

АЛЬВАРД АНВАР АЛИ

**ВОССТАНОВЛЕНИЕ И РЕГУЛИРОВАНИЕ
ПРИЕМИСТОСТИ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН
ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ**

Специальность 25.00.17- «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений»

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук

Работа выполнена на кафедре «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» **Уфимского государственного нефтяного технического университета.**

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ доктор геолого-минералогических наук, профессор
Токарев Михаил Андреевич.

ОФИЦИАЛЬНЫЕ ОППОНЕНТЫ: доктор технических наук, профессор
Шайх-Али Давлет Мухамеджанович;

кандидат технических наук
Галлямов Ирик Мунирович.

ВЕДУЩАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ Нефтегазодобывающее управление ООО «Уфанефть».

Защита состоится «25» «декабря» 2003 года в 15³⁰ часов на заседании диссертационного совета Д 212.289.04 при Уфимском государственном нефтяном техническом университете по адресу: 450062, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Уфимского государственного нефтяного технического университета.

Автореферат разослан "25" ноября 2003года

Ученый секретарь
диссертационного совета

Матвеев Ю.Г.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ. Диссертационная работа посвящена анализу причин ухудшения приемистости нагнетательных скважин, низкого охвата заводнением при различных геолого-физических условиях и разработкой и усовершенствованию методов обработки призабойной зоны пласта (в дальнейшем ПЗП). Работа выполнена на основе аналитических, численных промысловых данных и экспериментальных исследований модифицированных технологий для восстановления и регулирования приемистости нагнетательных скважин.

Актуальность проблемы

В настоящее время в России способ разработки нефтяных месторождений с поддержанием пластового давления с помощью закачки воды является основным.

Выполнение проектных показателей нефтяных месторождений при заводнении в значительной степени зависит от эффективной работы нагнетательных скважин при стабильной приемистости. Однако в процессе закачки пресных подрусловых вод, вод открытых водоемов, сточных вод нефтепромыслов, используемых в системе заводнения, происходит заиливание поверхности фильтрации вносимыми с водами взвешенными веществами, нефтепродуктами и др. В результате происходит снижение, иногда и полная потеря приемистости. Кроме того, на высокую и устойчивую приемистость оказывается влияние и подготовка ПЗ нагнетательных скважин, вводимых под закачку из бурения или переводимых из эксплуатационного фонда. Подготовка ПЗП заключается в отчистке ее от глинистого раствора, АСПО, отлагавшихся в процессе эксплуатации скважин, причем современные широко применяемые методы воздействия на ПЗП с целью улучшения сообщаемости удаленной зоны со стволом скважины не всегда обеспечивают необходимые темпы закачки.

При разработке нефтяных месторождений с поддержанием пластового давления закачкой воды, особенно на заключительных стадиях разработки встречается проблема низкого охвата продуктивного пласта закачиваемой водой. Здесь проблема во многом зависит от особенностей геологического строения залежей, неоднородности, коллекторских свойств пород, а именно, анизотропии проницаемости пород коллекторов. По этой причине основной объем закачиваемой воды фильтруется по высокопроницаемым промытым каналам, оставляя невыработанными менее проницаемые объемы продуктивного пласта.

Поэтому вопрос предупреждения потери приемистости и выявление основных причин ее ухудшения, на фоне которых необходимо разработать эффективные методы регулирования фильтрационно-емкостных характеристик в ПЗП, позволяющие качественно и количественно восстановить ее и увеличить охват пластов заводнением, в настоящее время остается актуальным в связи с постоянно меняющимися во времени пластовыми условиями, экономическими затратами и ужесточением экологических требований.

Цель диссертационной работы – восстановление и регулирование приемистости нагнетательных скважин физико-химическими методами

Основные задачи исследований

1. Обобщение опыта и результатов обработки нагнетательных скважин Республики Башкортостан технологиями для выравнивания профиля вытеснения и увеличения охвата пластов заводнением для выбора, обоснования и реализации метода воздействия на пласт 4П месторождения Алеф Йеменской Республики с применением статистических методов.

2. Лабораторные исследования по разработке и усовершенствованию составов и способов обработки нагнетательных скважин с целью восстановления и регулирования проницаемости анизотропного пласта.

3. Обобщение полученных результатов с получением статистических моделей для выявления основных причин, влияющих на приемистость нагнетательных скважин.

4. Адаптация результатов исследований для применения по объектам Республики Йемен.

Методы решения поставленных задач

- идентификация объектов разработки и выделение характерных групп.
- анализ причин снижения приемистости нагнетательных скважин и изучение влияния информативных геолого-физических, физико-химических и технологических факторов на приемистость и охват пластов заводнением.
- статистический анализ промыслового материала и математическое моделирование процессов эксплуатации нагнетательных скважин.
- лабораторные исследования.

Научная новизна диссертационной работы

• С целью восстановления проницаемости пород ПЗП и удаленной зон пласта разработана и предложена комбинированная технология воздействия, позволяющая замедлить реакцию соляной кислоты с карбонатными составляющими горной породы, повысить температуру в ПЗП и уменьшить коррозионную активность кислоты.

• Разработана рецептура гелеобразующего состава, обладающего требуемой прочностью и тампонирующими свойствами. Это позволило увеличить продолжительность отключения высокопроницаемого обводненного пласта и сроки эффективной эксплуатации (увеличение дебитов по нефти и сокращение объемов попутно добываемой воды) реагирующих скважин.

• Получены адаптационные геолого-промысловые модели потенциальной приемистости нагнетательных скважин, позволяющие в условиях недостаточной информации о пласте идентифицировать объекты разработки на стадии выхода из разведки и в процессе их эксплуатации.

• По результатам обобщения опыта разработки нефтяных месторождений Республики Башкортостан и Республики Йемен предложена методика выбора и обоснования технологии воздействия на нефтяные пласты.

Практическая ценность и реализация работы

Теоретическая значимость работы заключается в создании методических основ регулирования процессов эксплуатации нагнетательных скважин на поздней стадии разработки.

Для месторождения Алеф Йеменской Республики по предложенной методике подбора и обоснования способа воздействия на нефтяные пласты и также в результате обобщения промыслового материала рекомендована технология обработки ПЗП с использованием цеолита и соляной кислоты.

Для ООО «ИК БашНИПИнефть» разработана инструкция по применению комплексного воздействия на пласт гелеобразующем составом и кислотой замедленного действия. Технология комплексного воздействия на пласт внедрена в ООО «НГДУ Октябрьскнефть», ООО «НГДУ Чекмагушнефть» и ООО «НГДУ Краснохолмскнефть».

Положения, выносимые на защиту

- Результаты группирования анализируемых объектов разработки нефтяных месторождений и анализ влияния геолого-промысловых факторов на приемистость нагнетательных скважин по выделенным характерным группам объектов разработки.

- Геолого-промысловые модели, характеризующие влияние различных геолого-физических, физико-химических и технологических факторов на потенциальную приемистость нагнетательных скважин.

- Результаты лабораторных и теоретических исследований по определению оптимальных концентраций реагентов предлагаемых технологий, их способность восстанавливать и регулировать проницаемости естественных образцов горных пород и регулировать движение в них вытесняемых агентов и также результаты петрографических исследований прозрачных шлифов исследуемых образцов.

- Основные геолого-физические характеристики месторождения Алеф (пласта 4П) Йеменской Республики и результаты выбора и обоснования технологии воздействия на него.

Апробация работы. Основные положения, представленные в работе, докладывались:

- на региональной конференции «3-й Конгресс нефтепромышленников России», секция «Проблемы нефти и газа» (г. Уфа);

- 52-й и 53-й научно-технических конференциях студентов, аспирантов и молодых ученых (г. Уфа 2001-2002);

- Международной научной конференции "Методы кибернетики химико-технологических процессов" (г. Уфа, 2002), заседании секции геологии и разработки нефтяных месторождений технико-экономического совета (ТЭС) АНК "Башнефть" (г. Уфа, АНК "Башнефть").

Публикация. По теме диссертационной работы опубликовано 8 печатных работ, список которых приведен в конце автореферата.

Структура работы. Диссертационная работа состоит из введения, четырех разделов, заключения, списка литературы, состоящего из 148 наименований. Работа изложена на 160 страницах основного текста и иллюстрирована 55 рисунками и 24 таблицами.

Содержание работы

Во введении обоснована актуальность темы исследований, указана цель работы и задачи исследований, отмечены научная новизна и практическая значимость результатов исследований.

В первом разделе рассмотрены основные причины ухудшения приемистости нагнетательных скважин и снижения охвата объекта закачиваемой водой. При всем многообразии осложняющими условиями, затрудняющими охват пластов по всей толщине заводнением и снижающими приемистость скважин после ввода их под закачку, являются геологические, технологические факторы и факторы, связанные со свойствами нагнетаемой воды и процессом фильтрации (рис.1).

За последние годы разработан ряд методов воздействия на нагнетательных скважин с целью восстановления приемистости и увеличения охвата пластов по толщине пласта воздействием, обеспечивающим повышение эффективности их работы с высокой и устойчивой приемистостью что, в свою очередь, ведет к повышению темпа извлечения нефти.

Этому посвящены труды следующих авторов: В.М. Березина, М.А. Мархасина, В.А. Блажевича, Г.А. Бабаляна, Б.Г. Логинова, М.М. Максимова, В.А. Амияна, Лео Г. Тоурса, Л.И. Чемберлена, Г.З. Ибрагимова, А.Ш. Абдуллина, Р.Ф. Бойер, Ш.С. Гарифуллина, И.М. Голлямова, У.М. Байкова, Ш.И. Валеева, О.Г. Гафурова, Р.Х. Алмаева, Л.В. Базыкиной, Г.С., Фоглер, К.К. Маккьюна, Де Мота Е. Понсе, А.М. Хасаева, В.А. Шумилова, В.Н. Юдина, А.К. Ягафарова, К.М. Федорова и ряда других исследователей.

Более подробный анализ показал, что основными причинами ухудшения фильтрационных свойств в зоне нагнетательных скважин и низкого охвата пластов закачиваемыми агентами являются геологическая неоднородность по проницаемости (анизотропия проницаемости) и использование для закачки сточных вод, содержащих значительное количество взвешенных загрязнений и нефти (АСПО, парафин и т.д.). Эти компоненты со временем накапливаются в порах и каналах фильтрации с последующим их уплотнением (в результате

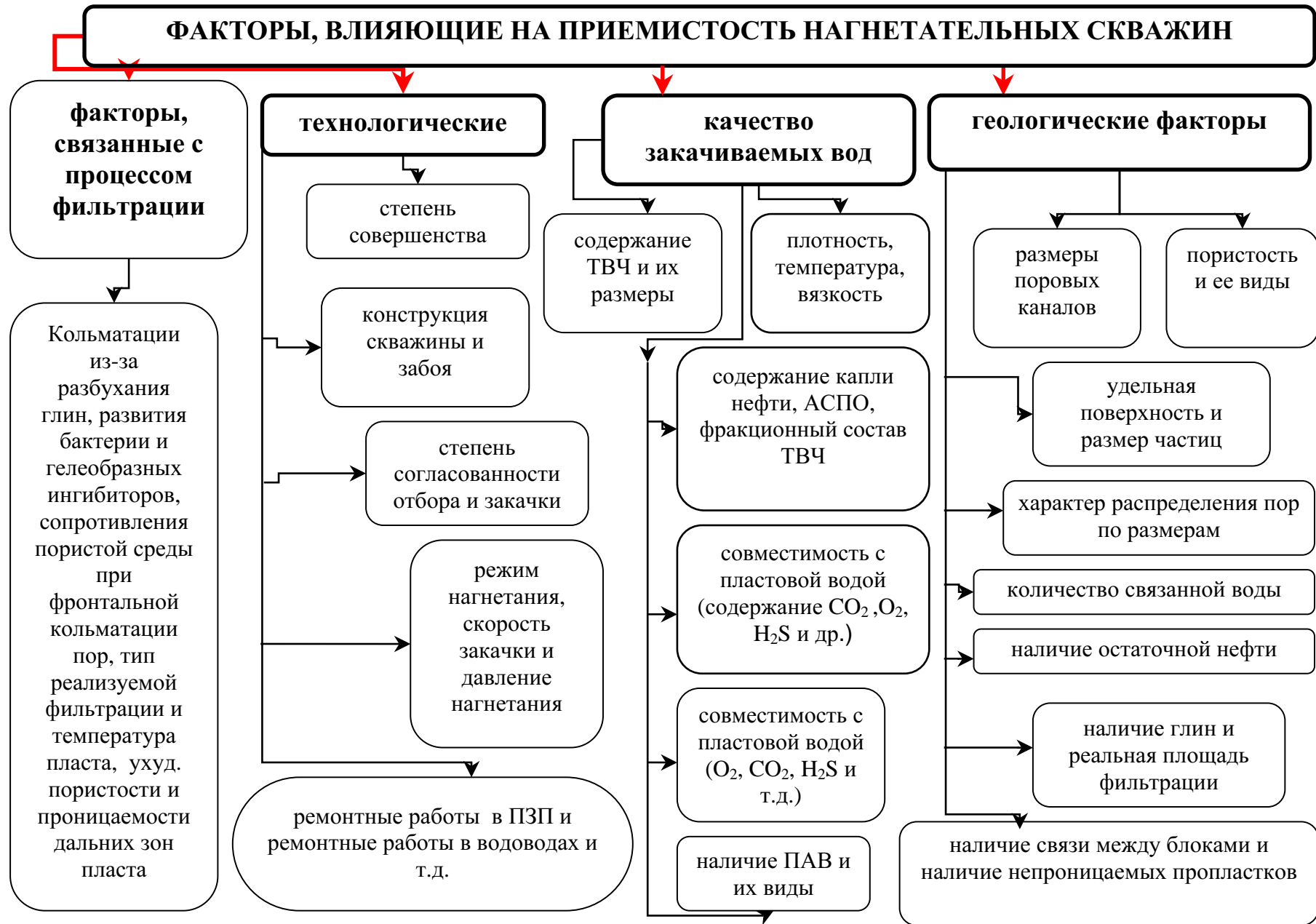


Рис. 1. Факторы, влияющие на приемистость нагнетательных скважин

повышения давления нагнетания), что приводит к резкому снижению приемистости скважин, затруднению доступа реагентов (кислоты) при обработке ПЗП к поверхности горной породы и тем самым к низкой их эффективности.

Во втором разделе приведены геолого-статистический и геолого-промысловый анализы динамики приемистости и охвата пластов заводнением, как по объектам разработки, так и по отдельным скважинам Арланского, Туймазинского, Уршакского месторождений.

С целью выполнения анализов, изучения динамики приемистости, методов ее восстановления и регулирования в работе приведены идентификация и группирование (классификация) некоторых продуктивных объектов разработки месторождений Башкортостана.

Классификация и выделение однородных групп объектов проводились с использованием двух методов теории распознавания образов – методом главных компонент (МГК) и кластерным анализом с использованием пакетов прикладных статических программ “STATGRAPHICS Plus” и “GOLDEN SOFTWARE SURFER” на ПЭВМ. Исследовалось 35 объектов разработки, приуроченных к родственным тектонико-стратиграфическим элементам и входящих в состав тридцати месторождений по 17 геолого-физическим и физико-химическим параметрам. При этом под объектом понимались как месторождение в целом, так и отдельные площади месторождений, выведенные в самостоятельные объекты разработки. Проведенный расчет и последующее представление объектов в осях четырех главных компонент позволили выделить две группы объектов в терригенных коллекторах, а объекты, приуроченные к карбонатным коллекторам, не участвовали в идентификации (группировании) из-за их малого объема и рассматривались как одна группа объектов.

Объекты первой группы (девонские объекты) имеют, в отличие от второй группы объектов (объекты ТТНК), массивный характер залегания, который определяется наибольшей нефтенасыщенной толщиной пластов, невыдержанностью и низким значением пористости, проницаемости, газосодержания.

Нефть объектов первой группы невязкая, и значения ее составляют всего 4,06 мПа×с относительно среднего значения. Объекты второй группы характеризуются наиболее высоковязкими нефтями.

Таким образом, можно сказать, что тектонико-стратиграфический фактор является определяющим при формировании особенностей геологического строения исследуемых залежей и эти особенности необходимо учитывать при анализе разработки. Необходимо отметить также, что в пределах выделенных групп объект характеризуется однотипными коллекторами.

Далее по выделенным однородным группам был приведен анализ динамики

приемистости нагнетательных скважин, жесткость системы заводнения и по параметру $Q_3/Q_{3,MAX}$ (текущая приемистость к потенциальной).

Анализ показал, что в результате постоянного разукрупнения блоков, а также широкого развития очагового заводнения доля нагнетательных скважин в эксплуатационном фонде постоянно возрастала и составляет от 20 до 35%, т.е. на каждую нагнетательную скважину приходится от 1,8 до 5 добывающих по первой группе объектов и до 47% - по второй. Приемистость нагнетательных скважин первой группы объектов при таком ужесточении системы заводнения снижается, хотя дебиты добывающих скважин возрастают. Жесткость системы заводнения для второй группы объектов с самого начала была большей, в отличие от объектов первой группы, и составляла 3,5-5. Приемистость нагнетательных скважин этой группы, несмотря на высокую проницаемость, намного меньше и не превышает в среднем $300 \text{ м}^3/\text{сут.}$ редко $500 \text{ м}^3/\text{сут.}$ Для этих залежей характерна слабая изменчивость приемистости при увеличении доли нагнетательных скважин.

Для второй группы снижение приемистости отмечается по ряду объектов при достижении соотношения между числом добывающих и нагнетательных скважин, равным 3 и менее (Арланская площадь, Новохазинская площадь и Кузбаевское месторождение). Анализ данных приемистости с учетом дебитов добывающих скважин показал, что в целом картина такая же по объектам второй группы.

По Арланской площади дебит скважин выше приемистости, в результате чего восполнение отборов закачкой воды не достигается. Такая картина объясняется проявлением активных водонапорных режимов пласта C_{VI} перечисленных объектов.

По некоторым объектам второй группы наблюдается рост приемистости (Арланская площадь ТТНК) или стабилизация ее на длительное время (Манчаровское ТТНК), что объясняется активным водонапорным режимом при интенсификации системы заводнения на этих объектах.

Анализ отношения текущей приемистости к максимальному его значению по всем объектам 1-й и 2-й группы объектов показал, что ни по одному объекту не была восстановлена потенциальная приемистость, несмотря на увеличение числа нагнетательных скважин.

Известно, что при проектировании разработки нефтяных месторождений важно знать характер и динамику приемистости, характер и степень охвата пластов закачкой не только на стадии выхода месторождений из разведки, но и в процессе разработки при отсутствии широкомасштабных промысловых исследований. В этих случаях задача решается посредством использования геолого-статистических моделей, построенных по аналогичным объектам.

С этой целью нами построены геолого-статистические модели по наиболее информативным геолого-физическим, физико-химическим и технологическим

факторам для прогнозирования потенциальной приемистости нагнетательных скважин для выделенных в работе характерных групп объектов (табл. 1)

Таблица 1

Статистические модели, описывающие изменения приемистости нагнетательных скважин по выделенным группам объектов

Статистическая модель	Параметры достоверности				
	R	F	P(x)		Решение
			Расчетное	Табличное	
1	2	3	4	5	6
Первая группа объектов					
$Y=4293.6+4.4 \times T+23.2 \times K_J-18.7 \times P_{пл}-60.7 \times T_{пл}+12.3 \times h+217.6 \times m-605.3 \times S_H+3976.1 \times K_{п}+195.8 \times K_p$	0,71	41,5	0,0001	1,4	Значимо
$Y=-0,5 \times T+25,7 \times K_J-7,3 \times P_{пл}-14,1 \times T_{пл}+0,6 \times h+6,3,2 \times m-1003,1 \times S_H+1792,8 \times K_{п}+375,2 \times K_p$	0,94	290	0,001	1,3	Значимо
Вторая группа объектов					
$Y=57.7-9 \times h+17.6 \times m-195.7 \times S_H+100.3 \times K_{п}-9.6 \times K_p-27.5 \times K_{пс}-5.3 \times P_{пл}+4 \times K_J-1.1 \times T$	0.64	30.3 5	0.0001	0.48	Значимо
$Y=6.9 \times h+19.1 \times m-203.5 \times S_H+395.1 \times K_{пr}-4.9 \times K_p-26.8 \times K_{пс}-5.1 \times P_{пл}-6.2 \times T_{пл}+4.1 \times K_J$	0.95	392. 9	0.0021	0.47	Значимо

Примечание. Y- приемистость, м³/сут, K_J- жесткость системы заводнения, д.е., P_{пл}- пластовое давление, МПа, T_{пл}- пластовая температура, С⁰, h- эффективная толщина пласта, м, m- пористость, д.е., S_H- нефтенасыщенность, д.е., K_п- проницаемость, мкм², T- жизнь скважины, год, K_p, K_{пс} – расчлененность и песчаненность, д.е., R- коэффициент корреляции, P(X) – априорная вероятность, F- отношение Фишера.

Мы считаем, что расчеты по этим моделям будут надежны, если геолого-физические и технологические факторы анализируемого объекта находятся в пределах изменения подобных факторов для соответствующей группы. При расчетах по приводимым моделям размерность геолого-физических и технологических факторов берется аналогично.

По графическим и статистическим обработкам промыслового материала можно сделать вывод о том, что наибольшее влияние на приемистость скважин оказывают геологические факторы (проницаемость, пористость, расчлененность и т.д.), вид насыщения ПЗП и жесткость системы заводнения.

Мы считаем, что для качественного и количественного восстановления и регулирования приемистости и охвата пластов заводнением необходимо иметь комплексный и системный подход, заключающийся в увеличении проницаемости низкопроницаемых участков ПЗП и уменьшении ее в высокопроницаемых. Это, очевидно, приведет к вовлечению в работу низкопроницаемых пропластков и регулированию подвижности фронта вытеснения.

В третьем разделе приведены результаты лабораторных исследований разработанных и модифицированных нами технологий для воздействия на нагнетательные скважины вскрывших несколько пластов с целью восстановления их приемистости в низкопроницаемых пропластках и выравнивания профилей вытеснения в высокопроницаемых. Такие схемы объектов разработки встречаются на большинстве месторождений северо-западного Башкортостана и способствуют совместной разработке терригенной толщи нижнего карбона (ТТНК) и турнейского яруса.

Для восстановления приемистости нагнетательных скважин вскрывших пластов со значительным количеством карбонатных составляющих и подвергающих закачкой сточных вод нами предложена композиция КСЗД-1 (комбинированный состав замедленного действия) на основе 15%-го раствора соляной кислоты (в дальнейшем HCl) и 5%-го химического реагента, получившего временный индекс ДИМ-1. Оптимальная концентрация реагента ДИМ-1 в 15%-м растворе HCl установлена лабораторным путем оценкой остаточной кислотности раствора при взаимодействии с мраморной пластинкой (рис.5). Далее были проведены серии лабораторных исследований по изучению растворяющей способности состава КСЗД-1, которая оценивалась по следующим параметрам: скорость реакции, растворимость и изменение концентрации (рис.2,3,4).

Лабораторными исследованиями показано, что введение в 15%-й раствор соляной кислоты реагента ДИМ-1 в количестве 5 % позволяет понизить скорость взаимодействия с карбонатной породой в 3 раза и повысить температуру состава до 70 C^0 , причем выделение тепла получается в результате взаимодействия между HCl и ДИМ-1, а не за счет разбавления (установлено титрованием). С такой точки зрения нами предложен способ обработки нагнетательных скважин, заключающийся в закачке расчетного количества раствора ДИМ-1 в скважину под давлением в 2-3 раза меньше давления разрыва пласта, в результате чего раствор ДИМ-1 незначительно поглощается пластом. Далее за оторочкой раствора ДИМ-1 закачивается расчетное количество 15%-го раствора HCl под давлением, причем давление нагнетания необходимо постепенно увеличивать, не доводя до значения давления гидравлического разрыва пласта, что обеспечивает равномерное перемешивание соляной кислоты с ДИМ-1 в ПЗП.

Таким образом, обработка нагнетательных скважин, подвергающихся закачке сточных вод составом КСЗД-1 вышеизложенным способом, позволяет: 1) увеличить (углубить) радиус воздействия за счет торможения реакции кислоты с породой; 2) растворить пленки нефти, покрывающие поверхность породы за счет повышения температуры в ПЗП, что приводит к увеличению поверхностной площади реакции (увеличение эффективности обработки); 3) интенсивно растворить продукты коррозии в ПЗП за счет повышения температуры

Далее в работе приведено обобщение лабораторных работ по торможению реакции HCl с мрамором, результаты которых подтверждают преимущества реагента ДИМ-1 как замедлителя реакции (рис.6).

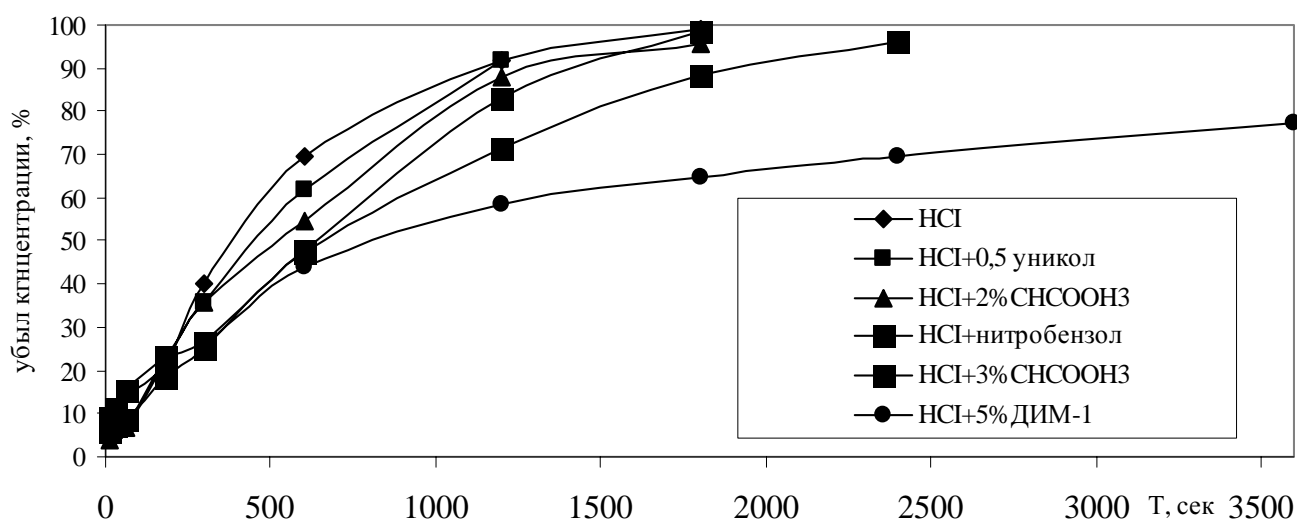


Рис. 6. Изменение концентрации HCl в процентах к начальной при введении в нее различных ингибиторов

При данном способе обработки нагнетательных скважин повышается агрессивность кислоты по отношению к оборудованию и вопрос защиты металла оборудования от коррозии растворами горячей кислоты является весьма актуальным. Разрушение металла такими растворами происходит несколько интенсивно даже за короткие промежутки времени, что приводит к большим издержкам производства, а иногда является прямым препятствием к применению эффективных методов интенсификации добычи нефти. В этой связи нами проведены серии лабораторных исследований по изучению реагента ДИМ-1 в качестве ингибитора коррозии весовым и электрическим методами.

По весовому методу изучалось действие 15%-го раствора HCl , 15%-го раствора HCl , подогретого до $70\text{ }^\circ\text{C}$, и раствора КСЗД-1 на металл (пластинки, специально вырезанные из насосно-компрессорных труб, размерами 20×60 мм, толщина которых после полной зачистки поверхности составила 4 мм).

Величина коррозии определялась по потере веса пластинки за время выдерживания ее в кислоте и пересчитывалась на величину потери железа в граммах с 1-го м^2 поверхности (рис. 7), а степень активности реагента ДИМ-1 характеризовалась остаточным коррозионным действием, т.е. величиной коррозии



Рис. 2 Зависимость остаточной кислотности кислотных составов от концентрации реагента ДИМ-1

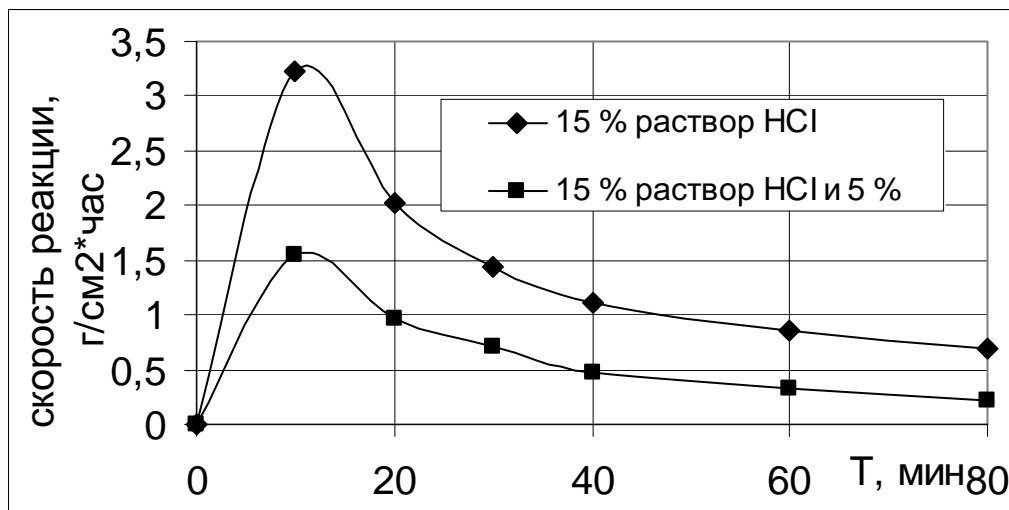


Рис. 4. Зависимость скорости реакции составов с мрамором во времени

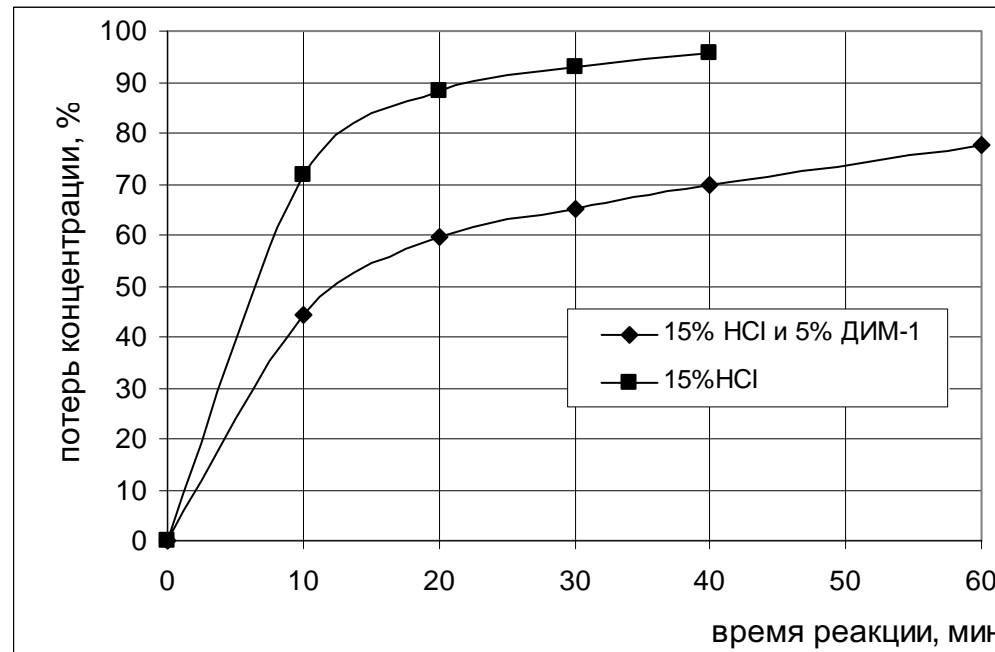


Рис. 3. Динамика изменения концентрации кислотных составов во времени

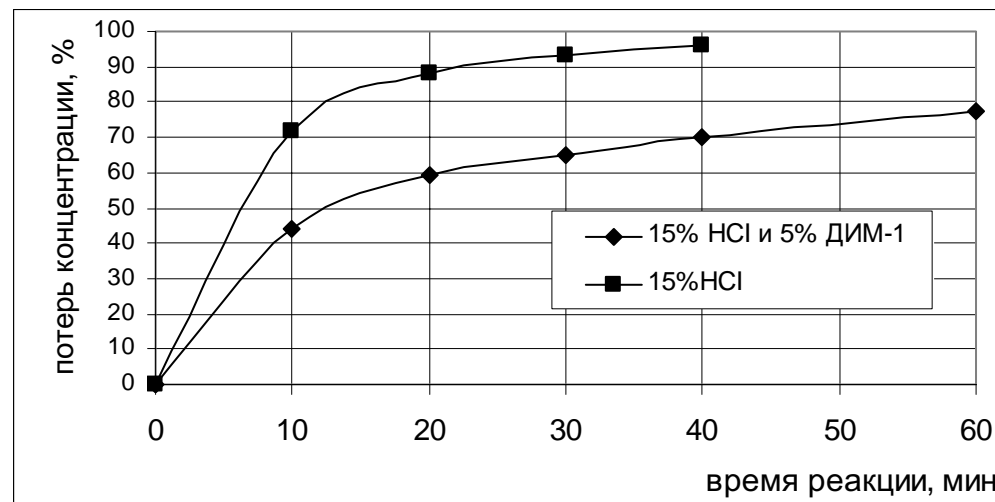


Рис. 5. Изменение общей кислотности кислотных составов в реакции с мрамором

раствором соляной кислоты с ДИМ-1, выраженной в процентах от величины коррозии раствором соляной кислоты без добавки реагента. В работе также приводится изучение реагента Дим-1 в качестве ингибитора коррозии электрическим методом.

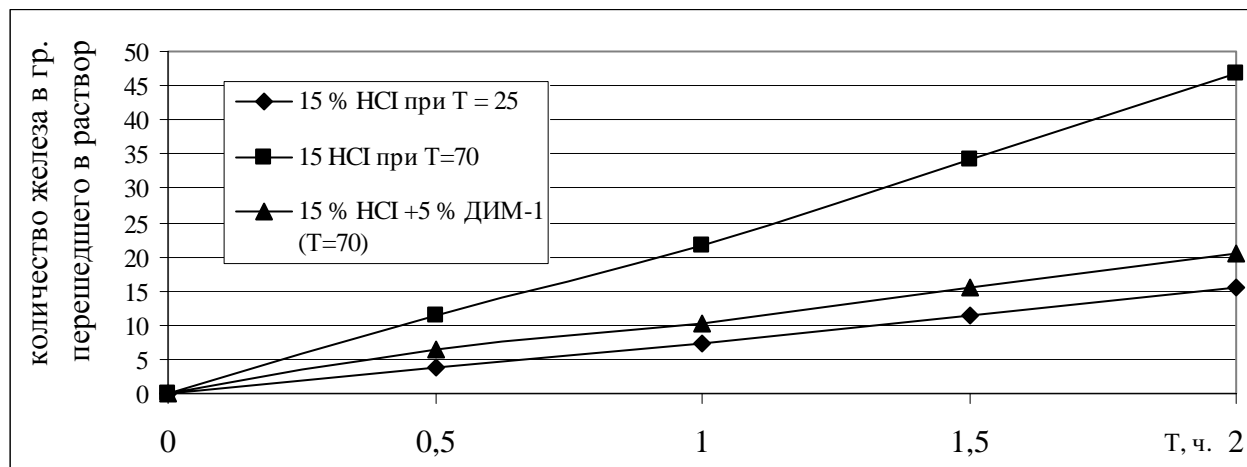


Рис.7. Коррозионная активность различных составов на основе HCl при различных температурах

При изучении интенсивности коррозии исследуемых жидкостей электрическим методом использовалась установка для изучения контактной коррозии металлов. Металлом (анод) в наших опытах служила сталь марки 40ХН, изготовленная в виде прямоугольника размером 9×9×20 мм.

Торможение реагентом ДИМ-1 обеих реакций коррозионного процесса (анодной и катодной) вызвало поляризацию соответствующей реакции, а следовательно, увеличение наклонов поляризационной кривой (рис.8).

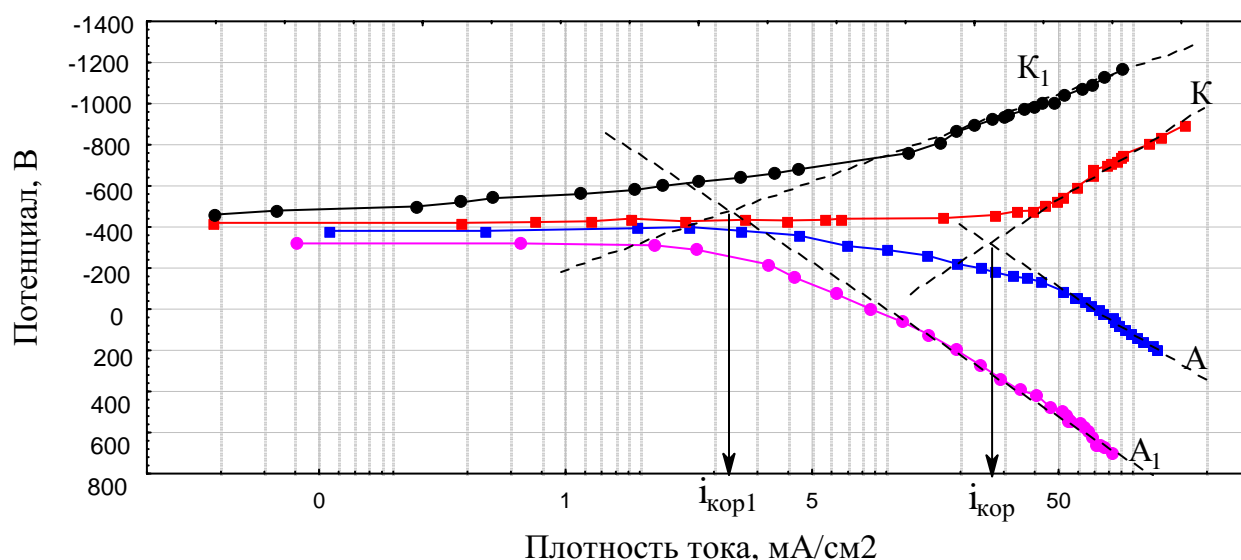


Рис.8. Поляризационные кривые в полулогарифмических координатах: А – анодные, К – катодные, 1- для 15-го раствора HCl, 2- КСЗД-1

Экстраполяция линейных участков поляризационных кривых до значений соответствующих стационарным потенциалам дала точки коррозии металла в

среде без ДИМ-1 ($i_{кор}$) и с ДИМ-1 ($i_{кор1}$). Полученные таким образом данные позволили определить эффективность действия (Z) реагента ДИМ-1 и коэффициент торможения (J) по следующим формулам:

$$Z = \frac{i_{кор} - i_{кор1}}{i_{кор}} \times 100 \quad (1) \quad \text{и} \quad J = \frac{i_{кор}}{i_{кор1}}, \quad (2)$$

где $i_{кор1}$, $i_{кор}$ – плотность тока коррозии соответственно с реагентом Дим-1 и без него

Из рис. 8 и по формулам (1),(2) эффективность действия реагента ДИМ-1 составляет - 90, а коэффициент торможения коррозии - 10.

Таким образом, в результате этих исследований установлено, что реагент ДИМ-1 является замедлителем реакции соляной кислоты с карбонатными составляющими горной породы и превосходит по замедляющей способности многие известные аналоги, а также является хорошим ингибитором коррозии металла горячей кислоты. Реагент ДИМ-1 может быть рекомендован для непосредственного внедрения в практику обычных кислотных обработок нагнетательных скважин при оптимальной его дозировке в количестве 5 % к количеству раствора соляной кислоты с содержанием 15 % HCl.

Далее были проведены серии лабораторных исследований экспресс-методом по восстановлению проницаемости специально подобранных естественных кернов из карбонатных отложений северо-запада Башкортостана (турнейский ярус, Манчаровское месторождение, ТТНК, Таймурзинское месторождение), Западной Сибири (Юрские отложения, Кирско-Коттинское месторождение) и керны из месторождений западного Аяда Йеменской Республики (Юрские отложения). Методика заключается в насыщении исследуемых образцов сточной водой, определении проницаемости, затем прокачке через них 1 о.п. КСЗД (оторочками), выдержке (2-4 ч) и определении проницаемости. Эффективность от воздействия фиксировалась по изменению фильтрационного сопротивления Ω кернов, которое определяется по формуле:

$$\Omega = \frac{K_{п} - K_{д}}{K_{п}} \times 100, \quad (3)$$

где $K_{д}$, $K_{п}$ – коэффициенты проницаемости соответственно до и после обработки, мкм².

Результаты исследования представлены в табл.2

После проведения лабораторных исследований по восстановлению проницаемости образцов исследовались и сравнивались их шлифы, изготовленные до и после обработки (в отраженном и проходящем свете), результаты которых показали, что наибольший эффект от внедрения КСЗД-1 ожидается в породах, представленных органогенно-обломочным известняком в различной степени глинистости, в породах с базальным пелитоморфным

Результаты лабораторных исследований по обработке кернов КСЗД

Номер образец	глубина отбора керна, м	размеры образца, мм	пори- стость, %	объем закач- ки	проницаемость, $\times 10^{-3}$ мкм ²		Ω , %
					до	после	
Манчаровское месторождение. Скважины №№ 4140, 4141, 4255, 4375, 4346							
АБ-4140	1500-1507	35×28	20,3	1	21	339	93,8
АБ-4141	1500-1507	35×28	16,9	3	7	227	99
АБ-4255	1466-1473	38×28	12,8	1	2	4,2	52,4
АБ-4375	1413-1420	35×28	16,8		7	30,4	76,9
АБ-4346	1413-1420	35×28	15,8		3	8,2	63,4
Таймурзинское месторождение							
T11/1568	1303 -1308	46×28	20,11	1	259	1233	79
Кирско-Коттинское месторождение. Скважины №№ 246							
КТ-1/246	2550-2562	50×28	05,1	1	<1	<1	0
КТ- /246	2562-2568	50×28	5,01		<1	<1	0
Западный Аяд. Скважина № 252							
Ад-52	1263-1271	43×28	14,8	1	61	362	83

карбонатным цементом, как в породах объекта Н₁ месторождения Западный Аяд, (Йемен) и хемогенно–детритусовым известняком, кавернозность по кавернам диаметром от 0,2 мм и более. В коллекторах, представленных породами б' тип (шлифы образцов из Кирско-Коттинского месторождения представляющие собой карбонатный цемент с угловатыми кварцевыми обломками, которые часто имеют взаимные контакты), без предварительного проведения ГРП эффективность не ожидается.

Вторая часть третьего раздела посвящена усовершенствованию гелеобразующей технологии выравнивания профиля приемистости (вытеснения) в высокопроницаемых участках ПЗ нагнетательных скважин на основе жидкого стекла и НСІ.

Известные гели на основе жидкого стекла и его модификаций имеют много недостатков, основные из них: 1) прочность геля теряется по мере отмывания его в пласте; 2) дороговизна материалов, входящих в состав модифицированных гелей, таких как ПАА.

Для получения композиции на основе жидкого стекла, характеризующейся максимальным значением прочности при оптимальном времени гелеобразования и низкой стоимостью входящих компонентов (сшивающие материалы), нами предложена композиция на основе жидкого стекла Na₂SiO₃, НСІ с введением третьего компонента сернокислого алюминия Al₂(SO₄)₃ (ГОСТ 3758-75), способного в результате реакции имидизации повышать прочность образующегося геля. Al₂(SO₄)₃ малотоксичен, коррозионно малоактивен по

отношению к металлу, доступен и является отходом производства, доставляемым в виде готового раствора.

В работе приводится химическое обоснование введения в систему Na_2SiO_3 - HCl реагента $\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3$ и устанавливается структура мицеллы полученной гелеобразующей массы.

При обосновании оптимальных концентраций исходных реагентов для получения прочного геля с наибольшим временем гелеобразования и оптимизации числа опытов использовались методы математического планирования эксперимента и комбинированного квадрата. По результатам обработки полученных данных строились статистические выражения (модели), описывающие изменение прочности и время гелеобразования от исходных концентраций исследуемых реагентов (табл.3).

По результатам исследования установлено, что чем больше концентрации HCl и Na_2SiO_3 , тем больше прочность полученного продукта и меньше время гелеобразования. Наличие $\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3$ в системе HCl - Na_2SiO_3 до 0,7% отражает положительное влияние в сторону увеличения времени гелеобразования и усиление прочности геля, но при дозировке его в системе свыше 0,7 может происходить уменьшение времени гелеобразования. Скорее всего это связано с тем, что при наличии большого количества ионов SO_4^{2-} на диффузионном слое мицеллы часть их вступает в реакцию с ионами SiO^{2+} и ускоряется их сшивка.

Таблица 3

Влияние концентрации исходных компонентов на время гелеобразования и прочность геля

Статистическая модель	R	P - критерия	стандартная ошибка
$T = 11,9 + 7,8 \times X_1 + 34,03 \times X_2 + 5,1 \times X_3$	0,94	<0.00001	22.16
$\Theta = -34 + 19,2 \times X_1 - 3,7 \times X_2 + 55,4 \times X_3$	0.87	<0.00001	18.82
$\Theta = 13,9 \times X_1 - 15,7 \times X_2 + 38,2 \times X_3$	0.92	<0.00001	21.80

Примечания. X_1 , X_2 , X_3 – концентрация соответственно Na_2SiO_3 , HCl и $\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3$, T – время гелеобразования, Θ – прочность на разрыва

По результатам лабораторных исследований и согласно статистическим выражениям, для закупорки высокопроницаемых пропластков с целью увеличения охвата закачиваемыми агентами рекомендованы рецептуры гелеобразующего состава, представленные в табл. 4

Далее было установлено (по остаточному фактору сопротивления $R_{\text{ост}}$), что разработанный состав обладает способностью селективно регулировать проницаемости пород-коллекторов, т.е. проникает и уменьшает проницаемость

Рецептура, состав и свойства предлагаемых гелеобразующих композиций

Номер композиции	Состав композиции, %			Показатели, характеризующие композицию			
	X ₁	X ₂	X ₃	Т	Θ	ρ	μ
	Na ₂ (SiO) ₃	HCl	Al ₂ (SO ₄) ₃				
1	5	0,5	0,1	27,3	93	1,109	1,2
2	5	0,1	0,3	54	80	1,11	1,26
3	4	0,5	0,7	33,3	81	1,21	1,3

Примечание. Т – время гелеобразования, час, θ – прочность на разрушения, $10^5 \times \text{Па}$, ρ – плотность г/см, μ – вязкость мПа×с

наиболее проницаемых пористых сред (рис. 9).

Объяснением такого поведения является то, что в малых порах композиция имеет большую площадь контакта со скелетом породы и адсорбируется на поверхности канала, т.е. тампонажная масса не успевает образоваться.

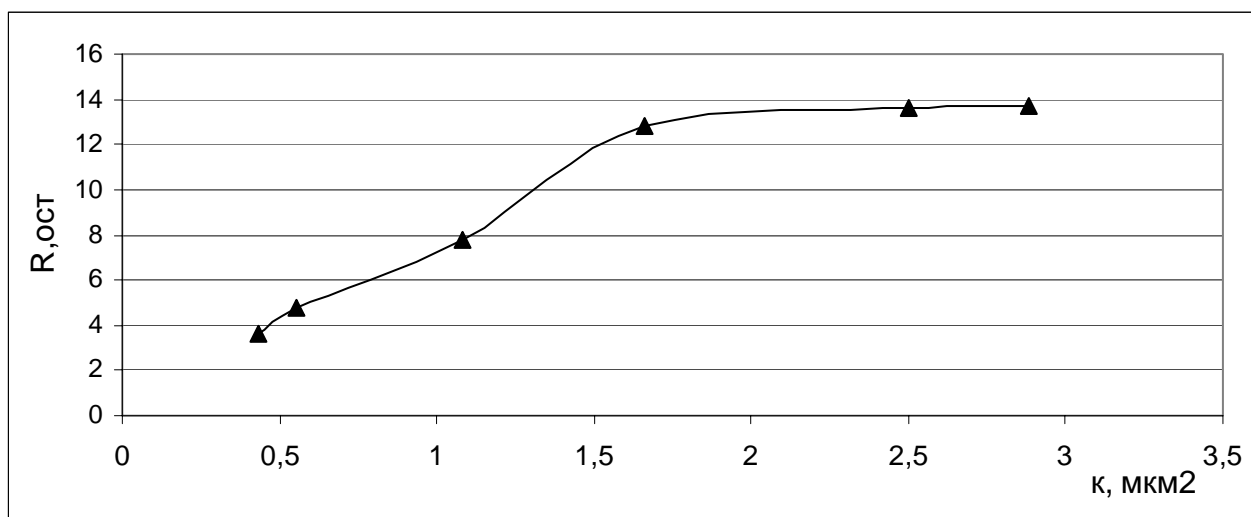


Рис. 9. Влияние проницаемости на фильтрационные характеристики растворов композиции №1

В больших порах композиция на достаточное время остается в поровом канале с частичной ее адсорбцией и успевает образовать гелевую массу, блокируя тем самым сужение поровых каналов.

Изучение и оценка регулирующей способности композиции в динамических условиях осуществлялись на объемную модель, представляющую собой двухпластовую систему, скомпонованную из двух линейных моделей, значительно отличающихся по проницаемости ($K_{\text{ГР1}}/K_{\text{ГР2}}=7,5$). Лабораторные исследования проводились по известной на практике методике, на смонтированной нами установке для вытеснения флюидов при постоянном расходе закачиваемых агентов.

Результаты этих исследований представлены на рис. 10, 11,12.

Четвертый раздел посвящен обобщению результатов применения технологий, регулирующих фильтрационные сопротивления в ПЗП, применяемых на месторождениях Башкортостана, для выбора и обоснования метода воздействия на пласт 4П месторождения Алеф Йеменской республики.

Месторождение Алеф расположено в юго-восточной части впадины провинции Шабва в Аядимикском зоне поднятия к югу от центрального вала и в 58 км юго-западнее площади Западный Аяд и к юго-западу от месторождения Эльшура провинции Марерб.

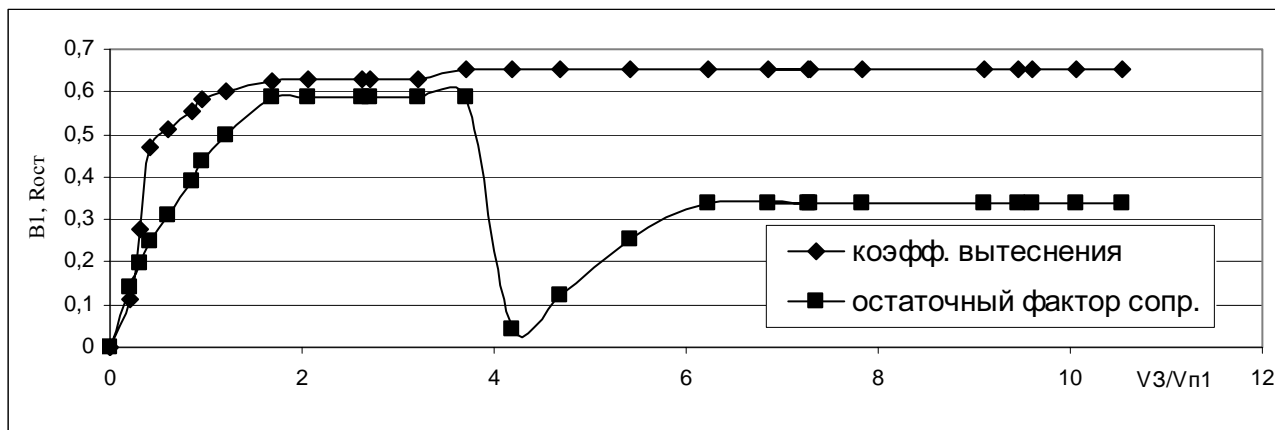


Рис. 10. Динамика коэффициента вытеснения и подвижности высокопроницаемого пропластка

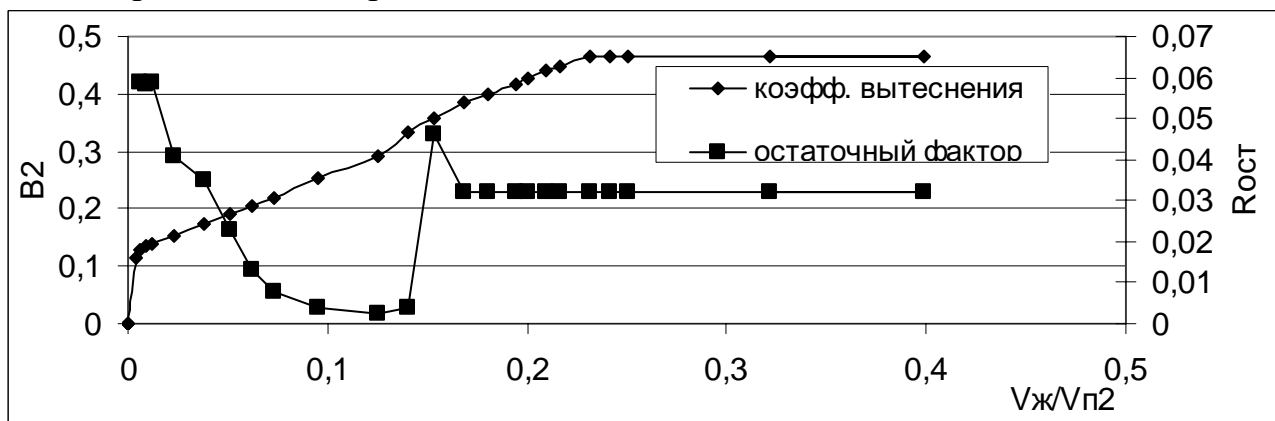


Рис. 11. Динамика коэффициента вытеснения и подвижности низкопроницаемого пропластка

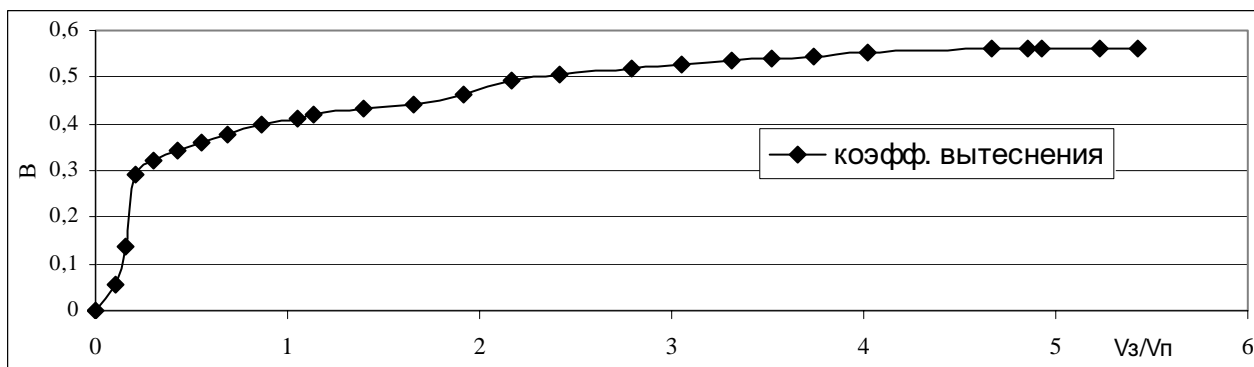


Рис.12. Динамика коэффициента вытеснения по модели пласта

Структура представляет собой брахиантиклиналь субширотного простирания. По отражающему горизонту 4П, приуроченному к подошве глинисто-карбонатной пачки подсолевого комплекса (подошва кимериджского яруса), в пределах замкнутой изогипсы-1800 м, размеры структуры составляют 12×6,6 км, площадь—79,2 км², амплитуда –200 м. Южное и северное крылья складки осложнены тектоническими нарушениями с амплитудой более 200—300 м. Углы падения пород на крыльях достигают 15—20°.

Большой вклад в изучении геологической структуры северо-востока Республики Йемен представлен во многих работах «БашНИПИнефть» в конце 80-х годов и начале 90-х. В настоящее время месторождение разрабатывается совместно Канадской компанией «CdnOxy» и Йеменским управлением по добыче и использованию полезных ископаемых.

Литолого-стратиграфический разрез, вскрытый скважиной Алеф-1, показан в табл. 5 и на рис. 13.

Таблица 5

Стратиграфический разрез отложений, вскрытый скважиной Алеф-1

Стратиграфический комплекс отложения	Интервалы глубин комплексов отложений, м
Четвертичный + неоген	0 — 220
Нижний + верхний мел	220 — 730
Титонский ярус (соли)	730 — 2060
Кимеридж—титонские	2060 — 2375
Кимериджские	2375 — 2410
Оксфорд—кимериджские	2410 — 2703
Средне-юрские	2703 — 2723
Породы фундамента	2723 — 2746

Основные объекты месторождения 2П и 4П разрабатываются с применением системы поддержания пластового давления. В качестве рабочего агента используется пресные подземные попутные воды.

Отбор и закачка воды осуществляется по закрытой системе, которая позволяет предотвратить попадание кислорода воздуха в закачиваемую воду. Основные геолого-физические и физико-химические характеристики, а также основные свойства закачиваемых вод приведены в диссертационной работе. В 2000 году на месторождении Алеф по пласту 4П в действующем добывающем фонде 37 скважин, 8 нагнетательных скважин. По состоянию на 1 июня 2000 года всего отобрано из пласта 2П 6711,9 тыс.т нефти, что составляет 76,3 % от начальных извлекаемых запасов и 23,1 % от начальных

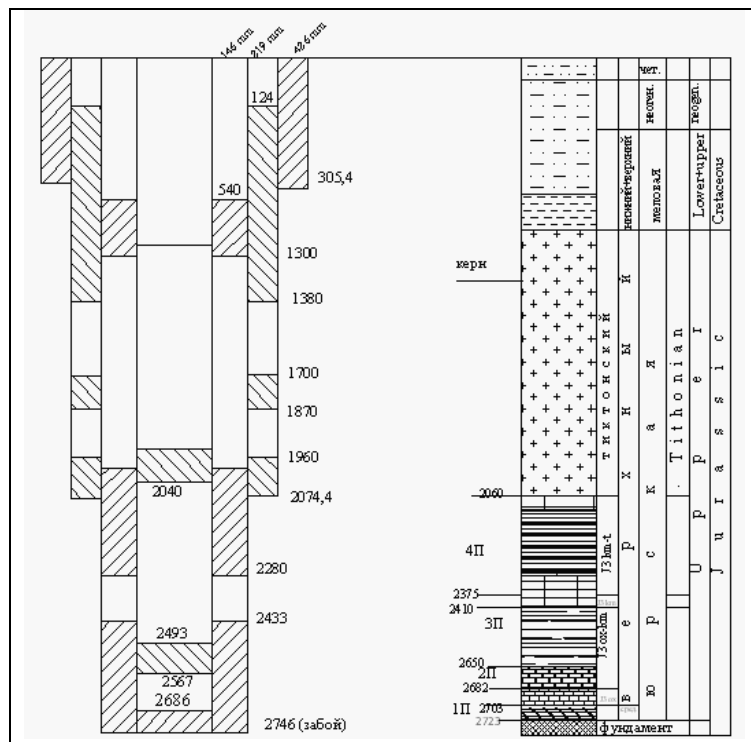


Рис.13. Конструкция и литолого-стратиграфический разрез скважины № 1 месторождения Алеф

пропластка невыработанным.

На месторождениях Республики Башкортостан в последние годы с целью увеличения КИН путем увеличения охвата пластов заводнением (регулируя профили вытеснения) применяются различные технологии изоляции высокопроницаемых промытых участков пласта (дистиллерная жидкость, КОГОР, ГИВПАН, оторочки нефти, цеолит, композиции на основе алюмохлорида и т.д.). Принцип действия этих технологий основан на том, что в высокопроницаемый пропласток закачивается водоизолирующий материал, способствующий снижению проницаемости, что способствует увеличению охвата продуктивного пласта закачиваемым агентом.

Чтобы обосновать и предлагать испытать такие технологии на пласт 4П, необходимо подобрать конкретную технологию, которая дала бы положительные результаты. С этой целью необходимо обобщить опыт работы нефтяников Башкортостана по применению водоизолирующих технологий. В качестве метода обобщения в работе использовался метод главных компонент.

Методика заключалась в подборе объектов с карбонатным коллектором, на которых в последние годы внедрялись те или иные методы ограничения водопритоков, проводить многофакторный корреляционно-регрессионный анализ геолого-промысловых факторов по всем залежам, причем за функцию отклика принимается дополнительная добыча нефти от внедрения методов увеличения коэффициента нефтеотдачи.

балансовых запасов. Текущая обводненность по пласту 4П составляет 77,4 %. Анализ динамики обводненности и коэффициента выработанности пласта 4п показал, что тенденция роста обводненности не приводит к заметному увеличению коэффициента выработанности.

Из этого можно предположить, что закачиваемая вода в нагнетательных скважинах фильтруется по высокопроницаемым слоям, оставляя за собой большое количество нефти в низкопроницаемых

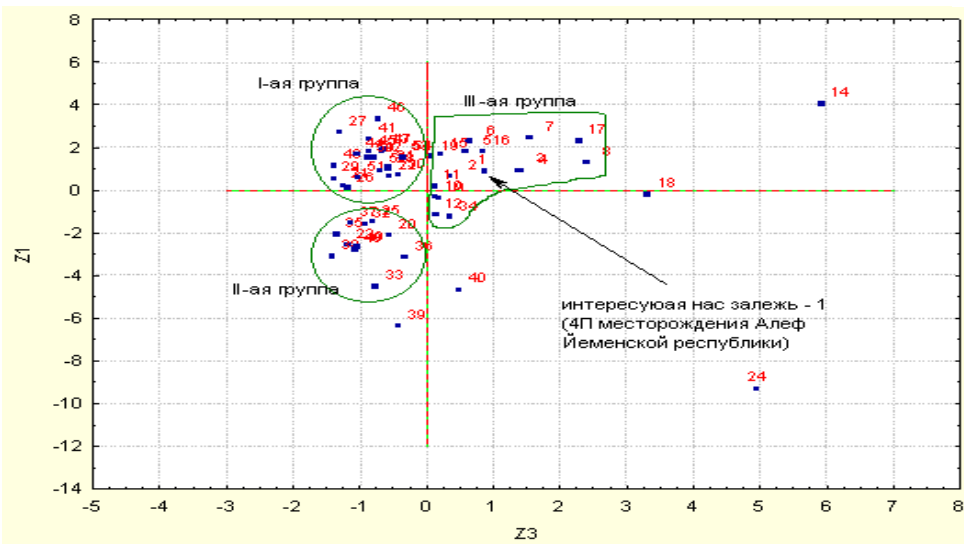


Рис.14. Распределение объектов разработки в карбонатных коллекторах в осях главных компонент Z_1 - Z_3

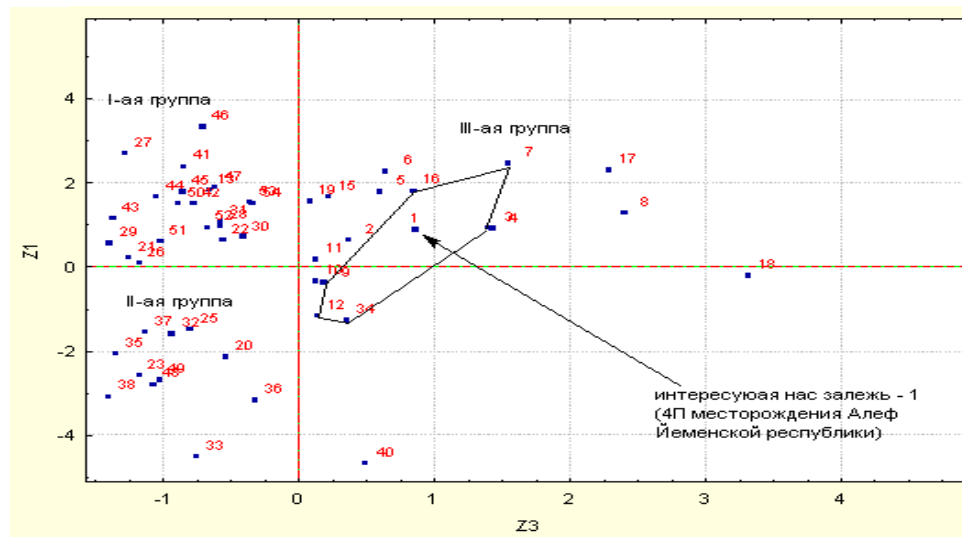


Рис.15. Распределение объектов разработки в карбонатных коллекторах в осях главных компонент Z_1 - Z_3 (область применения цеолит и соляной кислоты)

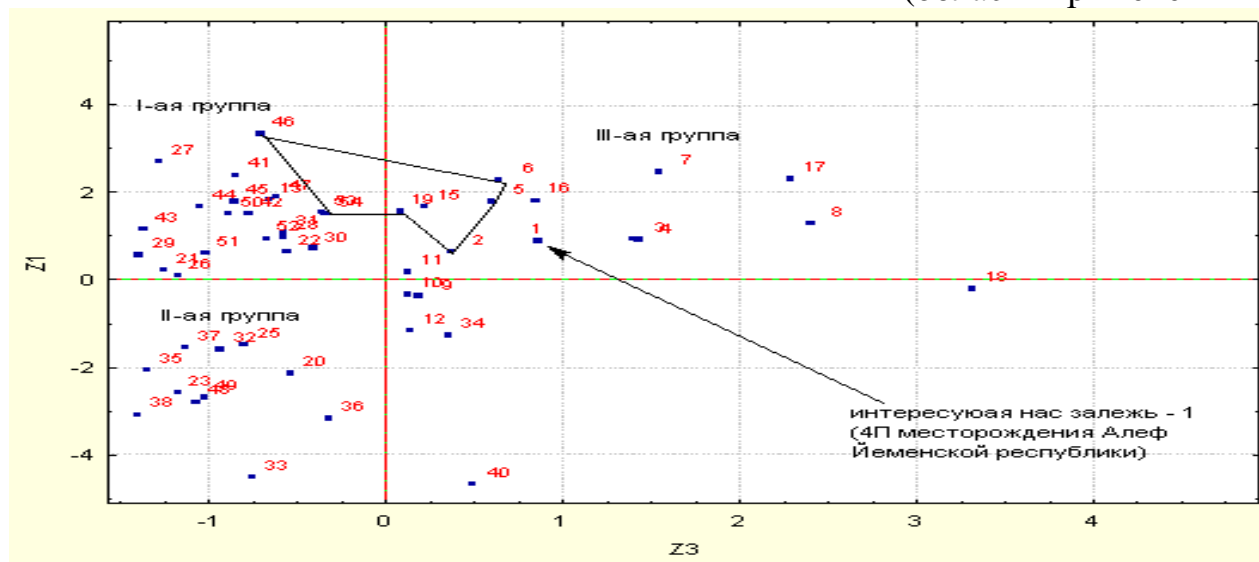


Рис. 16. Распределение объектов разработки в карбонатных коллекторах в осях главных компонент Z_1 - Z_3 (область применения технологии КОГОР)

Группирование проводилось по информативным геолого-физическим, физико-химическим и технологическим факторам.

В результате группирования в координатах Z_1 - Z_3 получаем три группы со сходными геолого-физическими параметрами (рис.14-16).

Из рис. 15-16 видно, что метка залежи 4П попадает в зону эффективного действия технологии кислых растворов алюмосиликатов и находится вне зоны действия технологии КОГОР. Следовательно, с достаточно высокой достоверностью можно утверждать, что для условий разработки месторождения Алеф (пласт 4П) Йеменской Республики технология на основе цеолита и соляной кислоты ожидается эффективной.

Основные выводы и рекомендации

1. Проведенное обобщение геолого-промыслового материала по 35 объектам позволило выявить динамику приемистости нагнетания в различных геолого-физических условиях. Применение факторного анализа для идентификации объектов разработки позволило выделить две основные группы и получить адаптационные геолого-промысловые модели потенциальной приемистости нагнетательных скважин, позволяющие достаточно легко идентифицировать объектов не только на стадии выхода из разведки, но и в процессе их эксплуатации при отсутствии широкомасштабных промысловых исследований.

2. Проведены лабораторные исследования по обработке низкопроницаемых пород-коллекторов с целью восстановления проницаемости новым композиционным составом, и разработана инструкция по применению комплексного воздействия на основе гелеобразующего состава и кислоты замедленного действия на низкопроницаемые пласты, которая передана в ООО «ИК БашНИПИнефть» и внедряется в НГДУ «Октябрьскнефть», НГДУ «Краснохолмскнефть» и НГДУ «Чекмагушнефть».

3. Проведены лабораторные исследования композиционных реагентов гелеобразующих составов для обработки нагнетательных скважин с целью регулирования профиля приемистости (выравнивания профиля вытеснения), и разработана рецептура их приготовления с использованием теории математического планирования эксперимента.

4. Проведено совместное обобщение промыслового материала по некоторым месторождениям Башкортостана и Йемена, и на основе применения факторного анализа предложена методика, позволяющая обосновать и выбрать оптимальную технологию воздействия на пласт с целью сокращения объемов попутно добываемых вод, увеличения охвата пластов заводнением и тем самым увеличения коэффициента нефтеотдачи. Методика позволяет использовать

богатый опыт нефтяников Башкортостана для выбора методов обработки нагнетательных скважин применительно к нефтяным месторождениям Йемена.

По теме диссертации опубликованы следующие работы:

1. Альвард А.А., Галлямов Р.И., Вахитова А.Г. Лабораторные исследования состава для обработки призабойной зоны с целью интенсификации добычи нефти в карбонатных породах // Тр. ДООО «БашНИПИнефть» ОАО «Башнефть».- 2002. – Вып.110.- С.107-109.
2. Альвард А.А., Токарев М.А. Лабораторные исследования гелеобразующего состава для регулирования профиля вытеснения при заводнении // Проблемы геологии и освоения недр: Междунар. науч. симпозиум студ., аспирантов и мол. ученых. – Омск, 2002. – С.320-321.
3. Альвард А.А., Токарев М.А. Обобщение результатов применения осадкогелеобразующих технологий, применяемых на месторождениях Башкортостана, для выбора и обоснования метода воздействия на пласт 4П месторождения Алеф Йеменской Республики // Интервал.- 2002. - №12 (47).- С.37-43.
4. Альвард А.А., Токарев М.А., Смирнов В.Б., Исламов Р.Г. Системный подход к восстановлению и увеличению потенциальной приемистости и продуктивности скважин с учетом структурно-текстурных особенностей коллекторов объекта разработки // Проблемы нефти и газа: Материалы III конгресса нефтегазопромышленников России.- Уфа, 2001. – С.191-192.
5. Альвард А.А., Токарев М.А. Методология восстановления и увеличения приемистости нагнетательных скважин // Интервал.- 2002. – № 12 (47). - С.44-47.
6. Альвард А.А., Зайнутдинов Р.С. Анизотропия проницаемости горных пород коллекторов и ее роль в регулирования процессов разработки // Интервал.-2003.- № 9 (56). - С. 26-31.
7. Якименко Г.Х., Хлебников В.Н., Абызбаев И.И., Альвард А.А. Применение гелеобразующей технологии на основе кислотных растворов алюмосиликатов // Внедрение современных технологий повышения нефтеотдачи пластов на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами: сб. науч. тр.- Ижевск, 2003.-С. 33-36
8. Гарифуллин А.Ш., Якименко Г.Х., Альвард А.А. и др. инструкция по применению комплексного действия на основе гелеобразующего состава и кислоты замедленного действия // Р.Д. «БашНИПИнефть».-Уфа, 2003.-10с.