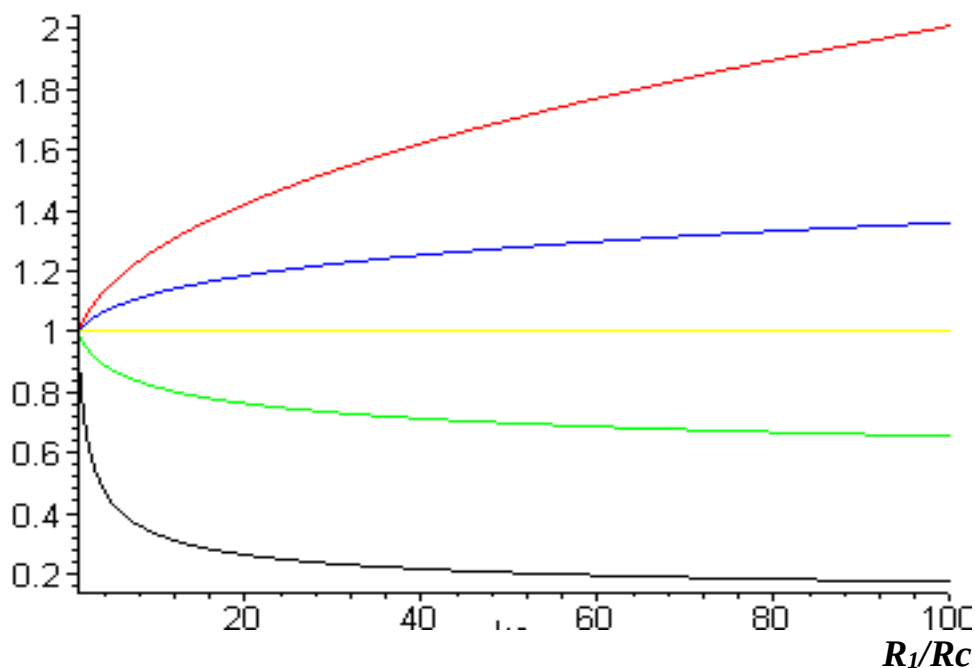
Вычислив соответствующий интеграл, получаем:

$$\frac{Q}{Q_0} = \eta = \frac{\ln(R_k / R_c)}{\ln(R_k / R_1) + (1 - \frac{\mu_c}{\mu_n}) + \frac{\ln(R_1 / R_c)}{(R_1 - R_c)} \left(\frac{\mu_c}{\mu_n} R_1 - R_c \right)}$$

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

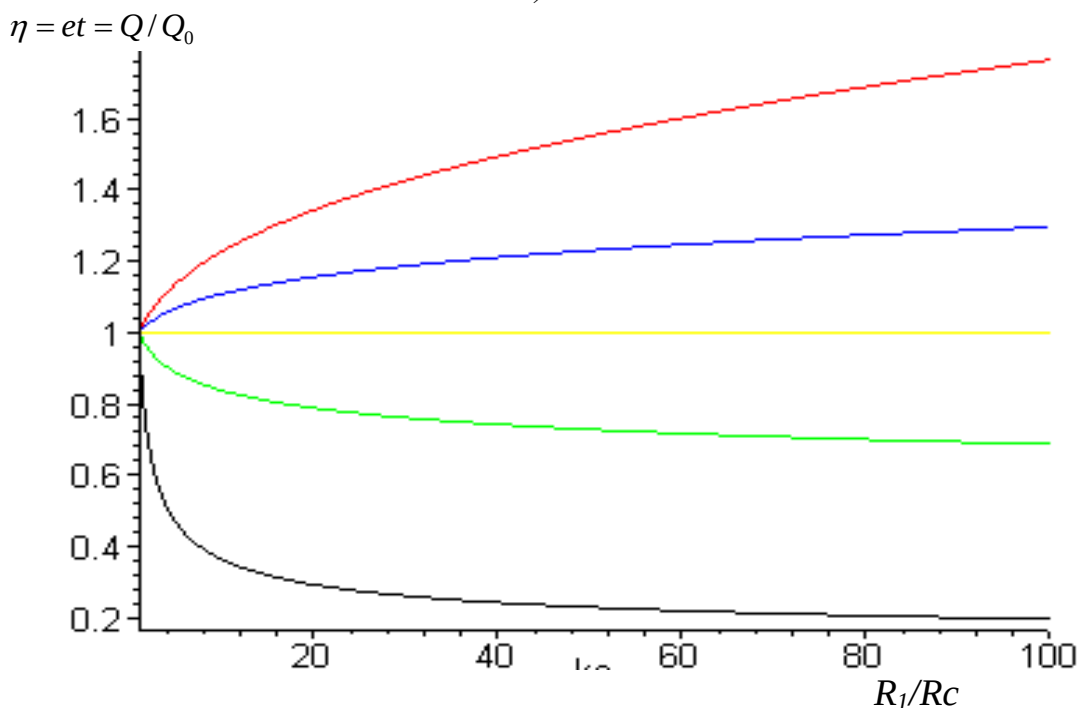
a)

$$\eta = \eta_t = Q / Q_0$$



сверху-вниз, соответственно: $\delta=0,05$, $\delta=0,5$, $\delta=1$, $\delta=2$, $\delta=10$

б)



сверху-вниз, соответственно: $\delta=0,05$, $\delta=0,5$, $\delta=1$, $\delta=2$, $\delta=10$

Рисунок 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

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.

Рассмотрим теперь случай, когда в обрабатываемой зоне одновременно происходит изменение проницаемости и вязкости обрабатываемого реагента. В этом случае полагаем, что проницаемость и вязкость жидкости являются функциями координаты r , т.е.

$$k = k(r) \text{ и } \mu = \mu(r) \text{ при } R_c \leq r \leq R_1, \quad k = k_n, \quad \mu = \mu_n \text{ при } R_1 \leq r \leq R_k.$$

Давление в пласте определяем по формулам:

$$p = p_c + C \int_{R_c}^r \frac{\mu(r)}{rk(r)} dr \text{ при } R_c \leq r \leq R_1 \quad (2.8)$$

$$p = p_k + \frac{1}{k_n} C \mu_n \ln(r / R_k) \text{ при } R_1 \leq r \leq R_k \quad (2.9)$$

$$C = \frac{k_n \Delta p}{\mu_n \ln(R_k / R_1) + k_n \int_{R_c}^{R_1} \frac{\mu(r)}{rk(r)} dr}$$

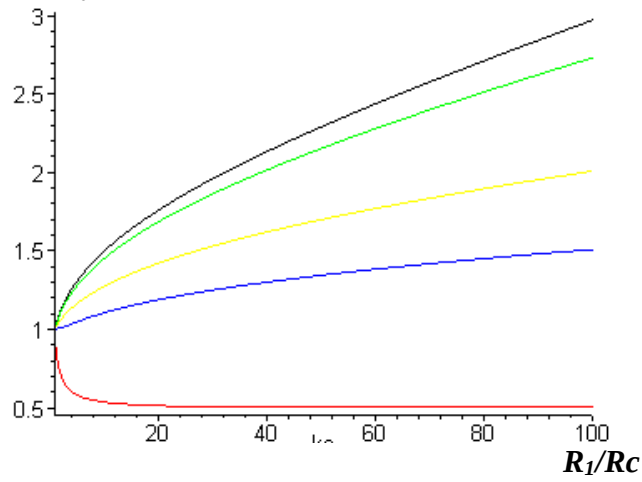
Коэффициент расхода жидкости вычисляем с помощью формулы:

$$\frac{Q}{Q_0} = \eta = \frac{\ln(R_k / R_c)}{\ln(R_k / R_1) + \frac{k_n}{k_c} \left(1 - \frac{\mu_c}{\mu_n}\right) + \frac{k_n \ln(R_1 / R_c)}{k_c (R_1 - R_c)} \left(\frac{\mu_c}{\mu_n} R_1 - R_c\right)}$$

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 $\beta = k_c / k_n$.

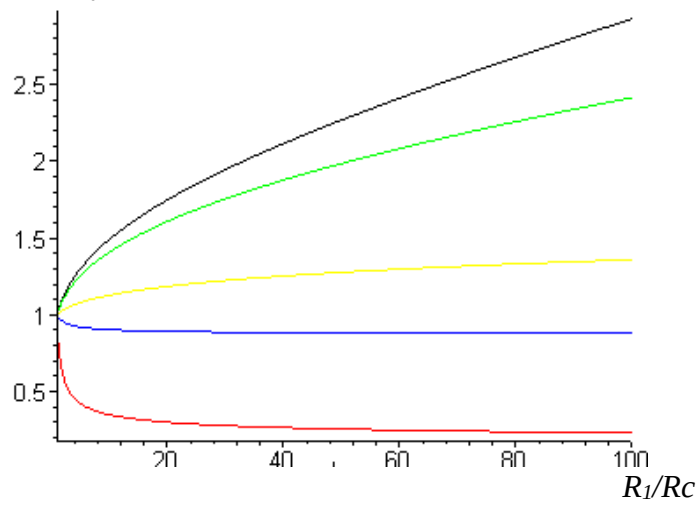
a)

$$\eta = et = Q/Q_0$$



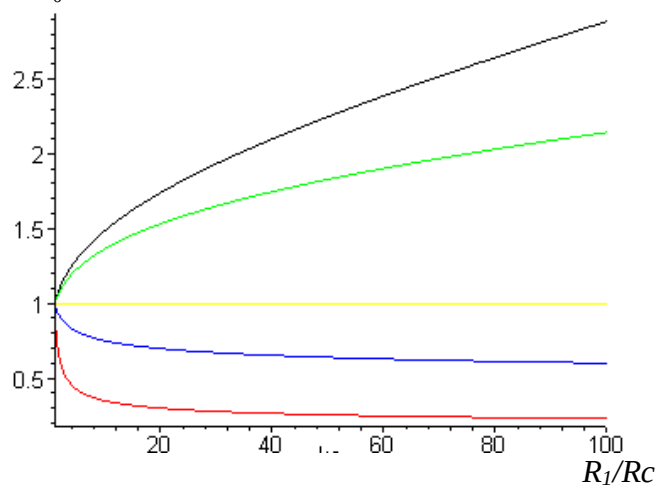
Сверху-вниз, соответственно: $\beta = 50, \beta = 5, \beta = 1, \beta = 0,5, \beta = 0,1$
б)

$$\eta = et = Q/Q_0$$

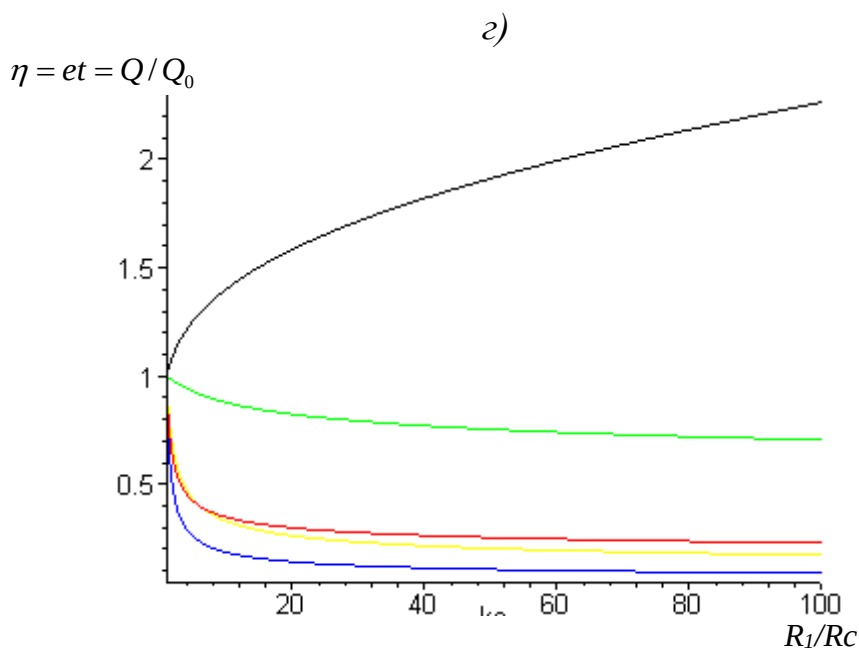


Сверху-вниз, соответственно: $\beta = 50, \beta = 5, \beta = 1, \beta = 0,5, \beta = 0,1$
в)

$$\eta = et = Q/Q_0$$



Сверху-вниз, соответственно: $\beta = 50, \beta = 5, \beta = 1, \beta = 0,5, \beta = 0,1$



Сверху-вниз, соответственно: $\beta = 50, \beta = 5, \beta = 0,1, \beta = 1, \beta = 0,5$

Рисунок 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), $\delta = 10$ (з), при различных значениях отношения $\beta = k_c / k_n$

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

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. 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 околоскважинной 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.

2.3. Стационарное распределение температуры и концентрации вещества в зоне обработки ПЗП при постоянном темпе закачки кислотной композиции в пласт

При неизотермической и изотермической фильтрациях водных растворов химических реагентов при повышенных температурах, наряду с другими характеристиками, необходимо знать и влияние температуры на величину

адсорбции пористой средой активных добавок в воде, Постановка таких исследований обусловлена тем, что в последнее время предлагаются новые разновидности технологии обработки, в которых тепловое воздействие сочетается с закачкой в пласт химреагентов. Влияние температуры на адсорбции растворов ПАВ в кварцевых песках рассмотрено в работах Рудый М.И., Кравченко И.И. (Рудый,2009), (Кравченко и др.1971).

Приведенные в литературе данные показывают, что влияние температуры на адсорбцию ПАВ носит сложный характер и определяется рядом факторов, важнейшим из которых является тип ПАВ, его концентрация, температура и вид адсорбента. Имеющихся данных недостаточно для того, чтобы однозначно установить характер изменения адсорбции ПАВ при нагреве раствора даже на поверхности кварцевого песчаника.

В связи с этим на основе обзора литературы в разделе 1 рассмотрим влияние стационарной температуры на вязкость химического реагента и таким образом, и на скорости фильтрации. Далее, по известной скорости фильтрации определим изменение концентрации вещества в реагенте в процессе фильтрации и массообмена (уравнение 1.9).

Для упрощения постановки задачи, принимаем, что температура в материале пористой среды в процессе массообмена остается без изменения и равна начальному значению. Полагая в уравнениях (1.6) и (1.7) $T_2 = T_n$, имеем одно стационарное уравнение теплопроводности для определения температуры жидкой фазы (раствора) в зоне обработки (Мардонов и др.,2007)

$$\frac{d^2 T_1}{dr^2} + \frac{1-2\beta}{r} \frac{dT_1}{dr} + k_0(T_n - T_1) (k_0 = \alpha / \lambda_{жс}), \quad (2.10)$$

удовлетворяющие граничным условиям:

$$\lambda_{жс} \frac{\partial T_1}{\partial r} = \alpha_0 (T_1 - T_{10}) \text{ при } r = R_c, \quad T_1 = T_n \text{ при } r = R_1 \quad (2.11)$$

α , α_0 - соответственно коэффициенты теплообмена между твердой фазой породной среды с закачиваемой жидкостью и стенкой скважины, $\lambda_{жс}$ - теплопроводность раствора, $\beta = M / 4\rho\pi h a_{жс}$, $a_{жс}$ - коэффициент температуропроводности закачиваемой жидкости. Вводим новую координату и функцию по формулам:

$$\bar{r} = r / R_c,$$

$$T^* = \frac{T_1 - T_n}{T_{10} - T_n}$$

приведем уравнение (2.10) и граничные условия (2.11) к виду:

$$\frac{d^2 T^*}{d\bar{r}^2} + \frac{1-2\beta}{\bar{r}} \frac{dT^*}{d\bar{r}} - \lambda^2 T^* = 0 \quad (\lambda = R_c \sqrt{k_0}) \quad (2.12)$$

$$\frac{dT^*}{d\bar{r}} = \lambda_0 (T^* - 1) \quad \text{при } \bar{r} = 1,$$

$$T^* = 0 \quad \text{при } \bar{r} = \xi \quad (\lambda_0 = \alpha_0 R_c / \lambda_{жс}) \quad (2.13)$$

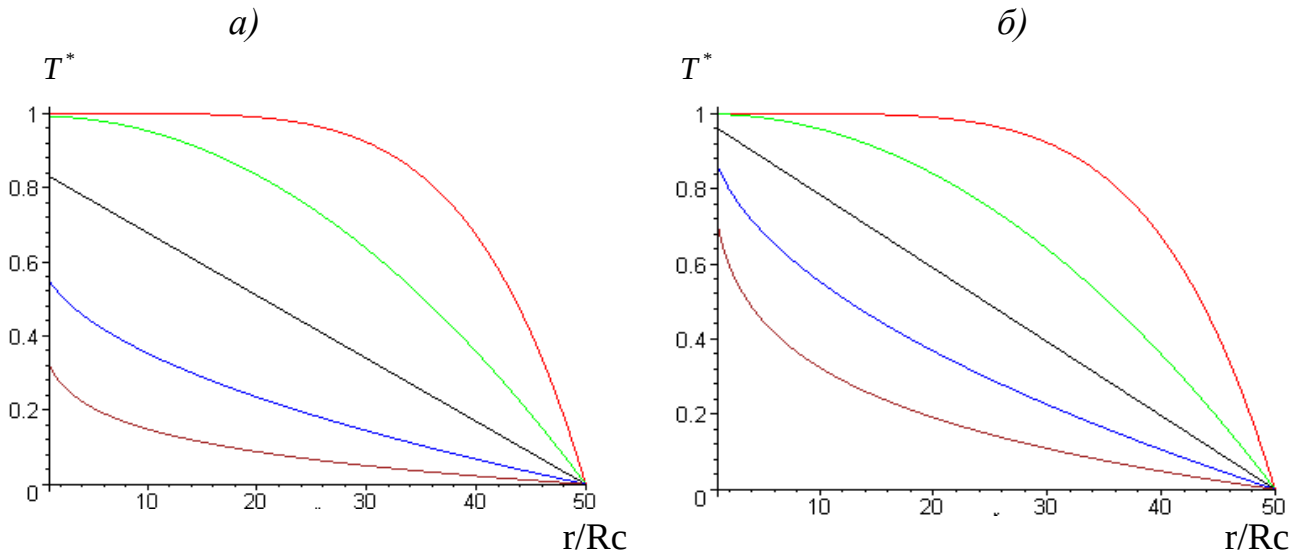
Решение уравнения (2.12), удовлетворяющее условиям (2.13), представим в виде (Янке др., 1968)

$$T^* = T^*(\bar{r}) = \frac{\lambda_0 K(\lambda \bar{r})}{\lambda_0 K(\lambda) - \lambda K'(\lambda)}, \quad (2.14)$$

где $K(z) = I_\beta(z)K_\beta(\lambda\xi) - K_\beta(z)I_\beta(\lambda\xi)$, $I_\beta(z)$ и $K_\beta(z)$ - функции Бесселя первого мнимого аргумента, первого и второго рода порядка β . Нахождение распределение температуры по формуле (2.14) требует провести численные расчеты специальных функций. Рассмотрим частный случай когда $\lambda = 0$. Тогда имеем:

$$T^* = T^*(\bar{r}, \beta, \lambda_0) = \frac{\lambda_0 (\bar{r}^\beta - \bar{r}^\beta)}{\beta + \lambda_0 (\xi^\beta - 1)} \quad (2.15)$$

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 .



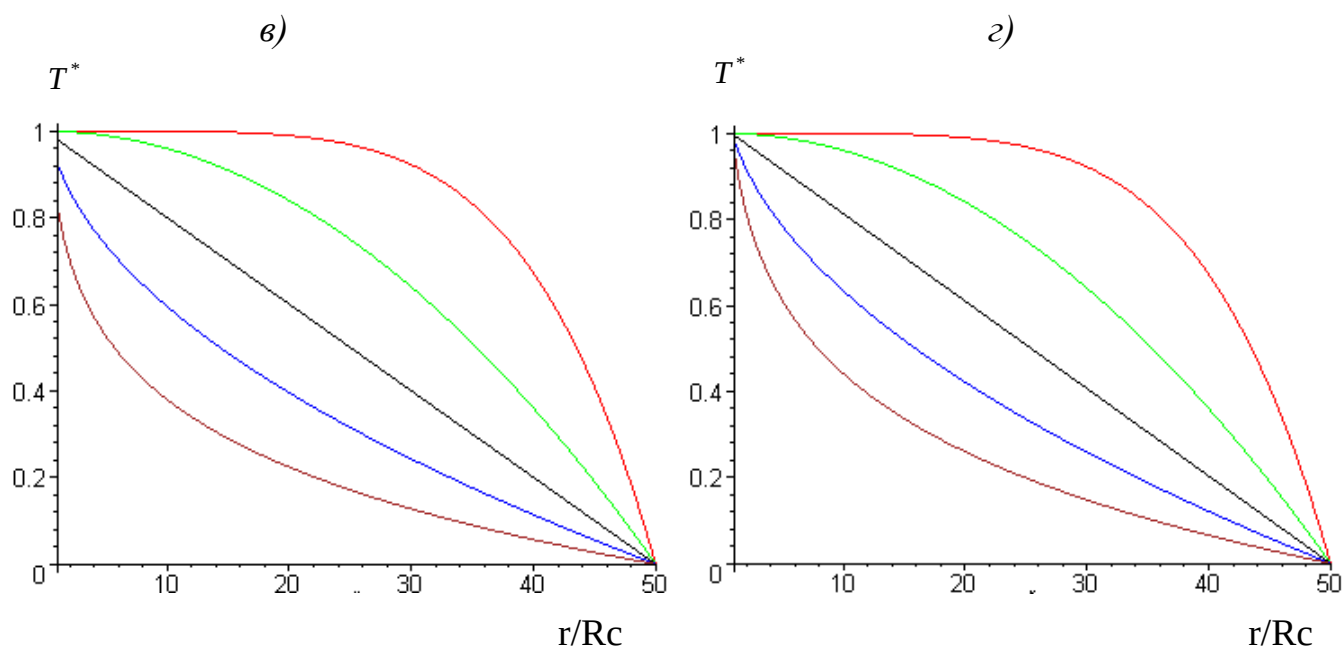


Рисунок 2.4- Зависимости температуры T^* от радиальной координаты r (отнесенной к радиусу скважины R_c) в зоне обработки пласта при различных значениях параметров $\lambda_0 = \alpha_0 R_c / \lambda_{жс}$, (при $\lambda_0 = 0.1$ (а), $\lambda_0 = 0.5$ (б), $\lambda_0 = 1$ (в), $\lambda_0 = 5$ (г)) и $\beta = M / 4\rho\pi h a_{жс}$ (кривые расположены сверху-вниз, соответственно: $\beta = 5, \beta = 2, \beta = 1, \beta = 0.5, \beta = 0.1$)

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

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

Для изучения влияния скорости фильтрации на величину адсорбции твердыми фазами рассмотрим стационарное уравнение диффузии массы при наличии зависимости (1.10):

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} [r(D_m + \lambda v) \frac{\partial c}{\partial r}] - v \frac{\partial c}{\partial r} = 0 \quad (2.16)$$

Рассмотрим случай стационарного режима фильтрации раствора с постоянным темпом закачки M_0 , Тогда имеем:

$$v = q_0 / r, (q_0 = Q_0 / 2\pi h = M_0 / 2\pi h \rho) \quad (2.17)$$

Подставляем выражение v из (2.17) в уравнение (2.16) и интегрируем при граничных условиях:

$$c = c_2 \text{ при } r = R_c, \quad c = 0 \text{ при } r = R_1.$$

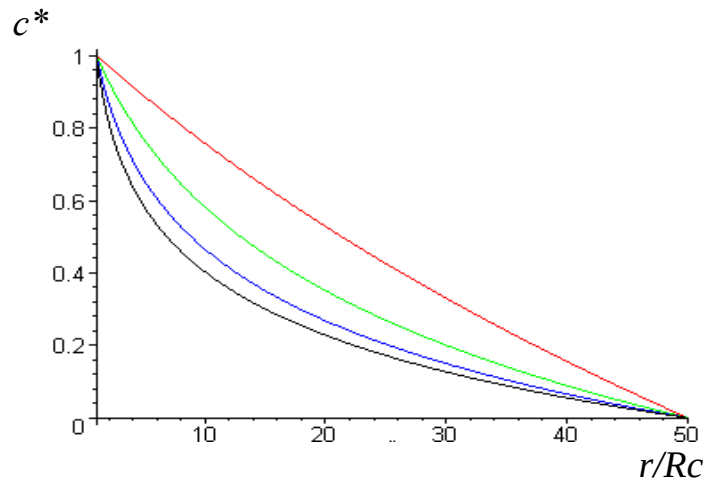
Тогда имеем:

$$\frac{c}{c_2} = \frac{(\xi + \theta)^{-q} - (\bar{r} + \theta)^{-q}}{(\xi + \theta)^{-q} - (1 + \theta)^{-q}}, \quad (2.18)$$

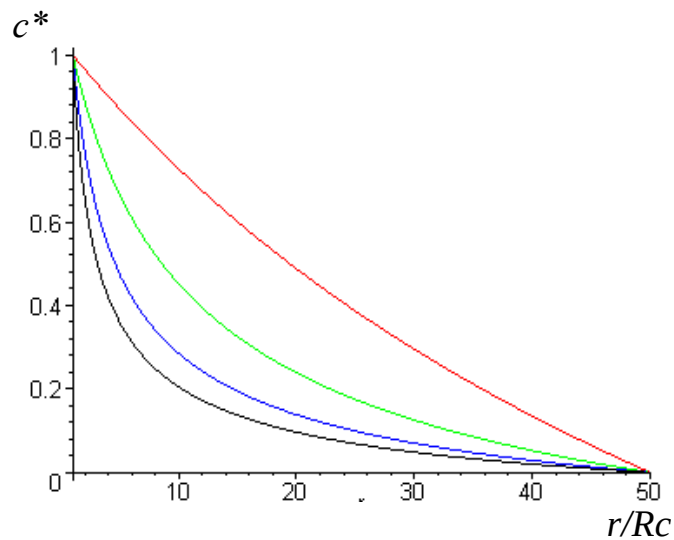
где $\bar{r} = r / R_c$, $q = q_0 / D_m$, $\theta = \lambda q_0 / D_m R_c$

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 .

а)



б)



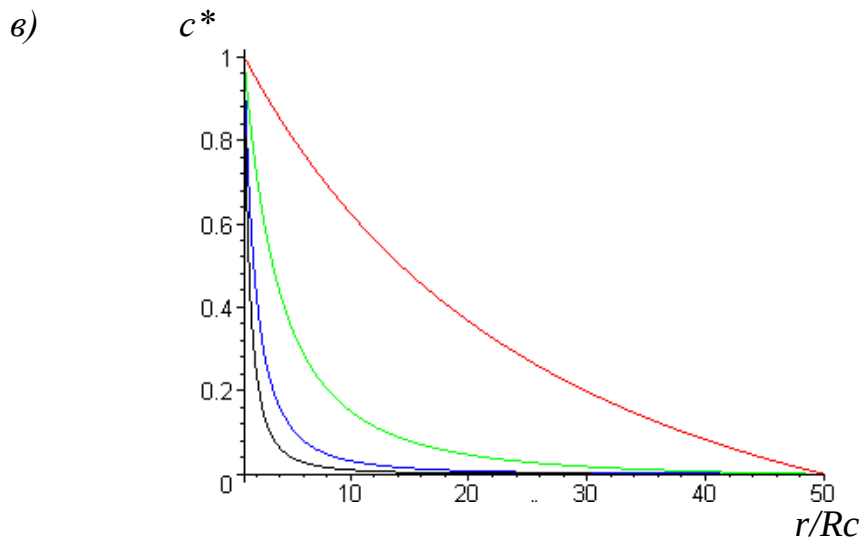


Рисунок 2.5- Зависимости относительной концентрации c^* от радиальной координаты r (отнесенного к радиусу скважины Rc) при различных значениях безразмерных параметров q и θ : для $q = 0.02$ (а), $q = 0.1$ (б), $q = 2$ (в) (кривые расположены сверху-вниз, соответственно: $\theta = 50$, $\theta = 5$, $\theta = 1$, $\theta = 0.01$)

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

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.

Массообмен между веществом и твердой фазой описывается уравнением кинетикой или изотермой (в условиях равновесия) (1.3) . В равновесных условиях, когда контакт между раствором и твердой фазой поддерживается достаточно длительное время, соотношение между концентрациями вещества в растворе c и на сорбенте N определяется изотермой сорбции или ионного обмена. Для физической адсорбции часто используют изотерму Ленгмюра:

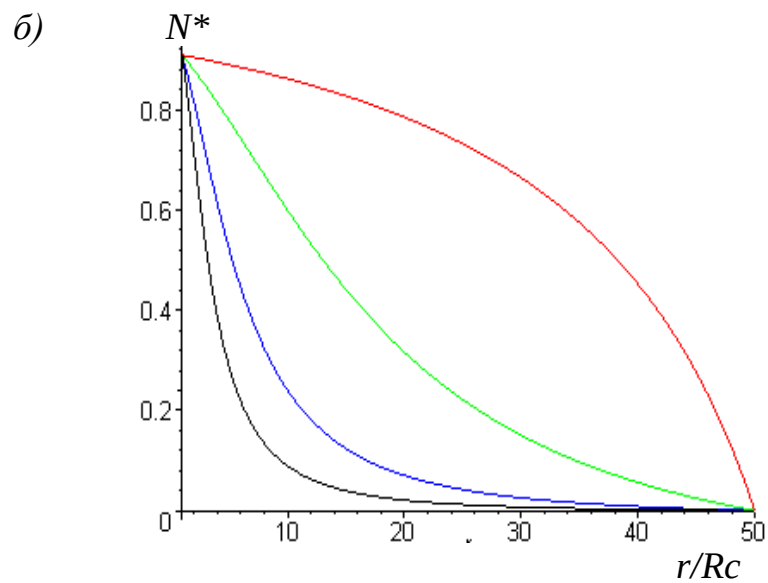
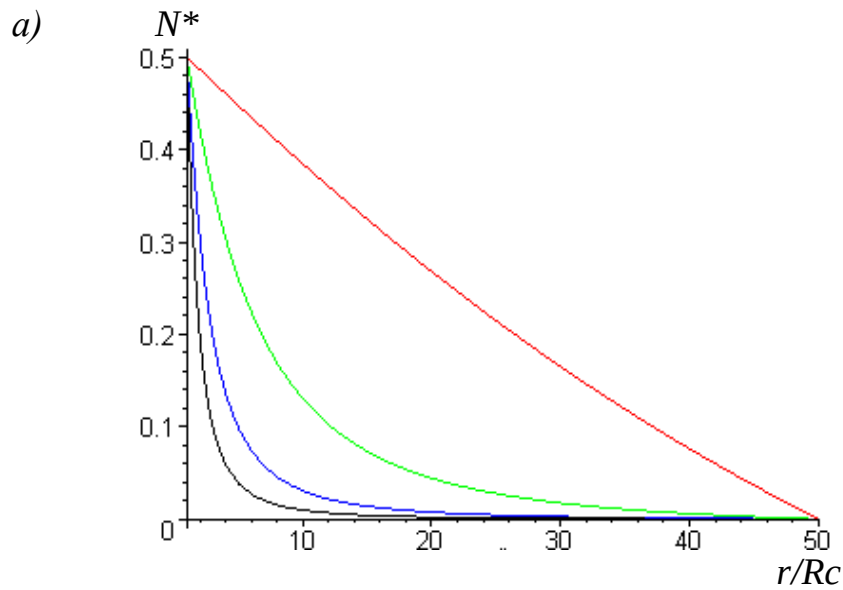
$$\frac{N}{N_0} = \frac{ck_\alpha}{1 + ck_\alpha}$$

где N_0 - обменная емкость сорбента при насыщении в условиях равновесия с раствором концентрации c_0 , k_α - константа, характеризующая сорбирующую способность твердой фазы.

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.

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



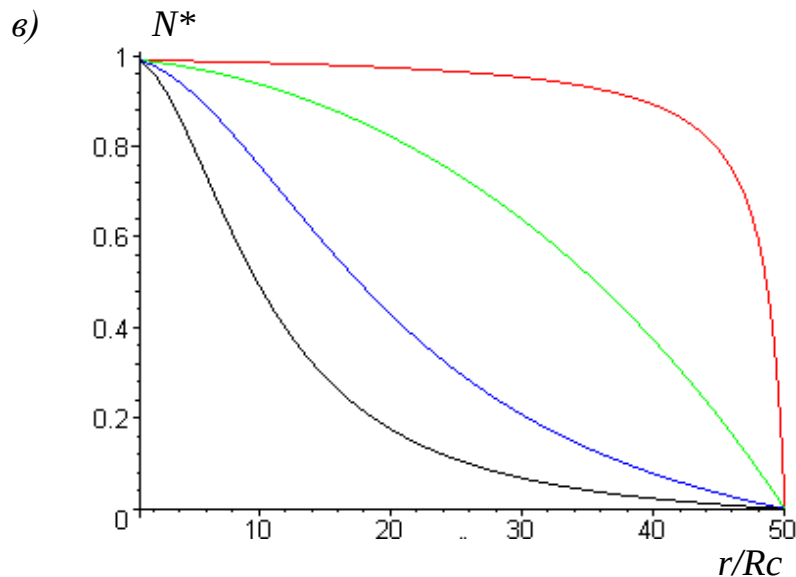


Рисунок 2.6- Изменения отношения концентрации вещества в твердой фазе $N^* = N / N_0$ от радиальной координаты r (отнесенного к радиусу скважины R_c) при различных значениях константы k_a , характеризующей сорбирующую способность твердой фазы, для $k_a = 0.1$ (а), $k_a = 10$ (б), $k_a = 100$ (в) и различных значений параметров θ (кривые расположены сверху-вниз, соответственно: $\theta = 50, \theta = 5, \theta = 1, \theta = 0,01$)

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

Значительное влияние на величину концентрации вещества на сорбенте оказывает параметр θ , это особенно видно при больших значениях константа k_a (рисунок 2.6 в).

При этом существенно меняется ход кривых. При больших значениях параметра θ концентрации вещества по радиусу практически остается постоянной величиной (рисунок 2.6 в красные линии). Иная картина наблюдается при малых значениях θ , где процесс адсорбции прекращается на незначительных расстояниях от поверхности скважины.

Если вдавливание жидкости в пласт реализуется под действием постоянного давления (репрессии), то расход жидкости определяем по формуле:

$$Q = 2\pi\varepsilon_n \Delta p \eta \quad (\eta = \ln(R_k / R_c) / [\ln(R_k / R_c) + S])$$

Тогда параметры q и θ определяются по формулам:

$$q = \frac{\varepsilon_n \Delta p}{h} \eta, \quad \theta = \frac{\lambda \varepsilon_n \Delta p}{R_c D_m} \eta$$

На рисунках 2.7 и 2.8 показаны изменения приведенной концентрации c^* и N^* по радиусу при различных значениях показателя скин - фактора S , где в

расчетах принято $\frac{\varepsilon_n \Delta p}{h} = 1$, $\frac{\lambda \varepsilon_n \Delta p}{R_c D_m} = 1$, $k_\alpha = 20$.

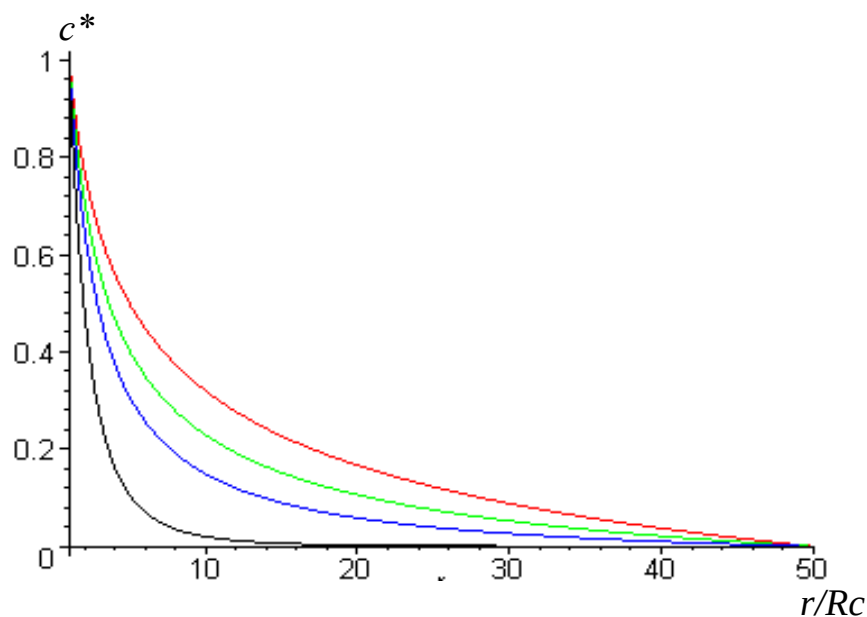


Рисунок 2.7- Изменение концентрации вещества в растворе $c^* = c/c_s$ в зависимости от радиальной координаты r (отнесенного к радиусу скважины R_c) при различных значениях скин-фактора S (кривые расположены сверху-вниз, соответственно: $S = 20$, $S = 5$, $S = 0$, $S = -5$)

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

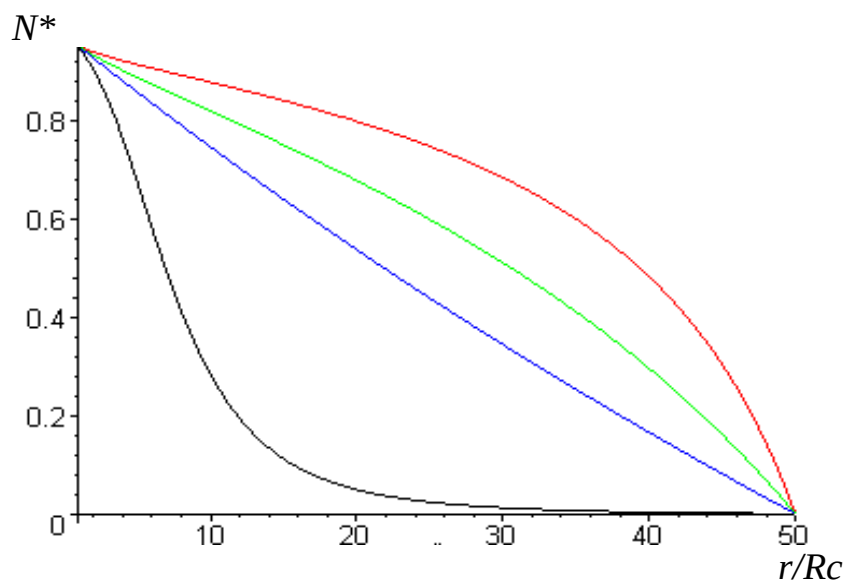


Рисунок 2.8- Изменение концентрации вещества на сорбенте $N^* = N/N_0$ в зависимости от радиальной координаты r (отнесенного к радиусу скважины R_c) при различных значениях скин-фактора S (кривые расположены сверху-вниз, соответственно: $S = 20$, $S = 5$, $S = 0$, $S = -5$)

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

Видно, 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 (рисунок 2.8 красные линии).

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.

В работе (Кравченко, 1971) была поставлена серия опытов по фильтрации 0,1 и 0,05%-ных растворов ОП-10 в морской воде через кварцевый песок и пески Апшеронского полуострова со скоростью 8,3; 9,8; 14,2; и 23,1 см/ч.

Выбранные скорости фильтрации соответствует реальным условиям обработки призабойной зоны скважин растворами ПАВ. Если закачка раствора ОП-10 проводится в скважину с мощностью пласта 10 м пористостью 37% и со скоростью 20 м³/ч, то будет достигнуто следующее проникновение раствора в пласт при скоростях фильтрации.

Скорость

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

Как уже указывалась, скорость продвижения фронта предельной адсорбции отстает от скорости фильтрации раствора. Можно вычислить скорость продвижения фронта предельной адсорбции в зависимости от скорости фильтрации, применяя следующую формулу:

$$V_{np} = \frac{kQ}{2\pi r h m}$$

- где V_{np} – скорость продвижения фронта предельной адсорбции, м/ч;
 k – коэффициент, учитывающий природу ПАВ, растворителя, адсорбента при заданных условиях, который можно определить на основе лабораторных исследований ;
 Q – объемная скорость расхода водного раствора ПАВ , м³/ч;
 r – предполагаемая глубина обработки пласта растворами ПАВ, м;

h – мощность пласта, м; m – пористость в долях единицы.

Для получения коэффициента k строится график зависимости скорости продвижения фронта предельной адсорбции l/t от скорости фильтрации v_f на основе проведенных лабораторных работ. Для песка КС коэффициент $k = 0,07$; l – длина пористой среды, см; t – время, в течение которого наступила предельная адсорбция по всей длине песка. Если, например, закачка раствора ОП-10 в морской воде с концентрацией 0,1% проводится в призабойную зону скважины (пласт КС), мощность пласта которой равна 5 м ($m=37\%$), со скоростью закачки $20 \text{ м}^3/\text{ч}$, то скорость продвижения фронта предельной адсорбции будет отставать от фронта фильтрации на $0,322 \text{ м}/\text{ч}$.

2.4. Определение расхода закачиваемой кислотной композиции с переменной температурой и концентрации вещества в зоне обработки при постоянной репрессии на пласт

При обработке ПЗП кислотными растворами обычно расход Q или темп закачки M являются искомыми функциями времени, зависящий от репрессии на пласт $\Delta p(t) = p_c(t) - p_k$ ($p_c(t)$ и p_k – соответственно давление на стенке скважины контуре питания). Рассмотрим случай закачки раствора в пласт при постоянной репрессии $\Delta p(t) = \text{const}$.

Вычислим расход жидкости в случае, когда проницаемость пласта постоянная и равна $k = k_n$, а вязкость зависит от температуры и концентрации вещества по закону:

$$\mu = f_1(T_1) f_2(c) \quad (2.19)$$

где: $f_1(T_1)$ и $f_2(c)$ – функции, зависящие от температуры и концентрации вещества в составе раствора, определяемые на основе обработки экспериментальных данных.

Рассмотрим частные случаи выбора функций $f_1(T_1)$ и $f_2(c)$

$$1. f_2(c) = 1$$

Функцию $f_1(T_1)$, характеризующую зависимость вязкости раствора от температуры, принимаем по закону:

$$f_1(T_1) = \frac{\mu_n T_n}{T_1} = \frac{\mu_n T_n}{T_n + T^* (T_{10} - T_n)}.$$

В выражении (2.19) температура T^* является функцией r , вычисляется по формуле (2.15).

Пользуясь формулой (2.8), определяем коэффициент расхода жидкости:

$$Q = \frac{2\pi\varepsilon_n\Delta p}{\ln(R_k/R_1) + \int_1^\xi \frac{dx}{x[1+T^*(x, \beta, \lambda_0)(\sigma-1)]}}, \quad (\sigma = T_{10}/T_n) \quad (2.20)$$

Учитывая $\varepsilon_n = k_n h / \mu_n$, $\beta = Q / 2\pi h a_{ж}$ и вводя новый безразмерный параметр $B = k_n \Delta p / \mu_n a_{ж} \ln(R_k / R_c)$, приведем зависимость (2.20) к виду:

$$\beta = \frac{B \ln(R_k / R_c)}{\ln(R_k / R_c) - \ln \xi + \int_1^\xi \frac{dx}{x[1+T^*(x, \beta, \lambda_0)(\sigma-1)]}} \quad (2.21)$$

Зависимость (2.21) может служить уравнением для определения величины β при известных значениях отношения R_k / R_c безразмерных параметров B , ξ , λ_0 , σ .

Для параметров пласта, если принимать $k_n = 10^{-14} \text{ м}^2 = 0,01 \text{ дарси}$, $\mu_n = 0,001 \text{ Па} \cdot \text{с}$, температуропроводность жидкости $a_{ж} = 10^{-7} \text{ м}^2 / \text{с}$, то безразмерный параметр B будет равен $B = 10^{-4} \Delta p / \ln(R_k / R_c) \frac{1}{\text{Па}}$. При $\Delta p = 0,01 \text{ МПа}$, $0,1 \text{ МПа}$, $1,0 \text{ МПа}$ соответственно имеем $B = 0,144$, $1,44$, $14,47$

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	0,87
$B = 1.0$															
$\sigma = 2$						$\sigma = 4$					$\sigma = 6$				
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
$B = 5.0$															
$\sigma = 2$						$\sigma = 4$					$\sigma = 6$				
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	9,4

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 $mi = \mu/\mu_n$ от расстояния r (отнесенного к R_c) при различных значениях параметров B и σ .

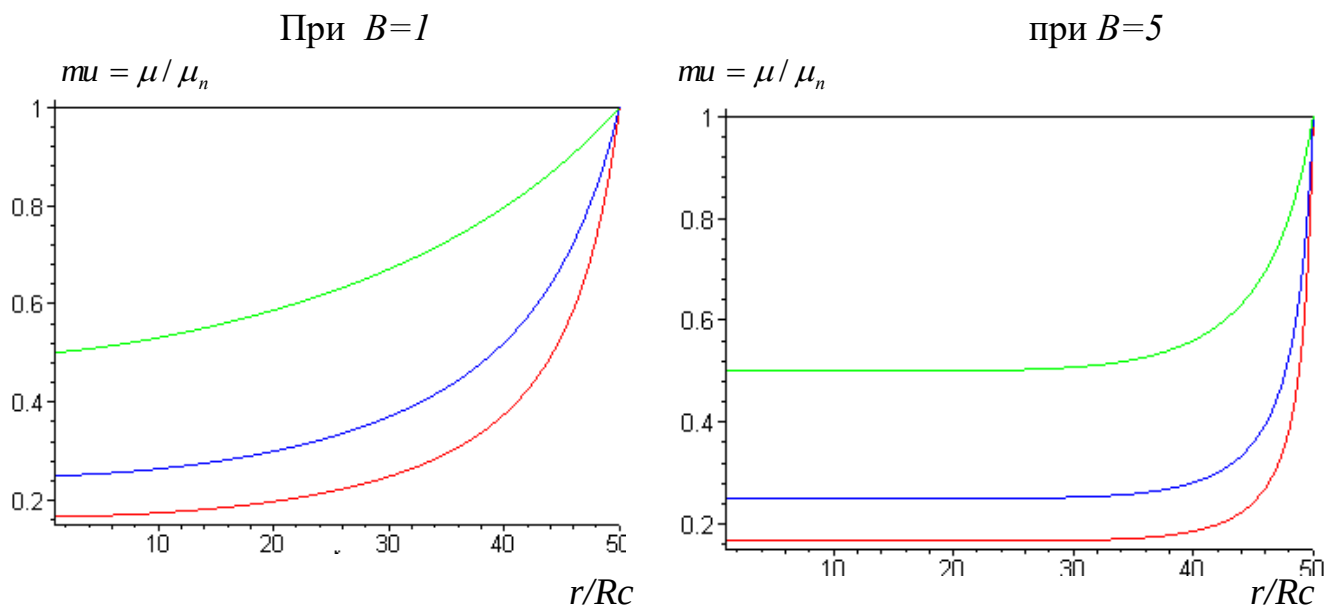


Рисунок 2.9- Изменение вязкости нагнетаемой в пласт жидкости от радиальной координаты r (отнесенного к радиусу скважины R_c) для двух значений параметра B и различных значений σ (кривые расположены сверху-вниз, соответственно: $\sigma=1$, $\sigma=2$, $\sigma=4$, $\sigma=6$)

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

Из рисунка 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.

Как было отмечено в разделе 1, рост концентрации химического реагента в некоторых диапазонах его изменения может увеличить вязкость раствора. Например, для раствора с содержанием реагента ПАА DK Drill в 0,05%, 0,1% и 0,25% динамическая вязкость при температуре 20° C имеет соответственно значения (таблица 1.5) $7,25 \cdot 10^{-3} \text{ Па.с}$, $18,21 \cdot 10^{-3} \text{ Па.с}$ и $90,63 \cdot 10^{-3} \text{ Па.с}$. При этом изменение динамической вязкости от концентрации (в процентах) аппроксимируем экспоненциальной зависимостью:

$$\mu = A \exp[fc(q, r)]. \quad (2.22)$$

где A и f - постоянные, определяемые на основе опытных данных.

По двум данным значений (c_1, μ_1) и (c_2, μ_2) можно найти постоянные A и f .

$f = \ln(\mu_1 / \mu_2) / (c_1 - c_2)$, $A = \mu_1 \exp(-fc_1)$. Например, для вышеприведенного раствора полагая $c_1 = 0,25$, $c_2 = 0,05$ (в процентах), $\mu_1 = 90,63 \cdot 10^{-3} \text{ Па.с}$, $\mu_2 = 7,25 \cdot 10^{-3} \text{ Па.с}$ получаем $f = 13,88$, $A = 3,85 \cdot 10^{-3} \text{ Па.с}$ ($0,05 \leq c \leq 0,25$).

2. Рассмотрим теперь случай, когда $f_1 = 1$, $\mu = A \exp[fc(q, r)]$.

Расход жидкости вычисляем по формуле:

$$Q = \frac{2\pi\epsilon_n \Delta p \ln(R_k / R_c)}{\ln(R_k / R_c) - \ln(\xi) + \frac{A}{\mu_n} \int_1^\xi \frac{\exp[fc(q, x)] dx}{x}} \quad (2.23)$$

При малых значениях параметра λ в формуле (2.18) полагаем $\theta \approx 0$ и учитывая $q = Q / 2\pi h D_m$, формулу (2.23) приведем к виду:

$$q = \frac{B_1 \ln(R_k / R_c)}{\ln(R_k / R_c) - \ln \xi + \frac{A}{\mu_n} \int_1^\xi \frac{\exp[fc(q, x)] dx}{x}} \quad (2.24)$$

Здесь $B_1 = k_n \Delta p / \mu_n D_m \ln(R_k / R_c)$

Выражение 2.24 при известных значениях параметров пласта R_k , R_c , k_n , h , коэффициента диффузии нагнетаемой жидкости D_m репрессии Δp и коэффициентов аппроксимации A и f может быть использовано в качестве уравнения для определения коэффициента расхода $q = Q / D_m$

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 $R_k = 100 \text{ м}$. $R_c = 0,1 \text{ м}$, $A / \mu_n = \mu_1 \exp(-fc_1) / \mu_n = 1,5$, $c_2 = 0$

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	0.14
$B_1 = 1.0$															
$a_1 = 2$						$a_1 = 5$					$a_1 = 10$				
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	0.32
$B_1 = 5.0$															
$a_1 = 2$						$a_1 = 5$					$a_1 = 10$				
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

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 $\mu_n = 4.83 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}$, $B_1 = 0,5$, $\xi = 50$ 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.

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 $a_1 = \mu_1 / \mu_2$.

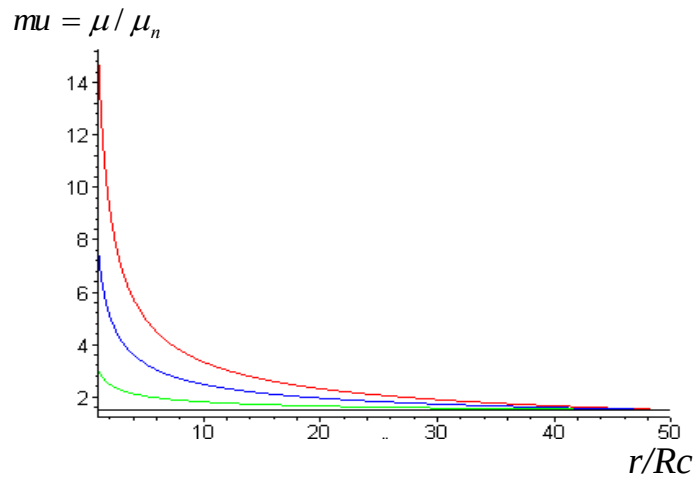


Рисунок 2.10- Изменение вязкости нагнетаемой в пласт жидкости от радиальной координаты r (отнесенного к радиусу скважины R_c) для $B = 0.5$, $\xi = 50$ и различных значениях a_1 (кривые расположены сверху-вниз, соответственно: $a_1 = 10$, $a_1 = 5$, $a_1 = 2$, $a_1 = 1$)

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

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.

3. Вязкость нагнетаемой жидкости одновременно зависит от температуры и концентрации вещества по закону:

$$\mu = \mu_1 \frac{\exp\{f[c(q, r) - c_1]\}}{1 + (\sigma - 1)T^*(\beta, r)} \quad (2.25)$$

Расход жидкости вычисляем по формуле:

$$Q = \frac{2\pi\varepsilon_n \Delta p \ln(R_k / R_c)}{\ln(R_k / R_c) - \ln(\xi) + \frac{\mu_1}{\mu_n} \int_1^\xi \frac{\exp\{f[c(q, x) - c_1]\} dx}{x[1 + (\sigma - 1)T^*(\beta, x)]}$$

Вводя обозначение $\delta = a_{\text{жс}} / D_m$ и учитывая $q = Q / 2\pi h D_m = \delta Q / 2\pi h a_{\text{жс}} = \delta\beta$, равенство (2.25) записываем в виде:

$$\beta = B \frac{\ln(R_k / R_c)}{\ln(R_k / R_c) - \ln \xi + \frac{\mu_1}{\mu_2} \int_1^\xi \frac{\exp\{[c(\delta\beta, x) - c_1]\} dx}{x[1 + (\sigma - 1)T^*(\beta, x)]}} \quad (2.26)$$

Последнее выражение может служить уравнением для определения коэффициента расхода нагнетаемой в пласт жидкости, где предполагаются известные параметры пласта и физические свойства нагнетаемой жидкости. Выбором концентрации вещества (параметры μ_1 , μ_2 , c_1 и c_2) и температуры раствора T_{10} можно установить темп закачки раствора, при котором эффективно будет производиться обработка ПЗП с заданной радиусом кольматации.

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 $R_k = 100\text{ м}$, $R_c = 0,1\text{ м}$, $A / \mu_n = 1,5$, $c_2 = 0$, $\xi = 50$, $\delta = 1$

Таблица 2.5.

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

$B = 0.5$															
$a_1 = 2$						$a_1 = 5$					$a_1 = 10$				
σ	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
$B = 1$															
$a_1 = 2$						$a_1 = 5$					$a_1 = 10$				
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
$B = 5$															
$a_1 = 2$						$a_1 = 5$					$a_1 = 10$				
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.

На рисунке 2.11 представлены графики изменения вязкости закачиваемой в пласт жидкости от радиуса при различных значений параметрах σ и $a_1 = \mu_1 / \mu_2$.

$$B = 0,5$$

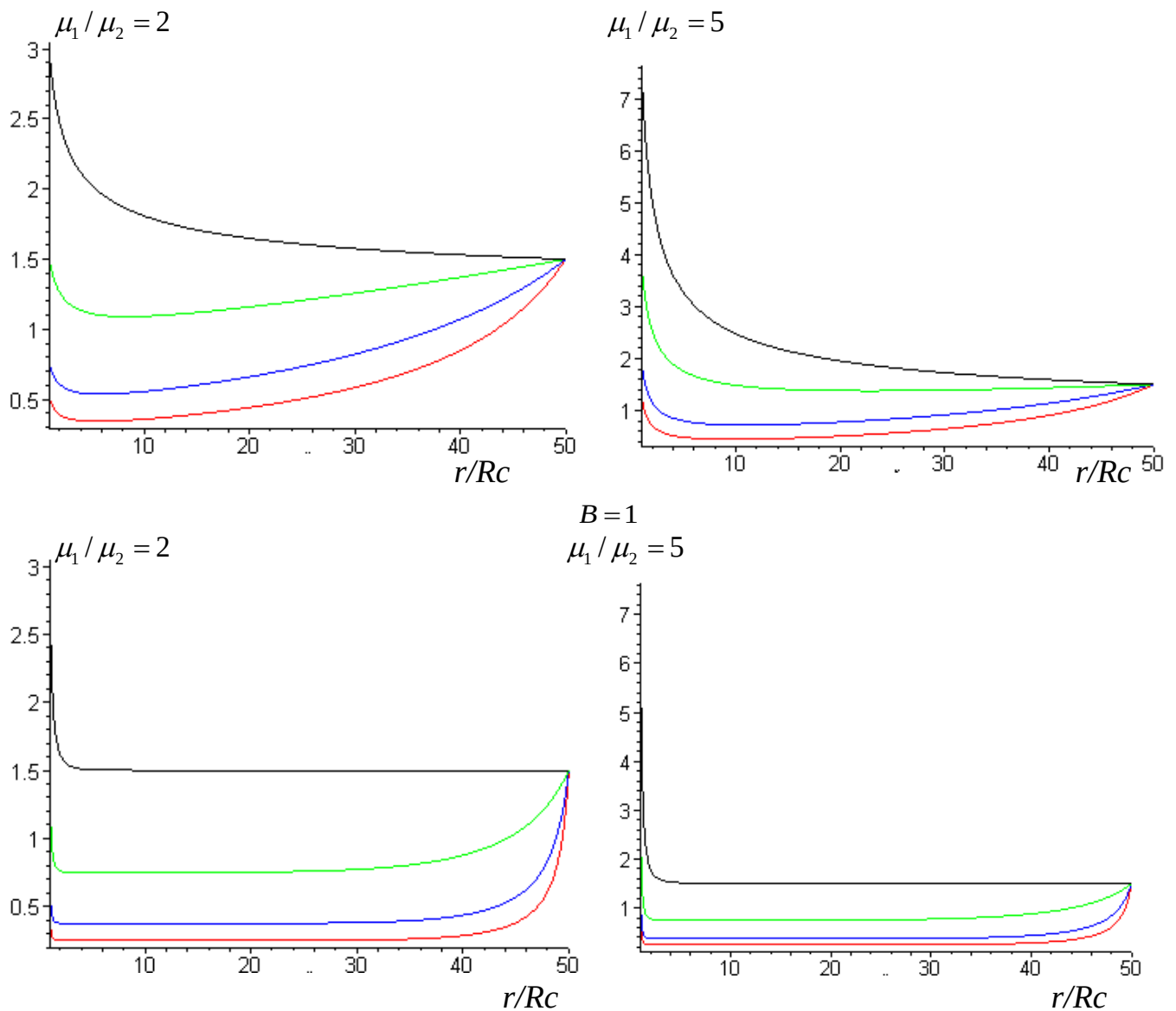


Рисунок 2.11- Зависимости вязкости $\mu_1 = \mu/\mu_n$ от радиальной координаты r (отнесенного к радиусу скважины Rc) при $B = 0.5$ и $B = 1$ и различных значений параметра σ (кривые расположены сверху-вниз, соответственно: $\sigma = 1$, $\sigma = 2$, $\sigma = 4$, $\sigma = 6$)

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

Сравнивая полученные результаты с данными кривых на рисунке 2.10, установим, что наличие в составе раствора химических добавок может привести к более равномерному распределению вязкости раствора в зоне обработки. При этом существенное изменение вязкости наблюдается в тонких слоях, расположенных вблизи стенок скважины и границы зоны кольматации.

2.5 . Оценка качественного показателя термокислотного воздействия на пласт

Различают термохимические и термокислотные обработки фильтра скважин и призабойной зоны пласта (Логинов,1966),(Муравьев и др.,1976). Термохимическая обработка - процесс обработки призабойной и удаленной зон пласта соляной кислотой, нагретой в результате экзотермических реакций.

Термокислотная обработка - комбинированный процесс обработки пласта соляной кислотой. Сначала проводится термохимическая, а затем обычная солянокислотная обработка. При термокислотной обработке в результате повышенной активности соляной кислоты, имеющей повышенную температуру, открываются каналы в породе, обеспечивающие возможность продвижения холодной кислоты в глубину пласта.

Термохимическая обработка предназначена для обработки скважин с признаками отложения парафина и смол на фильтре и призабойной части пластов. Такая обработка очищает канал от закупоривающих отложений и повышает результативность взаимодействия соляной кислоты с породой.

В скважинах, снижающих свою производительность из-за отложений в призабойной зоне парафиновых или асфальто-смолистых веществ, кислотная обработка будет более эффективной, если забой скважины предварительно подогреть, чтобы расплавить эти вещества. Для этого скважину предварительно промывают горячей нефтью или проводят термокислотную обработку. Прогрев призабойной зоны позволяет уменьшить вязкость нефти, снизить поверхностное натяжение на границе нефть -порода и нефть- вода, перевести в жидкую фазу некоторые твердые отложения, например, асфальтовые или парафиновые. Нагревание увеличивает подвижность вытесняемой из пласта жидкости. Экспериментально доказано, что вязкость нефтей с высокой плотностью значительно изменяется при увеличении или изменении температуры. Так, вязкость нефти, имеющей плотность 924 кг/м³ при температуре 50°С, снижается более чем в 2 раза чем при нагреве на 20°С.

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, °C	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

Учитывая, что температура кислотного раствора перед реакцией равна 10-30°C, можно принять как оптимальное соотношение от 70 до 100 л 15%- ной кислоты на 1кг магния при расчетной температуре раствора после реакции от 75до 90°C и остаточной концентрации HCl, равной 11-12,2%.

При расчете режима закачки кислоты необходимо располагать данными о том, за какое время контакта кислоты с магнием произойдет снижение концентрации ее до заданной , например с 15%- ной концентрации до 11,0 или 12,2%-ной. Очевидно, что чем больше количество кислоты реагирует с одним и тем же количеством магния, тем больше времени потребуется для снижения ее

концентрации и, наоборот, чем больше площадь контакта кислоты с магнием, тем быстрее идет реакция, быстрее снижается концентрация кислоты.

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.

Для проведения термокислотной обработки магний в виде прутков или стружки загружается в специальный реакционный наконечник (рисунок 2.12) [32], который спускается на насосно-компрессорных трубах до забоя скважины.

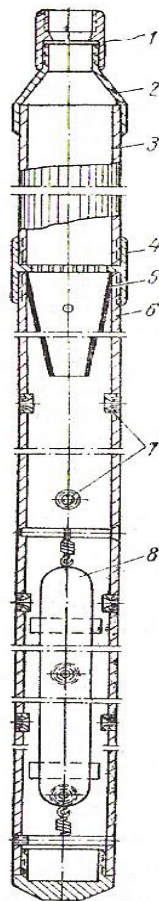


Рисунок 2.12- Реакционный наконечник

Обычно используются наконечники, вмещающие от 40 до 100 кг магния, через которые прокачивается соответствующее количество соляной кислоты.

Верхняя труба 3 наконечника через переводник 2 крепится к муфте насосно-компрессорных труб. Эта труба (контактный ствол наконечника) заполняется стержнями магния; в ней происходит реакция между магнием и прокачиваемым через трубу кислотным раствором. Нижняя труба 6, в которую из верхней трубы через пластину-решетку 4 поступает кислотный раствор, нагретый вследствие реакции с магнием, предназначена для выброса горячей кислоты на стенки скважины через ниппели 7, ввинченные в отверстия трубы.

Эти отверстия расположены попарно в шахматном порядке через каждые 0,5 м по длине трубы.

Для дегазации горячего раствора, поступающего в нижнюю трубу, в муфтовом соединении между верхней и нижней трубами устанавливается воронка-газоотборник 5. Для удаления освобожденного газа (водорода) в верхней части нижней трубы под муфтой просверливают четыре-шесть отверстий диаметром 3 мм в один ряд по окружности трубы. В нижней части трубы на шпильках устанавливается термометр-самописец 8 для записи температуры во время процесса. Для защиты от действия горячего раствора термограф помещают в железный кожух.

Недостатком описанной конструкции реакционного наконечника является то, что для доставки его к забою скважины и обратного извлечения приходится производить трудоемкие и продолжительные операции по подъему и спуску колонны насосно-компрессорных труб.

Осуществление термокислотной обработки скважин без трудоемкой операции по подъему и спуску насосно-компрессорных труб возможно при использовании вставных реакционных наконечников, спускаемых в скважину на насосных штангах.

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°C. 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 магнием 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

Выводы по разделу 2

1. 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. Предложена универсальная зависимость проницаемости от координаты, описывающая как ухудшения, так и улучшения фильтрационных свойств ПЗП.

2. Для сжимаемых пластов рассмотрены зависимости проницаемости от давления, приведены диапазоны изменения коэффициентов, характеризующих сжимаемость.

3. 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.

4. 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.

5. 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.

3. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ КИСЛОТНОЙ И ТЕРМОКИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ ОКОЛОСКВАЖИННОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА

Эффективность воздействия кислотных и неокислотных рабочих растворов на призабойную зону пласта зависит от правильного проектирования состава закачиваемого раствора, оптимального технологического режима закачки и надежности функционирования специальной техники и промышленного оборудования, связанного с процессом закачки.

Необходимо соответствие выбранного состава рабочего раствора типу пластовой системы (породе с насыщающими флюидами). Солянокислотные обработки практически без ограничений применимы для карбонатных коллекторов, а также в терригенных породах с высоким содержанием карбонатов (10-25%). Глинокислотное воздействие используют для обработки терригенных коллекторов с невысокой карбонатностью.

С целью повышения эффективности воздействия МУН непосредственной технологии закачки композиций или составов должен предшествовать комплекс подготовительных работ в каждой скважине. Это комплекс должен включать обработку призабойной зоны (ОПЗ) и использования солянокислотной обработки (СКО) или оба процесса или другой вид предварительного воздействия на перфорированный интервал скважины.

В частности, важным этапом подготовки скважины к проведению мероприятия, является осуществление промывки скважины по всему профилю. При промывке с помощью растворов натрия и хлористого кальция, а также различных ПАВ качественной очистки забоя не происходит (Уголев и др., 1974), (Янке и др., 1968).

В настоящем разделе оценивается влияние выбора вида и метода физико-химических воздействий на ПЗП на показатели технологии обработки околоскважинной зоны пласта.

3.1. Определение глубины проникания и изменения температуры нагрева нагнетаемой в пласт жидкости при постоянном темпе закачки

Для определения глубины проникания (радиуса вытеснения) раствора используем уравнение сохранения массы без учета диффузионного перемешивания последовательно движущихся жидкостей в пласте за время T , которое записывается в виде:

$$\pi h m (R_{\phi}^2 - R_c^2) = \int_0^t Q(t) dt \quad (3.1)$$

где h и m - соответственно мощность, и пористость пласта; R_{ϕ} - радиус проникновения раствора; $Q(t)$ - расход жидкости. В случае обработки ПЗП с

известным расходом жидкости радиус проникания (вытеснения) вычислим по формуле:

$$R_{\phi} = R_c \left(1 + \frac{W(t)}{\pi h m R_c^2} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (3.2)$$

где $W = \int_0^t Q(t) dt$ - объём раствора, закачиваемого в пласт за время t , в частности при постоянном темпе закачки $M = M_0$ имеем $Q = Q_0$, имеем:

$$W = Q_0 t, R_{\phi} = R_c \left(1 + \frac{Q_0 t}{\pi h m R_c^2} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (3.3)$$

Изменение температуры в закачиваемом растворе по координате r и времени t при отсутствии диффузии тепла описывается уравнением:

$$\frac{q}{r} \frac{\partial T}{\partial r} + \frac{\partial T}{\partial t} + \alpha_1 (T - T_n) = 0, \quad (3.4)$$

Для решения которого используются следующие начальные и граничные условия:

$$T = T_0 \quad \text{при} \quad t = 0, \quad T = T_{10} \quad \text{при} \quad r = R_c \quad (3.5)$$

где $q = Q(t) / 2\pi h m$, $\alpha_1 = \alpha / c_{жс} \rho_{жс} m$, T_n - начальная температура пласта, T_0 - температура нагретого раствора, T_{10} - температура, поддерживаемая на стенках скважины. Решить уравнения (3.4) в случае $Q = Q_0$ ($q = q_0 = Q_0 / 2\pi h m$) удовлетворяющего условиям (3.5), можно методом преобразования Лапласа (операционного исчисления) [49], применив который, получаем:

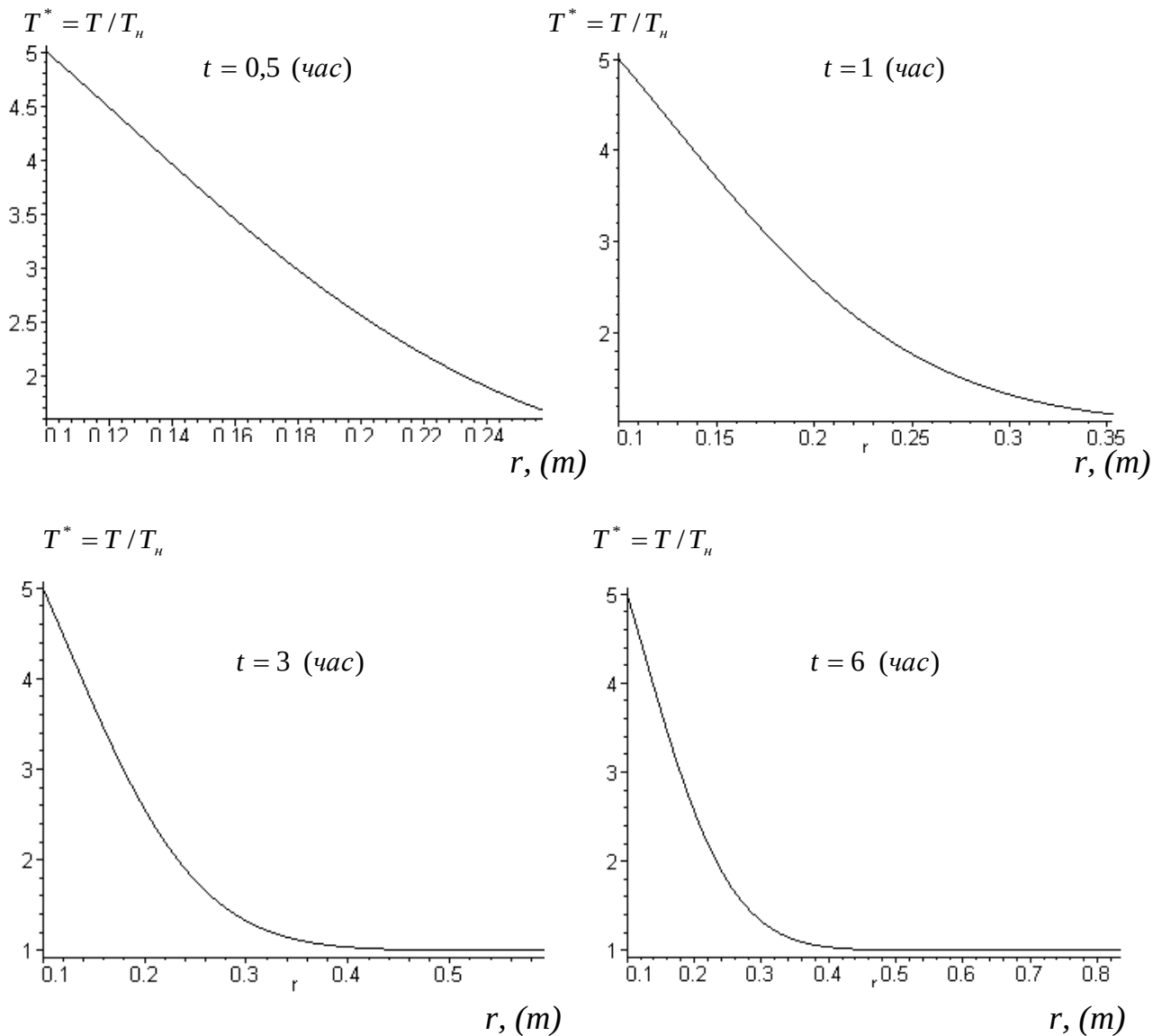
$$T = T_0 - (T_0 - T_n)(1 - e^{-\alpha_1 t}) + \exp[-\alpha_1(r^2 - R_c^2) / 2q_0] \{T_{10} - T_0 + (T_0 - T_n)[1 - \exp(-\alpha_1 t + \alpha_1(r^2 - R_c^2) / 2q_0)] \text{ при } r < R_{\phi}^{(T)}(t)$$

$$T = T_0 - (T_0 - T_n)(1 - e^{-\alpha_1 t}) \text{ при } r > R_{\phi}^{(T)}(t) \quad (3.6)$$

где $R_{\phi}^{(T)} = R_c \left(1 + \frac{Q_0 t}{\pi h m R_c^2} \right)^{\frac{1}{2}}$ фронт распространения тепла, который согласно (3.3) совпадает с перемещением радиуса вытеснения раствора в пласт.

Из формулы (3.3) следует, что после закачки горячей кислоты ($T_0 > T_n$) в пласт изменение температуры по координате и времени в нем носит волновой характер, за фронтом $r = R_\phi^{(T)}$ которого температура не зависит от координаты и убывает по экспоненциальному закону от времени, перед фронтом изменяется также по экспоненциальному закону от координаты.

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 $Q_0 = 0,36 \text{ м}^3/\text{час}$, $h = 5 \text{ м}$, $R_c = 0,1 \text{ м}$, $m = 0,2$, $\alpha_1 = 0,001/\text{сек}$, $T_0 = T_{10}$, $T_{10}/T_n = 5$,



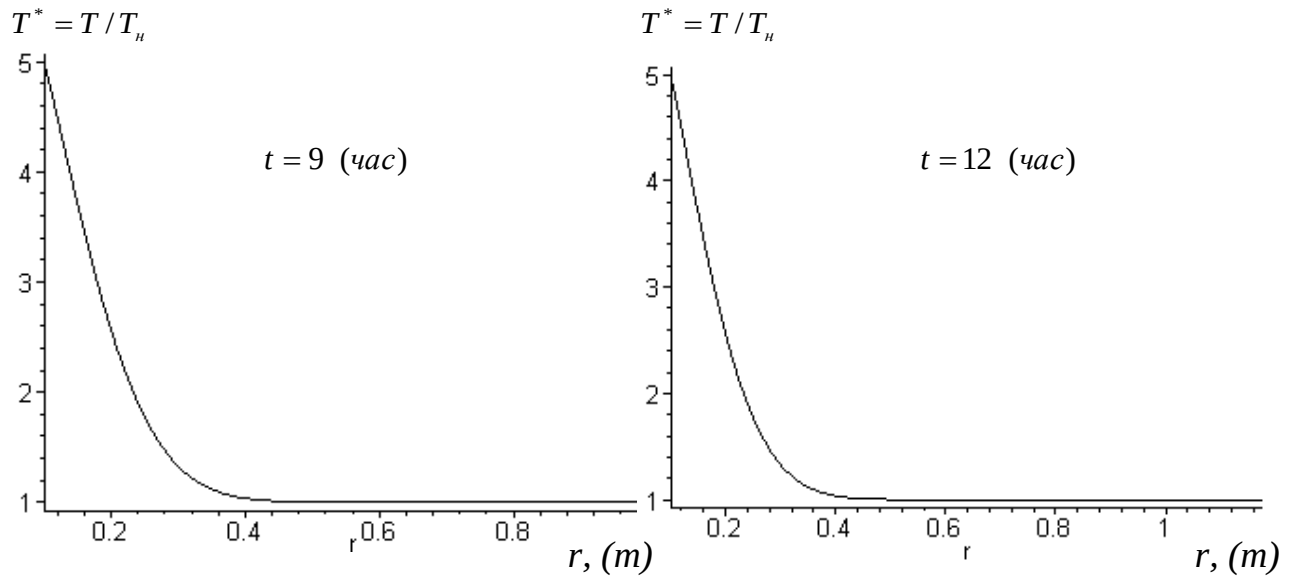
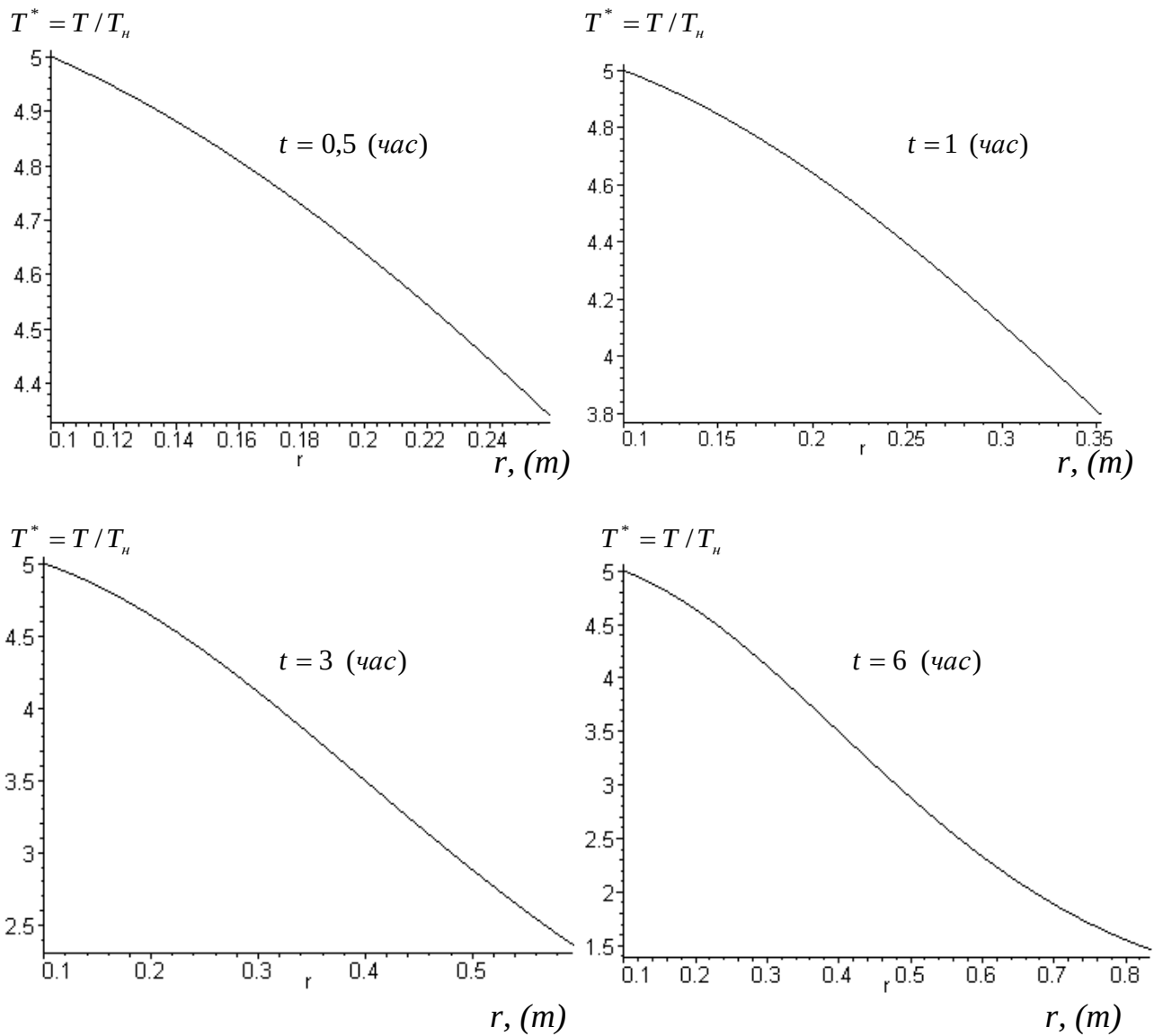


Рисунок 3.1- Изменение температуры T^* / T_n от расстояния $r, (m)$ для различных моментов времени t при коэффициенте теплообмена $\alpha_1 = 0,001 / \text{сек}$



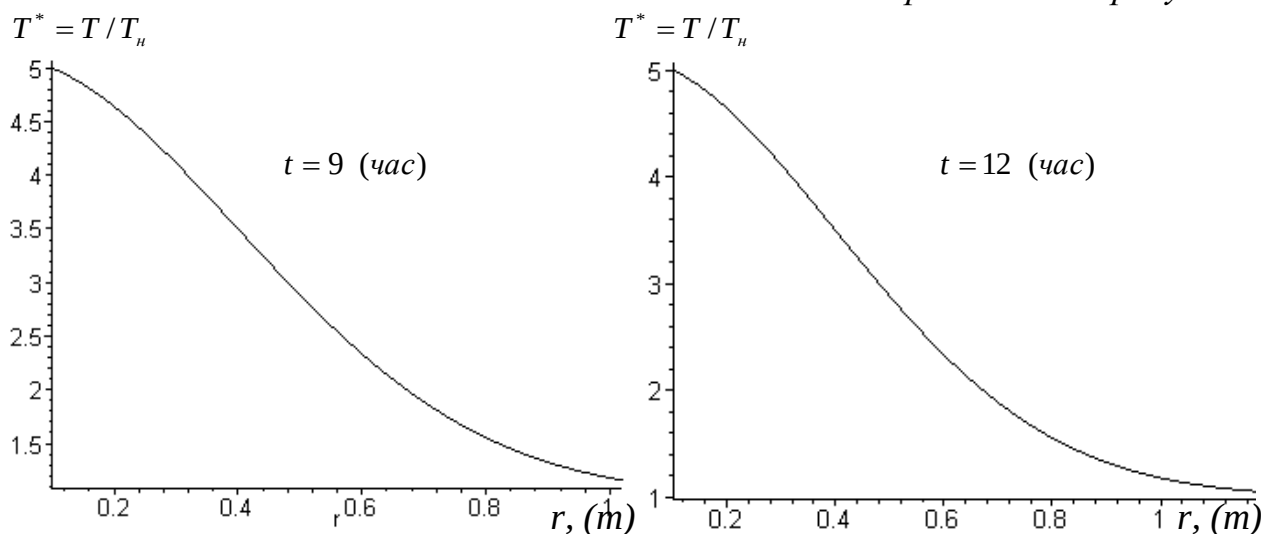


Рисунок 3.2- Изменение температуры T^*/T_n от расстояния $r, (m)$ для различных моментов времени t при коэффициенте теплообмена $\alpha_1 = 0,0001/\text{сек}$

Источники: графики по рис. 3.1 и 3.2 построены соискателем на основании проведенных вычислений с использованием полученных теоретических зависимостей

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 необходимо увеличить 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.

3.2. О волновом характере изменения концентрации вещества при фильтрации и массообмене промывочной жидкости в проницаемых пластах

В работах (Браунштейн и др., 1977), (Рябинович, 1980) отмечено, что диффузия вещества в проницаемых пластах при ламинарной фильтрации определяется числом Пекле $Pe = vd/m_0 D_m$, в зависимости от которого выделяется три характерных диапазона:

1. $Pe \ll 1$ - скорости фильтрации крайне малы, диффузия вещества имеет чисто молекулярный характер. При стационарном режиме наблюдается

быстрое уменьшение концентрации вещества в околоскважинной зоне. (рисунок 2.7 черные линии).

2. $Pe \approx 1$ - скорости фильтрации малы, диффузия имеет характер как молекулярного, так и конвективного перемешивания ($D = D_m + \lambda v$). При этом картина изменения концентрации вещества в растворе и на сорбенте существенно зависит от нового числа $\theta = \lambda q_0 / D_m R_c$, при больших значениях которого наблюдается значительное уменьшение темпа падения концентрации по радиусу (рисунок 2.6, 2.7 синие линии).

3. $Pe \gg 1.0$ скорости фильтрации значительны, диффузия характеризуется конвективным перемешиванием ($D = \lambda v$). В этом случае концентрация вещества на сорбенте околоскважинной зоны сохраняет постоянное значение (рисунок 2.8 красные линии).

Моделируем процесс проникновения в пласт кислотного раствора, сопровождаемый диффузией (смешением) его с пластовой жидкостью и массообменом с жидкой и твердой фазами горной породы. Наиболее распространены виды массообмена – сорбция и десорбция, ионный обмен, растворение и кристаллизация, коагуляция и суффозия (Берд и др., 1974) (Браунштейн и др., 1977). Все эти явления могут оказать как положительное, так и отрицательное влияние на состояние ПЗС в зависимости от того, насколько правильным окажется выбор компонентного и долевого состава закачиваемого в пласт раствора, используемого для проведения соляно-кислотной обработки. Для установления оценки влияния этих явлений на состоянии ПЗС полезное значение имеет использование закономерностей процессов диффузии и массообмена (Досказиева, 2005), (Ахметов, 2006). Основными уравнениями диффузии и массообмена вещества (кислотного) в пористой среде служат законы Фика и баланса массы, представленные в случае плоско-радиальной фильтрации уравнениями (1.1) и (1.2) или после исключения функции $N(r, t)$ из них получим одно уравнение для определения $c(r, t)$:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r D \frac{\partial c}{\partial r} \right) - v \frac{\partial c}{\partial r} - \frac{\partial N}{\partial t} = m_0 \frac{\partial c}{\partial t}. \quad (3.7)$$

Уравнение (3.7) дополняется уравнениями кинетики или изотермы обмена веществом между жидкой и твердой фазами. Рассматриваем кинетику массообмена в случае преобладания адсорбционного процесса, определяемого скоростью внешнего обмена:

$$\frac{\partial N}{\partial t} = \gamma (c - c_*) \quad (3.8)$$

где γ - скорость адсорбции, c - концентрация, равновесная количеству вещества, поглощенного к данному времени твердой фазой. В случае необратимого массообмена $c_* = 0$

Уравнение (3.7) используется для описания процессов адсорбции, ионного обмена, осаждения взвешенных в растворе суспензии частиц в пористой среде. Если в процессе закачки раствора в пласт скорость адсорбции вещества значительно выше скорости диффузии, то в уравнении (3.7) можно

принять $D = 0$. Полагая теперь $D = 0$ и $c_* = 0$, с учетом (3.8) уравнение (3.7) в случае стационарного режима фильтрации раствора от точечного источника $v = q_0 / r$ приведем его к виду:

$$\frac{q_0}{r} \frac{\partial c}{\partial r} + m_0 \frac{\partial c}{\partial t} + \gamma c = 0 \quad (3.9)$$

Примем, что в начальный момент $c(r, 0) = c_0$, $N(r, 0) = 0$, а у поверхности скважины считаем концентрацию вещества постоянной (R_c - радиус скважины): $c(t, R_c) = c_1$. Решение уравнения (3.9) для функций $c(r, t)$ и $N(r, t)$ при указанных условиях имеет вид:

$$c = c_1 \exp \left[-\frac{\gamma(r^2 - R_c^2)}{2q_0} \right] \text{ при } R_c < r < R_\phi(t) \text{ и } c = 0 \text{ при } r > R_\phi(t),$$

$$N = \frac{m_0}{2q_0} (R_\phi^2 - r^2) c(r, t) \quad (3.10)$$

где $R_\phi(t) = \left(R_c^2 + \frac{2q_0 t}{m_0} \right)^{1/2}$ - радиус проникновения раствора в пласт.

Из анализа решения (3.10) следует, что при отсутствии диффузии (смещения) раствора с пластовым флюидом концентрация вещества равна нулю перед фронтом проникания и изменяется за этим фронтом по экспоненциальному закону. Полученное решение справедливо только до начала предельного насыщения поверхности $r = R_c$, т.е. при $t \leq t_* = \frac{N_*}{\gamma c_1}$, где N_* - величина предельного насыщения. При $t \geq t_*$, по мере продвижения фронта проникания будет перемещаться и фронт насыщения: $R_n = \sqrt{R_c^2 + (2q_0 / m_0)(t - t_*)}$. Поэтому в интервале $R_c < r < R_n(t)$ имеем $c = c_1$ и $N = N_*$, а при $R_n < r < R_\phi(t)$ закономерность изменения концентраций $c(r, t)$ и $N(r, t)$ определяются с помощью формул (3.5), где R_c заменяется на R_n .

На рисунках 3.3 а, 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: $c_1 = 0.5\%$, $\gamma = 10^{-6} 1/с$, $N_* = 0.5 мг/г$, $q_0 = 5 \cdot 10^{-8} м^2/с$, $R_c = 0.1 м$. Время насыщения твердой фазы породы при этом равняется $t_* \approx 0.3 час$.

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)

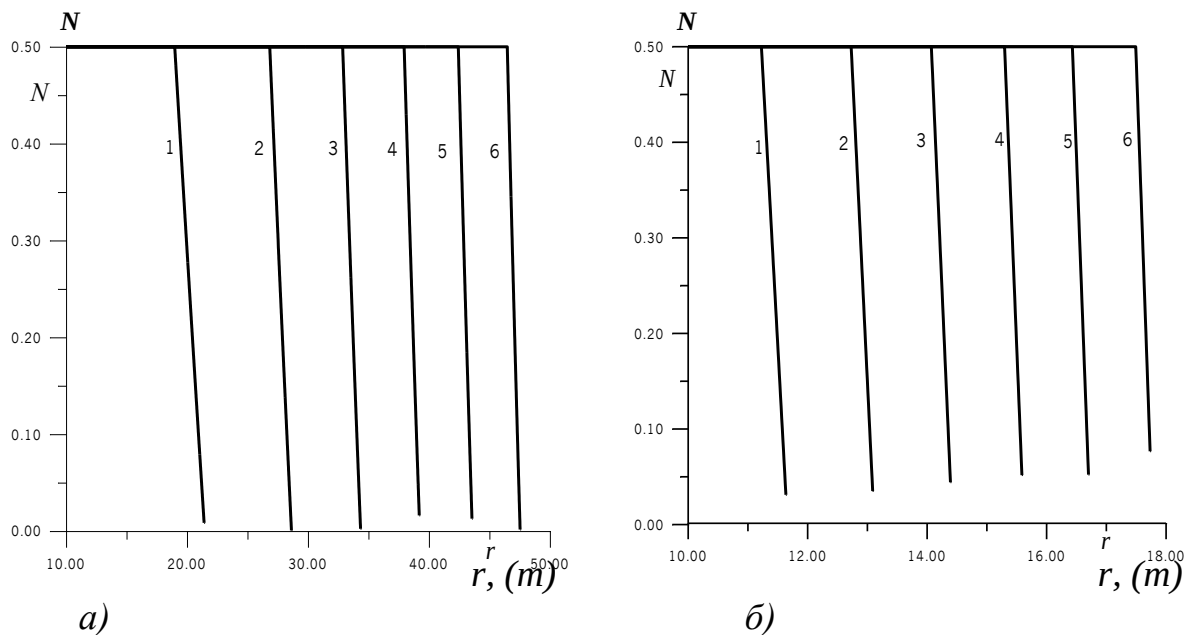


Рисунок 3.3 Распределения концентрации вещества N в скелете породы по радиусу $r, (m)$ для разных моментов времени
($1-t=1ч, 2-t=2ч, 3-t=3ч, 4-t=4ч, 5-t=5ч, 6-t=6ч$)

На рисунках 3.4 и 3.5 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 $q_0 = 0,113 м^3 / час$.

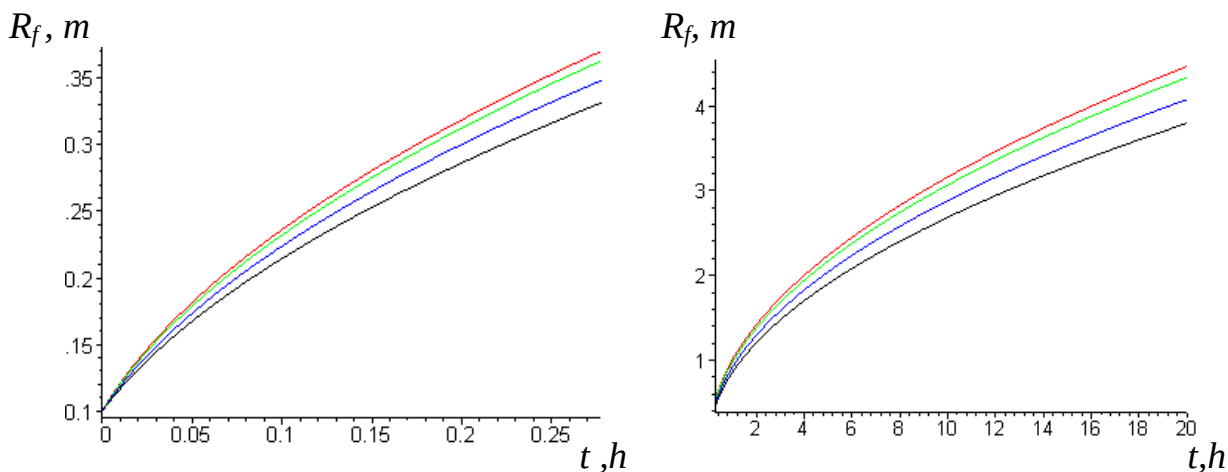


Рисунок 3.4- Зависимости фронта вытеснения $R_f = R_\phi(t)$ (м) от времени t (час) при различных значениях параметра $\sigma = T_{10}/T_n$ (кривые расположены сверху-вниз, соответственно: $\sigma = 6, \sigma = 4, \sigma = 2, \sigma = 1$)

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

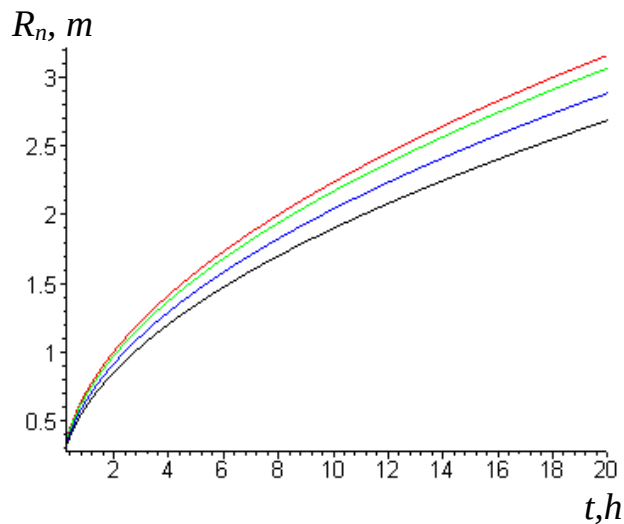


Рисунок 3.5- Зависимости фронта насыщения $R_n = R_n(t)$ (м) от времени t (час) при различных значениях параметра $\sigma = T_{10} / T_n$ (кривые расположены сверху-вниз, соответственно: $\sigma = 6, \sigma = 4, \sigma = 2, \sigma = 1$)

Из рисунка 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 $q = q_0\eta$.

В таблице 3.1 представлены значения t_k и длина зоны распространения фронта насыщения R_{nk} .

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

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.

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:

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

3.3. Определение темпа закачки и закона перемещения фронта вытеснения нагретой жидкости при постоянной депрессии на пласт

Обычно расход $Q(t)$ - искомая функция времени, зависящая от репрессии на пласт $\Delta p(t)$. В этом случае дебита скважины используем квазистационарный метод [40,53,54], согласно которого расход определяется, например, по формулам (2.1),(2.9) или другим, в зависимости от принятой модели ПЗП, где радиус контура питания R_k заменяется на переменную по времени радиусу $R_t = \sqrt{2.25 \kappa t}$ (κ - пьезопроводность пласта), а граница зоны кольматации R_l - на радиус перемещения фронта вытеснения жидкости $R_\phi(t)$. При этом пьезопроводность пласта, координата r время обработки должны удовлетворять условию $r^2 / 4 \kappa t \ll 1$. Рассмотрим случай, когда вязкость раствора не равна вязкости пластового флюида, при соблюдении условия квазистационарности, определяется зависимостью (раздел 2).

$$\mu = \mu_c + \frac{\mu_n - \mu_c}{R_\phi - R_c} (r - R_c),$$

Тогда расход жидкости вычисляем по формуле:

$$Q = \frac{2\pi \varepsilon_n \Delta p}{\ln(R_t / R_\phi) + (1 - \frac{\mu_c}{\mu_n}) + \frac{\ln(R_\phi / R_c)}{(R_\phi - R_c)} \left(\frac{\mu_c}{\mu_n} R_\phi - R_c \right)} \quad (3.11)$$

Уравнение сохранения масс (3.1) записываем в дифференциальной форме:

$$2\pi h R_\phi \frac{dR_\phi}{dt} = Q(t) \quad (3.12)$$

С учетом (3.11), получим дифференциальное уравнение для определения глубины проникания раствора в пласт (фронта вытеснения).

$$\frac{dR_\phi}{dt} = \frac{\varepsilon_n \Delta p (R_\phi - R_c)}{h R_\phi [\ln(R_t / R_\phi)(R_\phi - R_c) + (1 - \frac{\mu_c}{\mu_n})(R_\phi - R_c) + \ln(R_\phi / R_c)(\frac{\mu_c}{\mu_n} R_\phi - R_c)]}, \quad (3.13)$$

которое интегрируется при начальном условии $R_\phi = R_c$ при $t = t_0 = n R_c^2 / 4\kappa$ ($n \gg 1$).

На рисунке 3.6 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: $R_c = 0,1$ м, $h = 5$ м, $\varepsilon_n = 0,004 \text{ м}^3 / \text{с} \cdot \text{МПа}$, $\kappa = 0,001 \text{ м}^2 / \text{с}$, $\Delta p = 5 \text{ МПа}$.

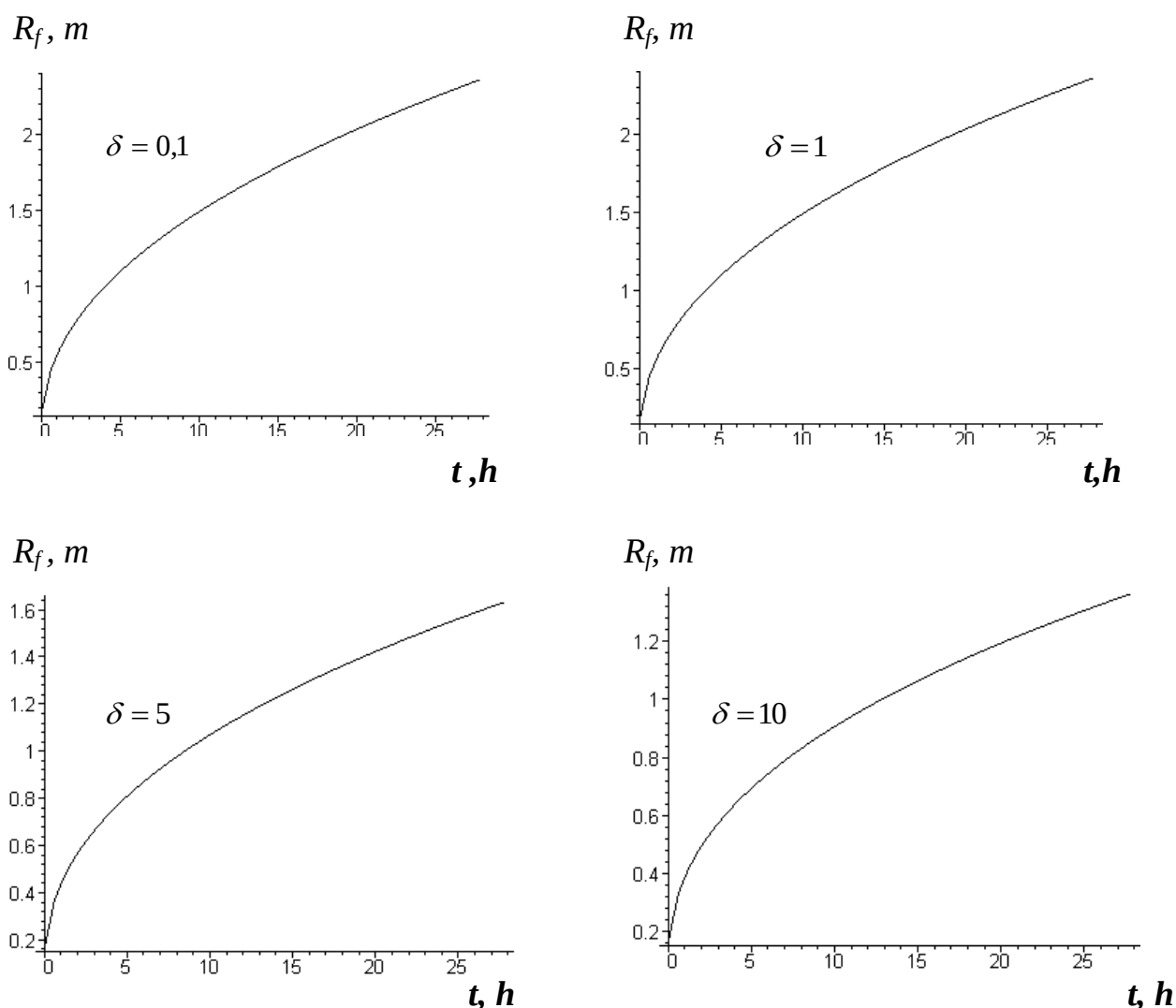


Рисунок 3.6- Зависимости перемещение фронта вытеснения R_ϕ (м) по времени t (час) для различных значений параметра δ

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.

Рассмотрим теперь влияние температурного поля на динамику обработки ПЗС при закачке кислотных композиций.

С этой целью используем модель пласта, где температура удовлетворяет уравнению:

$$\frac{q}{r} \frac{\partial T}{\partial r} + \frac{\partial T}{\partial t} + \alpha_1(T - T_n) = 0 \quad (3.14)$$

где, в отличие от (3.4), здесь расход $q = \frac{Q(t)}{2\pi h}$ - является неизвестная функция, которая определяется после нахождения фронта вытеснения жидкости. Если полагать, что вязкость закачиваемого раствора, зависящая от температуры, то в общем случае, уравнение фильтрации будет зависеть от температуры, и поэтому температура и давление пласта определяются из соответствующей системы уравнений.

Закон перемещения фронта при произвольном виде функции $Q(t)$ или (темпа закачки $M(t)$) определяется по формуле (3.1). Влияние температуры на вязкость нагнетаемой жидкости устанавливается зависимостью $\mu = \mu_n T_n / T$, где температура T удовлетворяет уравнению (3.10), при решении которого получить переменную функцию $Q(t)$ затруднительно, более того здесь необходимо иметь явный вид этой функции, который определяется после решения соответствующей краевой задачи нестационарной фильтрации. В связи с этим следующий приближенный метод определения расхода жидкости $Q(t)$ и закона перемещения фронта вытеснения $R_\phi(t)$. Полагая $R_c^2 / 4\kappa t \ll 1$, по значению $R_c^2 / 4\kappa$ выбираем шаг по времени Δt , удовлетворяющий условию $\Delta t \gg R_c^2 / 4\kappa$. Рассмотрим интервал времени $0 < t < \Delta t$, где полагаем $q = q_1 = \text{const}$. Согласно формулы (3.1) перемещение фронта вытеснения определяется зависимостью:

$$R_\phi = R_\phi^{(0)} = R_c \sqrt{1 + \frac{2q_1 t}{mR_c^2}} \quad \text{при} \quad 0 < t < \Delta t$$

Решение уравнения (3.14) представим в виде:

$$T = T_0 = T_n + T_0^* (T_{10} - T_n), \quad T_0^* = T_0^*(r, q_1) = \exp \left[-\frac{\alpha_1 (r^2 - R_c^2)}{2q_1} \right] \quad \text{при} \quad R_c < r < R_\phi^{(0)}(t)$$

При этом вязкость жидкости в рассматриваемом интервале времени считаем функцией координаты r и q_1 :

$$\mu = \mu^{(1)} = \frac{\mu_n}{1 + (\sigma - 1)T_0^*(r, q_1)},$$

Расход жидкости при этом определяем в квазистационарной постановке по формуле Дарси:

$$Q_1 = \frac{2\pi \varepsilon_n \Delta p}{\ln[R_t(\Delta t)/R_\phi(\Delta t)] + \int_{R_{cc}}^{R_\phi^{(0)}(\Delta t)} \frac{dr}{r[1 + (\sigma - 1)T_0^*(r, q_1)]}} \quad (3.15)$$

Полагая теперь $Q_1 = 2\pi h q_1 \xi_1 = \frac{R_\phi^{(0)}(\Delta t)}{R_c} = \sqrt{1 + \frac{2q_1 \Delta t}{mR_c^2}}$, $\xi = r/R_c$ и вводя безразмерные величины $\Delta \tau = \sqrt{2.25k\Delta t}/R_c$, $\beta_1 = 2q_1/2.25mk$ - $\alpha = \alpha_1 R_c^2/2.25mk$, $B = 2k\Delta p/2.25mk\mu_n$ приведем равенство (3.15) к виду:

$$\beta_1 = \frac{B}{\ln(\Delta \tau / \xi_1^2) + \int_1^{\xi_1} \frac{d\xi}{\xi[1 + (\sigma - 1)\bar{T}_0^*(\xi, \beta_1)]}}, \quad \bar{T}_0^* = \exp[-\alpha(\xi^2 - 1)/\beta_1]. \quad (3.16)$$

Равенство (3.16) будем рассматривать в качестве уравнения для определения приведенного расхода жидкости β_1 , после нахождения, которой вычисляется перемещение фронта вытеснения $R_\phi = R_\phi^{(0)} = R_c \sqrt{1 + \frac{2q_1 t}{mR_c^2}}$ для моментов времени $0 < t < \Delta t$. Далее рассмотрим промежуток времени $\Delta t < t < 2\Delta t$, где принимается $q = q_2$ $R_\phi = R_\phi^{(1)} = R_c \sqrt{\xi_1^2 + \frac{2q_2 t}{mR_c^2}}$. Зону распространения фронта вытеснения делим на две области, где температуру жидкости определяем по формулам:

$$T = T_0 = T_n + T_0^* (T_{10} - T_n) \quad \text{при} \quad R_c < r < R_\phi^{(0)}(\Delta t) = R_c \xi_1,$$

$$T = T_0 = T_n + T_1^* (T_{10} - T_n) \quad \text{при} \quad R_c \xi_1 < r < R_\phi^{(1)}(\Delta t) = R_c \xi_2,$$

где $\xi_2 = \sqrt{\xi_1^2 + \beta_2 \Delta \tau}$ ($\beta_2 = 2q_2 / 2.25m\kappa$ - приведенный расход жидкости), а функция $T_1^*(r, q_2)$ уравнению:

$$\frac{q_2}{r} \frac{\partial T_1^*}{\partial r} + \frac{\partial T_1^*}{\partial t} + \alpha_1 T_1^* = 0 \quad (3.17)$$

и граничному условию

$$T_1^* = T_0^*(R_c \xi_1, q_1) \text{ при } r = R_c \xi_1 \quad (3.18)$$

Решение уравнения (3.17) при граничном условии (3.18) представим в виде:

$$T_1^*(r, q_2) = \exp \left[-\frac{\alpha_1 R_c^2 (\xi_1^2 - 1)}{2q_1} - \frac{\alpha_1 (r^2 - \xi_1^2 R_c^2)}{2q_2} \right] \text{ при } R_c \xi_1 < r < R_c \xi_2$$

Вязкость пласта в зоне распространения фронта вытеснения определяется по формулам:

$$\mu = \mu^{(1)} = \frac{\mu_n}{1 + (\sigma - 1)T_0^*(r, q_1)} \text{ при } R_c < r < R_c \xi_1$$

$$\mu = \mu^{(2)} = \frac{\mu_n}{1 + (\sigma - 1)T_1^*(r, q_1)} \text{ при } R_c \xi_1 < r < R_c \xi_2$$

По известному закону изменения вязкости, можно найти приведенный расход жидкости β_2

$$\beta_2 = \frac{B}{\ln(2\Delta\tau) / \xi_2^2 + \int_1^{\xi_1} \frac{d\xi}{\xi[1 + (\sigma - 1)\bar{T}_0^*(\xi, \beta_1)]} + \int_{\xi_1}^{\xi_2} \frac{d\xi}{\xi[1 + \bar{T}_1^*(\xi, \beta_1, \beta_2)]}}$$

$$\text{где } \bar{T}_1^*(\xi, \beta_1, \beta_2) = \exp \left[-\frac{\alpha(\xi_1^2 - 1)}{\beta_1} - \frac{\alpha(\xi^2 - \xi_1^2)}{\beta_2} \right] = \exp \left[-\alpha\Delta\tau - \frac{\alpha(\xi^2 - \xi_1^2)}{\beta_2} \right]$$

После определения величины β_2 вычисляем перемещение фронта вытеснения по формуле:

$$R_\phi^{(1)} = R_c \xi_2 = R_c \sqrt{\xi_1^2 + \beta_2 \Delta \tau}.$$

Продолжая этот процесс, составим рекуррентные уравнения для определения приведенного расхода жидкости β_k в промежутке времени $(k-1)\Delta t < t < k\Delta t$ ($k = 2, 3, 4, \dots, n$)

$$\beta_k = \frac{B}{\ln\left(\frac{k\Delta\tau}{\xi_k^2}\right) + \int_1^{\xi_1} \frac{d\xi}{\xi[1 + (\sigma-1)T_0^*(\xi, \beta_1)]} + \sum_{i=2}^k \int_{\xi_{i-1}}^{\xi_i} \frac{d\xi}{\xi[1 + (\sigma-1)T_{i-1}^*(\xi, \beta_{i-1}, \beta_i)]}} \quad (3.19)$$

где

$$\xi_i = \sqrt{\xi_{i-1}^2 + \beta_i \Delta\tau}, \quad \xi_0 = 1,$$

$$\begin{aligned} \bar{T}_0^*(\xi, \beta_1) &= \exp\left[-\frac{\alpha(\xi^2 - 1)}{\beta_1}\right] && \text{при } 1 < \xi < \xi_1 \\ \bar{T}_1^*(\xi, \beta_1, \beta_2) &= \exp\left[-\alpha\Delta\tau - \frac{\alpha(\xi^2 - \xi_1^2)}{\beta_2}\right] && \text{при } \xi_1 < \xi < \xi_2 \\ \bar{T}_2^*(\xi, \beta_2, \beta_3) &= \exp\left[-2\alpha\Delta\tau - \frac{\alpha(\xi^2 - \xi_2^2)}{\beta_3}\right] && \text{при } \xi_2 < \xi < \xi_3 \\ \bar{T}_{i-1}^*(\xi, \beta_{i-1}, \beta_i) &= \exp\left[-\alpha(i-1)\Delta\tau - \frac{\alpha(\xi^2 - \xi_{i-1}^2)}{\beta_i}\right] && \text{при } \xi_{i-1} < \xi < \xi_i, \quad i=1\dots n \end{aligned} \quad (3.20)$$

Алгоритм реализации предложенной расчетной схемы на ЭВМ состоит из следующих этапов:

1 Вводятся исходные данные.

2 Находится наименьший корень уравнения (3.16). Отсутствие корня уравнения означает нарушение условия $R_\phi^{(0)} < R_t = \sqrt{2.25\kappa\Delta t}$. Выбирается новый шаг интегрирования Δt и решается уравнение (3.16).

3 Далее следуя в формуле (3.19) $k=2$ составляется уравнение для определения β_2 .

4 Процесс продолжается до тех пор, пока радиус вытеснения не достигнет заданной величины.

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 V 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 $t = 4$ 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.

Таким образом, потери тепла в результате теплообмена раствора с пластовой средой могут значительно уменьшить эффективность термокислотной обработки прискважинной зоны скважины.

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 α_1 σ

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
$\sigma = 1$													
$t_i (\text{час})$	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
β_i	0,08	0,14	0,11	0,10	0,09	0,08	0,08	0,07	0,07	0,06	0,06	0,05	0,05
ξ_i	8,60	11,4	13,4	15	16,3	17,3	18,2	19,2	19,8	20,5	21,7	22,8	23,8
$\sigma = 4, \alpha_1 = 0$													
$t_i (\text{час})$	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
β_i	0,44	0,4	0,36	0,32	0,30	0,28	0,25	0,24	0,23	0,22	0,20	0,19	0,18
ξ_i	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
$\sigma = 4, \alpha_1 = 0,0001 \text{ сек}^{-1}$													
$t_i (\text{час})$	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
β_i	0,42	0,31	0,24	0,20	0,18	0,15	0,14	0,13	0,12	0,11	0,10	0,09	0,08
ξ_i	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

	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
$t_i(\text{час})$	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
β_i	0,24	0,19	0,16	0,14	0,12	0,11	0,10	0,09	0,08	0,08	0,07	0,07	0,06
ξ_i	9,90	13,2	15,5	17,2	18,6	19,7	20,7	21,7	22,4	23,1	24,4	25,5	26,6
$\sigma = 6, \alpha_1 = 0$													
$t_i(\text{час})$	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
β_i	1,00	0,79	0,62	0,56	0,50	0,45	0,42	0,4	0,35	0,34	0,32	0,30	0,28
ξ_i	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
$\sigma = 6, \alpha_1 = 0,0001 \text{ сек}^{-1}$													
$t_i(\text{час})$	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
β_i	0,68	0,42	0,33	0,27	0,22	0,20	0,17	0,16	0,15	0,13	0,12	0,10	0,10
ξ_i	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
$\sigma = 6, \alpha_1 = 0,001 \text{ сек}^{-1}$													
$t_i(\text{час})$	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
β_i	0,28	0,20	0,17	0,15	0,13	0,12	0,11	0,10	0,09	0,09	0,08	0,07	0,07
ξ_i	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

Таблица 3.3.

Значения приведенного расхода β_i и перемещения фронта вытеснения (отнесенного к радиусу скважины R_c) для моментов времени $t = t_i$ (час) при $p = 0,5 \text{ МПа}$ и различных значениях параметров α_1, σ

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
$\sigma = 1$													
$t_i(\text{час})$	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
β_i	0,08	0,06	0,06	0,05	0,05	0,04	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03	0,03	0,02
ξ_i	5,8	7,7	9,14	10,2	11,1	11,9	12,5	13,4	13,7	14,2	15,1	15,8	16,5
$\sigma = 4, \alpha_1 = 0$													
$t_i(\text{час})$	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
β_i	0,18	0,16	0,15	0,13	0,12	0,11	0,10	0,10	0,10	0,10	0,09	0,08	0,08
ξ_i	8,6	11,7	14,1	16,0	17,4	18,6	19,8	20,6	21,7	22,5	24,4	25,5	26,7
$\sigma = 4, \alpha_1 = 0,0001 \text{ сек}^{-1}$													
$t_i(\text{час})$	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
β_i	0,16	0,13	0,11	0,09	0,08	0,07	0,06	0,06	0,05	0,05	0,04	0,04	0,04
ξ_i	8,14	10,8	12,7	14,1	15,1	16,0	16,8	17,5	18,1	18,6	19,6	20,4	21,2
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
$t_i(\text{час})$	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
β_i	0,12	0,09	0,07	0,06	0,06	0,05	0,05	0,04	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03
ξ_i	7,12	9,15	10,6	11,7	12,6	13,5	14,2	15,0	15,4	15,9	16,8	17,6	18,3

$\sigma = 6, \alpha_1 = 0$													
$t_i(\text{час})$	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
β_i	0,23	0,20	0,18	0,17	0,16	0,15	0,14	0,14	0,13	0,12	0,12	0,11	0,11
ξ_i	9,70	13,2	15,7	17,8	19,5	21,0	22,3	23,6	24,7	25,6	27,5	29,1	30,7
$\sigma = 6, \alpha_1 = 0,0001 \text{ сек}^{-1}$													
$t_i(\text{час})$	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
β_i	0,20	0,16	0,13	0,11	0,09	0,08	0,07	0,06	0,06	0,06	0,05	0,04	0,04
ξ_i	9,05	12,1	14,1	15,6	16,7	17,7	18,5	19,2	19,8	20,3	21,3	22,2	23,0
$\sigma = 6, \alpha_1 = 0,001 \text{ сек}^{-1}$													
$t_i(\text{час})$	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
β_i	0,12	0,09	0,08	0,07	0,06	0,06	0,05	0,05	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03
ξ_i	7,04	9,22	11,00	12,0	13,0	13,8	14,5	15,2	15,8	16,3	17,2	18,0	18,7

Источник: таблицы 3.2 и 3.3 составлены соискателем на основе вычислений проведенных по полученным теоретическим зависимостям

Как было отмечено в разделе 2, добавка в раствор химического реагента может изменить реологические свойства раствора, а в некоторых случаях даже увеличивать величину динамической вязкости раствора. В связи с этим представляет интерес теоретически изучить влияние содержания реагента в составе раствора на технологические параметры (температура закачки, длины зоны обработки ПЗП и др.) термокислотной обработки ПЗП. Для учета влияния содержания на процесс обработки используем эмпирическую зависимость динамической вязкости раствора от содержания реагента по формуле (2.22), где концентрация реагента $c(r, t)$ удовлетворяет уравнению:

$$\frac{q}{r} \frac{\partial c}{\partial r} + m \frac{\partial c}{\partial t} + \gamma c = 0 \quad (3.21)$$

При заданной репрессии Δp расход жидкости q в (3.20) является неизвестной функцией, для определения которой следует использовать решение уравнения фильтрации закачиваемой жидкости с переменной вязкостью. Получение, таким образом, решения уравнения (3.21) сопряжено с определенными трудностями, и поэтому, применяем вышеприведенный приближенный метод. Рассмотрим интервал времени $0 < t < \Delta t$, где полагаем $q = q = \text{const}$, тогда фронт перемещения определяется по формуле:

$$R_\phi = R_\phi^{(0)} = R_c \sqrt{1 + \frac{2q_1 t}{mR_c^2}} \quad \text{при} \quad 0 < t < \Delta t$$

Концентрация реагента вычисляем по формуле:

$$c(r, t) = c_{10} \exp \left[-\frac{\gamma(r^2 - R_c^2)}{2q_1} \right] \quad \text{при } R_c < r < R_\phi^{(0)}(t),$$

где $c_1 = c(R_c, t) = c_{10} = \text{const}$ - концентрация вещества на поверхности скважины. В дальнейшем полагаем $c = 0$ при $r > R_\phi^{(0)}(t)$, Тогда концентрация вещества на фронте вытеснения терпит разрыв, величина которого с удалением от поверхности скважины убывает по экспоненциальному закону.

Далее рассматриваем интервалы времени $\Delta t < t < 2\Delta t$, $2\Delta t < t < 3\Delta t, \dots$ $(n-1)\Delta t < t < n\Delta t$ и в каждом интервале полагая $q = q_{i+1}$ ($i = 1..n-1$), решение уравнения (3.20), удовлетворяющего условию непрерывности на фронтах $r = R_\phi^{(i)} = R_c \sqrt{1 + 2q_{i+1}i\Delta t / mR_c^2}$, можно получить в виде:

$$\begin{aligned} c^{(0)}(\xi, \beta_1) &= c_{10} \exp \left[-\frac{\gamma_1(\xi^2 - 1)}{\beta_1} \right] && \text{при } 1 < \xi < \xi_1 \\ c^{(1)}(\xi, \beta_1, \beta_2) &= c_{10} \exp \left[-\gamma_1 \Delta \tau - \frac{\gamma_1(\xi^2 - \xi_1^2)}{\beta_2} \right] && \text{при } \xi_1 < \xi < \xi_2 \\ c^{(2)}(\xi, \beta_2, \beta_3) &= c_{10} \exp \left[-2\gamma_1 \Delta \tau - \frac{\gamma_1(\xi^2 - \xi_2^2)}{\beta_3} \right] && \text{при } \xi_2 < \xi < \xi_3 \\ c^{(i-1)}(\xi, \beta_{i-1}, \beta_i) &= c_{10} \exp \left[-\gamma_1(i-1)\Delta \tau - \frac{\gamma_1(\xi^2 - \xi_{i-1}^2)}{\beta_i} \right] && \text{при } \xi_{i-1} < \xi < \xi_i, i = 1..n \end{aligned}$$

где $\Delta \tau = \sqrt{2.25\kappa\Delta t} / R_c$, $\beta_i = 2q_i / 2.25m\kappa$ - коэффициент расхода жидкости в интервале времени $(i-1)\Delta t < t < i\Delta t$. $\gamma_1 = \gamma R_c^2 / 2.25m\kappa$, $\xi_i = \sqrt{\xi_{i-1}^2 + \beta_i \Delta \tau}$, $\xi_0 = 1$

Изменение динамической вязкости нагнетаемой жидкости от температуры и концентрации вещества представим зависимостью:

$$\mu = \mu_1 \frac{\exp\{f[c(\beta, r) - c_1]\}}{1 + (\sigma - 1)T^*(\beta, r)}$$

Пользуясь квазистационарным решением уравнения фильтрации, составим регрессионные определения коэффициентов расхода β_i для интервалов времени $(i-1)\Delta t < t < i\Delta t$ ($i = 1..n$)

$$\beta_1 = \frac{B}{0.5 \ln(\Delta \tau / \xi_1^2) + b \int_1^{\xi_1} \frac{\exp[f c^{(0)}(\xi, \beta_1)]}{\xi [1 + (\sigma - 1)T_0^*(\xi, \beta_1)]} d\xi}$$

$$\beta_2 = \frac{B}{0.5 \ln(2\Delta\tau / \xi_2^2) + b \int_1^{\xi_1} \frac{\exp[fc^{(0)}(\xi, \beta_1)] d\xi}{\xi[1 + (\sigma - 1)T_0^*(\xi, \beta_1)]} + b \int_{\xi_1}^{\xi_2} \frac{\exp[fc^{(1)}(\xi, \beta_1, \beta_2)] d\xi}{\xi[1 + (\sigma - 1)T_1^*(\xi, \beta_1, \beta_2)]}} \quad (3.22)$$

$$\beta_i = \frac{B}{\frac{1}{2} \ln\left(\frac{i\Delta\tau}{\xi_i^2}\right) + b \int_1^{\xi_1} \frac{\exp[fc^{(0)}(\xi, \beta_1)] d\xi}{\xi[1 + (\sigma - 1)\bar{T}_0^*(\xi, \beta_1)]} + \dots + b \int_{\xi_1}^{\xi_2} \frac{\exp[fc^{(i-1)}(\xi, \beta_{i-1}, \beta_i)] d\xi}{\xi[1 + \bar{T}_{i-1}^*(\xi, \beta_{i-1}, \beta_i)]}}$$

где $u = A_{c_{10}} / \mu_{n1}$, μ_{n1} - вязкость удаленной части пласта.

В таблице 3.4 представлены результаты расчетов коэффициента расхода β_i и радиуса вытеснения жидкости при $\sigma = 1$ и различных значениях параметра γ . В расчетах принято: $\Delta p = 0.5 \text{ МПа}$, $R_c = 0.1 \text{ м}$, $\kappa = 0.001 \text{ м}^2 / \text{с}$, $m = 0.18$, $k = 0.5 \cdot 10^{-13} \text{ м}^2 = 0.05 \text{ дарси}$, $\mu_n = 0.001 \text{ Па.с}$, $A / \mu_n = \mu_1 \exp(-fc_1) / \mu_n = 1.5$, $a_1 = \mu_1 / \mu_2 = 10$, $c_{10} = 0.2$, $c_2 = 0$.

Таблица 3.4

Значения приведенного расхода β_i и перемещения фронта вытеснения (отнесенного к радиусу скважины R_c) для моментов времени $t = t_i$ (час) при $p = 0.5 \text{ МПа}$ $\sigma = 1$ и различных значениях параметра γ

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
$\sigma = 1, \gamma \rightarrow \infty, A / \mu_n = 1$													
$t_i (\text{час})$	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
$\beta_i 10^{-2}$	8,0	6,4	6,5	5,2	4,8	4,4	4,0	3,9	3,7	3,4	3,1	2,9	2,5
ξ_i	5,8	7,7	9,14	10,2	11,1	11,9	12,5	13,4	13,7	14,2	15,1	15,8	16,5
$\sigma = 1, \gamma = 0.1$													
$t_i (\text{час})$	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
$\beta_i 10^{-2}$	6,4	5,2	4,8	3,9	3,50	3,22	3,00	2,95	2,73	2,50	2,32	2,10	1,90
ξ_i	2,87	3,50	3,95	4,28	4,50	4,82	5,03	5,18	5,34	5,50	5,75	5,97	6,17
$\sigma = 1, \gamma = 0.001 \text{ сек}^{-1}$													
$t_i (\text{час})$	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
$\beta_i 10^{-2}$	3,6	3,2	2,8	2,6	2,4	2,3	2,2	2,0	1,9	1,85	1,7	1,6	1,5
ξ_i	3,95	5,34	6,32	7,10	7,75	8,33	8,85	9,30	9,70	10,10	6,80	11,4	11,9
$\sigma = 1, \gamma = 0.0001 \text{ сек}^{-1}$													
$t_i (\text{час})$	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
$\beta_i 10^{-2}$	2,0	1,8	1,7	1,6	1,5	1,45	1,4	1,35	1,3	1,3	1,2	1,1	1,0
ξ_i	3,01	4,05	4,82	5,46	6,00	6,46	6,88	7,27	7,6	7,96	8,54	9,07	9,50
$\sigma = 1, \gamma = 0$													
$t_i (\text{час})$	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

$\beta_i 10^{-2}$	1,2	1,0	0,8	0,68	0,60	0,55	0,48	0,45	0,42	0,40	0,36	0,31	0,28
ξ_i	2,87	3,50	3,95	4,28	4,50	4,82	5,03	5,18	5,34	5,50	5,75	5,97	6,17
$\sigma = 1, \gamma = 0, a_1 = 2$													
$t_i(\text{час})$	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
$\beta_i 10^{-2}$	4,2	3,2	2,7	2,33	2,1	1,9	1,8	1,65	1,55	1,40	1,35	1,2	1,10
ξ_i	4,24	5,56	6,47	7,17	7,74	8,22	8,65	9,03	9,37	9,67	10,3	10,7	11,1

Источник: таблица составлена соискателем на основе вычислений проведенных по полученным теоретическим зависимостям, использованием справочных данных, а также данных нефтяных промыслов

В формулах (3.21) величина γ характеризует скорость адсорбции, при больших скоростях реагент полностью адсорбируется твердой фазой и влияние вещества на вязкость раствора практически отсутствует

В первой строке таблицы 3.4 приведены результаты теоретических расчетов при бесконечной скорости адсорбции, которые совпадают с данными, представленными в таблице (3.3). С уменьшением скорости адсорбции, как видно, влияние концентрации вещества на вязкость усиливается, что приводит к снижению темпа закачки жидкости и уменьшению радиуса вытеснения. Для рассматриваемого примера расчет расхода при нулевой скорости адсорбции в начале уменьшается примерно в 2,5–3 раза, а радиус вытеснения в 1,5–2 раза, и с ростом времени эта разница увеличивается.

Таким образом, снижение скорости адсорбции процессов с течением времени может существенно снизить темп закачки и отрицательно влиять на эффективность реализации кислотной обработки ПЗП. Поддержку необходимого темпа закачки кислотных композиций в пласт и увеличение радиуса вытеснения можно осуществлять путем подогрева раствора. Были проведены расчеты расхода жидкости и радиуса вытеснения с помощью формул (3.22), где одновременно учитывается влияния температуры и концентрации вещества на динамическую вязкость жидкости.

Результаты расчетов представлены в таблице 3.5, где приняты следующие исходные данные: $\Delta p = 0,5 \text{ МПа}$, $R_c = 0,1 \text{ м}$, $\kappa = 0,001 \text{ м}^2 / \text{с}$, $m = 0,18$, $k = 0,5 \cdot 10^{-13} \text{ м}^2 = 0,05 \text{ дарси}$, $\mu_n = 0,001 \text{ Па.с}$, $A / \mu_n = \mu_1 \exp(-f_{c1}) / \mu_n = 1,5$, $a_1 = \mu_1 / \mu_2 = 10$, $c_{10} = 0,2$, $c_2 = 0$.

Таблица 3.5

Значения приведенного расхода β_i и перемещения фронта вытеснения (отнесенного к радиусу скважины R_c) для моментов времени $t = t_i$ (час) при $p = 0,5 \text{ МПа}$, $\sigma = 6$ и различных значениях параметра α_1, γ

$\sigma = 6, \alpha_1 = 0, \gamma \rightarrow \infty,$													
$t_i(\text{час})$	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
$\beta_i 10^{-2}$	21	20	18	17	16	15	14	13	13	12	11	10	9

ξ_i	9,30	12,9	15,5	17,5	19,3	20,8	22,1	23,3	24,4	25,4	27,2	28,7	29,4
$\sigma = 6, \alpha_1 = 0.0001, \gamma \rightarrow \infty,$													
$t_i(\text{час})$	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
$\beta_i 10^{-2}$	20	18	13	10	9	8	7	6,5	6	5,5	4,5	4	4
ξ_i	9,05	12,1	14,1	15,5	16,6	17,6	18,4	19,0	19,6	20,2	21,1	21,9	22,6
$\sigma = 6, \alpha_1 = 0, \gamma = 0$													
$t_i(\text{час})$	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
$\beta_i 10^{-2}$	4,6	3,6	3,0	2,7	2,4	2,2	2,0	1,9	1,8	1,7	1,5	1,3	1,2
ξ_i	4,43	5,85	6,80	7,60	8,20	8,70	9,20	9,60	9,95	10,3	10,9	11,4	11,8
$\sigma = 6, \alpha_1 = 0, \gamma = 0,0001,$													
$t_i(\text{час})$	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
$\beta_i 10^{-2}$	6,0	5,6	5,5	5,2	5,1	5,0	4,8	4,8	4,6	4,5	4,3	4,2	3,8
ξ_i	5,03	6,93	8,38	9,55	10,6	11,5	12,3	13,1	13,8	14,4	15,6	16,6	17,3
$\sigma = 6, \alpha_1 = 0.0001, \gamma = 0$													
$t_i(\text{час})$	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
$\beta_i 10^{-2}$	4,0	2,4	1,7	1,3	1,1	0,88	0,82	0,75	0,68	0,62	0,52	0,48	0,42
ξ_i	4,15	5,20	5,81	6,25	6,63	6,86	7,10	7,32	7,51	7,67	7,95	8,20	8,30
$\sigma = 6, \alpha_1 = 0,0001 \gamma = 0,0001,$													
$t_i(\text{час})$	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
$\beta_i 10^{-2}$	5,6	4,8	4,2	3,8	3,3	3,2	2,9	2,8	2,6	2,4	2,2	2,0	1,8
ξ_i	4,86	6,56	7,75	8,73	9,48	10,1	10,6	11,1	11,6	12,0	12,8	13,4	13,9
$\sigma = 6, \alpha_1 = 0,001 \gamma = 0,$													
$t_i(\text{час})$	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
$\beta_i 10^{-2}$	2,0	1,6	1,0	0,8	0,7	0,6	0,5	0,5	0,45	0,42	0,32	0,30	0,28
ξ_i	3,01	3,94	4,42	4,77	5,04	5,29	5,48	5,66	5,82	5,96	6,23	6,44	6,77

Источник: таблица составлена соискателем на основе вычислений проведенных по полученным теоретическим зависимостям, использованием справочных данных, а также данных нефтяных промыслов

В последней строке таблицы представлены результаты расчетов для значения отношения $a_1 = \mu_1 / \mu_2 = 2$, которое указывает на снижение вязкости жидкости на поверхности скважины. Видно, что уменьшение этого отношения на 5 раз приводит к росту темпа закачки раствора.

Сравнивая данные таблиц 3.4 и 3.5, заметим, что подогрев раствора приводит к росту расхода жидкости и увеличению длины зоны обработки. Так, например, если сравнивать данные таблицы 3.4 при $\sigma = 1, \gamma = 0$ (предпоследняя строка) и $\sigma = 6, \alpha_1 = 0, \gamma = 0$ (таблица 3.5, 3 – строка), то видим, что подогрев приводит к росту расхода в начале закачки раствора примерно в 2-3 раза (они равны 1,2 и 4,6 соответственно), после 8 часов обработки в 4-5 раза (они равны 0,28 и 1,2, соответственно) При этом радиус вытеснения соответственно будут

равны: в начале закачки $2,87R_c$ и $4,86R_c$ после 8 часов обработки: $6,17R_c$ и $13,9R_c$ т.е. радиус увеличивается примерно в 1,5- 2 раза. Если скорость адсорбции полагать, не равна нулю $\gamma = 0.0001 \text{ сек}^{-1}$, то коэффициент расхода имеет значения $\beta = 2$ при $\sigma = 1$ и $\beta = 5,03$ при $\sigma = 6$, $\alpha_1 = 0$ в начале процесса закачки, $\beta = 1$ и $\beta = 3,8$ после 8 часов обработки. Радиус вытеснения при этом соответственно принимает значения $3,01R_c$ и $5,03R_c$ в начале закачки, $9,50R_c$ и $17,3R_c$ в конце процесса. Потери тепла за счет теплообмена закачиваемой жидкости с пластовой средой может снизить эффективность термокислотной обработки, причем при высоких значениях коэффициента α_1 , эффективность обработки практически будет отсутствовать, как это видно из сравнения данных в предпоследней строке таблицы 3.4 и последней строке таблицы 3.5. При этом влияние температуры раствора на рост расхода и увеличение радиуса вытеснения незначительное. Для повышения эффективности термокислотной обработки здесь следует увеличить температуру закачиваемой жидкости.

Вышеприведенный способ определения расхода и радиуса вытеснения по времени неудобен для проведения инженерных расчетов. С этой целью предлагается в расчетах использовать средние значения коэффициента расхода жидкости. Как показывают результаты расчетов, при больших значениях времени обработки темп закачки практически остается постоянным

Для упрощения постановки задачи, принимаем, что изменение дебита скважины мало влияет на температурное поле пласта, и является постоянным, равным среднему значению расхода $q = q_0 = Q_0 / 2\pi h$. При этих условиях решение уравнения (3.14) имеет вид:

$$T = T_n + (T_{10} - T_n) \exp[\alpha_1(r^2 - R_c^2) / 2q_0] \text{ при } R_c \leq r \leq R_\phi^T \quad (3.23)$$

$$T = T_n + (T_{10} - T_n) \exp[-\alpha_1 t] \text{ } r \geq R_\phi^T \quad (3.24)$$

где $R_\phi^{(T)} = R_c \sqrt{1 + \frac{2q_0 t}{R_c^2}}$ перемещение температурного фронта

Поскольку в пласт закачивается раствор с заданной начальной и граничной температурой T_n и T_{10} , соответственно, то в дальнейшем следует рассмотреть изменение параметров пласта (вязкости, проницаемости и др.) в зависимости от температуры. Здесь рассматривается случай когда, под влиянием температуры меняется только вязкость наполняющей околоскважинной зоны пласта. Принимаем, что под влиянием температуры пласта вязкость жидкости меняется по закону $\mu = \mu_n T_n / T$ (μ_n - вязкость жидкости в удаленной части пласта). Выбор зависимости изменения вязкости по радиусу зависит от скоростей распространения фронтов фильтрации $R_t = \sqrt{2,25\kappa t}$ и температуры $R_\phi^T(t)$. В дальнейшем полагаем $\kappa < Q_0 / \pi m h$. Тогда фронт распространения температуры распространяется с большей скоростью, а

фронт фильтрации будет отставать от него, и вся зона обработки находится под воздействием температурного поля (3.23)

Зависимости вязкости от температуры в околоскважинной зоне согласно принятой модели и с учетом (3.23) представим по закону:

$$\mu = \mu_n \frac{T_n}{T_n + (T_{10} - T_n) \exp[-\alpha_1(r^2 - R_c^2)/2q_0]} \text{ при } R_c \leq r \leq R_\phi^T \quad (3.25)$$

$$\mu = \mu_n \frac{T_n}{T_n + (T_{10} - T_n) \exp(-\alpha_1 t)} \quad r \geq R_\phi^T \quad (3.26)$$

Из последних формул заметим, что вязкость на стенках скважины будет равна $\mu(R_c) = \mu_c = \mu_n T_n / T_{10} \leq \mu_n$ при $T_{10} \geq T_n$, $\mu = \mu_n$ при $t \rightarrow \infty$.

Давление в соответствие квазистатической постановки задачи определяется по формуле:

$$p = \Delta p \frac{\int_{R_c}^r F(r) dr}{F_0(t)},$$

$$\text{где } F(r) = \mu_n \frac{T_n}{r\{T_n + (T_{10} - T_n) \exp[-\alpha_1(r^2 - R_c^2)/2q_0]\}}, \quad F_0(t) = \int_{R_c}^{R_t} F(r) dr$$

Дебит скважины будет равен:

$$Q(t) = 2\pi h m R_c \frac{k_n}{\mu_c} \frac{dp}{dr} = \frac{2\pi \varepsilon_n \Delta p}{F_0(t)}$$

Радиус проникания нагретого раствора в пласт определяем с помощью интеграла:

$$R_\phi = R_c \sqrt{\left(1 + \frac{2\Delta p \varepsilon_n}{hm} \int_0^t \frac{d\zeta}{F_0(\zeta)}\right)}$$

Результаты расчетов значений радиуса R_ϕ по времени для принятых данных $R_c = 0,1\text{ м}$, $h = 5\text{ м}$, $\varepsilon_n = 0,004\text{ м}^3/\text{с} \cdot \text{МПа}$, $\kappa = 0,001\text{ м}^2/\text{с}$, $\Delta p = 5\text{ МПа}$ и четырех значений отношения $\sigma = T_{10}/T_n$ и параметра α_1 представлены в таблице 3.6.

Таблица 3.6.

Значения $R_\phi^T (м)$, $R_t (м)$ и $R_\phi (м)$ по времени $t (час)$ для $\varepsilon_n = 0,004 м^3 / с \cdot МПа$,
 $\kappa = 0,0015 м^2 / с$, $m = 0,2$ и при различных значениях параметров $\sigma = T_{10} / T_n$ и α_1

$\sigma = 1$													
$t (час)$	0,5	1	2	3	6	5	0,5	1	2	3	6	5	
$R_\phi^T (м)$	2,68	3,79	5,36	6,57	7,59	8,48							
$R_t (м)$	2,46	3,48	4,93	6,04	6,97	7,79							
$R_\phi (м)$	0,77	1,29	1,89	2,32	2,66	2,96							
$\sigma = 2$													
$t (час)$	0,5	1	2	3	6	5	0,5	1	2	3	6	5	
$\alpha_1 сек^{-1}$	$\alpha_1 = 0,00001$						$\alpha_1 = 0,0001$						
$R_\phi (м)$	1,09	1,82	2,67	3,27	3,76	4,18	1,08	1,81	2,64	3,23	3,70		
$\alpha_1 сек^{-1}$	$\alpha_1 = 0,001$						$\alpha_1 = 0,01$						
$R_\phi (м)$	1,04	1,71	2,47	2,99	3,41	3,76	0,92	1,51	2,20	2,67	3,06	3,39	
$\sigma = 3$													
$t (час)$	0,5	1	2	3	6	5	0,5	1	2	3	6	5	
$\alpha_1 сек^{-1}$	$\alpha_1 = 0,00001$						$\alpha_1 = 0,0001$						
$R_\phi (м)$	1,33	2,22	3,27	4,00	4,60	5,11	1,32	2,21	3,23	3,93	4,50	4,97	
$\alpha_1 сек^{-1}$	$\alpha_1 = 0,001$						$\alpha_1 = 0,01$						
$R_\phi (м)$	1,25	2,04	2,89	3,47	3,92	4,18	1,01	1,65	2,38	2,88	3,28	3,63	
$\sigma = 5$													
$t (час)$	0,5	1	2	3	6	5	0,5	1	2	3	6	5	
$\alpha_1 сек^{-1}$	$\alpha_1 = 0,00001$						$\alpha_1 = 0,0001$						
$R_\phi (м)$	1,72	2,87	4,22	5,17	5,93	7,00	1,71	2,84	4,15	5,05	5,77	6,36	
$\alpha_1 сек^{-1}$	$\alpha_1 = 0,001$						$\alpha_1 = 0,01$						
$R_\phi (м)$	1,59	2,55	3,54	4,18	4,68	5,11	1,13	1,83	2,60	3,13	3,56	3,92	

Источник: таблица составлена соискателем на основе вычислений проведенных по полученным теоретическим зависимостям, использованием справочных данных, а также данных нефтяных промыслов

В таблице также приведены значения фронтов $R_\phi^T (м)$ и $R_t (м)$ для указанных значений времени. Значения времени и параметра α_1 выбраны из условия, когда радиус $R_\phi (м)$ начинает мало зависеть от времени.

Аналогичные данные для значений $\varepsilon_n = 0,0004 \text{ м}^3 / \text{с} \cdot \text{МПа}$ и $\kappa = 0,0001 \text{ м}^2 / \text{с}$ представлены в таблице 3.7.

Таблица 3.7

Значения $R_\phi^T (\text{м})$, $R_t (\text{м})$ и $R_\phi (\text{м})$ по времени t (час) для $\varepsilon_n = 0,0004 \text{ м}^3 / \text{с} \cdot \text{МПа}$, $\kappa = 0,0032 \text{ м}^2 / \text{с}$ $m = 0,1$ и при различных значениях параметров $\sigma = T_{10} / T_n$ и α_1

	$\sigma = 1$											
t (час)	0,5	1	2	3	6	5	0,5	1	2	3	6	5
$R_\phi^T (\text{м})$	1,20	1,70	2,40	2,94	3,39	3,80						
$R_t (\text{м})$	1,14	1,61	2,27	2,79	3,22	3,6						
$R_\phi (\text{м})$	0,41	0,66	0,96	1,17	1,34	1,48						
	$\sigma = 2$											
t (час)	0,5	1	2	3	6	5	0,5	1	2	3	6	5
$\alpha_1 \text{ сек}^{-1}$	$\alpha_1 = 0,00001$						$\alpha_1 = 0,0001$					
$R_\phi (\text{м})$	0,57	0,93	1,36	1,65	1,89	2,09	0,57	0,93	1,33	1,62	1,85	2,04
$\alpha_1 \text{ сек}^{-1}$	$\alpha_1 = 0,001$						$\alpha_1 = 0,01$					
$R_\phi (\text{м})$	0,54	0,87	1,23	1,48	1,67	1,84	0,47	0,75	1,06	1,30	1,48	1,64
	$\sigma = 3$											
t (час)	0,5	1	2	3	6	5	0,5	1	2	3	6	5
$\alpha_1 \text{ сек}^{-1}$	$\alpha_1 = 0,00001$						$\alpha_1 = 0,0001$					
$R_\phi (\text{м})$	0,89	1,47	2,14	2,32	2,60	2,98	0,69	1,13	1,63	1,97	2,24	2,47
$\alpha_1 \text{ сек}^{-1}$	$\alpha_1 = 0,001$						$\alpha_1 = 0,01$					
$R_\phi (\text{м})$	0,64	1,02	1,42	1,69	1,90	2,08	0,50	0,80	1,14	1,38	1,56	1,72
	$\sigma = 5$											
t (час)	0,5	1	2	3	6	5	0,5	1	2	3	6	5
$\alpha_1 \text{ сек}^{-1}$	$\alpha_1 = 0,00001$						$\alpha_1 = 0,0001$					
$R_\phi (\text{м})$	1,06	1,79	2,60	2,81	3,12	3,48	0,87	1,45	2,09	2,53	2,88	3,15
$\alpha_1 \text{ сек}^{-1}$	$\alpha_1 = 0,001$						$\alpha_1 = 0,01$					
$R_\phi (\text{м})$	0,81	1,26	1,72	2,04	2,24	2,43	0,55	0,87	1,22	1,47	1,66	1,83

Источник: таблица составлена соискателем на основе вычислений проведенных по полученным теоретическим зависимостям, использованием справочных данных, а также данных нефтяных промыслов

Из табличных данных видно, что с ростом температуры раствора глубина проникания жидкости в пласт также растет, это особенно заметно при малых значениях параметра α_1 , который, как было отмечено выше, характеризует

степень поглощения тепла породной средой. При этом заметим, что для первого варианта расчетов при $\alpha_1 \geq 0.01 \text{ сек}^{-1}$ из-за высокого поглощения тепла породной средой, температура практически не влияет на перемещение фронта вытеснения. Для второго варианта расчета, где пласт обладает низкими фильтрационными свойствами, отсутствие температуры заметно при $\alpha_1 \geq 0.001 \text{ сек}^{-1}$. Таким образом, для повышения эффекта термокислотной обработки околоскважинной зоны пласта, необходима предварительная обработка ПЗП по улучшению фильтрационно - емкостных свойств пласта и правильный подбор типа реагента, использование которого обеспечивает наименьшую потери тепла в окружающей среде. Это указывает на целесообразность применения кислотных и термокислотных обработок при их рациональном сочетании. На рисунке 3.7 показана графическая зависимость перемещения фронта вытеснения $R_\phi (\text{м})$ от времени $t (\text{сек})$ для $\varepsilon_n = 0,004 \text{ м}^3 / \text{с} \cdot \text{МПа}$, $\kappa = 0,0032 \text{ м}^2 / \text{с}$, $\alpha_1 = 0,0001 \text{ м} = 0,2$.

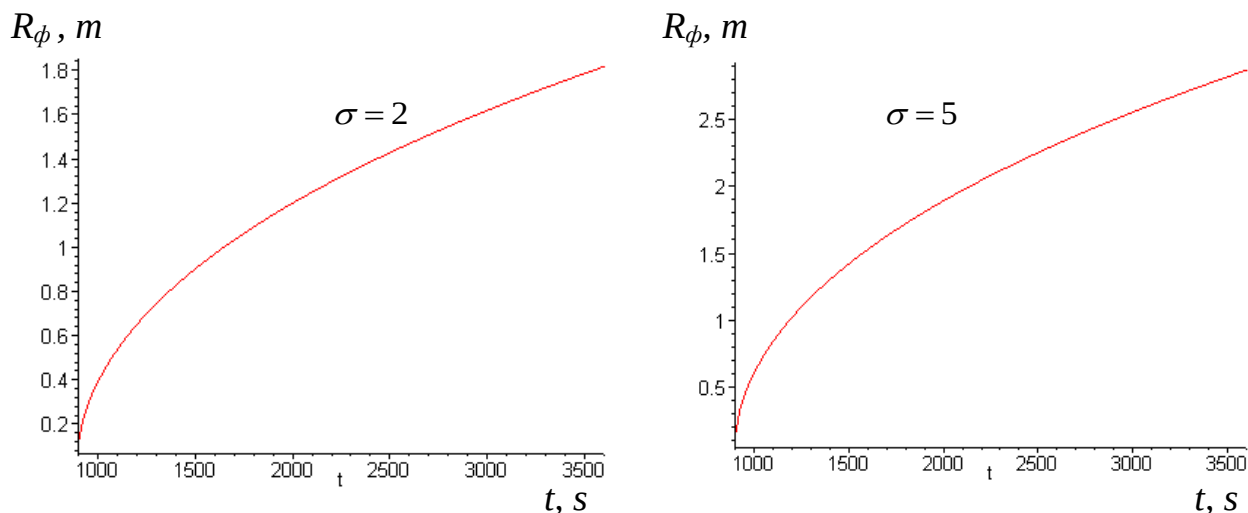


Рисунок 3.7- Зависимость радиуса проникания раствора в пласт $R_\phi (\text{м})$ от времени $t (\text{сек})$

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

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. Кислотное воздействие на пласт происходит в ограниченном времени, продолжительность его зависит от типа используемого вида раствора, а также от температуры нагретого состава.

Учитывая многообразие форм состояния ПЗП (чистая или загрязненная механическими примесями или АСПО, нефти - или водонасыщенная, заглинизированность коллектора и тип глины), часть поверхности порового пространства может оказаться заблокированной и недоступной для глино-кислоты. Следовательно, необходимо воздействовать на ПЗП последовательно химическими реагентами различного функционального назначения при обязательном принудительном извлечении продуктов реакции путем создания

на пласт глубокой депрессии. В качестве таких химических реагентов в экспериментальных исследованиях использовали неорганические породоразрушающие кислоты и составы на их основе, органические растворители с различным гидрофильно-липофильным балансом, реагенты разглинзации на основе неорганических солей, гидрофобизаторы, ПАВ и деэмульгаторы.

По результатам экспериментальных исследований в работе (Баранов и др., 2000) разработана технология с условным названием «комплексное химико-депресссионное воздействие» (КХДВ) для обработки ПЗП с низкопроницаемыми коллекторами. Технология реализуется путем чередующегося циклического воздействия, включающего последовательные закачки в продуктивный пласт реагента определенной функциональной назначенности, выдержку на реакцию и извлечение отработанного химического реагента при создании депрессии. В химических циклах в определенной последовательности используются следующие функциональные реагенты: кислотные составы различной реакционной способности с учетом температурного фактора, органические растворители, разглинзатор и др.

Для повышения эффективности метода непосредственной технологии закачки композиций и составов следует предварительно провести комплекс подготовительных работ в каждой скважине. Этот комплекс должен включать обработки призабойной зоны и солянокислотной и термокислотной обработки, или оба процесса, или другой вид, например тепловое воздействие на перфорированный интервал скважины.

Таким образом, можно заключить, что технология глубокой обработки ПЗП с применением комплексного химического, температурного и депрессионного воздействия позволяет существенно интенсифицировать выработку запасов при воздействии на элемент разработки.

3.4. Расчет темпа закачки и времени обработки ПЗП при наличии зоны кольматации

В качестве практического приложения разработанной расчетной схемы рассмотрим методику определения темпа закачки и необходимого времени термокислотной обработки прискважинной зоны пласта (ПЗП) при наличии зоны кольматации радиусом $r = R_1$. Рассмотрим два случая закачки на ПЗП кислотных композиций. В первом случае принимаем, что на пласт закачивается раствор с вязкостью μ_0 , отличающейся от флюида μ_c ПЗП. При этом флюид удаленной части пласта имеет вязкость $\mu_n \leq \mu_c$. Используем квазистационарное решение уравнения фильтрации, где шаг по времени удовлетворяет условию $\Delta t \gg R_c^2 / 4\kappa \Delta t$, причем полагаем, что $R_t(\Delta t) = \sqrt{2,25\kappa\Delta t} \geq R_1$. Таким образом, изменение вязкости флюида в зоне пласта от радиуса можно представить зависимостью:

$$\mu = \mu_0 \text{ при } R_c < r < R_\phi(t), \quad \mu = \mu_c + \frac{\mu_n - \mu_c}{R_1 - R_\phi} (r - R_\phi) \text{ при } R_\phi(t) < r < R_1,$$

$$\mu = \mu_n \text{ при } R_1 < r < R_t$$

Давление в пласте при этом можно выразить формулами:

$$p = p_c + \delta_0 C \ln(r / R_c) \text{ при } R_c < r < R_\phi(t),$$

$$p = p_c + \delta_0 C \ln(R_\phi / R_c) + C \left[\ln(r / R_\phi) + \frac{\delta - 1}{R_1 - R_\phi} (r - R_\phi - R_\phi \ln(r / R_\phi)) \right] \text{ при } R_\phi(t) < r < R_1,$$

$$p = p_{nl} + \delta_0 C \ln(r / R_t) \quad R_1 < r < R_t,$$

где

$$C = \frac{\Delta p (R_1 - R_\phi)}{(R_1 - R_\phi)[(\delta - 1) + \delta_0 \ln(R_\phi / R_c) + \delta \ln(R_t / R_1)] + (R_1 - \delta R_\phi) \ln(R_1 / R_\phi)},$$

$$\delta_0 = \mu_0 / \mu_c, \quad \delta = \mu_n / \mu_c, \quad \Delta p = p_c - p_{nl} = \text{const} - \text{репрессия на пласт}$$

Расход жидкости вычисляется по формуле: $Q = 2\pi \varepsilon_n \delta C / \delta_0$

По найденному выражению расхода составляем уравнение для определения радиуса вытеснения:

$$\frac{dR_\phi}{dt} = \frac{2\varepsilon_n \Delta p (R_1 - R_\phi)}{R_\phi h m (R_1 - R_\phi)[(\delta - 1) + \delta_0 \ln(R_\phi / R_c) + \delta \ln(R_t / R_1)] + (R_1 - \delta R_\phi) \ln(R_1 / R_\phi)}$$

На рисунке 3.8 и 3.9 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 $R_c = 0,1 \text{ м}$, $R_1 = 2 \text{ м}$, $h = 5 \text{ м}$, $\varepsilon_n = 0,004 \text{ м}^3 / \text{с} \cdot \text{МПа}$, $\kappa = 0,001 \text{ м}^2 / \text{с}$, $\Delta p = 0,2 \text{ МПа}$, $m = 0,2$

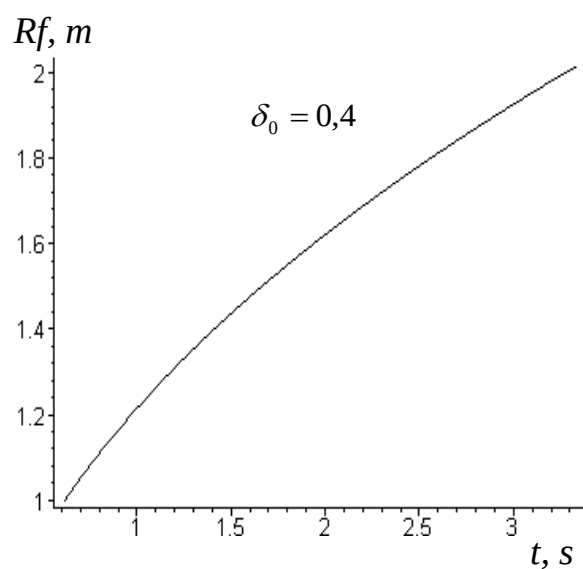
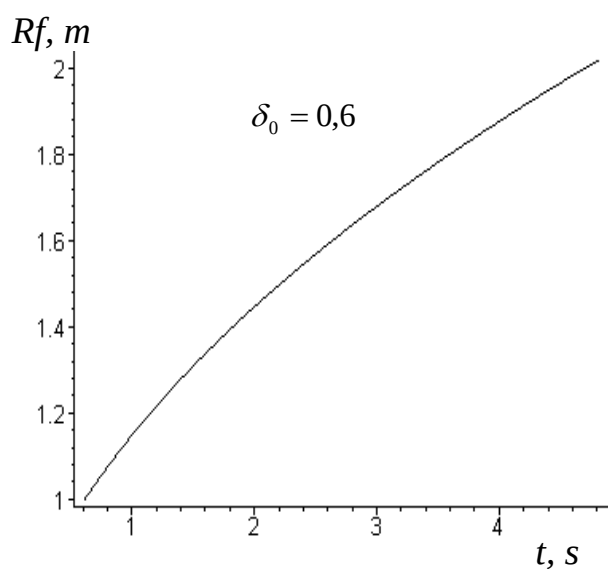
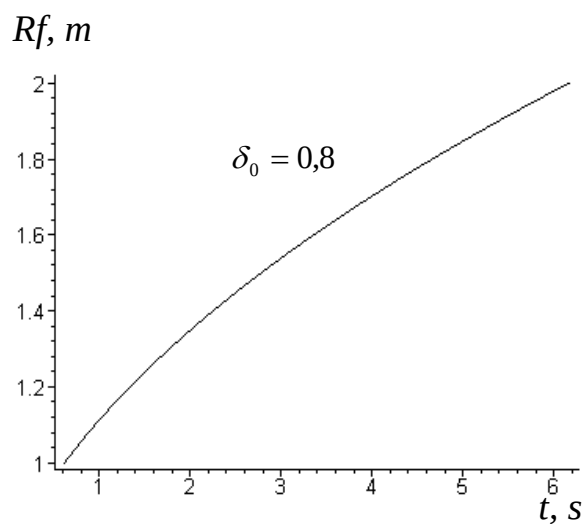
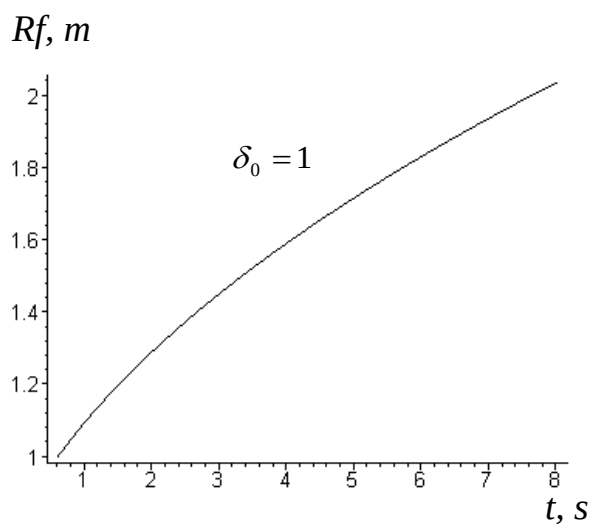


Рисунок 3.8- Зависимость радиуса проникания раствора в пласт $R_f, (m)$ от времени при t, s и $\delta = \mu_n / \mu_c = 0,5$ различных значениях отношения $\delta_0 = \mu_0 / \mu_c$

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

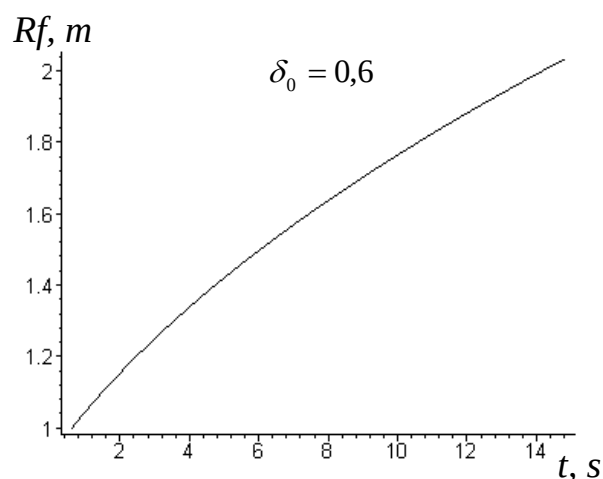
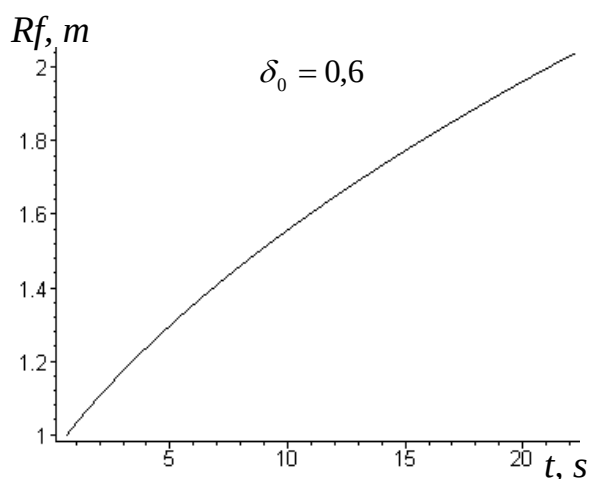
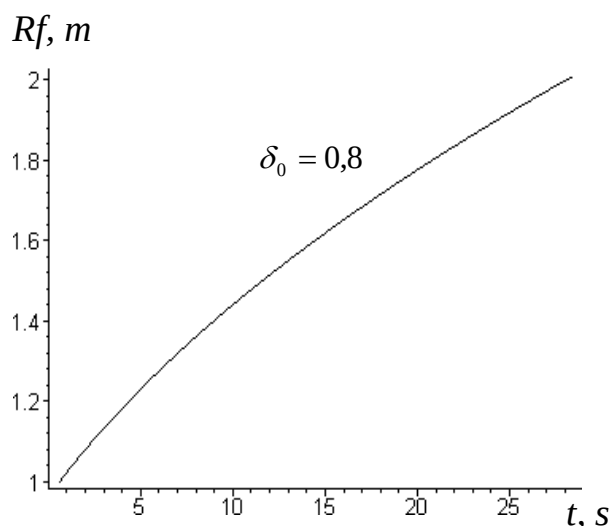
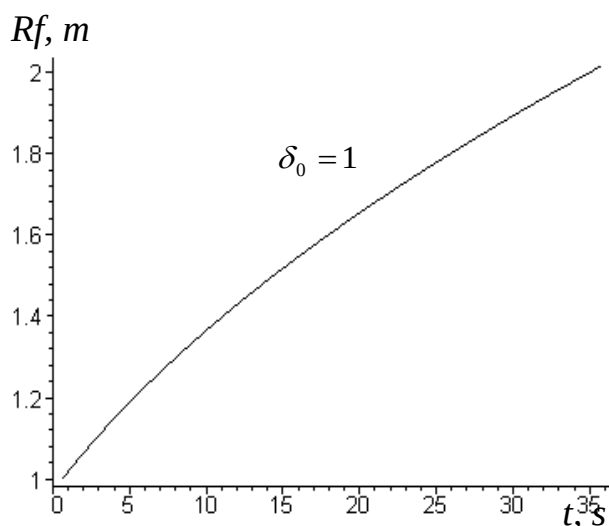


Рисунок 3.9- Зависимость радиуса проникания раствора в пласт $Rf, (m)$ от времени $t, (s)$ при $\delta = \mu_n / \mu_c = 0,1$ различных значениях отношения $\delta_0 = \mu_0 / \mu_c$

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

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 кольматации. 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 3.10 и 3.11 представлены зависимости времени темпа закачки $M (H/c \times 10)$ от времени для различных значений δ и δ_0 .

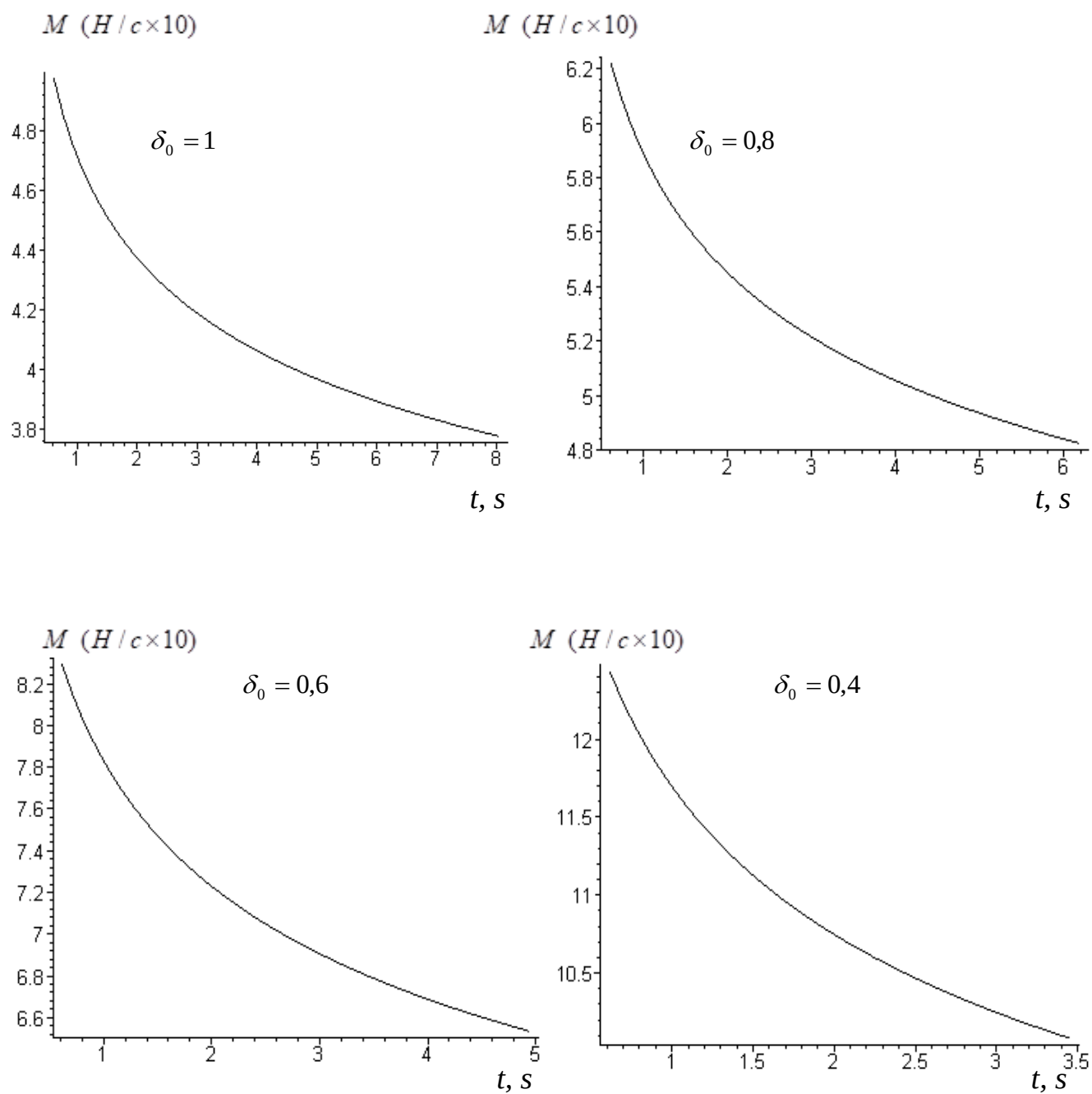


Рисунок 3.10- Зависимость темпа закачки раствора в пласт M ($H/c \times 10$) от времени t , (s) при $\delta = \mu_n / \mu_c = 0,5$ различных значениях отношения $\delta_0 = \mu_0 / \mu_c$

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

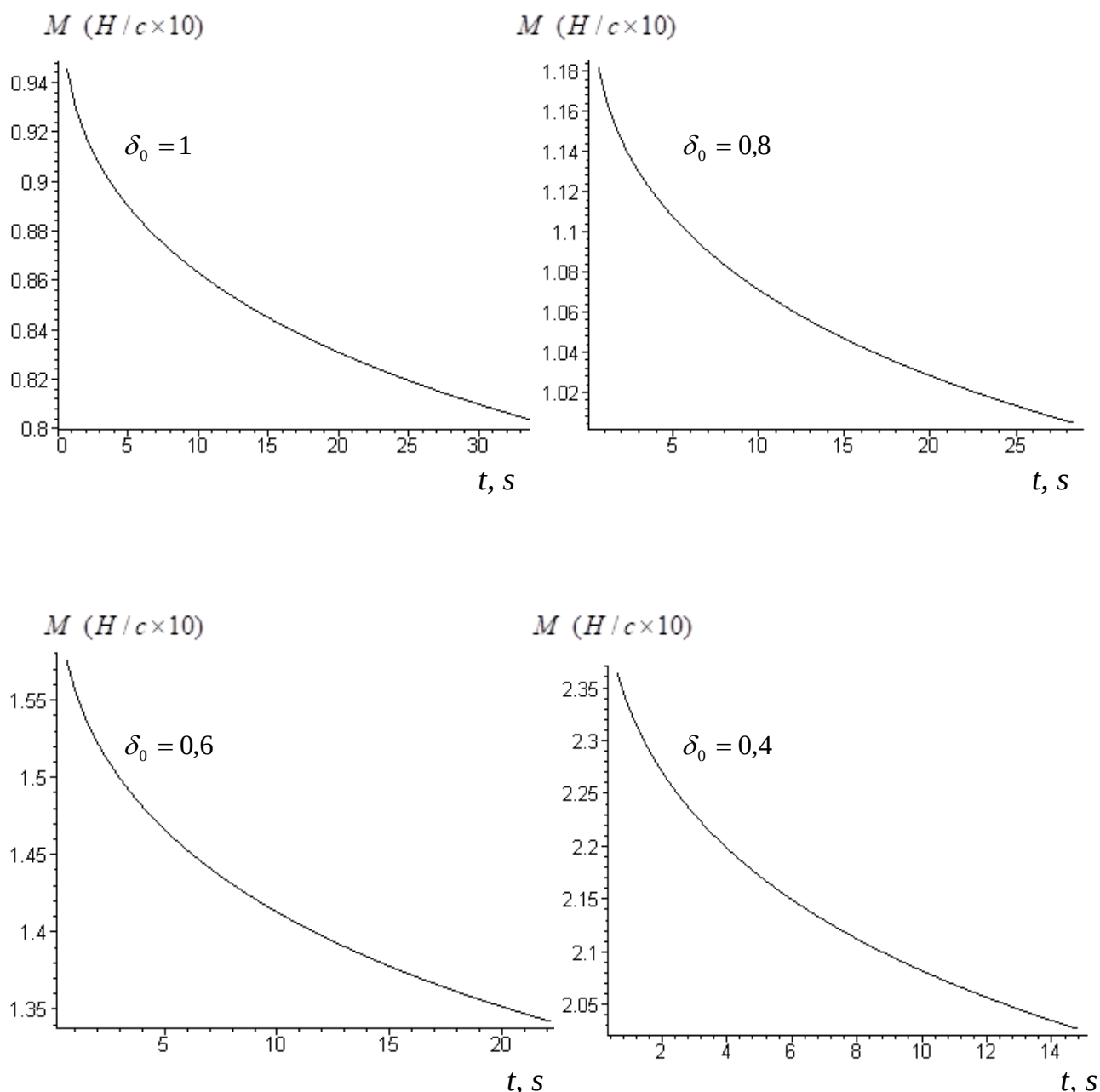


Рисунок 3.11- Зависимость темпа закачки раствора в пласт M ($H/c \times 10$) от времени t , s при $\delta = \mu_n / \mu_c = 0,1$ различных значениях отношения $\delta_0 = \mu_0 / \mu_c$

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

Расчеты показывают, что наличие кольтматации в ПЗП может привести к существенному уменьшению темпа закачки. Для рассматриваемого примера при $\delta = 0,1$ (вязкость флюида удаленной части пласта в 10 раз ниже, чем вязкости в зоне кольтматации) и $\delta_0 = 1$ (рисунок 3.11) после полного охвата раствором зоны кольтматации темп закачки будет равен $M = 8 H/c$, если закачать жидкость с вязкостью, равной $0,4\mu_c$, то темп закачки увеличивается до $20H/c$. 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.

Теперь рассмотрим случай, когда изменение вязкости в зоне кольматации пласта происходит за счет нагнетания горячего раствора. Вязкость жидкости в пласте определяем по формуле:

$$\mu = \frac{\mu_c}{1 + (\sigma - 1)T^*(r, t)} \text{ при } R_c < r < R_\phi(t), \quad (3.27)$$

$$\mu = \mu_c + \frac{\mu_n - \mu_c}{R_1 - R_\phi} (r - R_\phi) \text{ при } R_\phi(t) < r < R_1,$$

$$\mu = \mu_n \text{ при } R_1 < r < R_t$$

где температура T^* по времени определяется по приближенным формулам (3.20).

Расход жидкости в момент времени $(k-1)\Delta t < t < k\Delta t$ буде равен $Q_k = 2.25\pi m h \kappa \beta_k$

где β_k является корнем уравнения ($k = 1...n$)

$$\beta_k = \frac{B}{\delta - 1 + 0.5 \ln\left(\frac{k\Delta\tau}{\bar{R}_1^2}\right) + \frac{\bar{R}_1 - \delta\xi_k}{\bar{R}_1 - \xi_k} + \delta_0 \int_1^{\xi_1} \frac{d\xi}{\xi[1 + (\sigma - 1)T_0^*(\xi, \beta_1)]} + \delta_0 \sum_{i=2}^k \int_{\xi_{i-1}}^{\xi_i} \frac{d\xi}{\xi[1 + (\sigma - 1)T_{i-1}^*(\xi, \beta_{i-1}, \beta_i)]}}$$

При этом β_1 определяется из уравнения

$$\beta_1 = \frac{B}{\delta - 1 + 0.5 * \ln(\Delta\tau / \bar{R}_1^2) + \frac{\bar{R}_1 - \delta\xi_1}{\bar{R}_1 - \xi_1} + \delta_0 \int_1^{\xi_1} \frac{d\xi}{\xi[1 + (\sigma - 1)\bar{T}_0^*(\xi, \beta_1)]}},$$

где $\bar{T}_0^* = \exp[-\alpha(\xi^2 - 1)/\beta_1]$, $\bar{R}_1 = R_1 / R_c$, $\mu_0 = \mu_c / \sigma$, $\xi_i = \sqrt{\xi_{i-1}^2 + \beta_i \Delta\tau}$, $\xi_0 = 1$, $B = 2\varepsilon_g \Delta p / 2.25 m \kappa h$

Расчеты были проведены для следующих значений параметров $R_c = 0,1 \text{ м}$, $R_1 = 2 \text{ м}$, $h = 5 \text{ м}$, $\varepsilon_n = 0,004 \text{ м}^3 / \text{с} \cdot \text{МПа}$, $\kappa = 0,001 \text{ м}^2 / \text{с}$, $\Delta p = 0,2 \text{ МПа}$, $m = 0,2$

При этом имеем $B = 0.71$.

В таблице 3.8 представлены результаты расчетов радиуса вытеснения $R_{\phi}(м)$ и темпа закачки жидкости $M_k = \rho g Q_k$ для различных значениях отношений δ_0 и δ . Полагая в формуле (3.27) $\xi = 1$, получаем $T^* = 1$ и $\mu = \mu_c / \sigma$.

Таблица 3.8

Зависимости радиуса вытеснения жидкости в пласт $R_{\phi}(м)$ и темпа закачки

$M(\frac{H}{c}) \times 10$ от времени

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
$\sigma = 1, \delta_0 = 1, \delta = 0,3$																	
$t(час)$	0,5	1	1,5	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
$R_{\phi}(м)$	0,6	0,8	0,9	1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,7	1,8	1,8	1,9	1,9	1,9	2
$M(\frac{\kappa\Gamma}{c})$	0,6	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1
$\sigma = 2, \delta_0 = 1, \delta = 0,3$																	
$t(час)$	0,5	1	1,5	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
$R_{\phi}(м)$	0,7	1,0	1,2	1,3	1,5	1,7	1,4	1,8	2								
$M(\frac{\kappa\Gamma}{c})$	0,8	0,8	0,7	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
$\sigma = 4, \delta_0 = 1, \delta = 0,3$																	
$t(час)$	0,5	1	1,5	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
$R_{\phi}(м)$	0,9	1,3	1,5	1,7	2,0												
$M(\frac{\kappa\Gamma}{c})$	1,5	1,3	1,2	1,1	1,0												
$\sigma = 1, \delta_0 = 0,5, \delta = 0,3$																	
$t(час)$	0,5	1	1,5	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
$R_{\phi}(м)$	0,7	0,9	1,1	1,2	1,4	1,6	1,7	1,8	1,9	1,9	2						
$M(\frac{\kappa\Gamma}{c})$	0,9	0,7	0,6	0,6	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2						
$\sigma = 2, \delta_0 = 0,5, \delta = 0,3$																	
$t(час)$	0,5	1	1,5	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
$R_{\phi}(м)$	1	1,4	1,6	2													
$M(\frac{\kappa\Gamma}{c})$	1,5	1,3	1,2	1,1													
$\sigma = 4, \delta_0 = 0,5, \delta = 0,3$																	
$t(час)$	0,5	1	1,5	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
$R_{\phi}(м)$	1,1	1,6	2														
$M(\frac{\kappa\Gamma}{c})$	2,3	2,1	2														

При повышении температуры в два раза, чем начальная, вязкость раствора на поверхности скважины уменьшается в два раза, что приводит к снижению времени закачки раствора более чем в два раза при $\delta_0 = 1$ и более четырех раз при $\delta_0 = 0,5$.

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.

Выводы по разделу 3

1. 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.

2. 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.

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 .

3. 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.

4. 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.

4. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ТЕРМОКИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА

Еще раз напоминаем, что под воздействием на ПЗП понимается комплекс осуществляемых в скважинах работ, по изменению фильтрационных характеристик вскрытых пластов или физико-химических свойств насыщающих жидкостей в непосредственной близости от скважины с целью повышения или восстановления продуктивности (приемистости) скважин и улучшения охвата пласта воздействием (Баранов и др.,2000),(Уголев и др.1974)

В соответствии с результатами исследований, проведенных в разделах 2 и 3 установлено, что эффективность обработки можно повысить, если осуществлять дополнительный подогрев раствора перед закачкой в пласт и, таким образом, реализовать термокислотную обработку ПЗС. В настоящем разделе приводится схема технологического расчета закачки, представлены рекомендации по повышению эффективности методов воздействий, а также произведено технико-экономическое обоснование методов СКО и термокислотной обработки пласта в месторождениях Восточная Кокарна.

4.1. Технологический расчёт закачки нагретых растворов в пласт

Примеры технологического расчета обработки ПЗП кислотными композициями приведены в работах (Нефедов,2007), Бурже и др.,1989),(Шерстнев,1988).

Параметры технологии закачки растворов в пласт при обработке определяются:

- темпом закачки M ($H / c \times 10$);
- величинами давления $p_{разг\text{наг}}$ (Па), создаваемого силовой группой;
- соответственно давлениями $p_{наг}$ (Па) и $p_{уст}$ (Па) в начальном и конечном сечении трубопровода наземной части оборудования;
- давлениями $p_{уст}$ (Па) и $p_{заб}$ (Па) в верхнем и нижнем сечениях насосно-компрессорных труб (НКТ);
- пластовым давлением $p_{пл}$ (Па).

Для обеспечения непрерывного режима закачки жидкости в пласт необходимо соблюдение условия непрерывности (увязки) давления в начальном сечении трубопровода наземной части оборудования,

$$p_{разг\text{наг}} = p_{наг} \quad (4.1)$$

В соответствии с принятой технологической схемой закачки рассмотрим расчетную модель системы, включающий следующие элементы, соответствующие распределениям давления и температуры.

1. Продуктивный пласт: Этот элемент оказывает существенное влияние на распределение давления в системе закачки и в меньшей степени, на изменение температуры и характеризуется:

пластовым давлением $p_{пл}$ (Па), радиусом контура нагнетания R_k (м), забойным давлением $p_{заб}$ (Па), радиусом скважины R_c (м), скин-фактором S , R_1 , гидропроводностью $\varepsilon_n = kh/\mu_n$ ($\text{м}^3/\text{Па}\cdot\text{с}$) (k (мкм^2)-проницаемостью пласта- постоянная величина во всей области, h - толщиной продуктивного слоя, μ_n - вязкостью флюида в удаленной части пласта), плотностью нагнетаемой жидкости $\rho = \text{const}$

Вязкость жидкости от температуры и концентрации вещества в зоне кольматации определяется эмпирической зависимостью:

$$\mu = \frac{AT_n \exp[fc(\bar{r})]}{T_n + T^*(T_{10} - T_n)}, \quad (4.2)$$

где $T^*(\bar{r})$, $c(\bar{r})$ приведенная температура закачиваемого раствора и концентрации в нем вещества, определяемые соответственно формулами (2.15) и (2.18).

Температурный режим определяется теплообменом между пластовой системой (порода, пластовые флюиды) и закачиваемой технологической жидкостью.

Определяем темп закачки раствора в условиях квазистационарного режима течения жидкости в трубопроводах и ее фильтрации в пласт. Наличие кольматации ПЗП определяем с помощью скин-фактора S . Темп закачки в интервале времени $(k-1)\Delta t < t < k\Delta t$ можно определить по формуле Дарси:

$$M_k = \frac{2\pi\varepsilon_n(p_{заб} - p_{пл})\rho\delta_0}{S + G(\xi, \beta_k)}, \quad (4.3)$$

где

$$G_k(\xi, \beta_k) = \sigma \int_1^{\xi_1} \frac{\exp[fc(\xi, \xi\beta_1)]d\xi}{\xi[1 + (\sigma-1)T_0^*(\xi, \beta_1)]} + \sigma \sum_{i=2}^k \int_{\xi_{ui}}^{\xi_{ui+1}} \frac{\exp[fc(\xi, \xi\beta_{i-1}, \xi\beta_i)]d\xi}{\xi[1 + (\sigma-1)T_{i-1}^*(\xi, \beta_{i-1}, \beta_i)]}$$

$$\delta_0 = \mu_n / \mu_0, \mu_0 = A \exp(fc_0) / \sigma, c_0 = c_z, \beta_k = M_k / 2\pi h \rho m_{жс}, \xi = a_{жс} / D_m, \sigma = T_{10} / T_n$$

Забойное давление $p_{заб}$ выражается через давление верхней части НКТ по гидродинамической формуле [69]:

$$p_{заб} = p_{уст} + g\rho L_{нкт} - \frac{\lambda_{нкт} W_k^2 L_{нкт} \rho}{2d_{нкт}}, \quad (4.4)$$

где $W_k = 4Q_k / \pi d_{нкт}^2$ - средняя скорость течения жидкости в трубопроводе диаметром $d_{нкт}$, $L_{нкт}$ - длина НКТ, $\lambda_{нкт} = f(W_k, d_{нкт}, \mu, \varepsilon_{ш})$ - коэффициент трения зависящий от режима течения, определяющего числом Рейнольдса $Re = W_k d_{нкт} \rho / \mu_{тр}$ ($\mu_{тр}$ - вязкость раствора в трубопроводах) и коэффициентом относительной шероховатости $\varepsilon_{ш} = k_{ш} / d_{нкт}$, где $k_{ш}$ - коэффициент шероховатости. Учитывая зависимости $W_k = 4Q_k / \pi d_{нкт}^2$ и $Q_k = M_k \rho$, приведем формулу (4.4) к виду:

$$p_{зab} = p_{уст} + g\rho L_{нкт} - 0.81 \frac{\lambda_{нкт} M_k^2 L_{нкт}}{2\rho d_{нкт}^5} \quad (4.5)$$

Аналогичным образом, учитывая (4.1), установим зависимость между давлением $p_{уст}$ верхнего сечения НКТ и величиной давления нагнетания $p_{наг}$ силовой группы,

$$p_{зуст} = p_{наг} - g\rho \Delta z - 0.81 \frac{\lambda_{тр} M_k^2 L_{тр}}{2\rho d_{тр}^5} \quad (4.6)$$

Давление нагнетания вычисляем по формуле [19,71]:

$$p_{разнаг} = p_{вс} + g\rho H_0 + gH_1 M_k + gH_2 \frac{M_k^2}{\rho} \quad (4.7)$$

где $p_{вс}$ - давление на высасывающей линии, Pa , H_0, H_1, H_2 - параметры основной характеристики насоса: напор, объемная подача, размерности которых соответственно, $m, c / m^2, c^2 / m^5$, эти параметры зависят от вязкости перекачиваемой жидкости. $\Delta z = z_{скв} - z_{агр}$ - разность геодезических отметок устья скважины и силового агрегата. Учитывая формулы (4.1) и (4.4)-(4.7), зависимость (4.3) приведем к виду:

$$M_k = \frac{2\pi\varepsilon_n [p_{вс} - g\rho(H_0 + L_{нкт}) + gH_1 M_k + (gH_2 - \frac{\lambda_{нкт} L_{нкт}}{d_{нкт}^2} - \frac{\lambda_{тр} L_{тр}}{d_{тр}^2}) \frac{M_k^2}{\rho} - p_{пл}] \rho}{S + G(\xi, \beta_k)} \quad (4.8)$$

Равенство (4.8) при известных зависимостях коэффициентов трения $\lambda_{нкт}$ и $\lambda_{тр}$ от M может быть использована в качестве уравнения (рекуррентные) для определения темпа закачки M_k . После определения M_k с помощью формул (4.4)-(4.7) найдем давление в забое $p_{зab}$, давление на верхнем сечении НКТ $p_{уст}$ и нагнетание $p_{наг}$ для интервалов времени $(k-1)\Delta t < t < k\Delta t$

Темп закачки зависит от режима течения жидкости подающихся жидкостях в пласт трубопроводах. В дальнейшем полагаем $d_{нкт} = d_{mp} = d$, так, что можно считать $\lambda_{нкт} = \lambda_{mp} = \lambda_m$. Рассмотрим режим течения с смешанным трением (переходный режим) (Мищенко и др., 1984), где число Рейнольдса удовлетворяет неравенству:

$$\frac{10d}{k_{и}} < Re < \frac{500d}{k_{и}}.$$

При этом коэффициент трения λ_m определяется по формуле А.Д. Алтышуля:

$$\lambda_m = 0.067 \left(\frac{124d\mu_{mp}}{M_k} + \frac{k_{и}}{D} \right)^{0.25} \quad (4.9)$$

При известных значениях параметров $d_{нкт} = d_{mp} = d$, μ_{mp} , ρ и $k_{и}$ из неравенства можно установить диапазон изменения темпа закачки в режиме течения жидкости в трубопроводах со смешанным трением:

$$M_{кн} = 7.85 \frac{d^2 \mu_{mp}}{k_{и}} < M < 392.5 \frac{d^2 \mu_{mp}}{k_{и}}$$

Подставляя выражение λ_m из (4.9) в равенство (4.7), можно получить теперь уравнение для определения темпа закачки M_k

С помощью полученных формул (4.4)-(4.14) можно решить следующие задачи (Ибрагимов и др., 1991).

Задача 1. По заданным величинам $p_{пл}, p_{вс}, d, L_{нкт}, L_{mp}, R_k, R_c, k, h, R_1, m, \Delta z, H_0, H_1, H_2, \mu_n, a_{ж}, \alpha_0, T_n, T_{10}, k_{и}, \rho$ и зависимостям $\mu = \mu(T)$ или $\mu = \mu(c_{пол}; T)$ определяются давление нагнетания, и подачи M в зависимости от вязкости флюида удаленной части пласта и температуры нагнетаемой жидкости $\mu = \mu(T)$ или же зависимости вязкости от температуры и концентрации вещества $\mu_n = \mu_n(c_{пол}; T)$.

Задача 2. Определение требуемого давления нагнетания в зависимости от подачи M и температуры нагрева или других параметров.

Расчеты проводились при следующих допущениях: плотность раствора во всех элементах системы закачки одинакова и постоянна, вязкость полимерного раствора является функцией температуры и содержания реагента

Расчеты для решения задачи 2 были проведены с помощью программы, составленной на языке Maple 6, для следующих характеристик силовой группы [19]:

Диаметр НКТ D , м -----0,075

Диаметр подводящего трубопровода D_{mp} , м ----- 0,075
 Длина подводящего трубопровода L_{mp} , м ----- 5000
 Длина НКТ $L_{кнт}$, м ----- 2500
 Мощность продуктивного слоя, м ----- 5
 Отметка устья скважины $z_{скв}$, м ----- 100
 Отметка агрегата $z_{агр}$, м ----- 100
 Тип агрегата ----- 3ЦН6-500-700
 Коэффициенты эмпирической зависимости (4.7)
 Для раствора с массовым содержанием вещества $c_0 = 0.04\%$:

H_0 , м ----- 1005
 H_1 , с/м² ----- $27 \cdot 10^3$
 H_2 , с²/м⁵ ----- $-12 \cdot 10^6$

Для раствора с массовым содержанием $c_0 = 0.1\%$:

H_0 , м ----- 900
 H_1 , с/м² ----- $15 \cdot 10^3$
 H_2 , с²/м⁵ ----- $-21 \cdot 10^6$

Давление всасывающей жидкости $p_{вс}$, МПа ----- 0,2

Коэффициент шероховатости труб $\kappa_{ш}$ мм ----- 0,03

Был использован раствор КМЦ –Finn-fix, изменение динамической вязкости которого от концентрации вещества представлено в таблице 5 раздела1 диссертации.

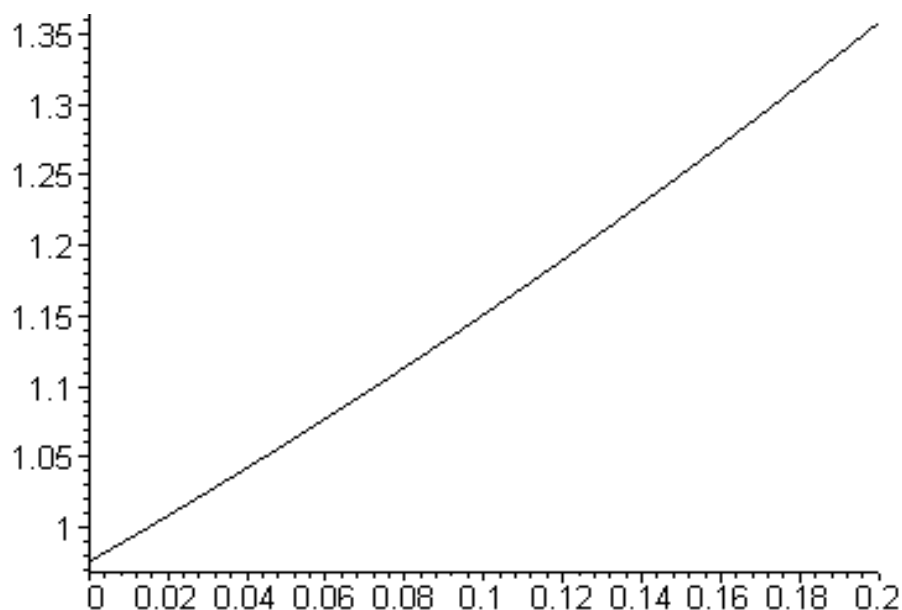
1.Параметры A и f в эмпирической зависимости (4.2) при этом были равны

$$A = 0,98 \cdot \text{мПа} \cdot \text{с}, \quad f = 1,65$$

Кроме того, в расчетах было принято $\zeta = a_{жс} / D_m = 1$

Графический вид этой зависимости представлен на рисунке 4.1.

μ , МПа



$c, \%$

Рис. 4.1. Зависимость динамической вязкости μ (мПа) от концентрации вещества c (%) для раствора КМЦ –Finn-fix

Источники: график построен соискателем на основании проведенных вычислений с использованием опытных данных полученных в нефтепромысле Кокарна

Вязкость раствора в трубопроводах определялась по формуле:

$$\mu_{mp} = \mu_0 = \frac{A \exp(f c_0)}{\sigma}, \quad (4.10)$$

где $c_0 = c(R_c) = c_z$ - концентрация вещества в нагнетаемой жидкости.

Остальные характеристики закачиваемой жидкости были равны:

Плотность закачиваемой среды ρ , Н/м³ ----- 10030

Коэффициент температуропроводности м²/с-----0.0005

Коэффициент теплообмена между раствором и породной средой α ,
сек⁻¹-0,1

Скорость адсорбции γ_1 , сек⁻¹-----0,0001

Для расчета использовались пластовые данные объекта (горизонт I (II-J)) месторождения Восточная Кокарна (Справочник, 2000).

Результаты расчетов для темпа закачки M (Н/с×10) забойного давления $p_{заб}$ (МПа), устьевого давления НКТ $p_{уст}$ (МПа), давления нагнетания $p_{наг}$ (МПа) радиуса нагнетания раствора в пласт R_ϕ (м) от времени t (час) для двух значений концентрации вещества в растворе c_0 (%) различных значений параметров σ и S представлены в таблицах 4.1 и 4.2.

Таблица 4.1.

Исходные геолого- физические характеристики горизонта
(горизонт I -(II-J) месторождения Восточная Кокарна)

Параметры	
Средняя глубина залегания, м	2289
ВНК, м	2317
Тип залежи	Пластовая, сводовая, тектон. экранированная
Тип коллектора	Терригенно-поровый
Средняя общая толщина, м	18,2
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	6,9
Пористость, доли ед.	0,19
Коэффициент проницаемости по жидкости, мкм ²	0,041
Пластовая температура, °С	70,5
Пластовое давление, МПа	24,67
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа.с	1,12
Плотность нефти в стандартных условиях, г/м ³	0,848
Средняя продуктивность, т/сут.МПа	13,6

Источник: составлена соискателем на основе полученных опытных данных

Как видно, темп закачки и забойное давление, устьевое давление и давление нагнетания с момента начала закачки сначала увеличиваются (период разгона) и далее с ростом времени темп закачки медленно падает, при этом забойное давление и давление нагнетания за рассмотренный период времени практически остаются постоянными.

Таблица 4.2

Изменение темпа закачки M ($H/c \times 10$) забойного давления $p_{заб}$ (МПа), устьевского давления НКТ $p_{уст}$ (МПа), давления нагнетания $p_{наг}$ (МПа) и радиуса нагнетания раствора в пласт R_ϕ (м) от времени t (час) при $c = 0,04\%$ и различных значениях S и σ

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
$S = 5, \sigma = 1, M_{кн} = 1,53 \text{ } H/c . M_{кв} = 78 \text{ } H/c$													
$t(\text{час})$	1	2	3	4	5	6	8	10	12	14	16	18	20
	1,0	1,46	1,36	1,18	1,08	1,0	0,90	0,83	0,76	0,72	0,70	0,66	0,62
$p_{заб}(\text{МПа})$	30,5	31,0	31,0	30,7	30,6	30,5	30,3	30,2	30,1	30,0	30,0	29,9	29,9
$p_{уст}(\text{МПа})$	8,66	8,82	8,75	8,53	8,45	8,36	8,25	8,17	8,12	8,06	8,02	8,00	7,95
$p_{наг}(\text{МПа})$	10,6	10,9	10,8	10,8	10,7	10,6	10,6	10,6	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5
$R_\phi(\text{м})$	0,91	1,41	1,78	2,04	2,27	2,45	2,74	2,99	3,20	3,38	3,55	3,70	3,83
$S = 5, \sigma = 2, M_{кн} = 0,76 \text{ } H/c . M_{кв} = 38,8 \text{ } H/c$													
$t(\text{час})$	1	2	3	4	5	6	8	10	12	14	16	18	20
	1,52	3,55	2,80	2,46	2,32	2,00	1,80	1,62	1,32	1,22	1,18	1,12	1,05
$p_{заб}(\text{МПа})$	31,5	33,8	32,9	32,5	32,3	32,0	31,8	31,6	31,3	31,2	31,1	31,0	31,0
$p_{уст}(\text{МПа})$	9,24	11,4	10,5	10,1	9,95	9,66	9,47	9,29	9,04	8,94	8,90	8,82	8,77
$p_{наг}(\text{МПа})$	11,0	12,8	11,9	11,7	11,5	11,3	11,1	11,0	10,8	10,8	10,7	10,7	10,7
$R_\phi(\text{м})$	1,20	2,06	2,56	2,93	3,24	3,48	3,69	4,04	4,45	4,68	4,88	5,10	5,20
$S = 15, \sigma = 1, M_{кн} = 1,53 \text{ } H/c . M_{кв} = 78 \text{ } H/c$													
$t(\text{час})$	1	2	3	4	5	6	8	10	12	14	16	18	20
	0,45	0,56	0,52	0,48	0,43	0,41	0,39	0,34	0,32	0,29	0,28	0,27	0,28
$p_{заб}(\text{МПа})$	29,5	29,8	29,7	29,6	29,5	29,4	29,3	29,2	29,1	29,0	28,8	28,7	28,6
$p_{уст}(\text{МПа})$	7,62	7,81	7,74	7,67	7,57	7,53	7,49	7,37	7,32	7,23	7,21	7,12	7,10
$p_{наг}(\text{МПа})$	10,4	10,5	10,6	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,3	10,3
$R_\phi(\text{м})$	0,62	0,84	1,13	1,32	1,42	1,54	1,64	1,90	2,03	2,15	2,25	2,35	2,44
$S = 15, \sigma = 2, M_{кн} = 0,76 \text{ } H/c . M_{кв} = 38,8 \text{ } H/c$													
$t(\text{час})$	1	2	3	4	5	6	8	10	12	14	16	18	20
	0,9	1,36	1,24	1,18	1,12	1,04	0,96	0,88	0,82	0,76	0,72	0,70	0,68
$p_{заб}(\text{МПа})$	30,8	31,4	31,2	31,1	31,1	31,0	31,0	30,9	30,8	30,7	30,6	30,6	30,5
$p_{уст}(\text{МПа})$	8,69	9,07	8,96	8,90	8,84	8,77	8,67	8,61	8,52	8,48	8,43	8,40	8,38
$p_{наг}(\text{МПа})$	10,6	10,8	10,8	10,7	10,7	10,7	10,6	10,6	10,6	10,5	10,5	10,5	10,5
$R_\phi(\text{м})$	0,87	1,37	1,71	1,97	2,19	2,38	2,70	2,96	3,18	3,38	3,55	3,72	3,90

Источник: составлена соискателем на основе полученных опытных данных

Радиус вытеснения жидкости в пласт сначала интенсивно растет и, начиная с момента времени $t = 8 \text{ час.}$, изменение радиуса от времени приближается к параболическому закону.

Таблица 4.3.

Изменение темпа закачки M ($H/c \times 10$) забойного давления $p_{заб}$ (МПа), устьевое давления НКТ $p_{уст}$ (МПа), давления нагнетания $p_{наг}$ (МПа) и радиуса нагнетания раствора в пласт R_{ϕ} (м) от времени t (час) при $c = 0,1\%$ и различных значениях S и σ

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
$S = 5, \sigma = 1, M_{кн} = 1,53 \text{ H/c} . M_{кв} = 78 \text{ H/c}$													
$t(\text{час})$	1	2	3	4	5	6	8	10	12	14	16	18	20
	1,0	1,46	1,36	1,18	1,08	1,0	0,90	0,83	0,76	0,72	0,70	0,66	0,62
$p_{заб}(\text{МПа})$	30,5	31,0	31,0	30,7	30,6	30,5	30,3	30,2	30,1	30,0	30,0	29,9	29,9
$p_{уст}(\text{МПа})$	8,66	8,82	8,75	8,53	8,45	8,36	8,25	8,17	8,12	8,06	8,02	8,00	7,95
$p_{наг}(\text{МПа})$	10,6	10,9	10,8	10,8	10,7	10,6	10,6	10,6	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5
$R_{\phi}(\text{м})$	0,91	1,41	1,78	2,04	2,27	2,45	2,74	2,99	3,20	3,38	3,55	3,70	3,83
$S = 5, \sigma = 2, M_{кн} = 0,76 \text{ H/c} . M_{кв} = 38,8 \text{ H/c}$													
$t(\text{час})$	1	2	3	4	5	6	8	10	12	14	16	18	20
	1,52	3,55	2,80	2,46	2,32	2,00	1,80	1,62	1,32	1,22	1,18	1,12	1,05
$p_{заб}(\text{МПа})$	31,5	33,8	32,9	32,5	32,3	32,0	31,8	31,6	31,3	31,2	31,1	31,0	31,0
$p_{уст}(\text{МПа})$	9,24	11,4	10,5	10,1	9,95	9,66	9,47	9,29	9,04	8,94	8,90	8,82	8,77
$p_{наг}(\text{МПа})$	11,0	12,8	11,9	11,7	11,5	11,3	11,1	11,0	10,8	10,8	10,7	10,7	10,7
$R_{\phi}(\text{м})$	1,20	2,06	2,56	2,93	3,24	3,48	3,69	4,04	4,45	4,68	4,88	5,10	5,20
$S = 15, \sigma = 1, M_{кн} = 1,53 \text{ H/c} . M_{кв} = 78 \text{ H/c}$													
$t(\text{час})$	1	2	3	4	5	6	8	10	12	14	16	18	20
	0,45	0,56	0,52	0,48	0,43	0,41	0,39	0,34	0,32	0,29	0,28	0,27	0,28
$p_{заб}(\text{МПа})$	29,5	29,8	29,7	29,6	29,5	29,4	29,3	29,2	29,1	29,0	28,8	28,7	28,6
$p_{уст}(\text{МПа})$	7,62	7,81	7,74	7,67	7,57	7,53	7,49	7,37	7,32	7,23	7,21	7,12	7,10
$p_{наг}(\text{МПа})$	10,4	10,5	10,6	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,3	10,3
$R_{\phi}(\text{м})$	0,62	0,84	1,13	1,32	1,42	1,54	1,64	1,90	2,03	2,15	2,25	2,35	2,44
$S = 15, \sigma = 2, M_{кн} = 0,76 \text{ H/c} . M_{кв} = 38,8 \text{ H/c}$													
$t(\text{час})$	1	2	3	4	5	6	8	10	12	14	16	18	20
	0,9	1,36	1,24	1,18	1,12	1,04	0,96	0,88	0,82	0,76	0,72	0,70	0,68
$p_{заб}(\text{МПа})$	30,8	31,4	31,2	31,1	31,1	31,0	31,0	30,9	30,8	30,7	30,6	30,6	30,5
$p_{уст}(\text{МПа})$	8,69	9,07	8,96	8,90	8,84	8,77	8,67	8,61	8,52	8,48	8,43	8,40	8,38
$p_{наг}(\text{МПа})$	10,6	10,8	10,8	10,7	10,7	10,7	10,6	10,6	10,6	10,5	10,5	10,5	10,5
$R_{\phi}(\text{м})$	0,87	1,37	1,71	1,97	2,19	2,38	2,70	2,96	3,18	3,38	3,55	3,72	3,90

Источник: составлена соискателем на основе полученных опытных данных

Эффект нагрева раствора на темп закачки и величину радиуса проникания жидкости в пласт заметен при больших значениях скин-фактора. При этом гидродинамический режим течения жидкости также существенно зависит от значения этого параметра. Для рассматриваемого примера при малых значениях скин-фактора режим течения со смешанным трением может быть не реализован, высокая температура раствора приводит к значительному росту темпа закачки, в результате чего нарушается неравенство левой части условия (4.10), и наоборот при больших значениях скин-фактора темп закачки может снижаться и температура нагрева будет недостаточной, чтобы реализовалось течение со смешанным трением, что приводит к нарушению неравенства первой части условия (4.10).

С ростом времени, как было уже отмечено, сначала наблюдается незначительный рост забойного и устьевого давления и далее во всех случаях величина давления нагнетания остается практически постоянной и равной $p_{\text{наг}} = 10,8 \text{ МПа}$, которая определяется техническими возможностями силовой группой. Интересно отметить, что с ростом температуры раствора темп закачки раствора может быть значительным, увеличен при неизменном давлении нагнетания, что может служить для оценки эффективности термокислотной обработки ПЗП. При этом затраты в основном определяются расходами, необходимыми для подогрева раствора до необходимой температуры

Расчеты показывают, что при использовании раствора с массовым содержанием 0,04 % , заданный темп закачки может быть обеспечен одним центробежным агрегатом. Закачка раствора с повышенной концентрацией (0,1 %) требует использования несколько последовательно соединенных агрегатов. Дополнительный прогрев пластовой системы, например от 20 °С до 50 °С 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. Так, например, при температуре пластовой системы 35 °С и спуска НКТ на глубине 2000 м (на уровне верхней границе продуктивного горизонта) требуется агрегат, разгоняющий раствора ($c_0 = 0.04\%$) с давлением 32,7 МПа. Если спустить НКТ до нижней границы горизонта, то относительное увеличение темпа подачи и давление разгона агрегата составляет, соответственно, 53 % и 15 %.

4.2. Способ термопенокислотной обработки призабойной зоны пласта и установка для его осуществления

На основании проведенных теоретико-экспериментальных исследований (Леонов, 2004) было установлено, что одним из наиболее перспективных для совершенствования процессов промывки скважин являются использование азрированной жидкости или пены, которая получается путем добавления в ней пенообразующего вещества (ПАВ). При этом отмечено ряд преимуществ

применения пены, в частности, при равных расходах жидкой и газовой фазы пена, как правило, оказывает меньшее давление на забой по сравнению с аэрированной жидкостью. Это связано с тем, что пена представляется как многофазная среда со структурным строением, находящаяся в неравновесном состоянии дисперсных систем. Описание таких систем, в зависимости от поставленной задачи и возможности ее математической реализации, приведено в работе (Саттаров,1999). Для инженерных расчетов обычно используется квазистационарное движение жидкости, где в зависимости от ее скорости могут реализоваться различные режимы течения жидкости в трубах. Расчетная схема движения пены в скважине приведена в работах (Леонов,2004), где дана формула для определения коэффициентов гидравлических сопротивлений λ при ламинарном и турбулентном режимах течения в зависимости от истинного газосодержания φ от расходного β .

В данной работе рассматривается «ламинарный режим течения пены в трубах, где пена ведет себя, как сжимаемая псевдопластическая жидкость, где связь между напряжением сдвига τ и скорости сдвига $\dot{\gamma}$ можно аппроксимировать степенной зависимостью» (Леонов,2004),(Саттаров,1999):

$$\tau = \kappa(\varphi) |\dot{\gamma}|^{n(\varphi)-1} \dot{\gamma}, \quad (4.12)$$

где k - консистенция, n - показатель нелинейности. Зависимость (4.12) экспериментально устанавливается на основе реологических кривых пены на вискозиметре, снятых при каждом значении φ . Пену с различными газосодержанием φ также можно получить, меняя режим ее приготовления. В частности, для двухфазных пен (воздух, вода и ПАВ) в работе (Воцалевский и др.,1993) рекомендованы использовать следующие зависимости:

$$k = 10^{-3}(1 + 3,6\varphi), \quad n = 1 \quad \text{при } \varphi < 0,5, \\ k = \exp(16,33\varphi - 14,04), \quad n = \left[1 + \frac{\varphi - 0,5}{1 - \varphi^5} \right]^{-1} \quad \text{при } \varphi \geq 0,5$$

При ламинарном течении истинное газосодержание будет равно расходному:

$$\varphi = \beta = \frac{Q_z}{Q_z + Q_{ж}},$$

где Q_z и $Q_{ж}$ - объемные расходы газа и жидкости. При этом скорости газа и жидкости будут равны скорости пены W т.е. $W_z = W_{ж} = W$.

Графические виды зависимостей параметров $k(\beta)$ и $n(\beta)$ от $\beta = b$ показаны соответственно на рисунках 4.2 и 4.3.

Перепад давления при ламинарном течении пены в вертикальной трубе вычисляется по формуле

$$\Delta p = g\rho_n L + \frac{\lambda\rho_n L}{2d} W^2,$$

где $\rho_{ж}(1-\beta) + \rho_{г}\beta$ - плотность пены, $\rho_{ж}$ и $\rho_{г}$ - истинная плотность жидкости и газа, L и d - длина и диаметр трубы.

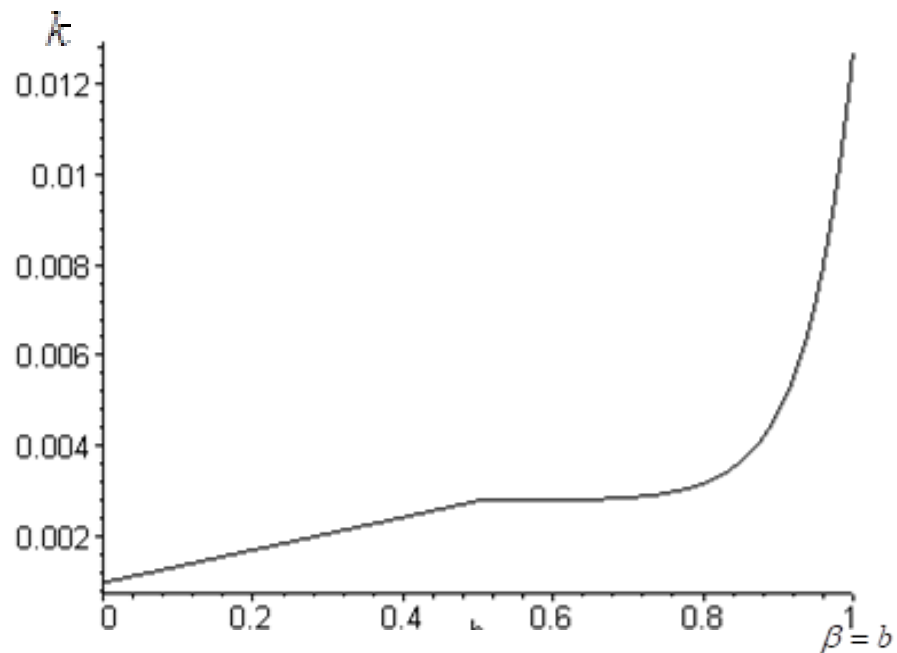


Рисунок 4.2- Зависимость консистенции k от газосодержания $\beta = b$

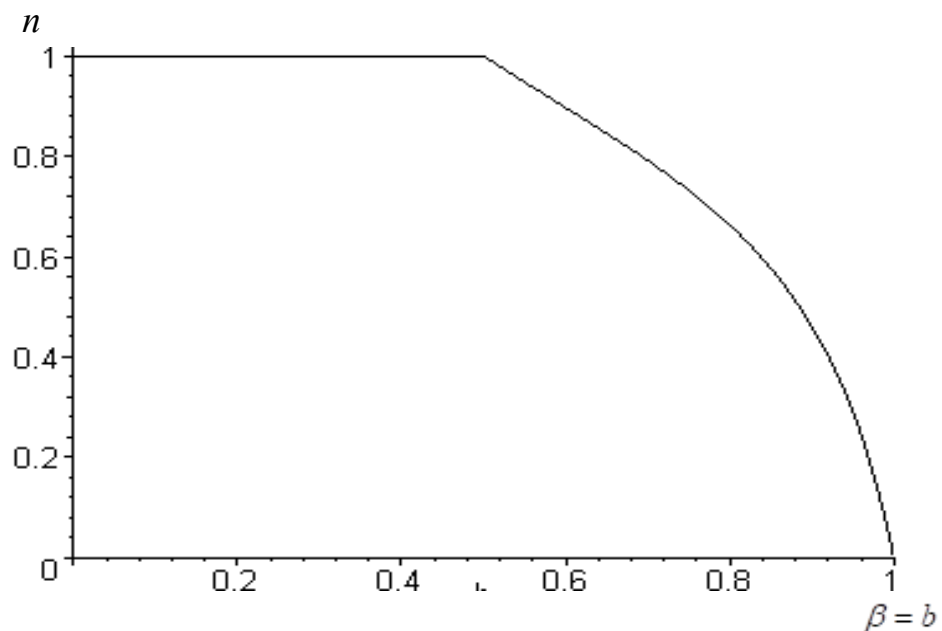


Рисунок 4.3- Зависимость коэффициента нелинейности n от газосодержания $\beta = b$

Источники: графики по рисункам 4.2 и 4.3 построены соискателем на основании проведенных вычислений с использованием опытных данных полученных в нефтепромысле Восточная Кокарна

Зависимость коэффициента сопротивления λ от параметра n и числа Рейнольдса

$$Re = \frac{W^{2-n} \rho_n d^n}{k} \quad (4.13)$$

приближенно определяем по формуле [71]:

$$\lambda = 8 \cdot 12^n \left(\frac{2n+1}{3n} \right)^n / Re \quad (4.14)$$

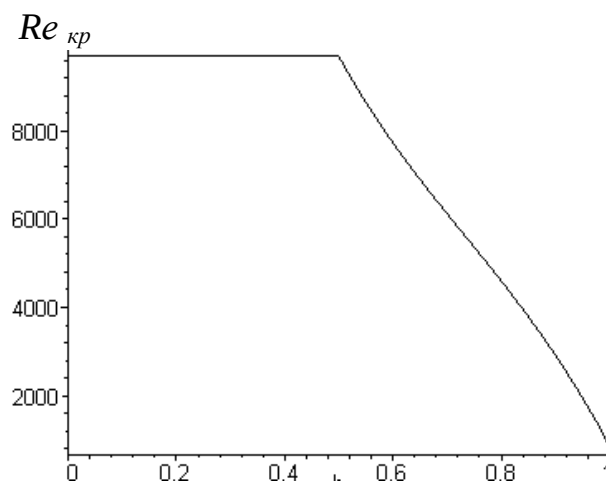
Переход от ламинарного течения к турбулентному определим по формуле:

$$Re_{кр} = 2100 \left[2^{n-3} \left(\frac{3n+1}{n} \right)^n \right]^{1,2}.$$

В дальнейшем течение считаем ламинарным, т.е. полагаем, что, $Re < Re_{кр}$.

Таким образом, для расчета темпа закачки пены в пласт следует заменить в формулах (4.4)...(4.5) выражение λ формулой 4.14).

На рисунках 4.4 - 4.5 представлены графики зависимости критического значения числа Рейнольдса $Re_{кр}$ и соответствующего коэффициента сопротивления $\lambda_{кр} = la$ от газосодержания $\beta = b$



$\beta = b$

Рисунок 4.4- Зависимость числа Рейнольдса Re_k от газосодержания $\beta = b$

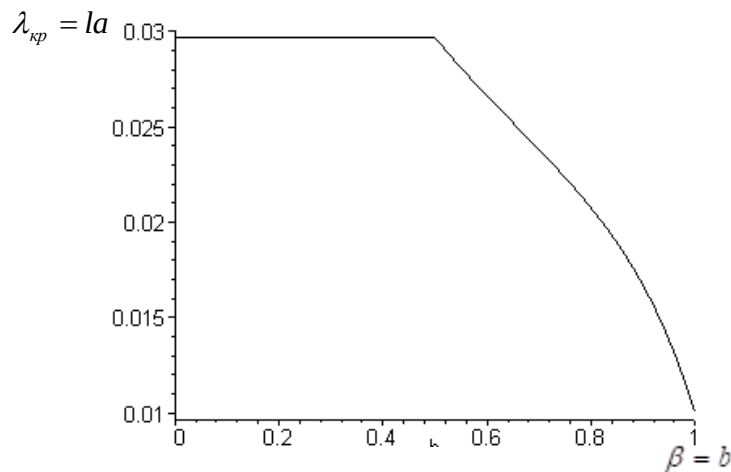


Рисунок 4.5- Зависимость критического значения коэффициента нелинейности $\lambda_{кр} = la$ от газосодержания $\beta = b$

Источники: графики по рисункам 4.2 и 4.3 построены соискателем на основании проведенных вычислений с использованием опытных данных полученных в нефтепромысле Восточная Кокарна

Таблица 4.4.

Изменение темпа закачки M ($H/c \times 10$) забойного давления $p_{заб}(MPa)$, устьевое давления НКТ $p_{уст}(MPa)$, давления нагнетания $p_{наг}(MPa)$ и радиуса нагнетания раствора в пласт $R_\phi(м)$ от времени t (час) при $c = 0,1\%$ и различных значениях σ

$S = 5, \sigma = 1, M_{кн} = 1,53 H/c . M_{кв} = 78 H/c$													
$t(час)$	1	2	3	4	5	6	8	10	12	14	16	18	20
	1,0	1,46	1,36	1,18	1,08	1,0	0,90	0,83	0,76	0,72	0,70	0,66	0,62
$p_{заб}(MPa)$	30,5	31,0	31,0	30,7	30,6	30,5	30,3	30,2	30,1	30,0	30,0	29,9	29,9
$p_{уст}(MPa)$	8,66	8,82	8,75	8,53	8,45	8,36	8,25	8,17	8,12	8,06	8,02	8,00	7,95
$p_{наг}(MPa)$	10,6	10,9	10,8	10,8	10,7	10,6	10,6	10,6	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5
$R_\phi(м)$	0,91	1,41	1,78	2,04	2,27	2,45	2,74	2,99	3,20	3,38	3,55	3,70	3,83
$S = 5, \sigma = 2, M_{кн} = 0,76 H/c . M_{кв} = 38,8 H/c$													
$t(час)$	1	2	3	4	5	6	8	10	12	14	16	18	20
	1,52	3,55	2,80	2,46	2,32	2,00	1,80	1,62	1,32	1,22	1,18	1,12	1,05
$p_{заб}(MPa)$	31,5	33,8	32,9	32,5	32,3	32,0	31,8	31,6	31,3	31,2	31,1	31,0	31,0
$p_{уст}(MPa)$	9,24	11,4	10,5	10,1	9,95	9,66	9,47	9,29	9,04	8,94	8,90	8,82	8,77
$p_{наг}(MPa)$	11,0	12,8	11,9	11,7	11,5	11,3	11,1	11,0	10,8	10,8	10,7	10,7	10,7
$R_\phi(м)$	1,20	2,06	2,56	2,93	3,24	3,48	3,69	4,04	4,45	4,68	4,88	5,10	5,20
$S = 15, \sigma = 1, M_{кн} = 1,53 H/c . M_{кв} = 78 H/c$													
$t(час)$	1	2	3	4	5	6	8	10	12	14	16	18	20
	0,45	0,56	0,52	0,48	0,43	0,41	0,39	0,34	0,32	0,29	0,28	0,27	0,28
$p_{заб}(MPa)$	29,5	29,8	29,7	29,6	29,5	29,4	29,3	29,2	29,1	29,0	28,8	28,7	28,6

$p_{уст} (МПа)$	7,62	7,81	7,74	7,67	7,57	7,53	7,49	7,37	7,32	7,23	7,21	7,12	7,10
$p_{наг} (МПа)$	10,4	10,5	10,6	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,3	10,3
$R_{\phi} (м)$	0,62	0,84	1,13	1,32	1,42	1,54	1,64	1,90	2,03	2,15	2,25	2,35	2,44

Источник: составлена соискателем на основе полученных опытных данных из месторождения Восточная Кокарна

Результаты расчетов изменения от времени темпа закачки M , числа Рейнольдса Re (формула 4.13), забойного давления $p_{заб}$, устьевое давления $p_{уст}$, давления $p_{наг}$ и радиуса вытеснения жидкости в пласт R_{ϕ} для горизонта I -(II-J) месторождения Восточная Кокарна представлены в таблице 4.4, где принято $\mu_{mp} = \mu_0(1 - \beta)$ $c_0 = 0.1\%$, $\beta = 0,3$

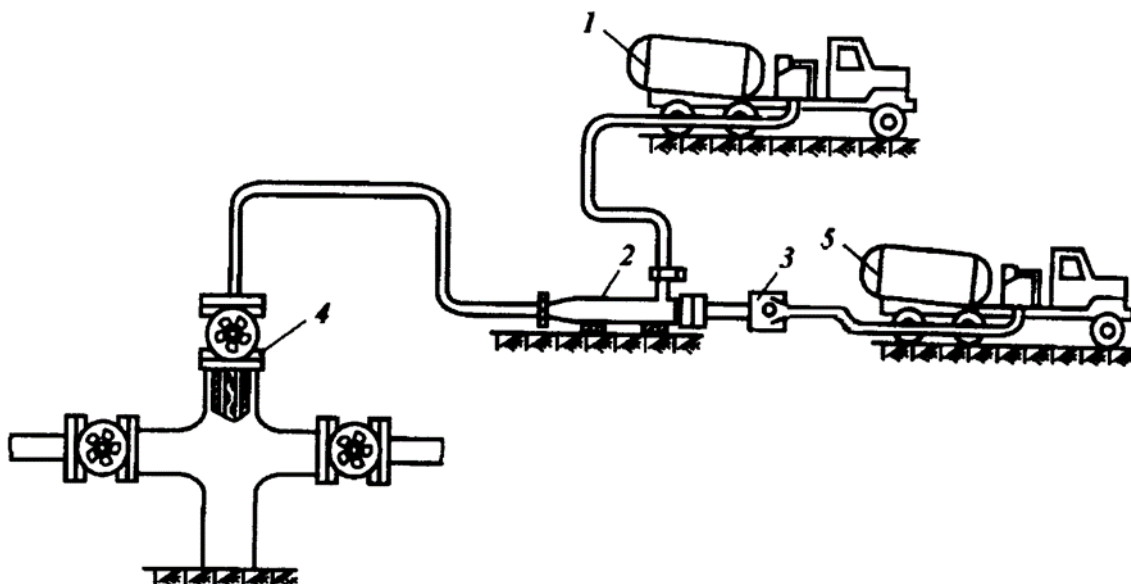
Как показывают расчеты, в рассматриваемом примере ламинарный режим течения пены в трубах реализовался, в зависимости от температуры жидкости, в диапазоне значений β : $0.20 < \beta < 0.35$, при этом влияние параметра скин-фактора S несущественно. Интересно отметить, что во всех случаях забойное, устьевое давление, а также давление нагнетания в начальный момент времени принимают максимальное значение и далее при $t \geq 2$ остаются постоянными. Таким образом, подогрев пены позволяет увеличить темп и радиус закачки пены в пласт, при незначительном росте давления нагнетания (6-7% в начале закачки), создаваемого силовой группой.

Для технической реализации термокислотной обработки скважины предлагается способ закачки горячей пены в пласт, который в работе представлен как изобретение (Ахметов и др.,2007]. Цель способа - увеличение дебитов добывающих и приемистости нагнетательных скважин.

Наиболее близким техническим решением изобретения является способ пенокислотной обработки призабойной зоны пласта и установка для его осуществления (Сафонов,2004). Недостаток этого способа — невозможность осуществления одновременного термического воздействия при пенокислотной обработке пласта.

Целью изобретения является усовершенствование способа и конструкции установки, обеспечивающее возможность осуществления одновременного термического воздействия при пенокислотной обработке пласта.

На рисунке 4.6 представлена установка для термопенокислотной обработки (ТПКО) призабойной зоны пласта.



1 — насосный агрегат; 2 — аэратор; 3 — обратный клапан; 4 — крестовина;
5 — паропередвижная установка

Рисунок 4.6- Схема размещения оборудования при термопенокислотной обработке скважин

Она включает в себя насосный агрегат 1, аэратор 2, обратный клапан 3, крестовину 4, паропередвижную установку 5.

Установка работает следующим образом. Из насосного агрегата 1 подается кислотный раствор с ПАВ (состав и концентрация назначаются исходя из условий обработки пласта). Одновременно из паропередвижной установки 5 подается пар под необходимыми для обработки температурой и давлением. В аэраторе кислотный раствор с ПАВ смешивается с паром, нагревается и далее поступает в скважину.

Совместное действие на призабойную зону пласта пенокислотного и паротеплового способов обработки обеспечивает высокую эффективность способа и установки для его осуществления.

Установка ТКО ПЗП, включающая в себя насосный агрегат 1, аэратор 2, обратный клапан 3, крестовину 4, отличающаяся тем, что имеет паропередвижную установку 5 для осуществления совместного действия на призабойную зону пласта пенокислотного и паротеплового способов обработки.

4.3. Составы кислотных композиций и основные этапы реализации технологии кислотной обработки ПЗП

Для повышения нефтеотдачи используют в разных условиях много различных полимеров, но определенной эффективностью обладают реагенты: гранулированные, порошкообразные и гелеобразные. В настоящее время в соответствии с нормативными документами отрасли при проектировании

процессов заводнения предусмотрено использование порошкообразных полиакриламидов ПАА.

Важная эксплуатационная характеристика полимера - его растворимость в воде, поскольку от полноты и скорости растворения зависит процесса полимерного заводнения.

Увеличение проницаемости низкопроницаемых пластов (НПК) осуществляется за счет преобразования структуры порового пространства с существенным увеличением его эффективной гидропроводящей пористости. Предлагается сочетать химический способ воздействия с депрессией на пласт, поскольку другие способы не обеспечивают столь существенного изменения гидропроводности в ПЗП без нарушения целостности тела породы. Наибольшее распространение на практике получила кислотная обработка низкопроницаемых терригенных коллекторов фторосодержащими кислотными составами на основе грязевой кислоты (Рабинович, 1978), (Раковский, 1977).

Одной из наиболее важных характеристик кислотных составов для обработки приквасинных зон пласта (ПЗП) является скорость реакции с породой. Для низкопроницаемого коллектора наиболее существенно, чтобы эта скорость была минимальной, особенно при повышенных температурах, так как в противном случае из-за большой удельной поверхности глины вся кислота расходуется в ПЗП.

Для правильного выбора состава реагентов, следует, в первую очередь, определить степень глинизации коллектора и влияния ее на величину проницаемости. С этой целью в работе приводится анализ имеющихся в литературе данных на предмет оценки обработки на глинизации песчаника. В частности, установлено, что при кислотной обработке происходит разрыхление и перенос частиц кварца и глины, что закупоривает коллектор его же частицами. Взаимодействие кислотной композиции с глинистыми песчаниками носит сложный характер, требует проведения дополнительных исследований.

Рекомендуется провести комплекс подготовительных работ в скважинах и ПЗП при применении физико-химических методов. При этом технологии закачки в скважины (осадко-гелеобразующие композиции (ГОК), большеобъемных гелевых систем (БГС), структурообразующие композиции и др.) способствуют выравниванию неоднородности пласта по проницаемости, перераспределению фильтрационных потоков, сокращению количества воды, подключению в разработку участков или зон с трудноизвлекаемыми запасами, стабилизации и добычи нефти.

Важным фактором является избирательность воздействия кислотного состава на компоненты глины. Преимущественное воздействие кислотных составов на глину и минералы межзернового цемента является причиной низкой эффективности кислотных обработок в полимиктовом глинизированном песчанике. Такое воздействие приводит к разрыхлению и переносу частиц кварца и глины, что закупоривает коллектор его же частицами.

Важное значение в процессе кислотной обработке имеют низкое набухание глины и небольшое межфазное натяжение на границе углеводорода.

При применении кислотного состава, так или иначе, возникают проблемы при закачке кислотного состава в пласт и вызове притока из скважины.

В Институте промысловой химии при РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина разработана кислотная композиция для терригенных коллекторов, обладающая замедленной реакцией, поскольку в результате реакции между компонентами происходит постепенное выделение фтористоводородной кислоты и органических солей-буферов. Последние, гидролизуясь, постепенно выделяют ионы водорода и постоянно поддерживают низкое значение pH до полной нейтрализации фтористоводородной кислоты, препятствуя выпадению осадков.

Рекомендуется использовать кислотную композицию «Химеко-ТК-2» (ТУ-025-0-17197708-01), выпускаемую в ЗАО Химеко-Ганг в виде концентрата (Сафин, 2003). При применении концентрат разбавляется в 6 раз (1:5) пресной водой. Эта композиция обладает невысоким межфазным натяжением на границе с керосином, равным 0.45 мН/м, что значительно ниже, чем у грязевой кислоты с добавкой ПАВ, а также низкой коррозионной активностью.

Эффективность состава для терригенного коллектора зависит от скорости растворения кварца. При этом скорость растворения глины должна быть минимальной. Грязевая кислота хорошо растворяет и кварц и глины, что может привести к выносу песка, а при некоторых условиях к образованию большого количества гелеобразных осадков. Состав «Химеко ТК-2» имеет невысокую, но незатухающую скорость растворения кварца и минимальную скорость растворения глины. Это необходимо для обработки глинизированного песчаника низкой проницаемости.

На основе фильтрационных экспериментов утверждается (Сафин, 2003), что составы на основе грязевой кислоты с содержанием HCl от 3 до 14% и HF от 0.5 до 3 % ухудшают проницаемость образца керна из пласта глинизированного песчаника проницаемостью менее 0.02-0.04 мкм², поскольку рабочая жидкость, вступая в реакцию с глинистой составляющей коллектора, разрушает межзерновые связи, в результате чего поры пласта забиваются продуктами разрушения. В таблице 4.5 представлены результаты этих экспериментов, где выявлены сравнения данных по применению рекомендуемой кислоты (Химеко ТК-2) и других видов щелочных растворов (кислот).

Таблица 4.5

Результаты экспериментов

Состав жидкости Воздействия	Количество компонентов	Проницаемость образца мкм ²	
		До воздействия	После воздействия
HCl HF Неонол	12 3 0.5	0.0146	0.0093
HCl HF ОЭДФ	3 0.5 1	0.0139	0.0092
Закачиваемый 3% ный HF ОЭДФ Продавка 6%- ной HCl	3 0.5 1	0.0226	0.0125
HCl HF	14 3	0.0071	0.0044
Закачиваемый 3% ный Раствор NH ₄ Cl «Химеко ТК-2» Продавка 3%- ным Раствором NH ₄ Cl	Разбавление в воде 1:5	0.0087	0.0195
Закачиваемый 3% ный раствор NH ₄ Cl «Химеко ТК-2» Продавка 3%- ным Раствором NH ₄ Cl	Разбавление в воде 1:5	0.0021	0.0047

Источник: составлена соискателем на основе полученных опытных данных нефтепромысловых испытаний (эксперимент)

Как видно из табличных данных применение предлагаемого кислотного состава для обработки керна в зависимости от начального значения проницаемости коллектора и других параметров пласта может увеличить проницаемость более чем, в два раза.

Скважины обрабатываются по технологической схеме, составленной на базе имеющегося стандартного оборудования нефтяного ряда, применяемого при обычных кислотных обработках

Рабочие растворы в скважину подаются в следующей последовательности:

сначала закачивается кислотный раствор, затем буферный раствор или органическая жидкость (нефть, дизельное топливо и др.). Объем кислотного раствора на одну обработку составляет 1...1,5 м³/м перфорированной толщины пласта, а буферного раствора- 0,5...1 м³. Выдержка на реакцию раствора в пласт должна составлять до 8 часов, и после этого удаляются продукты реакции

По результатам обработки пластов раствором кислотной композиции «Химеко ТК-2» успешность по всем проведенным обработкам составляет 80 %.

В то же время при обработки этих пластов грязевой кислотой успешность не превышает 40 %.

При реализации любого метода воздействия на ПЗП для повышения дебита скважин (интенсификации притока) используют реагенты основного и вспомогательного назначения. Наибольшее количество химических веществ используют при СКО.

При воздействии кислотами определенная часть скелета пласта вступает в реакцию и растворяется, увеличивается проницаемость ПЗП (Магадова и др.2003), (Ибрагимов и др.,2000), (Гусева и др.,1991). Например, при взаимодействии соляной кислоты с известняком образуются хорошо растворимые в воде соли, а также углекислый газ и вода, которые при освоении скважины легко удаляются из пласта. В результате в породе образуются каналы растворения. Выделяющийся CO_2 оказывает также положительные воздействие, особенно при сверхкритических температурах (более 32°C), когда CO_2 независимо от давления находится в составе газа. При определенных условиях в пласте могут образоваться студнеобразные гели или выпадать нерастворимые осадки, которые сужают, а порой и запечатывают каналы, что снижает эффективность кислотных обработок.

При воздействии соляной кислоты на глинистые компоненты скелета пласта помимо растворения окислов щелочных и щелочноземельных металлов происходит нежелательный процесс гелеобразования, который усиливается с ростом содержания НСІ в рабочем растворе.

Уксусная кислота практически не вступает в реакцию с глинистыми составляющими пласта, но при взаимодействии с высококонцентрированной уксусной кислотой (более 60%) с высокоминерализованной пластовой водой хлоркальциевого типа происходит выпадение солей в осадок.

Сульфаминовая кислота не вступает в реакцию с глинами. Не происходит образования осадков при взаимодействии этой кислоты с пластовыми водами хлоркальциевого типа.

При выборе состава рабочей жидкости, используемой для кислотного воздействия на ПЗП, а также при проектировании технологических и физических параметров закачки все указанные возможные отрицательные эффекты должны учитываться.

При термохимической и термокислотной обработках кислоту, обычно соляную, подают в пласт при высокой температуре. Это, во-первых, увеличивает скорость течения реакций взаимодействия с карбонатными составляющими пласта, во-вторых, способствует расплавлению и выносу АСПО из призабойной зоны пласта.

При пенокислотном воздействии на ПЗП, когда используют аэрированный или газированный кислотный раствор, механизм воздействия аналогичен соляно- и глинокислотной обработке. При этом происходит более равномерное распределение кислотного раствора по всей продуктивной зоне.

При двухрастворной обработке, когда в ПЗП последовательно закачивают солянокислый, а затем глинокислотный растворы, обеспечивается интенсивное

одновременное воздействие как на карбонатные, так и на терригенные составляющие породы.

Двухрастворная обработка эффективна в терригенных коллекторах с содержанием карбонатных включений не менее 0,5%.

Наиболее эффективный вынос обломочного материала и песчинок с забоя обеспечивается высокими скоростями восходящих потоков промывочной жидкости в стволе скважины. Однако, скорость движения потока ограничивается для предотвращения разрыва пласта и нарушения герметичности эксплуатационной колонны. Результаты исследований (Магадова и др.2003) установлены, что хорошими пескоудерживающими свойствами обладают 1.5 и 2 % -ные растворы КМЦ-700, 0.05 % -ный раствор ПАА DK Drill, 0.1-0.5 % -ные ПАА Accotrol. В растворах NaCl скорость падения песка 6 раз и более, при этом рост концентрации не приводит к изменению динамической вязкости раствора. Наиболее значительно изменяет пескоудерживающую способность растворов добавленных в них ПАА. Растворы КМЦ-700 на солевой основе более стабильны во времени и при повышении температуры, такие растворы желательно использовать в качестве жидкости глушения, жидкостей песконосителей при гидроразрыве пласта, в условиях перфорации.

Тесно взаимосвязаны способ воздействия и рецептура закачиваемых растворов.

Существуют следующие способы воздействия: кислотные ванны, простые (обычные) кислотные и термокислотные обработки, воздействие под давлением, воздействие через гидромониторные насадки и т.д.

Кислотная ванна. Метод предназначен для очистки забоя скважин, вскрытых открытым забоем, и обычно осуществляется перед последующей закачкой растворов в ПЗП. Основные этапы реализации метода кислотных ванн представлены в таблице 4.6.

При кислотной обработке (КО) ПЗП добывающих скважин кислотные составы сообразно литологии обрабатываемых коллекторов должны обязательно включать ПАВ с деэмульгирующими функциями, комплексаторы железа и ингибиторы коррозии, а по возможности полярные неэлектролиты и углеводородные растворители для усиления реакции с нефтенасыщенной породой (Муравьев и др.,1976).

Для глубокой КО ПЗП в последнее время широко внедряются кислотные составы, включающие лигносульфонаты технические (моносulfитный щелок), полярные неэлектролиты и ПАВ, а также кислотосодержащие эмульсии на их основе (Глущенко, Мордвинов,2002).

Таблица 4.6

Основные этапы реализации метода кислотных ванн

1	2	3	4	5
Этап	Содержание этапа	Обозначение или расчетная формула	Расшифровка обозначений	Примечание
I. Техническая часть обоснования				
Этап 1 Определение исходного значения проницаемости ПЗП	По результатам специально проводимых исследований или из банка геологических данных промысла или НГДУ	$k_{исх}$	$k_{исх}$ – исходная проницаемость ПЗП	Проницаемость ПЗП непосредственно перед промывкой
Этап 2 Определение целевого значения проницаемости ПЗП	Ориентиром при установлении этого показателя служит средняя проницаемость всего пласта либо максимальное значение ПЗП, когда-либо зафиксированное в истории данной скважины	$k_{цел}$	$k_{цел}$ – целевое значение проницаемости ПЗП	Значение проницаемости ПЗП, которое намечается обеспечить в результате промывки
Этап 3 Расчет кратности увеличения проницаемости		$n_k = \frac{k_{цел}}{k_{исх}}$	n_k – кратность увеличения проницаемости	
Этап 4 Определение целевого значения проницаемости модели ПЗП	Используется физическая модель пласта, которая может отражать состояние ПЗП отдельной скважины на данном объекте разработки	$k_{м.цел} = k_{м.исх} n_k$	$k_{м.исх}$ – проницаемость модели до прокачки через нее рабочего агента, т.е. при нулевом значении объема прокачки $k_{м.цел}$ – проницаемость модели ПЗП после окончания обработки	Величина $k_{м.исх}$ определяется обычным лабораторным методом
Этап 5 Определение необходимости кратности промывки ПЗП	По Экспериментальная зависимость проницаемости от объема промывочной жидкости. Этот объем обычно представляется на графике в виде кратности промывки, т.е. числа поровых объемов	n_{v1}, n_{v2}	n_{v1}, n_{v2} – кратность промывки соответственно водой и раствором ПАВ, необходимая для достижения целевой проницаемости	Величины n_{v2}, n_{v1} соответствуют на графиках значению $k_{м.цел}$

Продолжение таблицы 4.6.

1	2	3	4	5
Этап 6 Определение необходимог о объема воды при обычной промывке		$V_1 = n_{v1} \times V_{ПЗП}$	$V_{ПЗП} = \pi m h (R_{ПЗП} - R_c^2)$ - объем порового пространства ПЗП; $\pi = 3,14$; m - средняя пористость ПЗП; $R_{ПЗП}$ и R_c – радиусы, соответственно ПЗП и скважины; h - толщина пласта; V_1 - необходимый объем закачки воды при обычной промывке	V_1 - соответствует объему закачки воды при обычной промывке ПЗП, в результате которой достигается целевое значение проницаемости ПЗП $k_{цел}$
Этап 7 Определение необходимог о объема раствора ПАВ		$V_2 = n_{v2} \times V_{ПЗП}$	V_1 - необходимый объем закачки водного раствора ПАВ	V_2 соответствует объему закачки раствора ПАВ, который необходим для достижения целевого значения проницаемости ПЗП $k_{цел}$
Этап 8 Расчет необходимог о количества товарного реагента	Расчет проводится на базе известного значения концентрации реагента и рассчитанного (этап 7) значения объема раствора	$V_{ПАВ} = C_{ПАВ} V_2$	$V_{ПАВ}$ – количество товарного реагента, используемого для обработки ПЗП; $C_{ПАВ}$ – концентрация ПАВ в рабочем агенте, закачиваемом в пласт	
II. Экономическая часть обоснования				
Этап 9 Подготовка исходных экономическ их данных	Источники информации: Прейскуранты цен на реагенты и сметные расчеты затрат на процесс приготовления и закачки рабочих агентов в ПЗП	$\mathcal{E}_{уд.зак},$ $\mathcal{E}_{уд.под}$ $C_{ПАВ}$	$\mathcal{E}_{уд.зак}$ – стоимость закачки (доставки в ПЗП) $1 м^3$ рабочего агента в пласт; $\mathcal{E}_{уд.под}$ – стоимость приготовления $1 м^3$ водного раствора ПАВ; $C_{ПАВ}$ – цена единицы массы товарного реагента (ПАВ)	Набор исходных экономических данных резко сужен, так как рассчитывают не абсолютные показатели стоимости закачки, а только статьи, по которым вариант с использованием ПАВ отличается от варианта с обычной промывкой ПЗП

Продолжение таблицы 4.6.

1	2	3	4	5
Этап 10 Определение дополнительных затрат на закачку рабочего агента при обычной промывке	Расчет делается в предположении, что затраты на закачку пропорциональны объему закачки	$\mathcal{E}_1 = \mathcal{E}_{\text{уд.за}} \times (V_1 - V_2)$	$\mathcal{E}_1$ - дополнительные затраты на процесс закачки при обычной промывке	$\mathcal{E}_1$ отражают разницу в затратах на процесс подачи рабочего агента в ПЗП при обычной и химической промывке
Этап 11 Определение затрат на приготовление реагента		$\mathcal{E}_2' = V_{\text{ПАВ}} \times C_{\text{ПАВ}}$	$\mathcal{E}_2'$ - стоимость реагента на месте закачки	$\mathcal{E}_2'$ учитывает все затраты на приобретение и доставку реагента к месту приготовления раствора
Этап 12 Расчет затрат на приготовление рабочего раствора	Принимается, что затраты на приготовление пропорциональны объемуготавливаемого раствора ПАВ	$\mathcal{E}_2'' = \mathcal{E}_{\text{уд.под}} \times V_2$	$\mathcal{E}_2''$ учитывают все расходы по приготовлению раствора ПАВ	$\mathcal{E}_2''$ учитывают все расходы по приготовлению раствора ПАВ и доставке к скважине
Этап 13 Принятие решения	Решение принимается в результате сопоставления величин расходов по статьям, по которым различаются варианты (переменные статьи затрат)	Условие выбора варианта с ПАВ: $\mathcal{E}_2' + \mathcal{E}_2'' < \mathcal{E}_1$		

Источник: составлена соискателем на основе априорных информации и справочно-литературных данных с учетом специфики нефтепромысла Восточная Кокарна

4.4. Технологические расчеты давления при закачке жидкости на нагнетательных скважинах месторождения Восточная Кокарна

За 7 месяцев 2012 года на месторождении было проведено 24 СКО – как основной вид ГТМ на 23 скважинах. На одной скважине месторождения была проведена повторная обработка скважина № 964 (24.02, 08.05).

По СКО:

За период с января по июль 2001 года при проведении всех обработок, компонентный состав соответствовал утвержденному «Типовому плану работ проведения СКО на карбонатные коллектора нагнетательных скважин месторождения».

Расход солянокислотного раствора (СКР) на 1 метр вскрытой перфорацией соответствовал утвержденному «Типовому плану работ ...» при проведении 23 обработок, что составляет 95,8 % от проведенных обработок

(СКО). При проведении 1 СКО (скважина № 112), что составляет 4,2 % от проведенных обработок, объем СКР был занижен:

Скважина 112 (26.03) обработана 20,5 м³ солянокислотного раствора, вместо 41м³.

При проведении всех солянокислотных обработок, концентрация соляной кислоты соответствовала утвержденному «Типовому плану работ ...».

При проведении СКО на нагнетательных скважинах месторождения специалисты придерживались следующей технологии проведения работ:

а) Перед закачкой солянокислотного раствора производилась закачка 1,5 ... 3 м³ глинокислотного раствора (ГКР) с выдержкой кислотной ванны и последующем вымывом продуктов реакции. В дальнейшем проводилась задавка СКР в пласт 50 ... 250 м³ технической воды. Такая технология была проведена на 8 скважинах (скважина № 941, 2126, 2008, 2009, 2238, 2078, 2093, 964 от 08.05),

б) На 4 скважинах (скважина № 941, 2009, 2238, 964 от 08.05) наблюдается хорошая эффективность от проведения СКО, что составляет 50 % от скважин обработанных по такой технологии (см. таблицы)

в) На 2 скважинах (скважина № 2126, 2078) наблюдается удовлетворительная эффективность от проведения СКО, что составляет 25% от скважин, обработанных по такой технологии,

г) На 2 скважинах (скважина № 2008, 2093) наблюдается низкая эффективность от проведения СКО, что составляет 25 % от скважин обработанных по такой технологии,

д) Технология обработки предусматривала СКО без выноса продуктов реакции и отсутствие буферного ГКР. В дальнейшем проводилась задавка СКР в пласт 50 ... 250 м³ технической воды. Такая технология была проведена на 16 скважинах (скважина № 429, 2385, 417, 944, 2109, 964 от 24.02, 2210, 481, 112, 2351, 2005, 2342, 154, 721, 2352, 2339),

е) На 7 скважинах (скважина № 2385, 417, 944, 2109, 2210, 2351, 2339) наблюдается хорошая эффективность от проведения СКО, что составляет 43,8 % от скважин обработанных по такой технологии,

ж) На 3 скважинах (скважина № 481, 2342, 154, 2352) наблюдается удовлетворительная эффективность от проведения СКО, что составляет 12,5 % от скважин, обработанных по такой технологии,

з) На 6 скважинах (скважина № 429, 964 от 24.02, 112, 2005, 154, 721) наблюдается низкая эффективность от проведения СКО, что составляет 37,5 % от скважин обработанных по такой технологии,

Примеры технологического расчета давления при закачке жидкости в нескольких скважинах в объектах месторождения Восточная Кокарна (Мищенко и др.), (Андреев и др.,2000).

Проведем технологический расчет по скважине № 941, Определим необходимое давление на выкиде насоса при закачки в скважину 941 жидкости:

$$P_{вн.} = P_{заб} - P_{жс} + P_{т},$$

где $P_{зab}$ – максимальное забойное давление при продавке, принимаем равным забойному давлению при работе нагнетательной скважины (до обработки), $мПа$, $P_{ж}$ – гидростатическое давление продавочной жидкости, $мПа$

$$P_{ж} = \rho \cdot g \cdot H \cdot 10^{-6}, мПа$$

где ρ – плотность жидкости при продавке, $кг/м^3$, g – ускорение свободного падения, равно $9,81 м/с^2$, H – середина интервала перфорации, $м$

$$P_{ж} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 2770 \cdot 10^{-6} = 27,17 мПа$$

P_m – потери давления на трение, $мПа$

$$P_m = \lambda \cdot v^2 \cdot L \cdot \rho \cdot 10^{-6} / (2d), мПа$$

$$L = L_1 + L_2 = 702 + 2037 = 2739 м – глубина спуска НКТ, м$$

v – скорость движения жидкости по трубам, $м/с$

$$v = q \cdot 10^{-3} / (0,785 \cdot d^2),$$

d – средний внутренний диаметр труб по всей длине колонны НКТ.

При длине колонны НКТ – 2739 м:

702 м занимают трубы внутренним диаметром 76 мм (88,9х6,45мм), что составляет $702/2739 = 25,63\%$ от всей длины колонны.

2037 м занимают трубы внутренним диаметром 58,98 мм (73х7,01мм), что составляет $2037/2739 = 74,37\%$ от всей длины колонны.

Посчитаем средний внутренний диаметр НКТ:

$$d = 0,2563 \cdot 76 + 0,7437 \cdot 58,98 = 19,48 + 43,86 = 63,34 мм = 0,06334 м.$$

$$v = 3,16 \cdot 10^{-3} / (0,785 \cdot 0,06334^2) = 1,0 м/с.$$

λ – коэффициент гидравлического сопротивления, доли ед.

$$\lambda = 0,3164 / Re^{0,25}.$$

где Re – число Рейнольдса.

$$Re = v \cdot d \cdot \rho / \mu$$

μ – динамическая вязкость продавочной жидкости (для технической воды при средней температуре в стволе скважины для КТ-1: $T_{cp} = (T_{nl} + T_y) / 2 = (60 + 20) / 2 = 40 ^\circ C$) $\mu = 0,576 сПа = 0,576 мПа$ $Re = 1,0 \cdot 0,06334 \cdot 1000 / 0,576 \cdot 10^{-3} = 109965,27$

$$\lambda = 0,3164 / (109965,27)^{0,25} = 0,0173749$$

$$P_m = 0,0173749 \cdot 1,0^2 \cdot 2739 \cdot 1000 \cdot 10^{-6} / (2 \cdot 0,06334) = 0,38 \text{ мПа.}$$

$$P_{вн} = P_{заб} - P_{жс} + P_m = 39,91 - 27,17 + 0,38 = 13,12 \text{ мПа}$$

Фактическое давление продавки составило $P_{прод} = 15,29 \text{ мПа.}$

2 Технологический расчет по скважине №2126. Определим необходимое давление на выкиде насоса при закачке в скважину 2126 жидкости:

$$P_{вн} = P_{заб} - P_{жс} + P_m, \text{ мПа}$$

где $P_{заб}$ – максимальное забойное давление при продавке, принимаем равным забойному давлению при работе нагнетательной скважины (до обработки), мПа

$P_{жс}$ – гидростатическое давление продавочной жидкости, мПа.

$$P_{жс} = \rho \cdot g \cdot H \cdot 10^{-6}, \text{ мПа,}$$

где ρ – плотность жидкости при продавке, кг/м³, g – ускорение свободного падения, равно 9,81 м/с², H – середина интервала перфорации, м.

$$P_{жс} = 1000 \cdot 9.81 \cdot 3616 \cdot 10^{-6} = 35,47 \text{ мПа.}$$

P_m – потери давления на трение, мПа

$$P_m = \lambda \cdot v^2 \cdot L \cdot \rho \cdot 10^{-6} / (2d), \text{ мПа}$$

$$L = L_1 + L_2 = 717 + 2853 = 3570 \text{ м} – \text{глубина спуска НКТ, м.}$$

v – скорость движения жидкости по трубам, м/с.

$$v = q \cdot 10^{-3} / (0,785 \cdot d^2),$$

d – средний внутренний диаметр труб по всей длине колонны НКТ.

При длине колонны НКТ – 3781,4 м:

717 м. занимают трубы внутренним диаметром 76 мм (88,9х6,45мм), что составляет $717/3570 = 20,08\%$ от всей длины колонны.

2853 м. занимают трубы внутренним диаметром 58,98 мм (73.7,01мм), что составляет $2853/3570 = 79,92\%$ от всей длины колонны.

Посчитаем средний внутренний диаметр НКТ:

$$d = 0,2008 \cdot 76 + 0,7992 \cdot 58,98 = 15,26 + 47,14 = 62,4 \text{ мм} = 0,0624 \text{ м}$$

$$v = 3,16 \cdot 10^{-3} / (0,785 \cdot 0,0624^2) = 1,03 \text{ м/с.}$$

λ - коэффициент гидравлического сопротивления, доли ед.

$$\lambda = 0,3164 / Re^{0,25},$$

где Re – число Рейнольдса

$$Re = v \cdot d \cdot \rho / \mu$$

где

μ - динамическая вязкость продажной жидкости (для технической воды при средней температуре в стволе скважины для КТ-2: $T_{\text{ср}} = (T_{\text{пл}} + T_{\text{г}}) / 2 = (75 + 20) / 2 = 47,5$ °C) $\mu = 0,656$ сПа = 0,656 мПа·с (Краткий химический справочник под. ред. Рабиновича В.А. Ленинград : Химия 1978 г.)

$$Re = 1,03 \cdot 0,0624 \cdot 1000 / 0,656 \cdot 10^{-3} = 97975,6$$

$$\lambda = 0,3164 / (97975,6)^{0,25} = 0,0178836$$

$$P_{\text{т.}} = 0,0178836 \cdot 1,03^2 \cdot 3570 \cdot 1000 \cdot 10^{-6} / (2 \cdot 0,0624) = 0,54 \text{ мПа.}$$

$$P_{\text{в.н.}} = P_{\text{заб.}} - P_{\text{ж.}} + P_{\text{т.}} = 55,61 - 35,47 + 0,54 = 20,68 \text{ мПа.}$$

Фактическое давление продавки составило $P_{\text{прод}} = 20,39 \text{ мПа}$

3 Технологический расчет по скважине № 429. Определим необходимое давление на выкиде насоса при закачки в скважину 429 жидкости:

$$P_{\text{в.н.}} = P_{\text{заб.}} - P_{\text{ж.}} + P_{\text{т.}}, \text{ мПа}$$

где $P_{\text{заб.}}$ – максимальное забойное давление при продажке, принимаем равным забойному давлению при работе нагнетательной скважины (до обработки), мПа.

$P_{\text{ж.}}$ – гидростатическое давление продажной жидкости, мПа

$$P_{\text{ж.}} = \rho \cdot g \cdot H \cdot 10^{-6}, \text{ мПа}$$

где ρ - плотность жидкости при продажке, кг/м³

g - ускорение свободного падения, равно 9,81 м/с²

H – середина интервала перфорации, м

$$P_{\text{ж.}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 3722 \cdot 10^{-6} = 36,51 \text{ мПа}$$

$P_{\text{т.}}$ – потери давления на трение, мПа

$$P_m = \lambda \cdot v^2 \cdot L \cdot \rho \cdot 10^{-6} / (2d), \text{ мПа}$$

$$L = L_1 + L_2 = 1488 + 2160 = 3648 \text{ м} - \text{глубина спуска НКТ, м}$$

v – скорость движения жидкости по трубам, м/с

$$v = q \cdot 10^{-3} / (0,785 \cdot d^2),$$

d – средний внутренний диаметр труб по всей длине колонны НКТ.

При длине колонны НКТ – 3648 м:

1488 м занимают трубы внутренним диаметром 76 мм (88,9х6,45мм), что составляет $1488/3648 = 40,79\%$ от всей длины колонны.

2160 м занимают трубы внутренним диаметром 58,98 мм (73·7,01мм), что составляет $2160/3648 = 59,21\%$ от всей длины колонны.

Посчитаем средний внутренний диаметр НКТ:

$$d = 0,4079 \cdot 76 + 0,5921 \cdot 58,98 = 30,98 + 34,92 = 65,9 \text{ мм} = 0,0659 \text{ м.}$$

$$v = 3,16 \cdot 10^{-3} / (0,785 \cdot 0,0659^2) = 0,93 \text{ м/с.}$$

λ - коэффициент гидравлического сопротивления, доли ед.

$$\lambda = 0,3164 / \text{Re}^{0,25},$$

где Re – число Рейнольдса

$$\text{Re} = v \cdot d \cdot \rho / \mu$$

где

μ - динамическая вязкость продажной жидкости (для технической воды при средней температуре в стволе скважины для КТ-1: $T_{cp} = (T_{nl} + T_y)/2 = (60 + 20)/2 = 40^\circ\text{C}$) $\mu = 0,576 \text{ сПз} = 0,576 \text{ мПа}$ (Мищенко и др., 1984).

$$\text{Re} = 0,93 \cdot 0,0659 \cdot 1000 / 0,576 \cdot 10^{-3} = 93425,3$$

$$\lambda = 0,3164 / (93425,3)^{0,25} = 0,0180975$$

$$P_m = 0,0180975 \cdot 0,93^2 \cdot 3648 \cdot 1000 \cdot 10^{-6} / (2 \cdot 0,0659) = 0,43 \text{ мПа.}$$

$$P_{вн} = P_{заб} - P_{жс} + P_m = 57,44 - 36,51 + 0,43 = 21,36 \text{ мПа.}$$

Фактическое давление продавки составило $P_{прод} = 20,39 \text{ мПа.}$

4.5. Оценка экономической эффективности применения методов СКО и термокислотной обработки ПЗС

4.5.1. Составление расчетной схемы

Экономический эффект от внедрения метода воздействия на пласт определяется доходом, полученным от реализации всего объема дополнительно добытой нефти после вычитания всех затрат, связанных с реализацией метода. Для определения ожидаемого, от применения СКО (с учетом температуры), эффекта, следует знать дополнительное количество нефти, которое получается за рассматриваемой период работы скважины на повышенном дебите. Для этого зададимся продолжительностью эффекта $T_э = 1 \text{ год}$, в течение которого скважина работает со стабильным повышенным дебитом при тепловом воздействии $Q_3 \text{ (T/сут)}$ без теплового воздействия - $Q_2 \text{ (T/сут)}$. Предполагаем, что дебит скважины до внедрения составляет $Q_1 \text{ (T/сут)}$. Коэффициент эксплуатации фонтанной скважины составляет $K_э < 1$.

Количество нефти, полученное за один год до и после внедрения СКО и термокислотной обработки для одной скважины соответственно определим по формуле:

$$\sum Q_1 = Q_1 T_э K_э \text{ (T/скв.)}, \sum Q_2 = Q_2 T_э K_э \text{ (T/скв.)} \sum Q_3 = Q_3 T_э K_э \text{ (T/скв.)} \quad (4.15)$$

Общий прирост добычи нефти в результате применения мероприятия по отдельности будет равен

$$\Delta \sum_{12} = \sum Q_2 - \sum Q_1 \text{ (T/скв.)}, \Delta \sum_{13} = \sum Q_3 - \sum Q_1 \text{ (T/скв.)},$$

$$\Delta \sum_{13} = \sum Q_3 - \sum Q_1 \text{ (T/скв.)} \quad (4.16)$$

Для оценки экономической эффективности сначала определим эксплуатационных затрат до внедрения метода.

1. Определение эксплуатационных затрат до внедрения мероприятия

При внедрении новой техники на действующем предприятии требуется произвести расчет затрат не по всей номенклатуре капитальных вложений, а по части их, охватывающей приобретение оборудования, транспортные расходы по его доставке, стоимость монтажа и его наладки. Если эффект определяется в сфере эксплуатации, нужно знать размер годовых текущих затрат, обусловленных использованием оборудования. Эти затраты составляют себестоимость той продукции, которая производится с применением машин, оборудования и любой другой техники.

При расчетах экономической эффективности в качестве исходной информации используют величину текущих и капитальных затрат.

Текущие затраты - производимые постоянно в течение года, затраты живого и осуществленного труда при изготовлении продукции.

Капитальные затраты (инвестиции) - средства в форме капитальных вложений на создание производственных фондов и их расширенное воспроизводство на техническое перевооружение производства. Все затраты связанные с производством продукции, как правило, группируются по экономическим элементам и статьям расхода. В первом случае составляется смета затрат на производство, во втором калькуляция себестоимости.

Основные данные, для подсчета уровня затрат в добыче нефти по статьям калькуляции до внедрения мероприятия, заимствованы из плановой документации ТОО «Арнайыл» за 2013 г. Годовые расходы на электроэнергию по извлечению нефти рассчитаем по нормам расхода энергии на 1 т. нефти. Они составляют для скважины, работающей до применения мероприятия.

$$З_э = \sum Q_э \cdot P_э \cdot C_э \text{ (тг)}, \quad (4.17)$$

где $P_э$ - удельный расход энергии на 1 т добываемой нефти, кВт·ч/т, $C_э$ - стоимость 1 кВт·ч электроэнергии, тг/ кВт·ч, тг – национальная валюта Казахстана тенге.

Расходы, по искусственному воздействию на пласт, включают в себе затраты на закачку воды, для повышения нефтеотдачи пласта. Так мощность цеха в рассматриваемый период не меняется, то подсчету подлежат затраты на электроэнергию с учетом нормы расхода воды на 1 т добываемой нефти и нормы расхода электроэнергии на закачку 1 м³ воды.

$$З_{эв} = \sum Q_э \cdot N_{эв} \cdot C_э \cdot Э_н \text{ (тг)}, \quad (4.18)$$

где $N_{эв}$ - норма расхода воды на 1 т добываемой нефти, м³/т, $Э_н$ - норма расхода электроэнергии на закачку 1 м³ воды, кВт·ч/м³,

Фонд оплаты труда определяется по средней заработной платы работников:

$$З_{нт} = N_ч \cdot S_{з/н} \cdot \Phi_{скв} \text{ (тг)},$$

где $N_ч$ - норматив численности на 1 скважину действующего фонда чел/скв, $S_{з/н}$ - среднегодовая заработная плата работника, тг/чел, $\Phi_{скв}$ - среднедействующий фонд скважины.

Отчисление работодателя на социальное страхование, в пенсионный фонд и фонд занятости берутся по установленным нормам на соответствующий период времени и будет составлять 36 % от фонда оплаты труда (ФОТ), т.е.

$$З_{о.р} = 0.36 \cdot З_{нт} \text{ (тг)} \quad (4.19)$$

Амортизационные отчисления на основные средства, пришедшие на смену базовой технике, рассчитываются в зависимости от дополнительных капитальных вложений на приобретенной технике и норм амортизации. Амортизационные отчисления по скважине начисляются по установленной норме N_a % от первоначальной стоимости скважины C_n (тг):

$$A_r = N_a \cdot C_n / 100\% \quad (\text{тг}) \quad (4.20)$$

Расходы по сбору, транспортировке и подготовке нефти, включают затраты по сбору нефти от скважины до установок по сбору нефти (УСН). Нефть из скважины поступает в ближайший блок входных ниток (БВН), а затем с каждого БВН по самостоятельному трубопроводу на установку подготовки нефти.

Годовой размер затрат для данной статьи калькуляции вычисляем по формуле:

$$Z_{c.t.n} = Z_{y\partial} \sum Q_i \quad (\text{тг}), \quad (4.21)$$

где $Z_{y\partial}$ - удельные расходы на сбор и транспортировки нефти, тг/т.

Расходы, на содержание и эксплуатацию оборудования (в том числе расходы по подземному текущему ремонту скважины), включают в себя следующие затраты: содержание и эксплуатации наземного и подземного оборудования всех типов скважин, включая амортизационные отчисления от стоимости наземного и подземного оборудования; текущие подземные ремонты скважин. Расходы по текущему ремонту наземного и подземного оборудования включают ряд затрат (заработная плата, прокат транспортных средств и др.). Обычно используются укрупненный расчет на данную статью расходов, согласно которого затраты на текущий ремонт составляет $N_{T.p}$ % от первоначальной стоимости скважины, т.е.:

$$Z_{T.p} = N_{T.p} \cdot C_n / 100\% \quad (\text{тг}) \quad (4.22)$$

Общепроизводственные расходы включают затраты, связанные с управлением предприятия и организации производства в целом. Они относятся к накладным расходам и составляют $N_{o.n.p}$ % от суммы прямых и косвенных затрат:

$$Z_{o.n.p} = N_{o.n.p} \cdot (Z_{\text{э}} + Z_{\text{зв}} + Z_{\text{nn}} + A_{\text{э}} + Z_{o.p} + Z_{c.t.n} + Z_{T.p}) / 100\% \quad (\text{тг}) \quad (4.23)$$

Внепроизводственные затраты - это затраты связанные с коммерческой реализацией продукции, удельный вес которых составляют $N_{в.н.р}$ % от полной себестоимости:

$$Z_{в.н.р} = N_{в.н.р} \cdot (Z_{\text{э}} + Z_{\text{зв}} + Z_{\text{nn}} + A_{\text{э}} + Z_{o.p} + Z_{c.t.n} + Z_{T.p} + Z_{o.n.p}) / 100\% \quad (4.24)$$

По результатам производимых расчетов строится таблица 4, куда сводятся все затраты по статьям калькуляции, приходящиеся на одну скважину, до внедрения мероприятия.

Таблица 4.7

Годовые эксплуатационные расходы до внедрения мероприятия

Наименование статей калькуляции	Сумма затрат, тг
Электроэнергия	$З_э = S_1$
Затраты на повышение нефтеотдачи пласта (ППД)	$З_{зв} = S_2$
Фонд оплаты труда (ФОТ)	$З_{nn} = S_3$
Отчисление работодателя	$З_{o.p} = S_4$
Амортизационные расходы	$A_r = S_5$
Сбор, транспортировка и подготовка нефти	$З_{c.T.n} = S_6$
Текущий ремонт	$З_{T.p} = S_7$
Общепроизводственные расходы	$З_{o.n.p} = S_8$
Внепроизводственные расходы	$З_{en} = S_9$
И Т О Г О затраты до внедрения мероприятия	$З_r = \sum_{i=1}^9 S_i$

Источник: составлена на основе анализа и обобщения литературных источников

Исходя из результатов таблицы и произведенных вычислений, определяют себестоимости 1 т нефти по одной скважине в конце года до внедрения мероприятия по повышению производительности скважины:

$$C_1 = З_r / \sum Q_i \text{ (тг/т)} \quad (4.25)$$

2. Расчет эксплуатационных затрат после внедрения мероприятия и определение себестоимости единицы продукции

2.1 Затраты, связанные с предварительной обработки скважины

Эти затраты включают в себе расходы на подготовительно - заключительные работы по скважине (включая исследования) и расходы по проведению соответствующих работ, связанных с ее предварительной обработкой.

Подготовительно - заключительные работы включают подготовки скважины к ее обработке, пуск ее в эксплуатации после обработки, переезд подъемника к скважине и обратно, подъем и спуск труб. Заключительные работы после подъема и спуска труб, шаблонирование, исследование скважины до и после обработки (вызов и проезд бригады).

Непосредственная обработка скважины связана с затратами: на вызов и проезд соответствующей установки, топливо, реагенты и другие необходимые компоненты, а также на амортизации оборудования. Эксплуатационные затраты по обработке можно выразить следующей формулой:

$$Z_1 = Z_{обр} + Z_{реаг} + Z_{трансп} + Z_{топл} + Z_A, \quad (4.26)$$

где $Z_{обр}$ - затраты по оплате труда бригад, задействованных в процессе мероприятия, $Z_{реаг}$ - затраты, связанные с приобретением реагентов, $Z_{трансп}$ - транспортные расходы на проведение обработки, $Z_{топл}$ - затраты на топливо, Z_A - амортизационные отчисления ОПФ приходящиеся на одну скважино-обработку.

Расчет затрат на оплату труда бригад $Z_{обр}$ по проведению мероприятия представлен в таблице 4.8.

Таблица 4.8

Расчет оплаты труда бригад на проведение мероприятия

Наименование бригад	Стоимость часа работы, тг/час	Норма времени, час	Стоимость работ, тг
Бригады по подземному ремонту скважин	$C_{\delta 1}$	T_1	$S_{\delta 1} = C_{\delta 1} \cdot T_1$
Бригады по исследованию скважин	$C_{\delta 2}$	T_2	$S_{\delta 2} = C_{\delta 2} \cdot T_2$
Бригады по приготовлению раствора	$C_{\delta 3}$	T_3	$S_{\delta 3} = C_{\delta 3} \cdot T_3$
Бригады по обслуживанию установки по закачке солянокислотного раствора	$C_{\delta 4}$	T_4	$S_{\delta 4} = C_{\delta 4} \cdot T_4$
И Т О Г О			$Z_{обр} = \sum_{i=1}^4 S_{\delta i}$

Источник: составлена на основе анализа и обобщения справочных данных

Затраты на реагенты $Z_{реаг}$ включают в себя расходы на химические реагенты, которые необходимы для приготовления нужного количества СКР, расчет которых представлены в таблице 4.9.

Таблица 4.9.

Расчет расходов на реагенты

Наименование реагента	Содержание на 1 м ³ раствора	Цена за единицу реагента, тг/ед	Стоимость реагента в 1 м ³ раствора, тг/м ³
Соляная кислота, м ³	m_c	C_c	$S_{p1} = C_c \cdot m_c$
Натрий хлористый, т	m_n	C_n	$S_{p2} = C_n \cdot m_n$
Кальций хлористый, т	m_k	C_k	$S_{p3} = C_k \cdot m_k$
ПАВ типа ОП-10, т	$m_{нав}$	$C_{нав}$	$S_{p4} = C_{нав} \cdot m_{нав}$
Ингибитор коррозии И-2-А (Север -1), т	$m_{ин}$	$C_{ин}$	$S_{p5} = C_{ин} \cdot m_{ин}$
И Т О Г О (для W м ³ раствора)			$Z_{реаг} = W \sum_{i=1}^5 S_{pi}$

Источник: составлена на основе анализа и обобщения справочных данных

Затраты на транспорт включают в себя: транспортных расходы по переезду подъемника, вызов и переезд партии по исследованию скважины и доставку раствора на скважину. Расчет этих затрат можно произвести в соответствии таблицы 4.10.

Таблица 4.10.

Расчет расходов транспортных средств

Наименование	Стоимость 1 км, тг/км	Расстояние от базы до скважины, км	Всего, тг
Переезд подъемника к скважине и обратно	C_{T1}	L_1	$S_{T1} = C_{T1} \cdot L_1$
Вызов и переезд партии по исследованию скважины	C_{T2}	L_2	$S_{T2} = C_{T2} \cdot L_2$
Доставка реагентов на скважину	C_{T3}	L_3	$S_{T3} = C_{T3} \cdot L_3$
ИТОГО			$3_{трансп} = \sum_{i=1}^3 S_{Ti}$

Источник: составлена на основе анализа и обобщения справочных данных

Расходы на топливо включают затраты для приготовления и закачку необходимого объема СКР. Расчет затрат выполняется с помощью таблицы 4.11.

Таблица 4.11.

Расчет затрат на топливо

Наименование работ	Расход топлива на приготовление раствора, л/м ³	Стоимость топлива, тг/л	Всего, тг
Приготовление солянокислотного раствора	q_1	C_{Ton1}	$S_{Ton1} = C_{Ton1} \cdot q_1$
Закачка раствора	q_2	C_{Ton2}	$S_{Ton2} = C_{Ton2} \cdot q_2$
ИТОГО (для W м ³ раствора)			$3_{топл} = W \sum_{i=1}^2 S_{Toni}$

Источник: составлена на основе анализа и обобщения справочных данных

Амортизационные отчисления-отчисление производственных фондов, задействованных в проведении мероприятия, приходящиеся на одну скважино-обработку. Расчет этих отчислений производится по таблице 4.12.

Исходя из результатов таблицы 4.13. произведенных вычислений, определяем себестоимость 1 т. нефти по одной скважине в конце года до внедрения мероприятия по повышению производительности скважины:

$$C_2 = 3_{Г2} / \sum Q_2 \text{ (тг/т)} \quad (4.27)$$

Таблица 4.12

Расчет амортизации отчисления амортизационного фонда (ОПФ)

Наименование объекта	Балансовая стоимость, тг	Годовая норма амортизации, %	Количество скважинно-обработок в год на один агрегат, скв.	Отчисление на одну скважинно-обработку, тг
Подъемный агрегат	C_{A1}	N_1	n_1	$S_{A1} = C_{A1} \cdot N_1 / 100n_1$
Агрегат по закачке раствора	C_{A2}	N_2	n_2	$S_{A2} = C_{A2} \cdot N_2 / 100n_2$
Кислотовозы	C_{A3}	N_3	n_3	$S_{A3} = C_{A3} \cdot N_3 / 100n_3$
Смесительный агрегат	C_{A4}	N_4	n_4	$S_{A4} = C_{A4} \cdot N_4 / 100n_4$
ИТОГО				$S_A = \sum_{i=1}^4 S_{Ai}$

Источник: составлена на основе анализа и обобщения справочных данных

Таблица 4.13.

Годовые эксплуатационные расходы после внедрения мероприятия

1	2
Наименование статей калькуляции	Сумма затрат тг
Электроэнергия	$З_{Э1} = S_{12}$
Затраты на повышение нефтеотдачи пласта (ПНД)	$З_{\text{пнд}2} = S_{22}$
Фонд оплаты труда (ФОТ)	$З_{\text{фот}} = S_{32}$
Отчисление работодателя	$З_{\text{отп}} = S_{42}$
Амортизационные расходы	$A_{\Gamma} = S_{52}$
Сбор, транспортировка и подготовка нефти	$З_{\text{с.т.н}2} = S_{62}$
Текущий ремонт	$З_{\text{т.р}} = S_{72}$
Общепроизводственные расходы	$З_{\text{оп.р}2} = S_{82}$
Внепроизводственные расходы	$З_{\text{внр}2} = S_{92}$
Затраты по проведению мероприятия	$З_{\text{ГРП}} = S_{102}$
И Т О Г О общие затраты после внедрения мероприятия	$З_{\Gamma 2} = \sum_{i=1}^{10} S_{i2}$

Источник: составлена на основе анализа и обобщения справочных данных

3. Определение годового экономического эффекта от внедрения мероприятия

По результатам проведенных расчетов, для определения затрат по статьям калькуляции, до и после внедрения СКО находим дополнительную сумму годовых, полученную в результате внедрения мероприятия:

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = (C_1 - C_2) \cdot (\sum q_2 - \sum q_1) \text{ (тг)} \quad (4.28)$$

Экономическая эффективность от внедрения мероприятия за год вычисляем по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{эф}} = \mathcal{E}_{\text{год}} - (Z_{T2} - Z_T) \text{ (тг)} \quad (4.29)$$

4.5.2. Методика оценки обобщенных показателей экономической эффективности

В оценке экономической эффективности, помимо годового экономического эффекта, с точки зрения управления проектами важную роль играют так называемые обобщенные показатели экономической эффективности, которые, в отличие от прямых расчетов эффективности, представляют собой удельные численные значения экономической эффективности. К ним относятся внутренняя норма доходности, чистая обновленная (приведенная) стоимость, срок возврата вложенных средств. Нам необходимо обосновать экономическую эффективность внедрения в нефтяной промысел метода кислотной обработки именно с точки зрения этих показателей.

Следует отметить, что такой подход оценки экономической эффективности внедрения новых технологий и методов повышения нефтеотдачи пластов были предложены и хорошо освещены в работах болгарских ученых (Балинов, Занева-Добранова, 2002), (Балинов, Занева-Добранова, 2006).

1) Внутренняя норма доходности и чистая обновленная (приведенная) стоимость.

Внутренняя норма доходности (ВНД), которая в зарубежной терминологии известен как показатель IRR (Internal Rate of Return) необходим рассчитывать перед выбором любого инвестиционного проекта. В нашем случае в качестве инвестиционного проекта выступает внедрение новой технологии нефтеотдачи. При этом вычисляется размер чистого приведённого дохода при разных ставках дисконта, что можно делать как вручную, так и с помощью автоматизированных методов. Благодаря этому показателю можно определить прибыльность возможной инвестиции и оптимальный размер кредитной ставки (Эрлагер, 2008).

Иными словами ВНД – как метрический параметр используется для измерения рентабельности потенциальных инвестиций, а в нашем случае, метода кислотной обработки скважин в нефтяных промыслах. С этой точки зрения IRR – это как ставка дисконтирования, которая приравнивает чистую приведенную стоимость проекта к нулю (в зарубежной практике данный показатель известен как параметр NPV).

Внутренняя норма доходности гораздо более полезна, когда она используется для проведения сравнительного анализа, а не изолированно как одно значение. Чем выше IRR проекта, тем проект более привлекательный с инвестиционной точки зрения. IRR является единой метрикой для сравнения разных видов инвестиций, и поэтому значения IRR часто используются для

ранжирования нескольких перспективных инвестиций. Если объем инвестиций равен между рассматриваемыми проектами, проект с наивысшим значением IRR считается лучшим.

Требуемая норма доходности (англ. Required rate of return) – это минимальный доход, ожидаемый организацией от инвестиций. Большинство организаций придерживаются конкретной барьерной ставки. Любой проект с внутренней нормой доходности, превышающей барьерную ставку, считается прибыльным.

Хотя это не единственная основа для рассмотрения проекта инвестиций, RRR является эффективным механизмом для отбора проектов. Обычно проект, который имеет наивысшую разницу между RRR и IRR, считается лучшим проектом для инвестиций, если выполняются следующие условия:

- внутренняя норма доходности $>$ требуемая норма доходности – привлекательный проект, и его принимаем;
- внутренняя норма доходности $<$ требуемая норма доходности – отклоняем проект

Не смотря на все эти положительные методические стороны имеются также и недостатки IRR:

- особенно проблема возникает в ситуациях, когда первоначальные инвестиции дают небольшое значение IRR. Это происходит в проектах, которые генерируют прибыль более медленными темпами, но эти проекты могут впоследствии повысить общую стоимость корпорации за счет NPV;
- аналогичная проблема также заключается в том, что проект демонстрирует быстрый результат в течение короткого периода времени. Небольшой проект может оказаться рентабельным за короткое время, показывая высокий IRR, но низкое значение NPV. Поэтому иногда выгоднее инвестировать в проекты с низким IRR, но высоким абсолютным значением NPV;
- поступающие от нового проекта денежные потоки не всегда можно реинвестировать под IRR. Поэтому при расчетах проект может оказаться более выгодным, чем при его реализации.

IRR любого проекта рассчитывается с учетом предположений, что:

- промежуточные денежные потоки будут реинвестированы под тот же IRR;
- все денежные потоки носят периодический характер, временные промежутки между получением денежных потоков равны.

IRR рассчитывается путем приравнивания суммы текущей стоимости будущих денежных потоков за вычетом первоначальных инвестиций к нулю:

Имеется также и другие примеры пояснения этой методики. В частности, внутренняя норма доходности (англ. Internal Rate of Return, IRR), известная также как внутренняя ставка доходности, является ставкой дисконтирования, при которой чистая приведенная стоимость (англ. Net Present Value, NPV) проекта равна нулю. Другими словами, настоящая стоимость всех ожидаемых денежных потоков проекта равна величине первоначальных инвестиций. В основе метода IRR лежит методика дисконтированных денежных потоков, а

сам показатель получил широкое использование в бюджетировании капитальных вложений и при принятии инвестиционных решений в качестве критерия отбора проектов и инвестиций.

$$NPV = CF_0 + \frac{CF_1}{(1+IRR)^1} + \frac{CF_2}{(1+IRR)^2} + \dots + \frac{CF_N}{(1+IRR)^N} = 0$$

$$\sum_{t=0}^N \frac{CF_t}{(1+IRR)^t} = 0 \quad (4.30)$$

Критерий отбора проектов.

Правило принятия решений при отборе проектов можно сформулировать следующим образом:

Внутренняя норма доходности должна превышать средневзвешенную стоимость капитала (англ. *Weighted Average Cost of Capital, WACC*), привлеченного для реализации проекта, в противном случае его следует отклонить.

Если несколько независимых проектов соответствуют указанному выше критерию, все они должны быть приняты. Если они являются взаимоисключающими, то принять следует тот из них, у которого наблюдается максимальный IRR.

$$\left[\frac{CF_1}{(1+IRR)^1} + \frac{CF_2}{(1+IRR)^2} + \frac{CF_3}{(1+IRR)^3} + \frac{CF_4}{(1+IRR)^4} \right] - \text{Инвестиции} = 0 \quad (4.31)$$

Как это видно из формулы, единственной неизвестной переменной в уравнении является IRR. При оценке потенциального проекта руководство компании знает, сколько капитала потребуется для запуска проекта, и также будет разумная оценка будущих денежных потоков. Таким образом, необходимо решить уравнение для IRR.

NPV (чистая приведенная стоимость).

NPV (аббревиатура, на английском языке - Net Present Value), по-русски этот показатель имеет несколько вариаций названия, среди них:

- чистая приведенная стоимость (сокращенно ЧПС) - наиболее часто встречающееся название и аббревиатура, даже формула в Excel именно так и называется;
- чистый дисконтированный доход (сокращенно ЧДС) - название связано с тем, что денежные потоки дисконтируются и только потом суммируются;
- чистая текущая стоимость (сокращенно ЧТС) - название связано с тем, что все доходы и убытки от деятельности за счет дисконтирования как бы приводятся к текущей стоимости денег (ведь с точки зрения экономики, если мы заработаем 1 000 руб. и получим потом на самом деле меньше, чем если бы мы получили ту же сумму, но сейчас).

NPV - это показатель прибыли, которую получают участники инвестиционного проекта. Математически этот показатель находится путем дисконтирования значений чистого денежного потока (вне зависимости от того отрицательный он или положительный).

Чистый дисконтированный доход может быть найден за любой период времени проекта начиная с его начала (за 5 лет, за 7 лет, за 10 лет и так далее) в зависимости от потребности расчета.

NPV - один из показателей эффективности проекта, наряду с IRR, простым и дисконтированным сроком окупаемости.

Он нужен, чтобы:

- понимать какой доход принесет проект, окупится ли он в принципе или он убыточен, когда он сможет окупиться и сколько денег принесет в конкретный момент времени;

- для сравнения инвестиционных проектов (если имеется ряд проектов, но денег на всех не хватает, то берутся проекты с наибольшей возможностью заработать, т.е. наибольшим NPV).

Для расчета показателя используется следующая формула:

$$NPV = \sum_{t=0}^N \frac{CF_t}{(1+i)^t} \quad (4.32)$$

где CF - сумма чистого денежного потока в период времени (месяц, квартал, год и т.д.); t - период времени, за который берется чистый денежный поток; N - количество периодов, за который рассчитывается инвестиционный проект; i - ставка дисконтирования, принятая в расчет в этом проекте.

2) Срок возврата вложенных средств

Данный показатель известен более чем как срок окупаемости. В зависимости от того, что мы хотим возвращать: инвестиции или другие какие то виды капитальных вложений различают простой и дисконтированный сроки окупаемости.

Простой срок окупаемости проекта – это период времени, за который сумма чистого денежного потока (все деньги которые пришли минус все деньги которые мы вложили в проект и потратили на расходы) от нового проекта покроет сумму вложенных в него средств. Может измеряться в месяцах или годах.

Данный показатель является базовым для всех инвесторов и позволяет сделать быструю и простую оценку для принятия решения: вкладывать средства в бизнес или нет. Если предполагается среднесрочное вложение средств, а срок окупаемости проекта превышает пять лет – решение об участии, скорее всего, будет отрицательным. Если же ожидания инвестора и срок окупаемости проекта совпадают – шансы на его реализацию будут выше.

В случаях, когда проект финансируется за счет кредитных средств – показатель может оказать существенное влияние на выбор срока кредитования, на одобрение или отказ в кредите. Как правило, кредитные программы имеют жесткие временные рамки, и потенциальным заемщикам важно провести предварительную оценку на соответствие требованиям банков.

Формула расчета показателя в годах выглядит следующим образом:

$$PP = K_0 / KFC_2, \quad (4.33)$$

где: PP – простой срок окупаемости проекта в годах; K_0 – общая сумма первоначальных вложений в проект; $KF_{сг}$ – среднегодовые поступления денежных средств от нового проекта при выходе его на запланированные объемы производства/продаж.

Данная формула подходит для проектов, при реализации которых соблюдаются следующие условия:

- вложения осуществляются единовременно в начале реализации проекта;
- доход нового бизнеса будет поступать относительно равномерно.

Дисконтированный срок окупаемости

Простой срок окупаемости проекта не учитывает изменение стоимости денежных средств во времени. Учитывая текущую инфляцию, на 1 млн. рублей сегодня можно купить гораздо больше, чем через 3 года.

Дисконтированный срок окупаемости позволяет учесть инфляционные процессы и рассчитать возврат инвестиций с учетом покупательской способности денежных средств.

Формула расчета будет выглядеть следующим образом:

$$DPP = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} \geq l_0 \quad (4.34)$$

где DPP – динамический (дисконтированный) срок окупаемости; r – ставка дисконтирования; l_0 – инвестиции в проект; CF – денежные поступления в период t ; n – срок окупаемости, год

4.5.3. Примеры расчета показателей экономической эффективности на примере данных нефтяных промыслов

В качестве примера произведем расчет затрат и оценим экономическую эффективность мероприятий от внедрения методов СКО и совместного теплового воздействия для скважин объектов разработки месторождения Восточная Кокарна. При этом, дебит скважины до проведения мероприятия будет равен $Q_1 = 19,4 \text{ T/сут}$, а после проведения СКО без теплового воздействия $Q_2 = 38,6 \text{ T/сут}$, с тепловым воздействием $Q_3 = 50 \text{ T/сут}$ (принимаем).

Количество нефти полученное за один год до и после внедрения СКО и термокислотной обработки для одной скважины соответственно определим по формуле:

$$\sum Q_1 = 6939,4 \text{ (T/скв.)}, \sum Q_2 = 13807,2 \text{ (T/скв.)} \quad \sum Q_3 = 17885 \text{ T/скв.}$$

Рассмотрим вариант расчета со следующими исходными данными.

1. До проведения мероприятия

Расчеты проведем для следующих исходных данных:

$K_{\gamma} = 0,98$, $P_{\gamma} = 49,55$ кВтч/т, $Ц_{\gamma} = 6,56$ тг/кВт·ч, $N_{pe} = 2.45$ м³/т, $\vartheta_n = 15,5$ кВт·ч/м³, $N_q = 2$

$S_{3/n} = 470364$ тг/чел, $\Phi_{скк} = 1$, $N_a = 6.7\%$, $C_n = 288\,015\,000$ тг, $3_{yo} = 4,899$ тг/т, $N_{т.р} = 1,2\%$, $N_{o.n.p} = 26\%$, $N_{в.н.р} = 0,5\%$.

Результаты расчетов вносим в таблицу 4.14.

Таблица 4.14.

Годовые эксплуатационные расходы до внедрения мероприятия

Наименование статей калькуляции	Сумма затрат, тг
Электроэнергия	2255638
Затраты на повышение нефтеотдачи пласта (ППД)	1728715 ,5
Фонд оплаты труда (ФОТ)	940728
Отчисление работодателя	338662
Амортизационные расходы	19297005
Сбор, транспортировка и подготовка нефти	6238520 ,6
Текущий ремонт	3456180
Общепроизводственные расходы	8906416 ,8
Внепроизводственные расходы	215810
И Т О Г О затраты до внедрения мероприятия, тг	$S_{T1} = 430966959$

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

Исходя из результатов таблицы и вычислений, определим себестоимость 1 т нефти по одной скважине до внедрения мероприятия по повышению производительности скважины:

$$C_1 = 3_{\Gamma} / \sum q_i = 6210,4$$

2. Расчет затрат и оценка экономического эффекта после проведения СКО

Затраты на проведение мероприятия определяем по формуле (4.26) где исходные данные и результаты вычислений представлены в таблицах 4.15-4.19:

$$3_1 = 3_{обр} + 3_{раз} + 3_{трансп} + 3_{топл} + 3_A = 3131451,68 \text{ тг}$$

Таблица 4.15.

Расчет оплаты труда бригад на проведение мероприятия

Наименование бригад	Стоимость часа работы, тг/час	Норма времени, час	Стоимость работ, тг
Бригады по подземному ремонту скважин	$C_{\delta 1} = 23267$	$T_1 = 37$	$S_{\delta 1} = 860879$
Бригады по исследованию скважин	$C_{\delta 2} = 6594$	$T_2 = 4$	$S_{\delta 2} = 26376$
Бригады по приготовлению раствора	$C_{\delta 3} = 11652$	$T_3 = 15$	$S_{\delta 3} = 174780$
Бригады по обслуживанию установки по закачке солянокислотного раствора	$C_{\delta 4} = 4502$	$T_4 = 3$	$S_{\delta 4} = 13506$
И Т О Г О			$З_{обр} = 1075541$

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

Таблица 4.16.

Расчет расходов на реагенты

Наименование реагента	Содержание на 1 м ³ раствора	Цена за единицу реагента, тг/ед	Стоимость реагента в 1 м ³ раствора, тг/м ³
Соляная кислота, м ³	$m_c = 0,5$	$C_c = 19323$	$S_{p1} = 9661,5$
Натрий хлористый, т	$m_n = 0,07$	$C_n = 23085$	$S_{p2} = 1615,95$
Кальций хлористый, т	$m_k = 0,1$	$C_k = 24453$	$S_{p3} = 2445,3$
ПАВ типа ОП-10, т	$m_{нав} = 0,01$	$C_{нав} = 143127$	$S_{p4} = 1431,27$
Ингибитор коррозии И-2-А (Север - 1), т	$m_{ин} = 0,01$	$C_{ин} = 258210$	$S_{p5} = 2582,1$
И Т О Г О (для 109 м ³ раствора)			$З_{реаг} = 1933237,08$

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

Таблица 4.17

Расчет расходов транспортных средств

Наименование	Стоимость 1 км, тг/км	Расстояние от базы до скважины, км	Всего, тг
Переезд подъемника к скважине и обратно	$C_{T1} = 437,2$	$L_1 = 7,5$	$S_{T1} = 3279$
Вызов и переезд партии по исследованию скважины	$C_{T2} = 437,2$	$L_2 = 7,5$	$S_{T2} = 3279$
Доставка реагентов на скважину	$C_{T3} = 432 \cdot 9$	$L_3 = 7,5$	$S_{T3} = 29511$
ИТОГО			$З_{трансп} = 36069$

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

Таблица 4.18.

Расчет затрат на топливо

Наименование работ	Расход топлива на приготовление раствора, л/м ³	Стоимость топлива, тг/л	Всего, тг
Приготовление солянокислотного раствора	$q_1 = 13,8$	$C_{Ton1} = 32$	$S_{Ton1} = 441,6$
Закачка раствора	$q_2 = 3,3$	$C_{Ton2} = 32$	$S_{Ton2} = 105,6$
ИТОГО (для 109 м ³ раствора)			$3_{монл} = 59644,8$

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

Таблица 4.19.

Расчет амортизации отчисления амортизационного фонда (ОАФ)

Наименование объекта	Балансовая стоимость, тг	Годовая норма амортизации, %	Количество скважинно-обработок в год на один агрегат, скв.	Отчисление на одну скважинно-обработку, тг
Подъемный агрегат	$C_{A1} = 4333140$	$N_1 = 5$	$n_1 = 92$	$S_{A1} = 2359,8$
Агрегат по закачке раствора	$C_{A2} = 3950100$	$N_2 = 8,3$	$n_2 = 92$	$S_{A2} = 3556,8$
Кислотовозы	$C_{A3} = 3137850$	$N_3 = 6,7$	$n_3 = 92$	$S_{A3} = 20622,6$
Смесительный агрегат	$C_{A4} = 3484980$	$N_4 = 1,11$	$n_4 = 92$	$S_{A4} = 420,6$
ИТОГО				$S_A = 26959,8$

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

2.1. Затраты по извлечению дополнительной нефти, получаемой в результате кислотной обработки, состоят из расходов извлечение ее на поверхность, сбор, транспортировку и технологическую подготовку нефти и затраты на закачку рабочего агента в пласт. При этом затраты на амортизацию скважины, оплату труда рабочих, обслуживающих скважин, отчисления в пенсионный фонд и социальное страхование являются фиксированными и остаются теми же, что и до внедрения мероприятия.

Полагая в формулах (4.15) - (4.25) $\sum Q_2 = 13807,2 \text{ Т/скв.}$ и заполним таблицу 4.20 с учетом затрат на проведение мероприятия.

Таблица 4.20.

Годовые эксплуатационные расходы после внедрения мероприятия СКО

Наименование статей калькуляции	Сумма затрат тг.
Электроэнергия	4488803
Затраты на повышение нефтеотдачи пласта (ППД)	3439594 ,4
Фонд оплаты труда (ФОТ)	940728
Отчисление работодателя	338662
Амортизационные расходы	19297005
Сбор, транспортировка и подготовка нефти	12412672 ,8
Текущий ремонт	3456180
Общепроизводственные расходы	11537147
Внепроизводственные расходы	221868
Затраты по проведению обработки	3131451 ,7
И Т О Г О: затраты после внедрения мероприятия	$S_{T2} = 59264110$

Определим себестоимость одной тонны нефти после кислотной обработки:

$$C_2 = 59320785/13807,2 = 4296,3$$

2.2. При термокислотной обработке изменим данные, где учитываются дополнительные затраты на подогрев раствора. В качестве варианта считаем, что за счет подогрева расход топлива увеличивается в 2 раза.

Таблица 4.21.

Расчет затрат на топливо

Наименование работ	Расход топлива на приготовление раствора, л/м ³	Стоимость топлива, тг/л	Всего, тг
Приготовление солянокислотного раствора	$q_1 = 27,6$	$C_{Тон1} = 32$	$S_{Тон1} = 883,2$
Закачка раствора	$q_2 = 3,3$	$C_{Тон2} = 32$	$S_{Тон2} = 105,6$
ИТОГО (для 109 м ³ раствора)			$З_{топл} = 107779$

Полагая в формулах (4.15) - (4.26) $\sum Q_3 = 17885 \text{ Т/скв.}$, заполним таблицу 4.22. с учетом затрат на проведение мероприятия по термокислотной обработке. Тогда затраты на проведение мероприятия будут равны:

$$З_1 = З_{обр} + З_{реаг} + З_{трансп} + З_{топл} + З_A = 3179586$$

Себестоимость одной тонны нефти после термокислотной обработки будет равна:

$$C_2 = 62599358/17885 = 3500$$

Таблица 4.22.

Годовые эксплуатационные расходы после внедрения ТКО ПЗС

Наименование статей калькуляции	Сумма затрат тг.
Электроэнергия	5813484 ,3
Затраты на повышение нефтеотдачи пласта (ПНП)	4455439 ,6
Фонд оплаты труда (ФОТ)	940728
Отчисление работодателя	338662
Амортизационные расходы	19297005
Сбор, транспортировка и подготовка нефти	16078615
Текущий ремонт	3456180
Общепроизводственные расходы	12200222
Внепроизводственные расходы	295620
Затраты по проведению обработки	3179586
И Т О Г О: затраты до внедрения мероприятия	$S_{ТЗ} = 62599358$

Источники: таблицы 4.20, 4.21 и 4.22 составлены соискателем на основании проведенных расчетов с использованием опытных данных полученных в нефтепромысле Восточная Кокарна в ценах периода исследования 2014-2016 гг.

3 Определение годового экономического эффекта от внедрения мероприятий

По результатам проведенных расчетов, для определения затрат по статьям калькуляции, до и после внедрения СКО и СКО с тепловым воздействием (термокислотной обработки), строим таблицу 4.23, для сравнения полученных результатов

Дополнительная сумма годовых, полученная в результате внедрения СКО определяем по формуле (4.28):

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = (C_1 - C_2) \cdot (\sum Q_2 - \sum Q_1) = (6210 - 4296) \cdot (13807 - 6939,4) = 13\,144\,586 \text{ тг}$$

Таблица 4.23

Годовые эксплуатационные расходы после внедрения кислотной (числитель) и термокислотной (знаменатель) обработки ПЗС

Статьи затрат	До внедрения мероприятия	После СКО После кислотной обработки	Изменение затрат
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>	0

		19 297 005	
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> 17 885	+6867,6 +10 945,6
Себестоимость 1 т. нефти, тг/т	6210	<u>4296</u> 3500	<u>-1914</u> -2710

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

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

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

Аналогично произведем расчет экономической эффективности от внедрения термокислотной обработки ПЗС:

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

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

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.

4.5.4. Анализ показателей экономической эффективности

Для расчета внутренней нормы доходности при которой чистая приведенная стоимость будет равна нулю вычисляем на основе применения формул (4.30), (4.31), (4.32) приведенных в пункте 4.5.2, а также результатов вычисления затрат до и после внедрения СКО и ТКО в месторождений Восточная Кокарна, которые показаны в таблице 4.23 в пункте 4.5.3.

Из таблицы 4.23 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 (см. уравнения 4.30 и 4.32):

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

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

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 *A* и *B*, где в первом случае поступление денежных потоков ожидается несколько раньше чем в другом. Т.е. моделируем, что по проекту *B* ожидаемый денежный поток будет поступать по нарастающей, а в проекте *A* - по убывающей.

Согласно методике, приведенной в пункте 4.5.2 составляем таблицу поступления ожидаемого денежного потока после внедрения СКО и ТКО (см. таблицу 4.24 и 4.25 соответственно):

Таблица 4.24.

К определению внутренней нормы доходности в случае внедрения СКО

Тыс. тенге (тг)	Первоначальные инвестиции	Ожидаемый денежный поток, CF_t				
		1	2	3	4	5
Проект <i>A</i>	- 13 167	6500	4000	3800	2700	2500
Проект <i>B</i>	- 13 167	2000	2700	3800	4000	6500

Таблица 4.25.

К определению внутренней нормы доходности в случае внедрения ТКО

Тыс. тенге (тг)	Первоначальные инвестиции	Ожидаемый денежный поток, CF_t				
		1	2	3	4	5
Проект <i>A</i>	- 19 502	9700	6000	5200	4500	3700
Проект <i>B</i>	- 19 502	3700	4500	5200	6000	9700

Подставим представленные в таблице 4.24 уравнение (4.30) для случаев проектов *A* и *B*:

- проект *A*

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

- проект *B*

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

При ручном решении уравнения (4.35) необходимо воспользоваться методом подборок, постепенно приближая значение NPV нулю. Однако это потребовало от нас определенного времени на многочисленные вычисления. В связи с этим мы воспользовались функцией «ВСД» (IRR) Microsoft Excel, как это показано ниже на рисунке 4.7.

На открытой странице Microsoft Excel выбрали ячейку вывода 14. Затем, нажав на кнопку f_x выбрали категорию «Финансовые» и функцию «ВСД» из списка. В поле «Значение» выбрали диапазон данных C4:H4 и нажав на кнопку «ОК» определили значение IRR для СКО и ТКО по двум позициям для каждого, т.е. для вариантов дисконтирования A и B .

В итоге получили оптимальные значения IRR при внедрении метода СКО:

- проект A

$IRR = 18,1\%$

- проект B

$IRR = 12,4\%$.

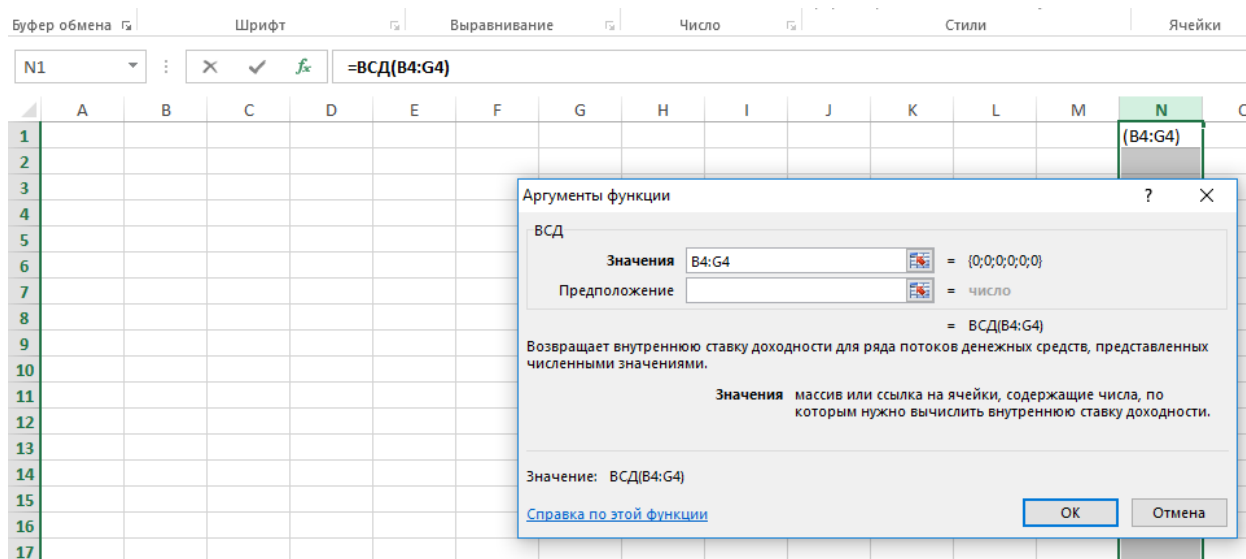


Рисунок 4.7.- К применению Microsoft Excel для определения внутренней нормы доходности (IRR)

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

- проект A

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

- проект B

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

После вычисления на Microsoft Excel получили оптимальные значения *IRR* при внедрении метода СКО:

- проект А

$IRR = 18,45\%$

- проект Б

$IRR = 12,73\%$.

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.

Выводы по разделу 4

1. 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.

2. 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).

3. Дополнительный прогрев пластовой системы, например от 20 °С до 50 °С, 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

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основные научные выводы

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

2. 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.

3. 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.

4. 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.

5. Предложена расчетная модель закачки раствора в пласт, включающая давление и температуры пласта. При этом использована зависимость вязкости нагнетаемой жидкости от температуры.

6. 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.

Выводы научно-прикладного характера

1. На современном этапе развития компьютерных технологий и математических моделей, описывающих по данным физического моделирования и специальных исследований различные макро- и микропроцессы, решение задач определения потенциальной продуктивности скважин и разработки эффективных методов интенсификации притока должны решаться путем построения моделей системы «скважина - призабойная зона- пласт», описывающих геометрию фильтрации жидкостей в окрестности скважины и учитывающих различные пластовые и техногенные факторы изменения проницаемости коллектора.

2. Изменение свойства ПЗП оценивается сравнением относительно скин-фактора, определенного на стадии освоения по каждой скважине с использованием диаграмм коэффициента продуктивности, гидропроводности.

3. Выявлено 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.

4. 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.

5. 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. 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 .

6. Уменьшение вязкости нагнетаемой в пласт жидкости может привести к увеличению длины проникания в 1,2-1,5 раза. 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.

7. Дополнительный прогрев пластовой системы, например от 20 °С до 50 °С, 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

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

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Александров В.М., Мазаев В.В., Пасынков А.Г. Эффективность кислотного воздействия на пласт ЮС. Фаинского месторождения в зонах развития пород-коллекторов различного палеофациального генезиса// Нефтяное хозяйство, 2005. №8. -с. 66-70.
2. Апасов Т.К., Уметбаев В.Г., Апасов Р.Т., Ткачев А.Е. Исследование и применение кислотной композиции для ОПЗ скважин юрских пластов //Нефть и газ, 2004. -№1.-С. 34-37.
3. Ахметов С.М., Имангалиева Г.Е., Досказиева Г.Ш., Тулегенова О.Ш. Расчет дебита скважины при различных моделях системы «скважина-призабойная зона – пласт» // Сб.тр. - Казахстано - Российской международной научно- практической конференции «Математическое моделирование научно-технологических и экологических проблем нефтедобывающей промышленности», Атырау. АИНГ, 2005 - ч.3. - С. 234-249.
4. Ахметов С.М., Досказиева Г.Ш. Технология воздействия на призабойную зону пласта// Атырау: Вестник АИНГ, №10, 2006. – С.77 – 83.
5. Ахметов С.М., Досказиева Г.Ш. Химические реагенты для интенсификации притока// Атырау: Вестник АИНГ, 2006, №10.-С.48-56.
6. Ахметов С.М., Досказиева Г.Ш., Муханжанов Р.Х., Мардонов Б.М. Способ термопенокислотной обработки призабойной зоны пласта и установка для его осуществления. Предварительный патент Республики Казахстан, 2007, № 1947.-С.27-31.
7. Ахметов С. А., Ишмияров М. Х., Кауфман А. А. Технология переработки нефти, газа и твердых горючих ископаемых// Недра - Москва, 2009. - 844 с.
8. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжин В.М. Теория нестационарной фильтрации жидкости и газа// М.Недра, 1972.- 340 с.
9. Байдюк Б.В, Шиц Л.А., Талахадзе М.Г. Анизотропия набухания глинистых пород: оперативный способ и портативная аппаратура для ее оценки// Бурение и нефть, 2007.-№4.- С.43-45.
10. Баранов Ю.В., Зиятдинов И.Х., Гоголашвили Т.Л., Прокошев Н.А. Перспективный способ интенсификации вработок запасов из низкопроницаемых коллекторов. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений// 2000, №11, с.12-15.
11. Балинов В., Е.Занева-Добранова. 2002. Физични аспекти на нефтоотдаването при находища от Селановски тип. Год. МГУ, т.45, св.І, Геология, С.101-104.
12. Балинов В., Е. Занева-Добранова, М. Дончева 2006. Особенности на нефтоизвличането при находища с водонапорни режими, привързани към напукани колектори. Год. МГУ, т.49, св. І, Геология, - С.19-21.
13. Берд Р., Стьюарт В., Лайтфут Е. Явление переноса// М.Химия. 1974.-448 с.

14. Браунштейн Б.И., Фишвейн Г.А. Гидродинамика., массо и теплообмен в дисперсных системах// Л.Химия, 1977.- 289 с.
15. Бурже Ж., Сурио П., Комбарну М. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов/ Пер. с франц. - М.: Недра, 1989.-422с.
16. Гуторов Ю.А., Шакурова А.Ф. Анализ эффективности соляно-кислотных обработок добывающих скважин на основе обзора научно-технических источников// Сборник научных трудов «Технологии нефтегазового дела». Уфа, 2007.- С. 111-121.
17. Гуторов Ю.А., Шакурова А.Ф. Анализ эффективности соляно-кислотных обработок нагнетательных скважин на основе обзора научно-технических источников// Сборник научных трудов «Технологии нефтегазового дела». Уфа, 2007.- С. 122-128.
18. Гавриленко А.И. Гидроимпульсное кислотное воздействие на нефтяные пласты месторождений //РУП ПО «Белоруснефть» Бурение и нефть, 2008.- № 9.- С.39-40.
19. Глущенко В.Н.,Поздеев О.В. Вопросы повышения эффективности кислотных составов для обработки скважин// М.: ВНИИОЭНГ, 1992.-52 с.
20. Гидравлические расчеты трубопроводов УкрНИПНД, Киев, 1973.- 220 с.
21. Глущенко В.Н., Мордвинов В.А. Совершенствование технологии кислотной обработки пластов// Наука - производству. 2002 №4 (59)- с.33-39.
22. Гусева Е.П. Опекушина Л.А. Просвирина А.А. Влияние органических соединений на изменение фильтрационных свойств глиносодержащих пластов. В сб. Применение методов увеличения нефтеотдачи// 1991. –С.78-100.
23. Горбунов А.Т. Разработка аномальных нефтяных месторождений// М. Недра,1981, -300 с.
24. Гребенников В.Т., Иванов А.Н., Попов М.Ю. Новые технологии интенсификации добычи углеводородов // Нефтяное хозяйство. 2004, -№86-С.90-93.
25. Дроздов А.Н., Мохов М.А, Алияров Э.Г. Освоение бездействующих скважин на Покамасовском месторождении // Нефтяное хозяйство. - 1999. - N 9. - С.44-47.
26. Деч Г. Руководство к практическому применению преобразования Лапласа// М. Наука, 1965.-288 с.
27. Досказиева Г. Ш. О характере фильтрации и массообмена промывочной жидкости в проницаемые пласты при соляно - кислотной обработке призабойной зоны скважины// Промышленность Казахстана. Алматы, 2005.- 66 с.
28. Досказиева Г.Ш. Основные этапы обработки призабойной зоны пласта химическими реагентами// Вестник КазНТУ, 2005-№2 (46) - с. 22-24
29. Досказиева Г.Ш. Расчет технологических параметров закачки полимерного раствора в прискважинную зону пласта// Надировские чтения. Алматы, 2005.-с.82-86.

30. Досказиева Г.Ш. Методы увеличения продуктивности скважины с использованием кислотных композиций и других потокоотклоняющих химических реагентов. Поиск, №2, 2005.-С.237-241.
31. Зайцев М.В., Михайлов Н.Н. Влияние околоскважинной зоны на продуктивность скважины// Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2004, №1, - С.64-66.
32. Ибрагимов г.З., Фазлутдинов К.С., Хисамутдинов Н.И. Применение химических реагентов для интенсификации добычи нефти// Справочник. - М.: Недра, 1991.-384 с.
33. Исследование отдельных факторов, снижающих фильтрационные параметры призабойной зоны пласта// Сафин С.Г., Мухаметзянов Р.Н., Калашнев А.И., Есипенко А.И. – Тюмень: СибНИИИП, 1992. -123 с.
34. Ибрагимов Л.Х., Мищенко И.Т., Челоянц Д.К. Интенсификация добычи нефти// М. «НАУКА», 2000. - 414 с.
35. Имангалиева Г.Е., Досказиева Г.Ш., Тулегенова О.Ш. Методика определение затрат на проведение подготовительно-заключительных работ при внедрении метода воздействия на пласт // Промышленность Казахстана.– Алматы.- 2007.- № 1.-С.44-58.
36. Кроуи К., Масмонтейл Ж., Томас Р. Тенденции в кислотной обработке матрицы // Нефтяное обозрение-Шлюмберже. - 1996. - С. 20-36.
37. Михайлов Н.Н. Изменение физических свойств горных пород в околоскважинных зонах// М.: Недра. 1987. -152 с.
38. Краткий химический справочник под. ред. Рабиновича В.А. Ленинград : Химия.1978.-429с.
39. К вопросу повышения эффективности обработки призабойной зоны добывающей скважины/ Сафин С.Г., Мухаметзянов Р.Н., Валиуллин А.В., Черкасов А.В. // Нефтепромысловое дело. – 1992. –вып.4. – С.14-16.
- 40.Кравченко И.И. Бабалян Г.А. Адсорбция ПАВ в процессах добычи нефти//М.Недра, 1971. -159 с.
41. Логинов Б.Г., Малышев Л.Г., Гарифуллин Ш.С. Руководство по кислотным обработкам скважин// М.: Недра, 1966. - 220 с.
- 42.Леонов Е.Г. Гидравлический расчет промывки скважин пеной// Строительство нефтяных и газовых скважина суше и на море//2004.- №7. С.22-24
43. Магадова Л.А., Силин М.А., Тропин Э.Ю., Джабраилов А.В., Магадов Р.С., Мариненко В.Н., Губанов В.Б., Зайцев К.И. Кислотная композиция «Химеко ТК-2» для низкопроницаемых терригенных коллекторов// Нефтяное хозяйство, №5, 2003.- С.80-81.
44. Мархасин И.п. Физико-химическая механика нефтяного пласта// М.: Недра, 1977.- 214 с.
45. Мардонов Б.М., Ахметов С.М., Досказиева Г.Ш. Исследование фильтрационных и массообменных процессов в около-скважинной зоне пласта при стационарном тепловом воздействии. Сб. трудов международной

конференции «Современные проблемы механики». - Самарканд, 2007. – Т.: 2. - С. 92 – 101.

46. Махмудов Э.А., Вольнов А.И., Вольнов И.А. Современные нефтегазовые технологии//Изд-во «ИКИ».-2018. - 338 с.

47. Маслянец Ю.В., Кашавцев В.Е., Бученков Д.Н. К оценке технологической эффективности методов повышения нефтеотдачи пластов.1980.- Вып. 71.-С.34-37.

48. Микаэл Дж. Экономидис, Кеннет Г. Нольте. Воздействие на нефтяные и газовые пласты//Краснодар: Краснодарское изд-во. 1992. -432 с.

49. Мищенко И.Т., Сахаров В.А., Грон В.Г., Богомольный Г.И. Сборник задач по технологии и техники нефтедобычи // М: Недра 1984.- 167 с.

50. Методы извлечения остаточной нефти/ М.Л. Сургучев, А.Т. Горбунов, Д.П. Забродин и др. - М.: Недра, 1991.- 347 с.

51. Мамедов Т.М. Добыча нефти с применением углеводородных растворителей// М.: Недра, 1984.-152 с.

52. Месторождение нефти и газа Казахстана. Справочник./ Э.С.Воцалевский, Б.М.Куандыков, З.Е.Булекбаев и др.// Под редакцией А.А. Абдулина, З.С.Воцалевского, Б.М.Куандыкова . – М.: Недра, 1993. -247 с.

53. Муравьев И.М, Андириасов Р.С., Гиматудинов Ш.К., Говорова Г.Л., Полозков В.Т. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений// М.,»Недра», 1976. - 365 с.

54. Методическое руководство по экономическому обоснованию схем и проектов разработки нефтяных месторождений / ВНИИ.- М.,1973.- С.18-26.

55. Некрасов В.И., Глебов А.В., Ширгазин Р.Г. и др. Научно-технические основы промышленного внедрения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи на Лангепасской группе месторождений Западной Сибири// Уфа: Белая Река, 2001.- 287 с.

56. Нефедов Н.В. Интенсификация добыча нефти методом обработки призабойной зоны кислотной микроэмульсией. // Нефтяное хозяйство, 2007. №2. - с. 58-59.

57. Применение полимеров в добыче нефти/Г.И. Григоращенко, Ю.В. Зайцев, В.В. Кукин и др. - М.: Недра, 1978.- 213 с.

58. Павловская Е., Поплыгин В.В., Иванов Д.Ю., Елисеев И.Ю. Эффективность кислотных обработок скважин, эксплуатирующих башкирские отложения на месторождениях Пермского края, Нефтяное хозяйство, 2015. - №3. - С. 28-30

59.Попков В.И., Шакшин В.П., Воропаев Г.А. Блочная самоорганизация дефлюидизации Земли. Кластерная структура пространства времени. Palmarium Academic Publishing. - Saarbrucken. - Germany. - 2012. - 440 с.

60. Разработка нефтяных месторождений//Т.П/Г.З. Ибрагимов, Н.И. Хисамутдинов, С.В. Муравленко и др.- М.: ВНИИОЭНГ, 1994.- 285 с.

61. Рабинович Н.Р. Инженерные задачи механики сплошной среды в

бурении// М. Недра. 1980.- 270 с.

62. Рудый М.И. Загущенные кислотные растворы на основе эфиров целлюлозы // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса.- 2009.- № 3.- С. 25-28.

63. Разработка нефтяных месторождений с применением поверхностно-активных веществ / Г.А. Бабаян, Б.И. Леви, А.Б. Тумасян, Э.М. Халимов.- М.: Недра, 1983.-216 с.

64. Раковский Н.Л. Определение эффекта при внедрении методов повышения нефтеотдачи пласта // РНТС ВНИИОЭНГ. Нефтепромысловое дело// 1977.№ 3.-С.44-56.

65. Ржевский В. В. Открытые горные работы. Производственные процессы. Учебник;Ленанд-Москва,2015.-512с.

57. Санников В.А., Макеев Г.А., Москалева Г.М. Анализ солянокислотных обработок в процессе освоения и эксплуатации скважин в низкопроницаемых карбонатных коллекторах// Прогрессивные технологии освоения месторождений Украины и Белоруссии: Тр. УкрگیпроНІІнефть, 1990.- С. 42-48.

66. Санников В.А, Гавриленко Г.А Применение индикаторных методов контроля эффективности геолого-технических мероприятий в скважинах //Нефтепромысловое дело. - М.: ВНИИОЭНГ, 1999. - N 6. - С. 44-49.

67. Сергиенко В.Н., Земцов Ю.В. Вопросы интенсификации притока нефти в юрских коллекторах // Интервал. - 2001. - N 6. - С.6-7.

68. Санников В.А. Увеличение продуктивности скважин юрских пластов-коллекторов (проблемы и методы решения) // Интервал. - 2001. - N 6. - С.6-7.

69. Сафонов Е.Н.,Гарифулин Ф.С.,Волочков Н.С., Стрижнев Б.А. Новые ресурсосберегающие технологии применения химических реагентов в процессах добычи нефти. // Нефтяное хозяйство. 2004, №8, -с.42-44.

70. Смит Ч.Р. Технология вторичных методов добычи нефти// Пер. с англ. (Нью-Йорк, 1966). - М.: Недра, 1971.- 288 с.

71. Саттаров Р.М. Неустановившееся движение реологически сложных жидкостей в трубах// Баку. «Элм», 1999.- 412 с.

72. Сафин С.Г. Совершенствование технологии обработки призабойной зоны недонасыщенных нефтью высокотемпературных пластов// Нефтяное хозяйство. – 1996. -№ 4. –С.47-50.

73. Сыртланов В.Р., Корабельников А.И. Моделирование закачки полимеров для повышения нефтеотдачи пласта: проблемы и особенности// Нефтяное хозяйство. 2002, №6 -С.41-44.

74. Сулейманов Б.А.,Байрамов М.М.,Мамедов М.Р. О влиянии скин-эффекта на дебит скважин. //Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2004, №8, - С.68-70.

75. Сафин С.Г. Разработка рецептуры технологических жидкостей для промывки скважин // Нефтяное хозяйство, 2003, № 6, с.72-74.

76. Справочник по добыче нефти /В.В. Андреев, К.Р. Уразаков, В.У. Шалимов и др. Под ред. К.Р. Уразакова.— М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2000
77. Уголев В.С., Пастухов И.В., Илюков В.А. и др. Обработка скважин кислотными пенами на рифогенных месторождениях// М.: ВНИИОЭНГ, 1974. -45 с.
78. Шерстнев и др. Применение композиций ПАВ при эксплуатации скважин// М.: «Недра» 1988.-184 с.
79. Финансовые инвестиции – образовательный центр. – Электронный сайт [www.allfi.biz](http://allfi.biz). URL: <http://allfi.biz/financialmanagement/CapitalBudgeting/chistaja-privedennaja-stoimost.php> (Дата обращения 02.11.2018)
80. Чарный И.А. Подземная гидрогазодинамика// М.Недра, 1974.- 397 с.
81. Чистая прибыльная стоимость. URL: <https://biznesplan-primer.ru/stati/sostavlenie/npv-chistaja-privedennaja-stoimost> (Дата обращения 22.02.2019).
82. Эрлагер Р. Гидродинамические методы исследования скважин. - М: Институт компьютерных исследований, 2008. - 511 с.
83. Янтурин А.Х., Некрасов В.И., Вятчинин М.Г. и др. Выбор параметров освоения скважин месторождений Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. - 1999. - N 5. - С. 28-30.
84. Янке Е., Эмде Ф., Лещ Ф. Специальные функции// М. «Наука», 1968.- 342 с.
85. Abulencia J.P., Theodore L. Fluid Flow for the Practicing Chemical Engineer. Essential Engineering Calculations Series. - Jonh Wiley & Sons, 2009. - 538 p.
86. Ahlberg J.H., Nilson E.N., Walsh J.L. The Theory of Splines and Their Applications. Academic Press. New York, London, 1967. – 315 p.
87. Austad T., Fjeide J., Veggeland K., Taugral K., " Physicochemical Principles of Low Tension Polimer Flood Seventh European Symposium on Improved// Oil Recovery 27-29 October 1993, Moscaw, Russia.
88. Bourdet D. et al. A new set of type curves simplifies well test analysis// World oil. 1983. May. P.95–106.
89. Bourdet D. Well test analysis: the use of advanced interpretation models. - Amsterdam, 2002. -.426 p.
90. Da Prat G. Well test analysis for fractured reservoir evaluation. • Amsterdam, 1990.-.211 p.
91. Hegeman P. S., Hallford D.L., Josef J.A. Well-test analysis with chaning wellbore storage// SPE FE. 1993. Sept. P.201–207.
92. Home R.N. Modern well test analysis: A computer Aided Approach", 2nd edn, Petroway Inc., Palo Alto, CA (1995)35. 8. Holditch, S.A.: «Tight Gas Sands», SPE 103 356, June 2006.
93. Hong Thai_Vu and Evangelos_Tsotsas. Mass and Heat Transport Models for Analysis of the Drying Process in Porous Media: A Review and Numerical Implementation // International Journal of Chemical Engineering Volume 2018, Article ID 9456418, 13 pages. <https://doi.org/10.1155/2018/9456418>

94. Hurst W. Establishment of the skin effect and its impediment to fluid flow into a well bore. «The petroleum Engineer», Vol. XXV, № 11, Okt.1953, pp. B6-B16.
95. Miller C.C., Dyes A.B., Hutchinson C.A., The estimation from bottom-hole pressure Build-up characteristics. //JPT. 1950. Vol. 2, No.4. -P. 91 - 104.
96. Kalpakci B, Art T.G., Barker J.W.,Krupa A.S., Morgan J.S. and Neira R., "The Low Tension Polimer Flood approach to Cost- Effective Chemical EOR", SPE 20220/ presented at the 1990 SPE/DOE Enhancel OIL Recovery Symposium, Tulsa, April 22-25,1990.
94. Lennevey_Kinidi, Ivy Ai Wei_Tan, Noraziah Binti_Abdul Wahab, Khairul Fikri Bin_Tamrin, Cirilo Nolasco_Hipolito, and Shanti Faridah_Salleh. - Recent Development in Ammonia Stripping Process for Industrial Wastewater Treatment. - International Journal of Chemical Engineering. - Volume 2018, Article ID 3181087, 14 pages.(Доступно по ссылке) <https://doi.org/10.1155/2018/3181087>
97. Lushankov S.S. Analysis of the inflow stimulation methods effectiveness in the north kochskoe field. - European Student Scientific Journal, 2018. - №2. – С.: 48-54
98. Pollard P. Evaluation of Acid Treatments From Pressure Buildup Analysis // Petroleum Technology. 1959. № 3. - P. 38–43.
99. Popkov V.I., Astafiev V.I., Shterenberg A.M., Khamitov I.G., Kolesnikov V.A, Popkova A.V. Global Hydrocarbon Energy Potential of Euro-Asia or Solution of Navier-Stokes Equation for Deformed Micro-Structure of the Earth's Porous Space. Modern Applied Science. - V.9 (9). – 2015.- pp. 307-321.
100. Ramey H.J., Jr. Advances in practical well test analysis // JPT. 1992. -June. P.650–659.
101. Stanley Ngene, Kiran Tota-Maharaj, Paul Eke, Colin Hills. Environmental and Economic Impacts of Crude Oil and Natural Gas Production in Developing Countries. International Journal of Economy, Energy and Environment. Vol. 1, No. 3, 2016, pp. 64-73. doi: 10.11648/j.ijeee.20160103.13
101. Taha Sochi. Single-Phase Flow of Non-Newtonian Fluids in Porous Media. - Journal of Polymer Science Part B Polymer Physics 48(23), December 2010 with 253 Reads
102. Van Everdingen A.F. The Skin Effect and its Influence on the Productive Capacity of a Well // Petroleum Transactions AIME. 1953. -Vol. 198.-P. 171–176.
103. Il'ichev A.T., Tsypkin G.G., Evolution of a Condensation Surface in a Porous Medium near the Instability Threshold, Proc. Steklov Inst. Math., 300(2018). - P.78–85

г. Астана

7 ноября 2018 г.

ВЫПИСКА ИЗ ПРОТОКОЛА

совместного заседания экспертной комиссии «Казахстанского отделения
Международной научной школы устойчивого развития им. акад. П.Н. Кузнецова
в г. Астане» и Центра научной консультации и экспертизы (ЦНКЭ) «КРЕАТИВ»
по диссертационной работе Карибаева Аскара Амирхановича

Присутствовали: Члены кафедры «Механика и динамика управления летательными аппаратами» (бывшая кафедра Механики) Евразийского национального университета им. Л.Н. Гумилева где базируется «Казахстанское отделение Международной научной школы устойчивого развития им. акад. П.Н. Кузнецова в г. Астане» (далее Научная школа):

Декан Механико-математического факультета д.ф.-м.н., профессор Джайчибеков Н.Ж.; заведующий кафедрой «Механика и динамика управления летательными аппаратами» д.ф.-м.н., профессор Ибраев А.Г., руководитель Научной школы и ЦНКЭ «КРЕАТИВ» д.т.н., профессор, академик НИА РК и РАЕН Ахметов С.М., к.т.н., профессор Кишауов К.С.; к.т.н., PhD, профессор Касабеков М.И.; к.т.н., доцент Дузельбаев С.; к.т.н., доцент Алиамжанов М.Д.; к.т.н., доцент Мухамбеталина Д.Ж.; к.т.н., доцент Бостанов Б.О.; к.т.н., н.о. доцента Калиев А.Б.; а также автор-разработчик Карибаев А.А. и секретарь заседания – ст. преподаватель Курманова Д.

Повестка дня: Рассмотрение результатов научно-исследовательской работы Карибаева Аскара Амирхановича по теме диссертационной работы «Разработка и исследование эффективной технологии термодисперсионной обработки присадочной зоны пласта для повышения интенсивности добычи нефти», проведенного под руководством д.т.н., профессора Ахметова С.М., анализ и оценка полученных результатов.

Были представлены следующие материалы: 1) Диссертация, выполненная Карибаевым А.А. под руководством д.т.н., профессора Ахметова С.М.; 2) Результаты теоретического анализа в виде построенных зависимостей и составленных таблиц, которые характеризуют суть составленных моделей процесса интенсификации добычи нефти; 3) Журнал наблюдений с результатами проведенных экспериментально-полевых испытаний; 4) Оттиски и оригиналы публикации по теме диссертации.

По результатам экспертизы комиссией рекомендованы:

1) В научно-методическом аспекте - внедрить результаты НИР по диссертационной работе в учебный процесс ВУЗов по подготовке студентов и магистрантов по направлениям специальностей «Моделирование технологических процессов» (Механика машин, Технологические машины и оборудование для добычи нефти и газа);

2) В научно-практическом аспекте - внедрить результаты НИР по диссертационной работе в производственных (или научно-производственных) организациях в целях применения полезного опыта для повышения эффективности и технико-экономических показателей процесса добычи нефти. В качестве объекта для производственной апробации рекомендовано ТОО «Адай Петролеум Компани», один из самостоятельных коммерческих организации в сфере производства нефти и газа, в котором по Атырауской области, в настоящее время существуют около 22-х самостоятельно внедренных структур.

Председатель заседания: _____ А. Г. Ибраев

Эксперты: _____ С.М. Ахметов

_____ К.С. Кишауов

Секретарь: _____ Д. Курманова

