

На правах рукописи

Чижов Александр Петрович

**ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ
ПРИМЕНЕНИЯ ТЕРМОГЕЛЕВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ
ДЛЯ УСЛОВИЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

**Специальности: 25.00.17 — Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений
25.00.12 — Геология, поиск и разведка горючих
ископаемых**

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук

Уфа 2002

Работа выполнена в Уфимском государственном нефтяном техническом университете и в научно-исследовательском институте по повышению нефтеотдачи пластов (НИИнефтеотдача) Академии наук Республики Башкортостан

Научные руководители: доктор технических наук, профессор
Андреев Вадим Евгеньевич
кандидат геолого-минералогических наук, доцент
Котенев Юрий Алексеевич

Официальные оппоненты: доктор технических наук, профессор
Хафизов Айрат Римович
кандидат технических наук
Гильманова Расима Хамбаловна

Ведущее предприятие: **Уфимский филиал ООО «ЮганскНИПИнефть»**

Защита состоится 24 октября 2002г. в 12⁰⁰ часов на заседании диссертационного совета Д 212.289.04 при Уфимском государственном нефтяном техническом университете.

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

Автореферат разослан «___» сентября 2002г.

Ученый секретарь
диссертационного совета

Ю.Г. Матвеев

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность проблемы. На современном этапе развития нефтегазодобывающего комплекса России большинство крупнейших месторождений вступило в позднюю стадию разработки, характеризующуюся падением добычи нефти, ростом обводненности продукции, увеличением доли трудноизвлекаемых запасов и фонда неработающих скважин.

Для снижения многих негативных последствий заводнения продуктивных пластов, вовлечения в разработку низкопроницаемых коллекторов и повышения степени выработки запасов из неоднородных пластов нефтяные компании применяют разнообразные физико-химические технологии воздействия на пласт, направленные на изменение направления фильтрационных потоков закачиваемой воды, изоляцию ее притока и выравнивание профилей приемистости нагнетательных скважин.

Проблемы увеличения нефтеотдачи в настоящее время весьма актуальны и для месторождений Западной Сибири, где удельный вес трудноизвлекаемых запасов составляет порядка 60%, которые приурочены к низкопроницаемым и неоднородным пластам.

Одним из перспективных направлений в освоении этой категории запасов, как показывает отечественный и зарубежный опыт, является применение осадкогелеобразующих технологий для увеличения нефтеотдачи пластов и снижения обводненности добываемой продукции.

Цель работы — создание обоснованной системы, определяющей комплекс геолого-промысловых и технологических критериев подбора участков под воздействие термогелями.

Основные задачи исследования:

1. Проанализировать современное состояние применения осадкогелеобразующих технологий в Западно-Сибирском регионе и определить перспективы их использования.

2. Систематизировать данные о геолого-физических и физико-химических параметрах продуктивных пластов объектов разработки и геологической неоднородности.

3. Выполнить анализ выработки запасов продуктивных пластов исследуемого месторождения.

4. Провести геолого-технологический и технико-экономический анализ применения термогелеобразующей композиции «РВ-ЗП-1» («Реагент для выравнивания профиля приемистости пласта - 1») на Северо-Даниловском, Толумском и Ловинском месторождениях.

5. Выявить комплекс критериев для повышения эффективности проведения работ на скважинах при внедрении методов воздействия на пласт. **Методы исследования.** Решение поставленных задач основано на использовании элементов системного анализа, геолого-промысловом анализе разработки месторождений, применении современных статистических методов обработки геолого-промысловых материалов и лабораторных исследованиях.

Научная новизна выполненной работы:

1. Проанализировано современное состояние развития осадкогелеобразующих технологий, выявлены приоритетные направления их применения в геолого-физических и технологических условиях эксплуатационных объектов Западной Сибири.

2. На основании выполненного геолого-технологического и технико-экономического анализов и геолого-статистического моделирования применения осадкогелеобразующих технологий на месторождениях Шаимского региона Западной Сибири определены условия их эффективного применения.

3. Построена геолого-математическая модель процесса вытеснения нефти из продуктивных пластов при установке гелевых барьеров для Северо-Даниловского месторождения. Оптимизированы объемы закачиваемых реагентов.

4. Разработан комплекс критериев, определяющий рост эффективности от проведения работ на скважинах при внедрении методов воздействия на пласты.

Основные положения, выносимые на защиту:

1. Новая методика оптимизации параметров термогелеобразующего воздействия, разработанная на основе геолого-математического моделирования.

2. Геолого-промысловые и технико-экономические критерии эффективного применения термогелеобразующего воздействия для высокотемпературных пластов месторождений Западной Сибири.

3. Результаты опытно-промышленных работ по испытанию технологии термогелеобразующего воздействия на месторождениях Шаимского нефтегазоносного района. Геолого-технологические условия ее эффективного применения.

Достоверность полученных результатов достигалась путем применения современных статистических методов обработки исходной геолого-геофизической и геолого-промысловой информации, сопоставления резуль-

татов теоретических, геолого-статистических и опытно-промышленных исследований, применения современных методов механики многофазных сред.

Апробация работы. Материалы диссертационной работы докладывались и представлялись на международной научно-технической конференции «Проблемы нефтегазового комплекса России», посвященной 50-летию Уфимского государственного нефтяного технического университета (Уфа, 1998 г.), научно-практической конференции «Состояние, проблемы, основные направления развития нефтяной промышленности в XXI веке», посвященной 25-летию СибНИИПН (Тюмень, 2000г.), научно-практической конференции молодых ученых и специалистов «Проблемы развития нефтяной промышленности Западной Сибири» (Тюмень, 2001г.), семинаре, посвященном 70-летию Башкирской нефти «Геология и проблемы разработки месторождений углеродов» (Уфа, 2001г.).

Практическая ценность и реализация работ в промышленности:

1. Результаты диссертационной работы могут быть использованы при выборе объектов для термогелевого воздействия на опытных участках месторождений Западной Сибири.

2. Результаты проведенных исследований позволяют значительно повысить степень достоверности и надежности геолого-технологического обоснования объектов под применение гелеобразующей технологии для увеличения нефтеотдачи и снижения обводненности продукции; существенно поднять уровень технико-экономической эффективности физико-химических технологий и в конечном итоге повысить степень использования недр, снизить обводненность добываемой продукции и энергозатраты на добычу углеводородного сырья.

3. Результаты диссертационной работы использовались при составлении технологических схем доразработки месторождений ТПП «Урайнефтегаз».

Публикация результатов и структура работы. По теме диссертации опубликовано 9 печатных работ, включая 1 учебное пособие, 7 статей, 1 тезис-доклад.

Структура диссертации. Диссертация состоит из введения, четырех глав и заключения. Список литературы включает 98 наименований. Текст на 156 страницах, содержит 28 рисунков и 19 таблиц.

Автор искренне благодарит за помощь, ценные советы и консультации научных руководителей — д-ра техн. наук В.Е. Андреева, канд. геол.-мин. наук Котенева Ю.А., а также — д-ра геол.-мин. наук, профессора, академика

РАЕН А.В. Сиднева, д-ра геол.-мин. наук, профессора Н.Ш. Хайрединова, д-ра физ.-мат. наук, профессора К.М. Федорова, плодотворная работа с которыми способствовала становлению, развитию идей и практической их реализации.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении охарактеризована актуальность темы диссертации, цели работы, основные задачи исследований, научная новизна, личный вклад автора, достоверность результатов и выводов, практическая ценность, внедрение результатов и апробация работы.

Первая глава диссертации «Краткий обзор существующих технологий, регулирующих фильтрационные потоки и особенности геологического строения Северо-Даниловского месторождения» посвящена аналитическому обзору научно-технической и патентной литературы по проблеме применения физико-химических методов на месторождениях Западной Сибири. Рассмотрен ряд технологий увеличения нефтеотдачи пластов и перспективы их использования.

Значительный вклад в решение этой проблемы внесли Алмаев Р.Х., Алтунина Л.К., Алишаев М.Т., Амелин И.Д., Аширов К.Б., Бабалян Г.А., Боксерман А.А., Бученков Л.Н., Булыгин Д.В., Газизов А.Ш., Глумов И.Ф., Горбунов А.Т., Давликамов В.В., Дияшев Р.Н., Жданов С.А., Желтов Ю.В., Ибатуллин Р.Р., Ибрагимов Г.З., Кудинов В.И., Леви Б.И., Лозин Е.В., Мархасин И.Л., Мирзаджанзаде А.Х., Муслимов Р.Х., Саяхов Ф.Л., Селимов Ф.А., Сургучев М.Л., Токарев М.А., Фахретдинов Р.Н., Хавкин А.Я., Халимов Э.М., Хайрединов Н.Ш., Хисамутдинов Н.И., Хисамов Р.С., Юлбарисов Э.М., Юркив Н.И. и другие.

Особенностью текущего этапа развития нефтяной промышленности является заметное ухудшение структуры запасов нефти. Применение обычных технологий заводнения уже не обеспечивает достаточно высокую эффективность выработки запасов нефти. Кроме того, постоянно увеличивается количество нефти, содержащейся в полностью обводненных пластах, доработка которых традиционными технологиями также нерентабельна. Задачу перераспределения потоков нагнетаемой в пласт воды и снижения ее подвижности можно решить путем создания надежного изолирующего экрана в водонасыщенной части пласта за счет использования осадкогелеобразующих реагентов и вязкоупругих составов.

Создание водоизолирующего экрана решается с помощью химических реагентов, которые в течение определенного времени формируют в поровом пространстве призабойной зоны водоизолирующую массу. Последняя образуется селективно лишь в водном пространстве.

Разработано значительное количество сочетаний химреагентов, каждое из которых связано с соответствующим способом использования в зависимости от условий применения.

В основу подбора реагентов для регулирования фильтрационных характеристик пород положены принципы использования как компонентов продуктивного пласта, так и введения дополнительных потоков способами, обеспечивающими осадкообразование в пласте. Осадкообразование идет не только за счет взаимодействия между реагентами и компонентами нефти и воды, но и за счет взаимодействия с породой.

Влияние водоизолирующих реагентов на проницаемость пласта должно быть селективным, т.е. образование водоизолирующего состава должно происходить в водной фазе. Принципы создания водоизолирующих экранов в пласте за счет осадкообразования изложены во многих работах (Р.Х. Алмаева, Л.К. Алтуниной, В.А. Кувшинова, В.В. Новгородова, Ф.А. Селимова, А.А. Эйлера и многих других).

По реагентному составу закачиваемых композиций и механизму образования осадков и гелей в пласте основные потокорегулирующие технологии воздействия на пласт можно подразделить на следующие виды:

1. Технологии, основанные на применении водорастворимых полимеров. Основными из них в настоящее время являются технологии СПС (сшитые полимерные системы). В данных технологиях в качестве реагентов используются полимеры акриламида и различные «сшиватели» для улучшения процессов гелеобразования.

2. Технологии, основанные на применении силиката натрия (жидкого стекла). Это такие технологии, как гелеобразующий состав, силикатно-полимерные системы и лигнин-силикатно-щелочные растворы.

3. Технологии, основанные на применении карбамида. Композиция, содержащая карбамид и хлористый алюминий (ГОС «ГАЛКА»), образует неорганический гель и углекислый газ при пластовой температуре (70-80°C). Композиция, содержащая карбамид и метилцеллюлозу (ГОС «МЕТКА») при пластовых температурах 50-90°C, образует гель. При низких температурах представляет вязкую жидкость.

4. Технологии, основанные на применении бентонитовой глины. К ним относятся технологии СПДС (сшитые полимерно-дисперсные системы), ВДС (волокнуто-дисперсные составы), ПДС (полимерно-дисперсные системы).

5. Технологии, основанные на применении алюмохлорида. Используется свойство алюмохлорида образовывать гель при взаимодействии с породой (при карбонатности пород 2% и более), с каустической содой и щелочными стоками производства капролактама.

6. Технологии, основанные на применении высоковязких эмульсий. Применяются для избирательного снижения проницаемости выработанных зон с целью подключения в разработку трудноизвлекаемых запасов из зон с пониженной проницаемостью.

Эффективность методов увеличения нефтеотдачи пластов

	Технологии						Итого
	РВ-ЗП-1	ОХА	ВДГеОС	ПДС	БиоП	ДОС	
Дополнительная добыча нефти, тыс.т	243,9	144,5	77,6	30,8	42,5	694,8	1234,1
Средний прирост дебита нефти, т/сут	2,12	2,82	1,91	1,26	1,25	5,21	2,43
Количество используемых химических реагентов, т	1390	927	739	679	208	2297	6240
Дополнительная добыча нефти на 1 т химического реагента, т	181	156	105	45	204	303	165,7
Дополнительная добыча нефти на 1 скв.-обр., т	4198	2627	1293	1062	1466	5304	2658

7. Комбинированные технологии, использующие также нефтевытесняющие свойства поверхностно-активных веществ (ПАВ). К ним относятся технологии: ПАВ-кислотное воздействие (ПКВ), СПС+ПКВ, ЭСС+ПКВ, СПС+ЭСС+ПКВ, ГО+ПАВ, био ПАВ+ лигнин. Комбинированные технологии сочетают в себе процессы из упомянутых технологий и позволяют регулировать фронт вытеснения, подключать в разработку неработающие (непринимаящие) пропластки пониженной проницаемости.

В таблице представлен ряд технологий, применявшийся на месторождениях Западной Сибири. Из таблицы видно, что гелеобразующая система РВ-ЗП-1 имеет высокие показатели технологической эффективности. Кроме того, технология является высокотехнологичной при проведении промышленных работ и экологически безопасной для окружающей среды.

На основе проведенного аналитического обзора и обобщения результатов внедрения физико-химических методов на месторождениях Западной

Сибири сформулированы пути повышения их эффективности: отбор наиболее эффективных технологий; изыскание более дешевых и технологических реагентов; адаптация технологий к условиям Западной Сибири; сопровождение внедрения технологий гидродинамическими и геофизическими исследованиями.

В первой главе, помимо аналитического обзора, рассмотрены особенности геологического строения Северо-Даниловского месторождения.

Значительный вклад в изучение геологического строения района внесла группа ученых: Т.Ф. Антонова, В.С. Бочкарев, Т.С. Безрукова, М.А. Белоусова, Н.Ф. Береснев, Ю.В. Брадучан, А.А. Булынникова, И.И. Ващенко, М.И. Вовк, В.А. Гавриков, В.В. Гребенюк, Ф.Г. Гурари, Т.И. Гурова, Н.П. Запивалов, Х.И. Иштирякова, Ф.В. Куприянова, А.Э. Конторович, П.К. Куликов, В.В. Масленников, И.И. Нестеров, Т.М. Онищук, Т.М. Пастухова, Г.Н. Перозио, Г.И. Плавник, А.С. Полушкин и другие.

Месторождение находится в Шаимском нефтяном районе Приуральской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Нефтяной район в тектоническом отношении приурочен к одноименной структуре I порядка. Северо-Даниловское месторождение приурочено к одноименной положительной структуре IV порядка, осложняющей восточную часть Арантурского поднятия, расположенного в центре верхнеюрского мегапрогиба. В пределах поднятия III порядка, кроме Северо-Даниловского, выделяются Лемьинское и собственно Даниловское нефтеносные поднятия IV порядка, расположенные непосредственно к западу и югу.

На площади Северо-Даниловского месторождения вскрыты образования двух структурных комплексов: доюрского складчатого фундамента и мезозой-кайнозойского осадочного чехла общей мощностью от 1651-1714 м в своде поднятия до 1920-1967 м на его погружениях.

Нефтеносность осадочного чехла представлена породами коры выветривания (пласт KB), тюменской свиты (пласт Т) и вогулкинской толщи (пласты П1 и П2). Образования коры выветривания имеют широкое площадное распространение, отсутствуют лишь в сводовых частях отдельных выступов фундамента. Представлена кора сильно эродированными эффузивными породами пестрой окраски, трещиноватыми, иногда кавернозными. Возраст отложений определяется триасовым, мощность их по площади изменяется от единиц до 100 и более метров.

Юрские отложения несогласно залегают на породах фундамента, коры выветривания и представлены тюменской и даниловской свитами. Отложе-

ния тюменской свиты развиты в самой погруженной части южного склона структуры и на ее восточном крыле, общая мощность их изменяется от 0 до 30-42 м. Свита представлена неравномерным чередованием аргиллитов, алевролитов и песчаников. Даниловская свита по литологическим признакам подразделяется на две части — нижнеданиловскую и верхнеданиловскую подсвиты. Нижнеданиловская подсвита включает в себя отложения вогулкинской толщи и глауконитовой пачки. Вогулкинская толща, соответствующая келловей-оксфордскому и киммериджскому ярусам, представлена песчано-глинистыми прибрежно-морскими отложениями, которые в Шаимском нефтегазоносном районе образуют основной продуктивный горизонт «П». На Северо-Даниловской площади горизонт «П» развит на склонах поднятий доюрского фундамента и полностью отсутствует в сводовых частях этих поднятий. В поле своего развития продуктивный горизонт по составу неоднороден, в присводовых частях в его разрезе преобладают песчаные породы, а на погружениях — глинистые. Общая мощность горизонта «П» — до 42 м. Глауконитовая пачка слагается глинами и алевролитами. По возрасту она соответствует низам волжского яруса. Мощность её — до 10 м.

Залежи нефти Северо-Даниловского месторождения относятся к структурно-стратиграфическому, литологически-ограниченному типам. Основной особенностью геологического строения пласта П, осложняющей процесс разработки, является линзовидное строение пласта П2 с ухудшенной фильтрационной характеристикой по сравнению с П1. Основной особенностью пласта КВ является резко выраженное линзовидное строение.

Опытный участок расположен в южной части месторождения и охватывает 55 скважин. На площади опытного участка представлены пласты П1, П2, КВ. В целом геологическое строение участка опытно-промышленных работ полностью имеет сходное строение со всем месторождением, что отвечает требованию предъявляемого к выбору опытного участка.

Выбранная технология полностью отвечает геолого-физическим и физико-химическим условиям как Северо-Даниловского, так и ряду других месторождений Шаимского нефтяного района.

Во второй главе «Разработка Северо-Даниловского месторождения и динамика основных технологических показателей» представлено текущее состояние разработки как всего Северо-Даниловского месторождения, так и опытного участка. Месторождение разрабатывается с 1984 года и включает залежи трех пластов: П1, П2, Т. Пласты разрабатываются единой сеткой скважин.

Максимальная добыча нефти приходится на седьмой год разработки при отборе 46,9% и темпах отбора 10,9%. Значительный рост добычи нефти обусловлен большим охватом запасов добывающими скважинами на начальном этапе. В 1998 году отключены обводнившиеся скважины и увеличены среднесуточные отборы жидкости. Данное мероприятие позволило увеличить добычу нефти по сравнению с предыдущим годом. Всего отобрано 78,1% от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) или 35% от начальных геологических запасов (НГЗ).

Вода в добывающих скважинах появилась на втором году разработки. Обводненность увеличивается по мере увеличения объемов закачки. Среднегодовая обводненность составила 80,4%. Водонефтяной фактор (ВНФ) достиг 1,5. Прокачено 90% порового объема пластов.

Первые эксплуатационные скважины пущены в 1985 году. В настоящее время опытный участок полностью разбурен. Высокие темпы отбора нефти из высокопродуктивных пластов «П», а также более интенсивные системы разработки (плотная сетка скважин, высокие темпы разбуривания и площадное заводнение) низкопродуктивных пластов позволили выйти на стадию максимальной добычи за шесть лет освоения. Максимальный темп добычи составил 7,8% от НИЗ. Быстрое наращивание отборов нефти и сравнительно высокие темпы истощения запасов высокопродуктивных пластов П1 и частично П2 повлекли за собой такой же быстрый переход в III стадию разработки. Технологические показатели участка не достигают аналогичных показателей по месторождению.

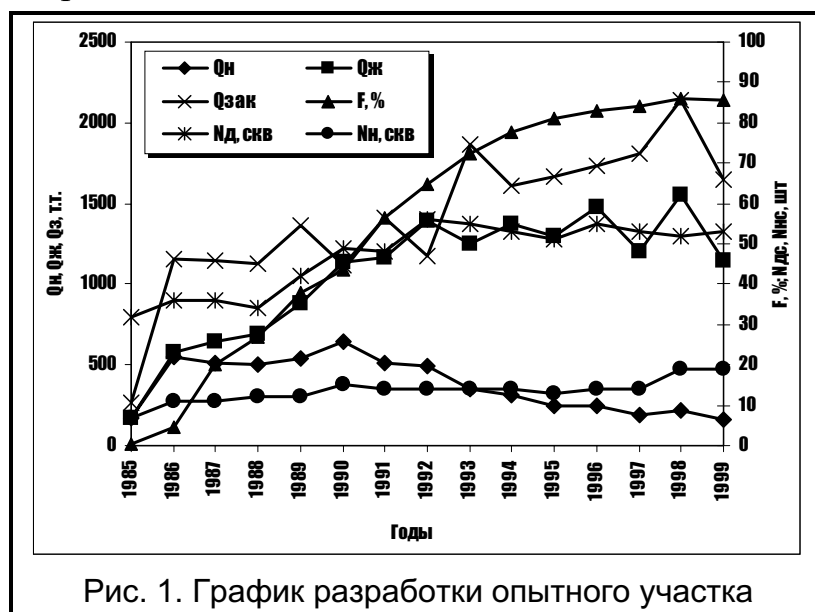
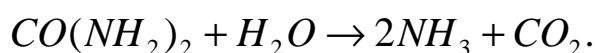


Рис. 1. График разработки опытного участка

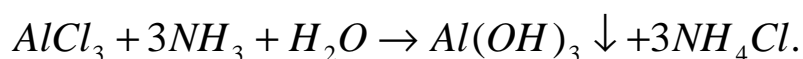
Разработка опытного участка велась изначально с ППД. Средний темп отбора извлекаемых запасов по опытному участку составлял 6,2%. Темп отбора в первый год (1985г.) промышленной эксплуатации залежи составил

термогелеобразующего воздействия на продуктивные пласты. Технология обработки призабойных зон ГОС заключается в закачке раствора реагента в скважину, продавливание его в пласт буферной жидкостью и остановке скважины для реагирования, т. е. получения геля в призабойной зоне. Наиболее значительных результатов удается достигнуть при применении селективной закачки ГОС в высокопроницаемые пропластки с использованием «пакерной» технологии. Однако такой способ закачки рекомендуется при расчлененности пласта и наличии глинистых перемычек, т. е. хорошей изученности геологии разреза пласта. Для анализа результатов применения технологии рекомендуется проводить дебитометрию скважины по продуктивной толщине пласта до и после воздействия. Эти операции позволяют оценить эффективность проведенных мероприятий и наметить стратегию повышения нефтеотдачи пластов выбранной технологией воздействия.

Физико-химические принципы создания барьера для фильтрации воды в высокопроницаемых зонах продуктивного пласта с помощью гелеобразующего состава «РВ-3П-1» (Ф.А. Селимов) заключаются в том, что под воздействием повышенной температуры пласта (70° и выше) происходит химическое превращение компонентов с образованием геля гидрата окиси алюминия. При этих температурах карбамид, входящий в состав ГОС, гидролизует-ся в водной среде с образованием аммиака по схеме



Выделяющийся аммиак образует щелочную систему ($pH \sim 9-10,5$). При этом из хлорида алюминия (второго реагента РВ-3П-1) образуется гель гидроксида алюминия



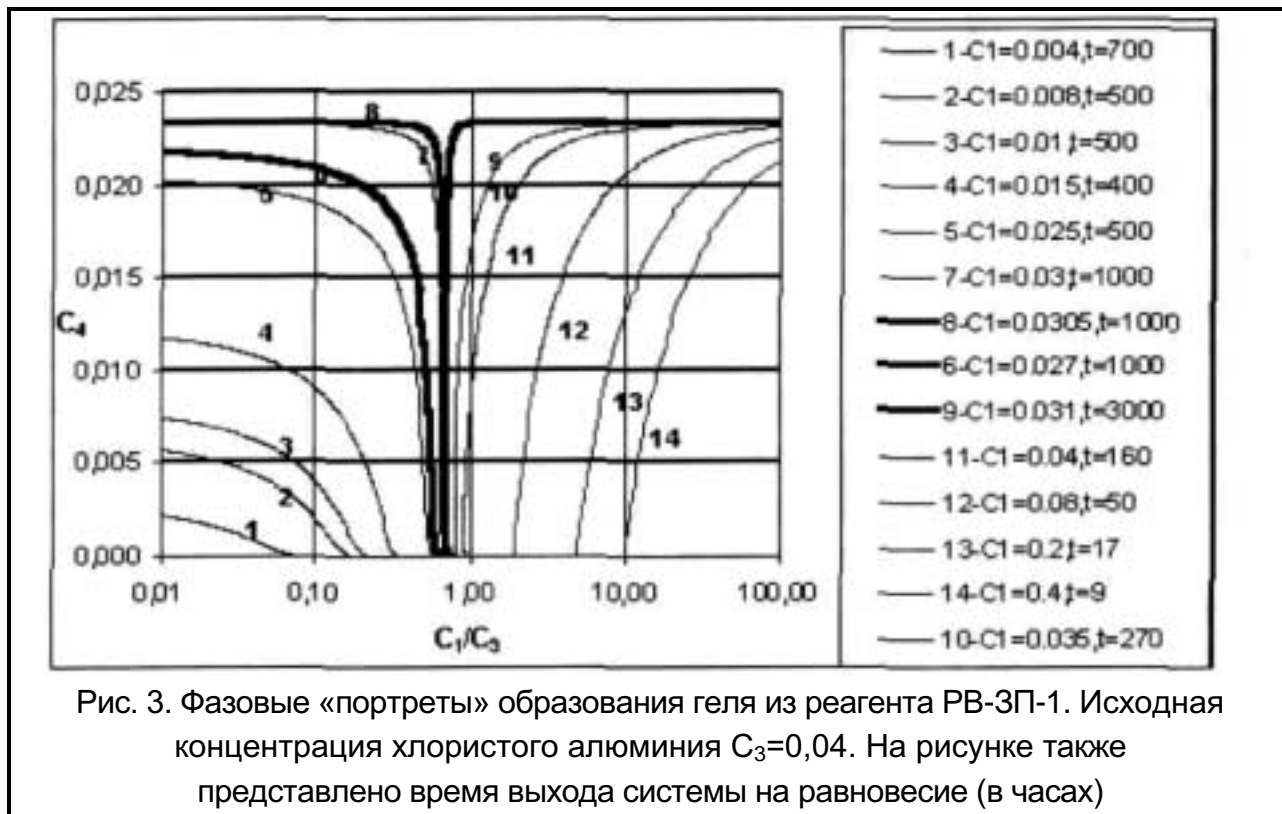
Кинетика образования геля в основном лимитируется скоростью разложения карбамида. Значение энергии активации хлорида карбамида в присутствии соли алюминия определено и составляет $134 \text{ кДж/моль } K^0$. Экспериментальная зависимость времени гелеобразования от температуры приведена в работе Федорова К.М., Чебакова А.А. и др.

Математическая модель гелеобразования в призабойной зоне скважины строилась на основе программного комплекса «ГТМ+» (К.М. Федоров) для того, чтобы определить оптимальные объемы закачиваемых реагентов, с одной стороны, и спрогнозировать эффективность обработки вблизи нагнетательных скважин — с другой.

Оптимизация процесса состоит в том, чтобы рассчитать объем закачки ГОС, который приводит к снижению общей приемистости пласта не более

25-35% от исходной, при максимальном выравнивании профиля приемистости после обработки.

Предлагаемая математическая модель процесса является развитием теории гелевых обработок. Развитие заключается в учете физико-химических особенностей гелеобразования реагента РВ-3П-1.



На рис. 3 представлена динамика изменения состава реагента в пористой среде при фиксированном исходном значении C_3 , но при различных значениях концентрации C_1 . Представленные результаты показывают наличие трех режимов динамики процесса. Переходные кинетические кривые, разделяющие эти режимы, выделены толстыми кривыми. Кинетические кривые 1-5 соответствуют режиму реализации гелеобразования с избытком хлорида алюминия. Гелеобразование в этом режиме протекает за большее время ($t \approx 1000$ ч). В результате реакции остается непрореагировавший $AlCl_3$, поэтому концентрация образуемого геля невысокая. Второй режим (кривые 6-9 на рис. 3) соответствует полному реагированию хлорида алюминия, но также с большим временем реакции ($t \approx 1000$ ч). Третий, наиболее оптимальный режим, которому соответствуют кривые 10-14, характеризуется полным реагированием хлорида алюминия и небольшим временем реакции ($12 < t < 300$ ч). Этому режиму соответствуют исходные составы системы $0,01 < C_1 < 1$ при $C_3 = 0,04$.

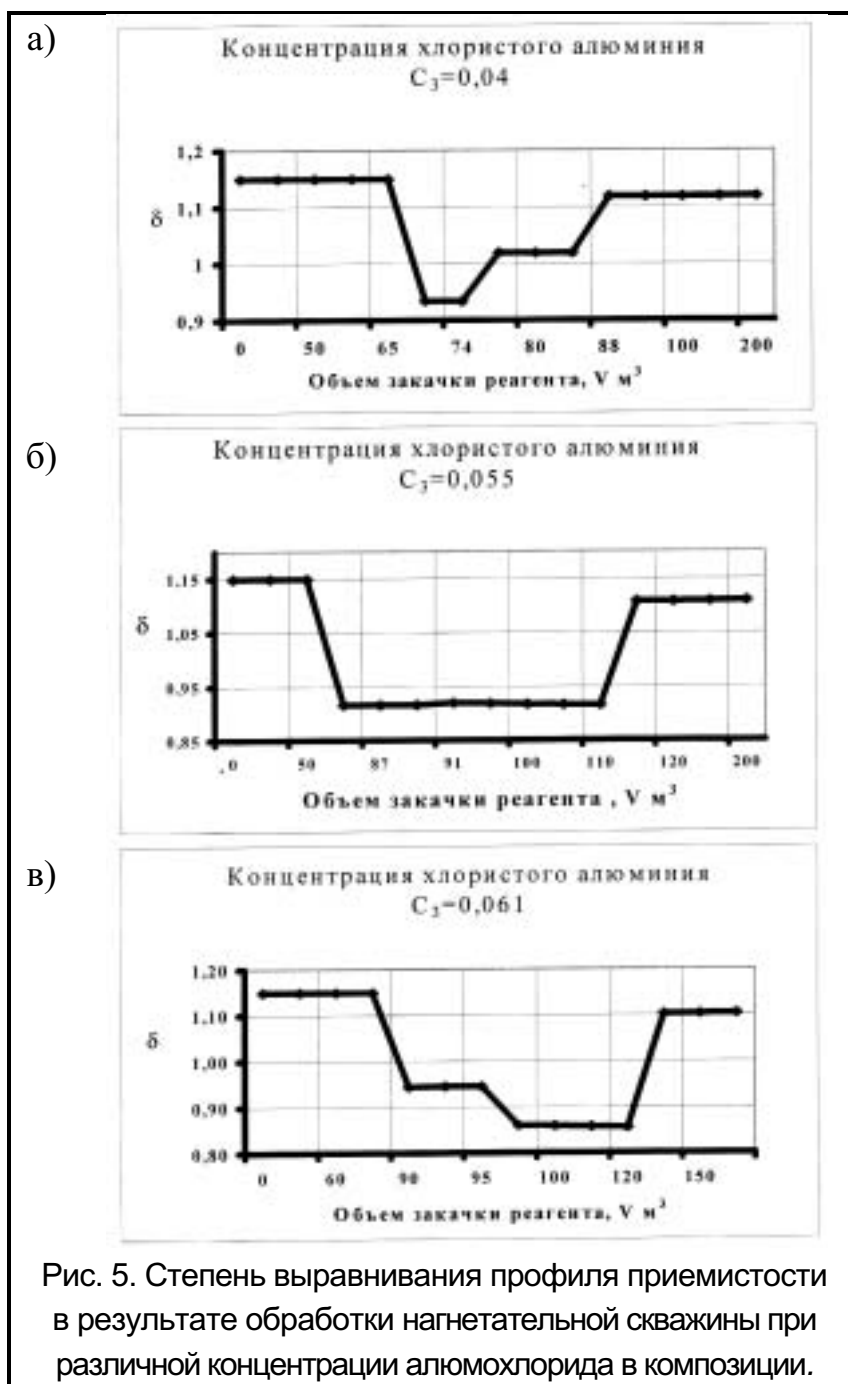
Таким образом, рекомендуемые расчеты показывают, что существует оптимальное соотношение концентраций хлористого алюминия и карбамида в гелеобразующей композиции для образования геля в пористой среде. Реакция

композиций такого состава происходит за минимальное время, а хлорид алюминия полностью вступает в реакцию, т.е. в результате образуется максимальное количество геля. Для рассмотренного случая это соотношение равно 0,875 и выше.



Рис. 4. Выбор оптимальных параметров обработки скважины композицией на основе алюмохлорида.

Формирование гелевых барьеров не во всех пропластках значительно влияет на изменение профиля приемистости нагнетательной скважины после обработки. Результаты расчета влияния объема закачки композиции на профиль приемистости выбранной скважины после обработки приведены на рис. 4. Для количественной оценки влияния объема закачки композиции рассчитывалось среднее квадратичное отклонение приемистости пропластков от средней по пласту величины.



Результаты расчета среднеквадратичного отклонения расходов пропластков от среднего расхода, соответствующие случаям установки барьеров в одном, двух и трех пропластках, приведены на рис. 4. Оптимальному объему закачки композиции соответствует минимальное значение среднеквадратичного отклонения или максимальная степень выравнивания профиля приемистости. Для композиции с содержанием алюмохлорида $C_3 = 0,04$ этот случай соответствует формированию гелевого барьера только в самом высокопроницаемом пропластке (см. рис.5,а), а рекомендуемый объем закачки композиции составляет $72-76 \text{ м}^3$. Для более концентрированных составов $C_3 = 0,061$ максимальное выравнивание профиля приемистости наблюдается при формировании устойчивых барьеров в двух пропластках (см. рис.5,в) и соответ-

ствуется объему закачки реагента 98-130 м³. Зависимость оптимального объема оторочки композиции, степень выравнивания профиля приемистости пластовой системы от концентрации алюмохлорида в композиции приведены выше (см. рис.5).

Данные, приведенные на рис. 4, позволяют выбрать оптимальные значения состава композиции и размера оторочки при наложении дополнительных условий экономического (минимизации расходов или массы потребляемых реагентов) или технологического (падение общей приемистости скважины не более чем на определенную величину, например, 40%) характера.

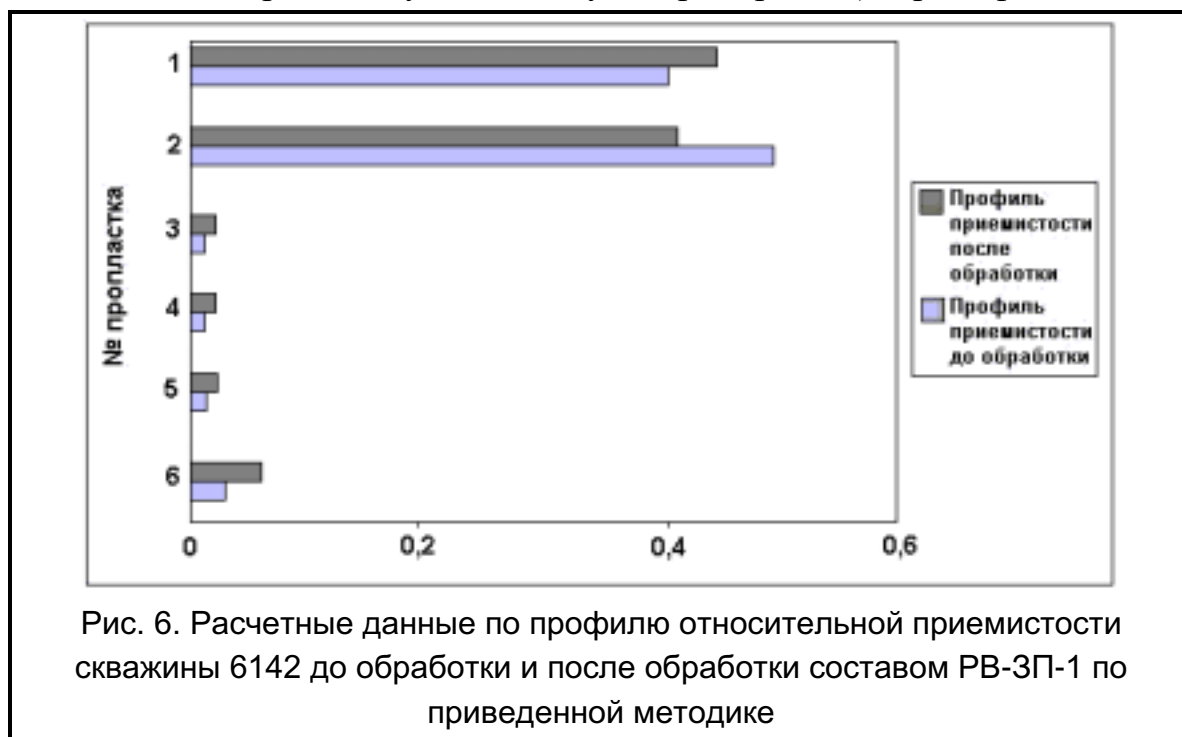


Рис. 6. Расчетные данные по профилю относительной приемистости скважины 6142 до обработки и после обработки составом РВ-ЗП-1 по приведенной методике

Были рассчитаны радиусы проникновения гелеобразующего состава в пропластках. Анализ прогнозирования результатов обработки скважин гелеобразующим составом показал, что выравнивание профиля приемистости возрастает с ростом объема закачки реагента. Оптимальный объем закачки определяется из технологического условия, что после обработки суммарная приемистость скважины не должна падать ниже 60-70% от исходной величины до обработки скважины.

Таким образом, результаты расчета дифференциального профиля приемистости скважины до и после обработки показывают, что при слабой неоднородности пласта гелеобразующий реагент распределяется более или менее однородно по продуктивному сечению и степень выравнивания профиля приемистости невысокая. Оптимальный объем закачки ГОС РВ-ЗП-1 составляет около 2 м³ на метр продуктивной толщины пласта.

При высокой степени неоднородности пласта максимальное количество гелеобразующего состава поступает в высокопроницаемые прослой и существенно блокирует их. После воздействия начинают подключаться не принимающие толщины пласта. Так как реагент поступает в основном в пропластки, которые необходимо блокировать, то расход реагента снижается и составляет в этом случае около 1-1,5 м³ на метр продуктивной толщины.

В четвертой главе «Проведение промыслового эксперимента. Результаты и технологическая эффективность» приведены основные геолого-технологические результаты применения гелеобразующей композиции РВ-ЗП-1 и определены условия их использования на опытном участке.

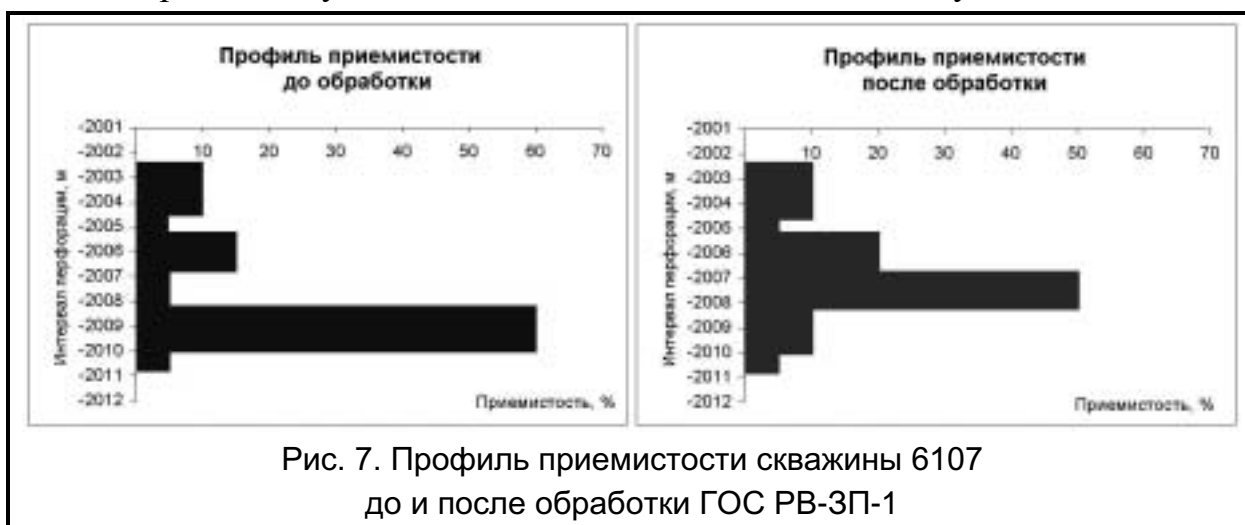


Рис. 7. Профиль приемистости скважины 6107 до и после обработки ГОС РВ-ЗП-1

Работы по созданию гелевых барьеров проводились в январе-мае 2000г. Закачка реагента осуществлялась в 15 скважин Северо-Даниловского, Ловинского и Толумского месторождений. Пласты объектов исследования по своим геолого-физическим и физико-химическим параметрам различны. В настоящее время участки находятся на различной степени выработанности и стадии эксплуатации.

В обрабатываемых нагнетательных скважинах проведены гидродинамические исследования до и после закачки реагента. По результатам исследований построены профили приемистости. Во всех обработанных скважинах зафиксировано изменение профилей приемистости, что свидетельствует о перераспределении фильтрационных потоков. В ряде скважин удалось подключить ранее не принимающие интервалы пласта и увеличить работающие толщины продуктивных пластов.

По опытному участку Северо-Даниловского месторождения отмечается снижение обводненности добываемой продукции на 2-3% в течение всего периода продолжения эффекта. Снижение уровней добычи нефти происходило более медленными темпами. Дополнительно добывалось 1-2,5 тыс. т в

месяц. Фактическая кривая добычи нефти достигла прогнозных значений только в мае 2001 года (рис. 8). Таким образом, продолжительность эффекта от обработок составила 12-15 месяцев. Дополнительная добыча составила 32471 т нефти.



Рис. 8. Сравнение прогнозных и фактических показателей добычи нефти на опытном участке Северо-Даниловского месторождения.

По участкам Ловинского и Толумского месторождений технологический эффект существенно ниже (4100 и 3743 т соответственно), чем по участку Северо-Даниловского месторождения. Это объясняется малым объемом внедрения 1-2 скважины. Тем не менее необходимо отметить, что удельный технологический эффект по нагнетательной скважине Толумского месторождения даже выше, чем в среднем по участку Северо-Даниловского месторождения. По участкам также зафиксировано снижение обводненности добываемой жидкости на 3-5%.

В целом по всем участкам проведения опытно-промышленных работ за 16 месяцев удалось дополнительно добыть 40314 т нефти.

При проведении опытно-промышленных работ в тех или иных геологических и промысловых условиях встает вопрос об успешности выполненных работ, величину эффекта которых можно получить от обработок. В ходе исследований была сделана попытка определить наиболее влияющие геолого-технологические параметры месторождений на величину технологической эффективности обработок. Причем определялось влияние не одного конкретного параметра на эффективность, а рассматривались все параметры в комплексе и их взаимовлияние. Для этого был построен ряд моделей, позволяющий определить дополнительную добычу, прирост дебита, снижение обводненности. В результате были получены уравнения множественной линейной

регрессии, характеризующие статистическую взаимосвязь между величинами с достаточно высокой степенью достоверности.

Для первой модели подобрана взаимосвязь между дополнительной добычей и 3 независимыми переменными:

$$\Delta Q = 911,9 - 1288,4q_n + 387,6q_{жс} - 268,3F$$

(с множественным коэффициентом корреляции 84% уравнение является статистически значимым с вероятностью 92%).

Для второй модели подобрана взаимосвязь между изменением дебита после внедрения гелеобразующей технологии РВ-ЗП-1 и 3 независимыми переменными:

$$\Delta q_n = 4,04 - 4,55q_n + 1,54q_{жс} + 0,99L$$

(с множественным коэффициентом корреляции 74% уравнение является статистически значимым с вероятностью 86%).

Третья зависимость получена для изменения обводненности после внедрения РВ-ЗП-1:

$$\Delta F = 4,01 + 0,83H_{эфф} - 6,06q_n + 4,16q_{жс} - 2,96F - 1,15ТГЗ_i + 1,11L$$

(с множественным коэффициентом корреляции 59% уравнение является статистически значимым с вероятностью 77%), где $H_{эфф}$ — эффективная нефтенасыщенная мощность пласта, м; q_n — дебиты по нефти, т/сут; $q_{жс}$ — дебиты по жидкости, т/сут; F — обводненность добываемой продукции, д.е.; $ТГЗ_i$ — текущие удельные геологические запасы, тыс. т/скв; L — расстояние между нагнетательной и добывающими скважинами, м.

Полученные зависимости позволяют прогнозировать изменение технологических параметров с большой долей достоверности. Наибольшее положительное влияние на величину эффекта от обработок оказывают дебиты реагирующих скважин по жидкости и расстояние между добывающими и нагнетательными скважинами. Отрицательное влияние оказывают следующие факторы: дебиты по нефти до обработки реагентом РВ-ЗП-1, обводненность добываемой продукции, удельные текущие геологические запасы.

Таким образом, при выборе скважин под обработку гелеобразующей композицией РВ-ЗП-1 необходимо обращать внимание на величину текущих дебитов по нефти и жидкости, текущее значение обводненности и удельных геологических запасов.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

1. На основании опыта разработки месторождений с применением МУН, обобщения данных научно-технической и патентной литературы по вопросам разработки и внедрения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи и снижения обводненности продукции в условиях месторождений Западной Сибири сформулированы основные направления повышения эффективности данных методов воздействия на пласты: отбор наиболее эффективных технологий, поиск более дешевых и технологичных реагентов, адаптация технологий к конкретным геолого-физическим условиям и сопровождение внедрения технологий комплексом гидродинамических и геофизических исследований.

2. Уточнены наиболее характерные особенности геологического строения Северо-Даниловского месторождения, оказывающие существенное влияние на эффективность процесса нефтеизвлечения:

- значительная геологическая неоднородность продуктивных пластов;
- ограниченное распространение пород коллекторов второстепенных пластов.

3. Выявлены основные закономерности существующей системы разработки. Основные пути повышения эффективности действующей системы заводнения направлены на доизвлечение запасов слабо дренируемых зон основных и второстепенных пластов.

4. Применение гелеобразующей композиции РВ-ЗП-1 на месторождениях Шаимского района позволило снизить обводненность добываемой жидкости на 1-4% в среднем по участкам. Дополнительная добыча по всем участкам опытно-промышленных работ составила 40314 т.

5. С помощью выполненного анализа результатов применения термогелевого воздействия выявлены геолого-технологические условия эффективного использования рассматриваемой технологии. Наибольшее влияние оказывают: повышенные значения эффективной нефтенасыщенной мощности пласта, дебита жидкости до мероприятия и расстояния между нагнетательной и добывающими скважинами; пониженные значения дебита нефти до мероприятия, обводненности добываемой продукции и текущих удельных геологических запасов.

**МАТЕРИАЛЫ ДИССЕРТАЦИИ ОПУБЛИКОВАНЫ
В СЛЕДУЮЩИХ РАБОТАХ**

1. Хайрединов Н.Ш., Андреев В.Е., Котенев Ю.А., Федоров К.М., Селимов Ф.А., Шамсуаров А.А., Насибуллин А.А., Чижов А.П., Зобов П.М. Геолого-технологические особенности разработки месторождений Шаимского нефтегазоносного района с применением методов увеличения нефтеотдачи. – Уфа: УГНТУ, 2000. - 120с.
2. Федоров К.М., Хайрединов Н.Ш., Шамсуаров А.А., Пустовалов М.Ф., Андреев В.Е., Котенев Ю.А., Печеркин П.Ф., Насибуллин А.А., Чижов А.П. Прогнозирование применения термогелеобразующих реагентов // Методы увеличения нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов. Проблемы и решения: Сб. тр / НИИнефтеотдача.-2000.-Вып.П.-С.36-40.
3. Чижов А.П. Анализ эффективности применения МВП на месторождениях Шаимского нефтегазодобывающего района // Проблемы развития нефтяной промышленности: Сб. тр / СибНИИНП. - 2001.- С.86-90.
4. Шамсуаров А.А., Печеркин П.Ф., Андреев В.Е., Котенев Ю.А., Чижов А.П. Группирование нефтяных месторождений Шаимского нефтегазоносного района // Методы увеличения нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов. Проблемы и решения: Сб. тр / НИИнефтеотдача.-2000.-Вып.П.-С.19-22.
5. Хайрединов Н.Ш., Шамсуаров А.А., Пустовалов М.Ф., Андреев В.Е., Котенев Ю.А., Печеркин П.Ф., Чижов А.П. Геолого-промысловый анализ разработки месторождений Шаимского нефтегазоносного района // Методы увеличения нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов. Проблемы и решения: Сб. тр / НИИнефтеотдача.-2000.-Вып.П.-С.28-31.
6. Хайрединов Н.Ш., Шамсуаров А.А., Андреев В.Е., Котенев Ю.А., Печеркин П.Ф., Чижов А.П. Анализ структуры запасов месторождений Шаимского нефтегазоносного района // Методы увеличения нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов. Проблемы и решения: Сб. тр / НИИнефтеотдача.-2000.-Вып.П.-С.28-31.
7. Федоров К.М., Шамсуаров А.А., Хайрединов Н.Ш., Котенев Ю.А., Печеркин П.Ф., Насибуллин А.А., Чижов А.П. Прогнозирование применения термогелеобразующих композиций для повышения нефтеотдачи и снижения обводненности продукции на месторождениях ТПП «Урайнефтегаз» // Состояние, проблемы, основные направления развития нефтяной промышленности в XXI веке. Разработка и геология: Сб. тр / СибНИИНП.- 2000.- С.23-32.

8. Хайрединов Н.Ш., Андреев В.Е., Федоров К.М., Котенев Ю.А., Селимов Ф.А., Зобов П.М., Чижов А.П., Некрасов В.И., Шамсуаров А.А., Насибуллин А.А. Геолого-технологическое обоснование и результаты применения методов воздействия на пласт на месторождениях Шаимского нефтяного района // Геология и проблемы разработки месторождений углеводородов: Сб. тр / УГНТУ. - 2001.- С.127-133.
9. Андреев В.Е., Котенев Ю.А., Чижов А.П. Результаты ОПР по увеличению нефтеотдачи и ограничению водопритоков на месторождениях Шаимского региона // Роль региональной отраслевой науки в развитии нефтедобывающей отрасли: Сб. тр / БашНИПИнефть.- Уфа, 2002. -С. 114.