

**АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ РЕСПУБЛИКА**

*На правах рукописи*

**РАЗРАБОТКА РЕОКИНЕТИЧЕСКИХ ОСНОВ  
ПРИМЕНЕНИЯ ГЕТЕРОГЕННЫХ ЖИДКОСТЕЙ В  
ПРОЦЕССАХ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ**

Специальность: 2525.01 – Разработка и эксплуатация  
нефтяных и газовых месторождений

Отрасль науки: Технические науки

Соискатель: **Аббасов Эльдар Мехти оглы**

**АВТОРЕФЕРАТ**

диссертации на соискание ученой степени  
доктора технических наук

**Баку – 2024**

Диссертационная работа выполнена в отделе «Механика жидкости и газа» Института Математики и Механики Министерства Науки и Образования Азербайджанской Республики.

**Научный консультант:** член-корреспондент НАН Азербайджана, доктор технических наук, профессор **Гейлани Минхадж оглу Панахов**

**Официальные оппоненты:** Доктор технических наук, профессор **Марс Магнавиевич Хасанов**

Доктор технических наук, профессор **Ракиз Мамед оглу Саттаров**

Доктор технических наук **Фахреддин Саттар оглу Исмаилов**

Доктор технических наук **Вугар Магеррам оглу Фаталиев**

Диссертационный совет ED 2.03 Высшей Аттестационной Комиссии при Президенте Азербайджанской Республики, действующий на базе Азербайджанского Государственного Университета Нефти и Промышленности

**Председатель диссертационного совета:** доктор технических наук, доцент **Ариф Алекбер оглу Сулейманов**

**Ученый секретарь диссертационного совета:** доктор философии по технике, доцент

**Елена Евгеньевна Шмончева**

**Председатель научного семинара:** доктор технических наук, профессор

**Ариф Микаил оглу Мамед-заде**

**Заверяю подписи**  
Ученый секретарь  
АГУНП, к.т.н., доцент

**Н.Т. Алиева**



## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

### **Актуальность и степень изученности темы.**

Гетерогенные флюиды занимают чрезвычайно важное место в нефтедобыче и транспорте углеводородов в связи с их широким распространением и использованием, исключительной ролью в нефтедобывающих процессах и в связи со специфическими физико-химическими свойствами.

К гетерогенным относятся такие системы, как неоднородные пористые среды, нефть и природные битумы, цементы и бетонные смеси на их основе, глинистые растворы, а также все многофазные виды пен и эмульсий, столь резко различающиеся по химическому и фазовому составам, физическим свойствам, областям существования и применения. Общими для таких систем являются гетерогенность, то есть неоднородность и дисперсность. Роль этих факторов в проявлении разнообразных свойств систем и прежде всего их влияние на фильтрационную неустойчивость становится более существенной по мере увеличения дисперсности и соответствующего уменьшения размера пор пластов. Еще одним фактором является проявление сдвигового разжижения, а при фильтрации – сдвигового загущения, что проявляется в виде аномального роста сопротивления течению в пористой среде (Marshall R.I., Metzner A.B, Abdo M.K.). Указанные явления, отмеченные известными учеными (Andersen S.I., Berland C.R., Dennis Siginer, Everett D.H., George B. Benedek, Israelachvili J., Speight J.G., Rehage H., Hoffmann H., Баренблатт Г.И., Мирзаджанзаде А.Х., Швецов И.А., и др.), объясняются вязкоупругими эффектами, релаксационными явлениями, процессом коагуляции, особенно интенсивно протекающим в лиофобных агрегативно неустойчивых дисперсных системах. При достижении некоторой критической концентрации частиц дисперсной фазы в жидкой или газовой дисперсионных средах эти эффекты приводят к спонтанному возникновению объемной пространственной структурной сетки. Компонентами такой структурной сетки являются контакты между частицами и сами

частицы, в совокупности образующие пространственные ячейки во всем объеме. Дисперсная система при этом становится структурированной, то есть переходит в совершенно новое состояние.

Гетерогенные системы, рассматриваемые в процессах течения флюидов в пластовых коллекторах, представляют собою сложные многокомпонентные смеси, содержащие, наряду с нефтью, водную и газовую фазы, асфальтосмолистые и парафиновые компоненты, механические примеси и т.д., наличие которых обусловлено как условиями добычи, так и особенностями их транспортирования. Вместе с тем, течение гетерогенных смесей сопровождается рядом осложняющих факторов: возникновением волн на границе раздела компонентов потока, массообменными процессами между компонентами фильтрующихся флюидов, усилением осцилляций давления в потоке, запираанием течения в порах и т.д., что влечет за собой увеличение неравновесности системы в целом. Вопросам описания неравновесной фильтрации гетерогенных флюидов в различной постановке посвящен ряд работ Аметова И.М., Баренблатта Г.И., Бочарова О.Б., Ентова В.И., Желтова Ю.В., Костерина А.В., Кузнецова В.В., Курбанова А.К., Медведкова В.И., Мирзаджанзаде А.Х., Нигматулина Р.И., Николаевского В.Н., Панахова Г.М., Саттарова Р.М., Сулейманова Б.А., Хужаёрова Б.Х., Шахвердиева А.Х. и др. Для решения подобных задач до настоящего времени разработано большое число регуляризирующих алгоритмов (Тихонов А.Н., Иванов В.К., Лаврентьев М.М. и др.), которые широко используются при контроле и управлении процессами нефтегазодобычи (Seright R.S., McCool C.S., Green D.W., Skauge A., Аметов И.М., Басович И.В., Бахтизин Р.Н., Мамед-заде А.М., Мирзаджанзаде А.Х., Пирмамедов В.Г., Саттаров Р.М., Панахов Г.М., Шахвердиев А.Х., Хасанов М.М. и др.). Все они основаны на том или ином способе учёта априорной информации, позволяющей сузить область, в которой ищется решение обратной задачи. Применение детерминированного подхода к изучению раздельного поведения многокомпонентных смесей приводит к

увеличению числа параметров, вводимых в расчетные модели и, соответственно, к увеличению погрешности расчетов вследствие зашумленности исходной информации (Berland C.R., Everett D.H., Tager A.A., George B. Benedek, Israelachvili J., Andersen S.I., Speight J.G., Rehage H., Hoffmann H., Джалалов Г.И., Хужаёров Б.Х.).

Основными факторами, определяющими актуальность заявленных исследований, являются увеличение доли трудноизвлекаемых запасов нефти в общем объеме добываемых углеводородов, слабое внедрение технологических инноваций, труднодоступные условия разработки в экологически чувствительных нефтегазоносных регионах и, наконец, снижение нефтеотдачи залежей, разрабатываемых традиционными методами нефтедобычи.

Учитывая степень важности текущего состояния изученности вопросов применения гетерогенных систем в разработке месторождений углеводородов, в диссертационной работе была поставлена задача исследования реокинетических эффектов в неоднородных флюидах в осложненных условиях эксплуатации и разработки новых технологий газового и газожидкостного воздействия на пластовые системы, как методов повышения нефтеотдачи пластов.

**Объект и предмет исследования.** Основным объектом исследований являются реокинетические эффекты в гетерогенных флюидах и создание на этой основе инновационных промышленных технологий воздействия на нефтенасыщенный пласт внутрипластовой генерацией диоксида углерода. Предметом исследований являются неравновесные аномалии при внутрипластовой генерации газа, как метода повышения нефтеотдачи пластов (ПНП), регулирующего гидродинамическое поведение гетерогенных флюидов при вытеснении в неоднородных пористых средах и истощенных нефтенасыщенных коллекторах.

**Цель и задачи исследований.**

Разработка реокинетических основ применения гетерогенных жидкостей в процессах нефтегазодобычи, их

регулирование с учетом осложняющих факторов, установление соответствия термодинамических условий газонасыщения порового пространства конкретным условиям залегания залежей жидких углеводородов и создание технологически эффективных промышленных технологий воздействия на пласт газогенерирующими системами.

### **Методы исследований.**

Научный труд носит теоретический и прикладной характер. Поставленные в диссертации задачи решались путем проведения лабораторных экспериментальных исследований, математической обработки результатов и анализа полученных данных с применением программного обеспечения и вероятностно-статистических методов. Разработанные методы диагностирования состояния гетерогенных газогенерирующих систем апробированы на модельных и практических примерах, и подтверждены разработанными инновационными технологиями с доказанной промышленной эффективностью.

### **Основные положения, выносимые на защиту:**

1. Реологические особенности гетерогенных углеводородных систем и методы их регулирования. Факторы тиксотропного течения жидкости с изменяющимся компонентным составом и переменными внешними условиями, методы регулирования неравновесности процесса газогенерирующими композициями.

2. Методы регулирования неравновесных свойств сложных углеводородных жидкостей. Алгоритмы описания кинетики внутрипластового газообразования, учитывающие влияние растворения зародышей газа в пластовом флюиде на интенсивность выделения газа.

3. Реокинетические эффекты в гетерогенных флюидах в процессе реогазохимической генерации диоксида углерода. Методические основы нового способа внутрипластовой газогенерации диоксида углерода  $\text{CO}_2$ , направленного на извлечение остаточных запасов углеводородов из неоднородных коллекторов нефти и газа.

4. Технологические аспекты извлечения остаточных запасов нефти при внутрипластовой генерации диоксида углерода. Методы оптимизации концентраций пенообразующих реагентов и ингибирующих добавок в газовыделяющих растворах при внутрипластовом образовании блокирующих барьеров в высокопроницаемых зонах пористой среды.

5. Техничко-технологические основы реализации реогазохимических технологий повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти с доказанной промышленной эффективностью с целью извлечения трудноизвлекаемых запасов нефти.

6. Методические основы оценки технико-технологической эффективности методов газового воздействия на основе закачки диоксида углерода  $\text{CO}_2$ .

#### **Научная новизна исследований.**

1. Выявлен эффект флуктуации вязкости нефти, как проявление динамического равновесия в процессе тиксотропного структурирования гетерогенной композиции. Реализовано направленное регулирование реологическими характеристиками исследуемых систем путем межфазного газообразования.

2. Впервые разработаны составы и реогазохимический способ генерации диоксида углерода как метода гидродинамического воздействия на нефтенасыщенную залежь, представленную неоднородными пластовыми структурами.

3. Оценена кинетика газообразования гетерогенных растворов в различных термодинамических условиях и исследована внутрипоровая генерация «влажного» диоксида углерода.

4. Разработана, исследована и внедрена реогазохимическая технология, включающая одновременно с изоляцией высокопроницаемых зон водопритока в реагирующих добывающих скважинах и блокирование высокопроницаемого интервала в заводняемых объектах с целью стабилизации фронта фильтрации закачиваемой воды и интеграции в процесс

разработки залежи immobileных нефтенасыщенных пропластков.

5. Создана инновационная технология повышения нефтеотдачи пластов на основе внутрипластовой генерации оторочки псевдокипящей газожидкостной композиции. Экспериментально показано, что процесс газообразования в пластовых условиях за счет термохимической реакции сопровождается ростом давления и температуры в зоне воздействия.

6. Впервые разработан метод суффозийной очистки пористой среды посредством использования генерируемого в пластовых условиях диоксида углерода  $\text{CO}_2$ , проявляющего при определенных термобарических условиях свойства сверхкритического флюида.

### **Теоретическая и практическая ценность работы.**

1. Полученные в диссертационной работе результаты позволили разработать методы регулирования неравновесных свойств гетерогенных газожидкостных композиций с учетом осложняющих течение факторов, которые нашли применение при реализации технологических процессов добычи нефти и газа и транспорта углеводородной продукции.

2. Разработан метод внутрипластовой генерации газа и методика оценки кинетики газообразования в зависимости от концентрации реагирующих композиций и минерализации водных растворов.

3. Разработан комплекс технологических методов и технологий, защищенных Патентами на изобретения Азербайджанской Республики, Российской Федерации, США, направленных на использовании внутрипластовой генерации диоксида углерода в процессах повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти.

4. Результаты теоретических и экспериментальных исследований использованы при реализации разработанных промышленных технологий на месторождениях Азербайджана, Российской Федерации, США, Китайской Народной Республики, Вьетнама.

## **Реализация полученных результатов.**

1. Комплекс проведенных теоретических и лабораторных исследований послужил основой реализации разработанной технологии на ряде месторождений Азербайджана, Российской Федерации, США, КНР в 2002-2023 гг. - в условиях как континентальной, так и оффшорной добычи нефти.

2. Опытно-промышленные работы велись в Российской Федерации в рамках инновационно-инвестиционного проекта на участках пластов АБ1-3, АБ4-5 и ББ8 Самотлорского месторождения, на Ново-Покурском месторождении (пласты ЮВ(1) и ЮВ(2)), а также на месторождениях Zhongyuan Oilfield Company, Sinopet (КНР), Petrochina, CNOOC. Пилотные испытания нового способа генерации диоксида углерода были проведены также на нефтяном месторождении Государственной Нефтяной Компании Азербайджанской Республики (ГНКАР).

Суммарная дополнительная добыча нефти на пилотном участке месторождения Bohai Bay (КНР) за послеоперационный период с момента проведения мероприятия составила  $\Delta Q_n \approx 6000$  тонн.

3. Результаты расчета технологической эффективности реализации проекта на опытном участке Ватьеганского месторождения по 21 добывающей скважинам подтвердили целесообразность широкого использования разработанных методов - при расчете по участку в целом дополнительная добыча нефти составила 5759 тонн (12,8% прироста текущей добычи нефти).

4. Пилотные испытания были проведены на трех скважинах участка месторождения Маскоги (шт. Оклахома, США) - TR-2-15, 3TW-25, TR2 W-11, по результатам которых были получены положительные результаты увеличения дополнительной добычи нефти по окружающим эксплуатационным скважинам.

5. Внедрение методов суффозийной очистки призабойной зоны эксплуатационных скважин на месторождениях нефтяной компании «Бинагади Ойл Компани», «Апшерон нефть», «Карасу Ойл» позволило увеличить послеоперационный среднесуточный дебит на 20-30%.

**Апробация работы.** Основные положения работы докладывались на:

Научно-практической конференции “Фактор 4”, Баку, 2001 г.; Международной научной конференции «Современные проблемы нефтеотдачи пластов («Нефтеотдача-2003»), 19-23 мая 2003; “Transport Phenomena in Manufacturing and Materials Processing” Conference, Houston, TX, June 19-23, (2005), (USA); ASME Joint U.S.-European Fluids Engineering Summer Meeting, Miami, FL, July 17-20, 2006; Symposium on “Advances in Materials Processing Science”, ASME International Mechanical Engineering Congress and Exposition, Chicago, IL, November 5-10, 2006; International Conference on Mathematics and Mechanics devoted to the 70-th Anniversary of corr. member of NASA, prof. Isgenderov B.A., 2006; SPE Production and Operation Symposium, Oklahoma City, OK, March 31 - April 3, 2007; SPE International Symposium on Oilfield Chemistry Proceedings, 28 February – 2 March, 2007, Houston, TX, USA; 6th Symposium on Transport Phenomena in Manufacturing Processes, 5th Joint 2007 ASME/JSME Fluids Engineering Summer Meeting, San Diego, CA, July 30-August 2, 2007; VII Научно-практической конференции «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами», 25-27 сентября 2007, г. Геленджик; Международной научной конференции «Геопетроль-2008», Польша, г. Краков. – 2008; Международной научно-практической конференции «Хазарнефтгазатаг-2008», 2008, Баку; FEDSM2009, ASME 2009 Fluids Engineering Division Summer Meeting, August 2-6, 2009, Vail, Colorado USA; Международной научно-технической конференции «Геопетроль 2010» «Новые методы и технологии добычи нефти»; International Conference “Continuum mechanics and related problems of analysis” dedicated to the 120-th birthday Anniversary of academician N. Muskhelishvili, Georgia, Tbilisi, September 2011; Международном научном семинаре «Ньютоновские системы в нефтегазовой отрасли», Ухта, 15-16 ноября 2011; Международном семинаре «Ньютоновские системы в нефтегазовой отрасли», посвященном памяти выдающегося учёного, профессора, доктора технических наук

Азата Халиловича Мирзаджанзаде, г. Уфа, 22-23 ноября 2012 г.; Международной конференции, посвященной 90-летию со дня рождения Гейдара Алиева, 2013. – с. 187; Akademik A.X. Mirzəcanzadənin 85-illik yubileyinə həsr olunmuş «Neftqaz sahəsində qeyri-Nyuton sistemlər» mövzusunda Beynəlxalq elmi konfrans, Bakı, 21-22 noyabr, 2013; Международной научной конференции «Geopetrol-2014» (г. Закопане, Польша), 2014; ASME/IMECE International Mechanical Engineering Congress & Exposition, Phoenix, Arizona, November 11 – 17, 2016; International conference dedicated to the 90th anniversary of academician Azad Mirzajanzade, Baku, Azerbaijan, December 13-14, 2018; Международной научно-практической конференции "Новые идеи в науках о Земле", Россия, г. Москва, ул. Миклухо-Маклая д.23, 03-05 апреля 2019 г.; International Conference "Modern Problems of Mathematics and Mechanics" devoted to the 60th anniversary of the Institute of Mathematics and Mechanics, 23-25 October, 2019, Baku, Azerbaijan; International Conference "Modern Problems of Mathematics and Mechanics" devoted to the 60th anniversary of the Institute of Mathematics and Mechanics, 23-25 October, 2019, Baku, Azerbaijan; Международной научно-практической конференции «Инновационные технологии в нефтегазовой отрасли. Проблемы устойчивого развития территорий», посвященной 10-летию ФГАОУ ВО «Северо-Кавказского федерального университета», 09-10 декабря 2021 г., Ставрополь, РФ; International Conference on Actual Problems of Applied Mechanics – APAM-2021 Samarkand, Uzbekistan October 27-29, 2021 – «Evaluation and control of gas-dynamic parameters of gas pipelines transporting heterophase mixtures»; Международной научно-практической онлайн-конференции «Инновационные решения в геологии и разработке ТРИЗ» г. Москва - 16-17 ноября 2021 г.; First International Bilateral Workshop on Science between Dokuz Eylül University and Azerbaijan National Academy of Sciences; 19 November 2021; Akademik İ.İ. İbrahimovun 110-illik yubileyinə həsr olunmuş Beynəlxalq Konfrans. AMEA, Riyaziyyat və Mexanika İnstitutu; International Conference Mathematical Analysis and its Applications in Modern Mathematical Physics, September 23-24, 2022;

Samarkand, Uzbekistan / Ministry of Higher and Secondary Special Education of the Republic of Uzbekistan Samarkand State University - Mathematics Institute of The Academy of Science of Uzbekistan; V International Workshop «Thermal Methods for Enhanced Oil Recovery: Laboratory Testing, Simulation and Oilfields Applications» ThEOR2022, Baku, Azerbaijan, November 3-5, 2022; Международной конференции “Современные проблемы математики и механики”, посвященной 100-летию национального лидера Гейдара Алиева, Институт Математики и Механики, Баку, 26-28 апреля 2023 г.; Восьмой международной научной конференции “Актуальные проблемы прикладной математики и информационных технологий - Аль-Хорезм 2023”, посвященной 105-летию Национального университета Узбекистана, 1240-летию Мусы аль-Хорезми. СГУ, Самарканд, Узбекистан, 25-26 сентября 2023 г.; Международном научно-практическом семинаре “Инновационные технологии нефтегазодобычи”, посвященном 95-летию академика Азада Мирзаджанзаде, Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности (АГУНП), НИИ “Геотехнологические проблемы и химия нефти и газа”, 29 сентября 2023 г.

**Личный вклад соискателя.** Автор принимал непосредственное участие в планировании научно-исследовательских работ, представленных в диссертационной работе, постановке проблем, выборе методов исследования, разработке экспериментальных установок, проведении лабораторных исследований и промышленного внедрения. Он руководил разработкой проблематики опубликованных научных работ, охватывающих тематику диссертационной работы, обоснованием, созданием методики исследования, проведением обзора научной литературы, анализом полученных результатов.

**Публикации.** По материалам диссертационной работы опубликовано 82 научные работы, в том числе 49 в научных журналах (31 - за рубежом), 17 патентов на изобретение и 1 свидетельство о регистрации программного продукта (Азербайджанской Республики, Российской Федерации и США);

15 статей или тезисов в материалах конференций, форумов, сессий (15 - за рубежом).

**Название организации, где была выполнена работа.**

Диссертационная работа выполнена в отделе «Механика жидкости и газа» Института Математики и Механики Министерства Науки и Образования Азербайджанской Республики.

**Структура и объем диссертации.** Общий объем диссертационной работы составляет 339739 символов, включая титульный лист (463), содержание (3567), введение (72188 символов), 6 глав (1-я глава – 70097 символов, 2-я глава - 43063 символов, 3-я глава – 24189 символов, 4-я глава – 64588 символов, 5-я глава – 35823 символов, 6-я глава – 23765 символов), которые разбиты на 30 подглав, выводы и рекомендации (1996 символов), список литературы и приложения. Объем диссертации составляет 340 страниц, включает 122 рисунка, 52 таблицы, 204 наименования использованной литературы.

**Благодарность.** Автор считает своим долгом выразить глубокую признательность памяти академика А.Х. Мирзаджанзаде за знания и умения, полученные в его научной школе. Автор выражает глубокую благодарность научному консультанту члену-корреспонденту НАН Азербайджана, д.т.н., профессору Панахову Г.М. за плодотворные идеи, актуальную постановку исследовательских задач, организацию промышленных испытаний, ценные советы и постоянное внимание в процессе работы над диссертацией. Выражаю благодарность вице-президенту РАЕН, доктору технических наук, профессору Шахвердиеву А.Х. за содействие в реализации научных и прикладных задач, организацию прикладных исследований и испытаний. Автор выражает искреннюю признательность многочисленным соавторам за многолетнее сотрудничество и поддержку: Бахтиярову С.И., Бахтизину Р.Н., Мамед-заде А.М., Меликову Г.Х., Сулейманову Б.А., Сулейманову А.А., Мандрик И.Э., Ренджи Цзян, всем коллегам по совместным исследованиям. Выражаю благодарность

сотрудникам организаций, участвующих в разработке и внедрении положений диссертации. Выражаю глубокую благодарность коллегам по отделу «Механика жидкости и газа» Института Математики и Механики за сотрудничество и помощь в проведении исследований.

## СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

**Во введении** обоснована актуальность проведенных исследований, сформулированы цель и основные защищаемые научные положения, методы решения поставленных задач, практическая ценность и реализация результатов работы.

**В первой главе** диссертационной работы формулируются основные принципы, подходы, методы определения основных факторов, физико-химических эффектов, проявляющихся при течении исследуемых композиций и пластовых флюидов. Необходимость этого объясняется той важной ролью, которую играют фазовые включения в формирование структуры и физико-механические свойства гетерогенных систем.

Увеличение добычи парафинистых и высоковязких нефтей, а также рост добычи высоковязких и быстрозастывающих нефтепродуктов требует исследования их реологических характеристик и выбора оптимальных параметров вытеснения различных неньютоновских систем. При этом одной из важнейших задач является исследование гетерогенного поведения нефтей, определяемого содержанием в них асфальтосмолопарафиновых компонентов. Рассматривая степень влияния каждого из компонентов, можно отметить, что наличие пространственной структуры зависит, в основном, от присутствия в составе нефти парафиновых фракций. Структурно-механические свойства нефтей определяются, в основном, следующими факторами: градиентом скорости, температурой системы, проявлением тиксотропии и т.д.

Явление аномалии вязкости было обнаружено уже в первых исследованиях полимерных и нефтяных систем. В условиях проявления аномалии вязкости режимы установившегося течения описываются функцией  $f(\tau, \gamma) = 0$ . Ее графическое

изображение называют кривой течения. Довольно часто опытные данные представляют также в виде зависимостей  $\eta(\gamma)$  или  $\eta(\tau)$ . Так как при аномалии вязкости  $\gamma$  изменяется сильнее, чем  $\tau$ , то зависимость  $\eta(\gamma)$  оказывается более слабой, чем  $\eta(\tau)$ . Указанные зависимости являются важной физической характеристикой неньютоновских систем. Кроме того, можно рассматривать аномалию вязкости как проявление линейной и нелинейной вязкоупругости.

Общедоступным способом снятия «кривых течения» является ротационная вискозиметрия, дающая информацию лишь о характере изменения касательных напряжений  $\tau$  от вязкости  $\eta_s$  или градиента скорости  $\gamma$  обычным способом  $\eta_s = \tau / \gamma$ , где  $\gamma$  - скорость сдвига. Интерпретации экспериментальных измерений вязкости  $\eta_s$  в зависимости от градиента напряжения на срез  $\gamma$  в координатах,  $x = \tau^2$  и  $\gamma = 1 / \eta_s^2$ , позволяет судить о характере упругих свойств исследуемых жидкостей. Свойства жидкостей, связанные с аномальной зависимостью вязкости от  $\tau$  или  $\gamma$  можно классифицировать по характеру упругих свойств исследуемой системы. Любая жидкость будет проявлять признаки упругости, если напряжение сдвига становится сравнимым с ее модулем упругости. И наоборот, поправка пренебрежимо мала и наблюдаются отклонения от свойства, как показывает уравнение Ри-Эйринга<sup>1</sup>, любая вязкоупругая жидкость будет иметь «неупругую область», в которой  $\tau^2 \ll 4G^2$  и  $\eta_t \approx \eta_s$ . В этой области упругая поправка пренебрежимо мала и наблюдаются отклонения от свойств ньютоновского течения, которое может быть приписано изменению  $\eta_t$ . Одной из причин проявления аномальной вязкости является сверхмицеллярное структурообразование,

---

<sup>1</sup>Taikyue Ree, Henry Eyring; Theory of Non-Newtonian Flow. I. Solid Plastic System. J. Appl. Phys. 1 July 1955; 26 (7): 793–800. <https://doi.org/10.1063/1.1722098>

которое было установлено у многих гидрофобных коллоидных растворов. Причиной слипания частиц может быть нарушение агрегативной устойчивости и коагуляции. В неполярных средах, к которым можно отнести углеводородные жидкости и, в частности, гетерогенные нефти, связь между частицами возникает из-за частичной перекристаллизации или взаимодействия полярных групп таких соединений, как смолы, нафтеновые кислоты и др.

В тиксотропной теории вязкоупругости принимается, что если упругая энергия достигает некоторого критического значения, то произойдет разрушение соответствующего структурного элемента, который в дальнейшем перестает участвовать в развитии напряжений. Процесс самопроизвольного тиксотропного “разрушения-восстановления” связей в структурированной системе можно описать следующим образом<sup>2</sup>:

$$-\frac{dN_t}{dt} = k_1 N_+^n - k_2 N_-^m,$$

где  $N_+$  и  $N_-$  - концентрация неразрушенных и разрушенных связей;  $k_1$  и  $k_2$  – константы скоростей процессов разрушения и восстановления связей;  $n$  и  $m$  – константы, которые по аналогии с химическими реакциями определяют порядок реакций процессов разрушения и восстановления связей;  $t$  - время. Естественно предположить, что концентрация неразрушенных связей определяет удаленность состояния системы от состояния предельного разрушения, которое характеризуется величиной  $\eta_\infty$ . Тогда,  $N_+ = [\eta(t) - \eta_\infty] / (\eta_0 - \eta_\infty)$  и, соответственно,  $N_- = [\eta(0) - \eta(t)] / (\eta_0 - \eta_\infty)$ . Под влиянием деформирования происходит сдвиг динамического равновесия процессов разрушения и восстановления связей, степень разрушения

---

<sup>2</sup>Larson, Ronald & Wei, Yufei. (2019). A review of thixotropy and its rheological modelling. *Journal of Rheology*. 63. 477-501. 10.1122/1.5055031.

структуры увеличивается. При течении со скоростью сдвига уравнение принимает вид:

$$\frac{1}{\eta_0 - \eta_\infty} \left( -\frac{d\eta}{dt} \right) = k_1 \left( \frac{\eta - \eta_\infty}{\eta_0 - \eta_\infty} \right)^n \gamma P - k_2 \left( \frac{\eta_0 - \eta}{\eta_0 - \eta_\infty} \right)^m,$$

$P$  - константа, определяющая влияние скорости сдвига на процесс разрушения структурных связей в системе. По достижении установившегося течения должно существовать равновесие между процессами разрушения и восстановления связей в системе. Этому отвечает условие  $(d\eta/dt) = 0$ . Тогда вязкость в установившемся режиме течения определяется из уравнения:

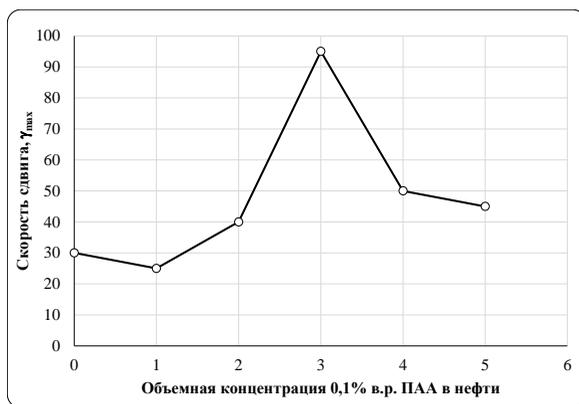
$$k_1 \left( \frac{\eta - \eta_\infty}{\eta_0 - \eta_\infty} \right)^n \gamma P = k_2 \left( \frac{\eta_0 - \eta}{\eta_0 - \eta_\infty} \right)^m.$$

Таким образом, зная константы  $k_1, k_2, n, m, P, \eta_0, \eta_\infty$  можно оценить зависимость эффективной вязкости от скорости сдвига. Процесс разрушения и восстановления внутренней структуры системы при этом тесно связан с колебаниями вязкости и, в конечном итоге, определяет динамику тиксотропного поведения композиций. При закачке водных растворов полимеров в нефтяной пласт в значительной степени нивелируется проводимость фильтрационных путей для нефти и воды, выравнивая фронт вытеснения изменением вязкостной неоднородности, продлевая безводный период эксплуатации скважин, что в результате способствует увеличению нефтеизвлечения<sup>3</sup>. Использование водорастворимых полимеров позволяет регулировать вязкостную неустойчивость - добавки в нефть водорастворимого полимера (полиакриламида) в

---

<sup>3</sup>Castro, Ruben & Maya, Gustavo & Jimenez-Diaz, Robinson & Quintero, Henderson & Díaz-Guardia, Venus-Minerva & Colmenares-Vargas, Kelly-Margarita & Palma-Bustamante, Jorge-Mario & Delgadillo, Claudia & Perez, Romel. (2016). Polymer flooding to improve volumetric sweep efficiency in waterflooding processes. СТ у F - Ciencia, Tecnologia у Futuro. 6. 71-90. 10.29047/01225383.10.

определенном объемном соотношении усиливают ее релаксационные свойства. Следует отметить, что при добавлении в нефть 0,1% водного раствора полиакриламида в образце отмечается проявление неньютоновской вязкоупругой тиксотропии. Добавка полимера в исследуемую гетерогенную систему способствует её переходу в сильно релаксирующее состояние<sup>4</sup>. Дальнейшее повышение концентрации полиакриламида в композиции нарушает эту тенденцию (рисунок 1).



**Рисунок 1. Зависимость реологического поведения нефти от концентрации водорастворимого полиакриламида (ПАА)**

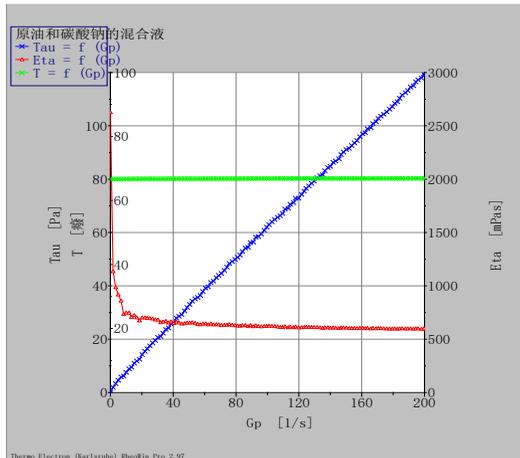
Данный факт может быть связан с образованием стойкой эмульсии в нефтеполимерной композиции.

В работе также исследовано реологическое поведение серии композиций, включающих нефть и добавки карбоната натрия  $\text{Na}_2\text{CO}_3$ . Исследования проводились на реовискозиметре НААКЕ Rheostress 600, реологические измерения осуществлялись на регулируемых режимах скоростей сдвига. Термостатирование велось при температуре 338 К, давление составляло 2,0 МПа. При определенных угловых скоростях

---

<sup>4</sup>Abbasov, E.M., Huseynov, V.G., Jafarova, U.F., Nasibova, S.I. In situ gas generation in dispersed systems to control structure formation // Trans. Natl. Acad. Sci. Azerb. Ser. Phys.-Tech. Math. Sci. Mechanics, 2022, 42 (8). - Pp. 3-16

сдвига определялись значения касательного напряжения сдвига  $\tau$  (Па) и эффективной вязкости  $\eta$  (мПа·с). По результатам эксперимента строились зависимости  $\eta_{эф} = \eta_{эф}(\dot{\gamma})$  (рисунок 2).



**Рисунок 2. Реологическая кривая для смеси «нефть+2% Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>»**

Анализ полученных зависимостей показал, что реологическое поведение исследуемых образцов нефти носит тиксотропный характер. Следует отметить, что при добавках карбоната натрия (Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>) в концентрации 2,0 об. % в образец нефти можно отметить слабое проявление тиксотропности в объеме образца. Наблюдаемые эффекты могут быть объяснены газообразованием при химической реакции нафтеновых кислот, содержащихся в составе нефти, с добавками карбонатом натрия.

Принципиальное значение для термогидродинамики реологически сложных систем в данных условиях имеют процессы межфазного взаимодействия, требующие детального изучения и анализа. В целом ряде технологических систем, проявляющих релаксационные свойства, наблюдаются неравновесные эффекты, характеризующиеся продолжительностью переходных процессов. Неравновесные свойства таких систем могут оказывать значительное влияние на гидродинамическое поведение газосодержащих изоляционных растворов в системе «скважина-пласт», в связи с чем

практический интерес представляет исследование и оценка этих свойств таких систем.

Придадим раствору дилатантных свойств при высоких скоростях сдвига, можно добиться существенного роста гидравлических сопротивлений в поглощающих каналах. Если поглощение происходит в пористой среде, то интенсивность поглощения вязкоупругого раствора можно определить из следующего выражения:

$$q = \frac{2\pi kh}{\mu} p_0 \frac{2Tx^2}{2T_0x^2 \ln x + T}$$

где  $k$  – проницаемость пристволенной зоны поглощающего пласта;  $h$  – мощность пласта;  $\mu$  – вязкость раствора;  $T_0$  – репрессия на поглощающий пласт;  $T_0 = r_c^2 / 4\alpha$ ;  $r_c$  – радиус скважины;  $\alpha$  – пьезопроводность пласта;  $X = \frac{R(t)}{r_c}$  –

текущий радиус зоны поглощения.

Расчеты по этой зависимости показывают, что интенсивность поглощения в пристволенную зону поглощающего пласта ( $x=10 \div 100$ ) при прочих равных условиях вязкоупругого раствора с  $T=10^3$  с в 3-4 раза меньше, чем вязкой жидкости.

Технологические процессы поддержания пластового давления в нефтенасыщенном коллекторе необходимо сочетать с регулированием гидродинамического состояния пористой среды, обеспечивая снижение фильтрационного сопротивления и восстановление первичной проницаемости.

Результаты исследования выявили эффект активации в пористой среде нагнетаемых флюидов путем инициализации процесса искусственной кавитации, и, как следствие, регулирования неравновесности фильтрации. В отличие от традиционных способов активации смесей в пористой среде в режиме турбулизации потока, в предлагаемом способе это достигается включением в состав смесей газогенерирующих компонентов, термохимическая реакция которых в водной среде протекает с интенсивным газообразованием.

В качестве последних в наших исследованиях использовались слабые соли угольной кислоты (карбонат кальция  $\text{CaCO}_3$ , гидрокарбонат натрия  $\text{NaHCO}_3$ , кальцинированная сода или карбонат натрия  $\text{Na}_2\text{CO}_3$ ). Интенсивное газообразование с образованием пузырьков газа (диоксида углерода) в смеси идет параллельно с процессом их схлопывания, что сопровождается локальными скачками давления и, как следствие, разрушением поверхности нефтяной оболочки. Проявление искусственной активации в процессе газогенерации обязано изменению радиуса кривизны поверхности гомогенных зародышей новой фазы. При деформации зародышей нарушается лапласовское условие их устойчивого равновесия в порах среды, и они переходят в разряд критической и сверхкритической формы.

Кинетика выделения газовой фазы и размер образующихся пузырьков зависят от специфичных закономерностей, присущих данному случаю. Давление  $P$  в растущем газовом пузырьке описывается уравнением состояния:

$$P = \frac{m}{M} \frac{RT}{V_2} = \frac{3}{4\pi} \frac{m}{M} \frac{RT}{r_2^3}.$$

Сила поверхностной энергии компенсирует это давление, определяемое уравнением:

$$P_\sigma = 2\sigma_{жг} / r_2$$

Кроме того, здесь следует учесть силы, необходимые для преодоления вязкого сопротивления при расширении пузырька в вязкопластичной среде нефти, защемленной в порах. Данная смесь ведет себя как тело Шведова-Бингама, а при деформации нефти как несжимаемой среды происходит лишь сдвиг одних слоев относительно других, т.е.

$$P_\mu = \sigma_T,$$

где  $P_\mu$  - давление, необходимое для деформации раствора вокруг растущего пузырька;  $\sigma_T$  – предельное напряжение сдвига пленки раствора. Тогда, расширение газового пузырька в защемленной нефти должно удовлетворять следующему условию:

$$\sigma_T r_2 + 2\sigma_{жс} r_2^2 < \frac{3}{4\pi} \frac{m}{M} RT ,$$

где  $m$  – масса газа;  $M$  – молекулярная масса газа.

Кавитация в заземленной нефти будет происходить при быстром расширении газового пузырька. При малом времени пребывания пузырьков в зоне пониженного давления и взаимодействии с остаточной нефтью, а также непосредственно после попадания жидкости в область нормального или повышенного давления, происходит их схлопывание<sup>5</sup>.

Оценка показывает, что такая нефть, имеющая размерность со значениями поверхностного натяжения  $\sigma_T = 10^2$  Па,  $\sigma_{жс} \approx 6,4 \cdot 10^{-3}$  Па, удовлетворяет условию расширения пузырька углекислого газа размером  $r_T > 1,7$  мм. Стехиометрическая реакция, протекающая между газовыделяющими компонентами смеси, в большинстве случаев позволяет достичь благоприятных для расширения пузырьков условий.

Нами были проведены эксперименты по определению влияния водородного показателя на объем газа, генерируемого в процессе реохимической реакции газовыделяющих агентов. Исследования проводились при постоянном термостатировании системы при температуре  $T=293$  К и различных объемных соотношениях газовыделяющего и газогенерирующего агентов – водного раствора карбоната натрия  $\text{Na}_2\text{CO}_3$  и «кислой» воды с различными значениями водородного показателя.

В проведенных экспериментах концентрация карбоната натрия в водном растворе составляла 12%, а значение водородного показателя рН изменялось в пределах 3÷6. Результаты опытов свидетельствуют о том, что наиболее интенсивное газообразование в среде реагирующих растворов происходит при значении показателя рН=3. Объем генерируемого газа (диоксида углерода) достаточен для

---

<sup>5</sup> Шленский О.Ф. Влияние слабых механических воздействий на частоту зародышеобразования и скорость терморазложения конденсированных систем // Химическая физика, т. 17, №7. – 1998. – С. 95-102.

удовлетворительного газонасыщения и тем самым активизации защемленной нефти.

Процесс был исследован в ходе лабораторных опытов, позволяющих оценить изменение прочностных и реологических характеристик нефти при инициализации процесса газогенерации. Были приготовлены образцы растворов, затворенные на обычной пресной воде и приготовленные на воде с водородным показателем  $pH=3$  с добавками кальцинированной соды. Малый объем порового пространства влияет на динамику генерации газа, снижая интенсивность процесса. При уменьшении влияния пористой среды на газовыделение в нефти, особый интерес представляют результаты исследований по использованию особого фазового состояния углекислого газа, именуемого «сверхкритическим»<sup>6</sup>. Исследования послужили основой для дальнейших исследований процесса генерации газа в пластовых условиях. Известно, что при насыщении нефти углекислым газом имеет место ее объемное расширение. Данный эффект, наряду с изменением вязкостных характеристик флюидов, является одним из основных показателей, определяющих эффективность применения диоксида углерода в процессе заводнения пластов. Объемное расширение нефти - это функция давления, температуры и количества растворенного газа. На данный параметр при наличии  $CO_2$  влияет и содержание в ней легких углеводородов ( $C3 - C7$ ). Чем выше в нефти содержание легких углеводородов, тем больше ее объемное расширение. В результате давление в порах повышается, вследствие чего дополнительно вытесняется часть остаточной защемленной нефти. Как следствие, даже при частичном насыщении  $CO_2$  увеличивает коэффициент вытеснения на 6 - 10% за счет повышения фазовой проницаемости для углеводородов, а, следовательно, и конечной нефтеотдачи пласта. Таким образом,

---

<sup>6</sup> Pruess, Karsten & Azaroual, Mohamed. (2006). On the feasibility of using supercritical  $CO_2$  as heat transmission fluid in an engineered hot dry rock geothermal system. Proceedings of the Thirty-First Workshop on Geothermal Reservoir Engineering. 386-393.

проведенные эксперименты явились основой для постановки и реализации экспериментальных и прикладных исследований реологических эффектов при газогенерации в пористой среде и разработки методов повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти.

**Во второй главе** исследуются реокинетические эффекты в гетерогенных системах при разработке методов регулирования технологических процессов в нефтегазодобыче.

В первую очередь рассматриваются факторы, обуславливающие изменение фильтрационной ситуации в продуктивном пласте. Среди основных техногенных причин, оказывающих отрицательное влияние на фильтрационные свойства ПЗП на основных технологических этапах жизни скважины, можно отметить:

– вторжение в призабойную зону пласта на стадии бурения твердой фазы бурового раствора, закупоривающей поры коллектора, существенно снижая проницаемость среды вплоть до полного прекращения притоков из отдельных интервалов разреза<sup>7</sup>;

– проникновение в пористую среду инородных флюидов приводит к нарушению равновесного состояния системы горная порода, закупоривание путей фильтрации нефти;

– изменение структуры порового пространства происходит и из-за воздействия на стенки скважины бурового долота;

– на стадии крепления скважины отрицательное влияние на ПЗП оказывает проникновение в пласт цемента и фильтрата цементного раствора;

– стадия заканчивания скважины предусматривает поддержание в ней избыточного гидростатического давления. При перфорации происходит вторжение в пласт обломков взрывчатых материалов, приводящее к закупориванию пор, к разрушению и уплотнению прискважинной зоны пласта;

---

<sup>7</sup> Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н. Этюды о моделировании сложных систем нефтедобычи. Нелинейность, неравновесность, неоднородность. – Уфа: Гилем, 1999. – 464 с.

– в процессе эксплуатации скважин, при проведении в них ремонтных работ, сопровождающихся глушением скважин, происходят осложнения подобные проявляющимся на стадии бурения (вторжение в пласт твердой фазы и инородных жидкостей).

Один из способов преодоления возникающих проблем предложен при создании технологии избирательного воздействия на скважины. Ее основное назначение заключается в обеспечении, при определенных граничных условиях, наибольшего охвата дренированием многопластовых объектов разработки. Актуальность исследований технологических композиций возникла в связи с распространением новых технологий на основе гетерогенных жидкостей и газированных флюидов, имеющих иной механизм течения и участия в процессах изоляции высокопроницаемых участков ПЗС. В мировой и отечественной практике в качестве агентов поддержания пластового давления и повышения коэффициента извлечения нефти, широко используется закачка оторочек различных химических растворов, в том числе, композиций на основе водорастворимых полимеров.

Теоретические и прикладные работы в области фильтрации гетерогенных систем с учетом неоднородности, осуществленные академиком Мирзаджанзаде А.Х. и его школой, послужили основой создания целого научного направления в нефтегазодобыче. В работах научной школы, а также мировой практике повышения нефтеотдачи пласта достаточно широко изучены и применяются физико-химические методы разработки нефтяных месторождений, основанные на вытеснении нефти из пласта водой, водогазовыми смесями и углеводородными растворителями, включая углеводородный (природный) газ при высоком давлении и диоксид углерода. При вытеснении нефти из пласта смешивающимся агентами кардинально решается проблема ликвидации поверхности раздела между нефтью и агентом-вытеснителем, нивелируются капиллярные силы, имеет взаимное растворение нефти и закачиваемого флюида, и, в конечном итоге, увеличение полноты ее вытеснения.

Газовые методы воздействия на пластовые системы и методы повышения нефтеотдачи, в частности, закачка в пласт оторочек диоксида углерода, являются наиболее эффективным способом извлечения нефти, в том числе из истощенных коллекторов и залежей с трудноизвлекаемыми запасами жидких углеводородов. В контексте предлагаемого варианта использования диоксида углерода как метода повышения нефтеотдачи пластов в представленной работе рассматривается механизм процесса генерации газа в пластовых условиях с образованием псевдокипящей газожидкостной системы, используемой в качестве оторочки для вытеснения нефти и увеличения охвата пласта вытеснением. При этом, наиболее важной с технологической точки зрения является необходимость установления соответствия термодинамических условий газонасыщения порового пространства конкретным условиям залегания залежей жидких углеводородов. Одной из основных причин невозможности достижения полного вытеснения нефти водой из пластов при заводнении является наличие вязкостной и плотностной неоднородности и проблема смешиваемости вытесняемой и вытесняющей жидкостей, в результате чего между ними образуется фрактальная поверхность раздела.

При вытеснении нефти из пласта смешивающимся с ней агентами кардинально решается проблема полной ликвидации поверхности раздела между нефтью и агентом-вытеснителем, «исчезают» капиллярные силы, нефть растворяется в закачиваемом флюиде, в результате чего увеличивается полнота ее извлечения. К флюидам, хорошо смешивающимся с нефтью, относится диоксид углерода  $\text{CO}_2$ , используемый в качестве агента, закачиваемого в пласт для вытеснения углеводородов. Растворяясь в тяжелых компонентах нефти, диоксид углерода способствует набуханию углеводородов, адсорбированных на поверхности пористой среды, их разрыхлению и отрыву от зерен пород. При давлении, близком к 10,0 МПа и температуре 300-310К в 1 м<sup>3</sup> нефти может раствориться до 250-300 м<sup>3</sup>  $\text{CO}_2$ , замеренного при стандартных условиях. Однако применение традиционных методов закачки в пласт  $\text{CO}_2$  вызывает заметную

коррозию добывающего оборудования, что сокращает срок его службы и требует специальной антикоррозионной обработки. При этом, к недостаткам традиционных газонагнетательных технологий также относятся: необходимость наличия источника газа; использование газа высокого давления; усложнение конструкции скважины в связи с повышенными требованиями к герметичности эксплуатационной колонны; значительные капитальные вложения в реализацию оптимальной системы газоснабжения и др. Одним из наиболее технологически и экономически эффективных методов генерации диоксида углерода является его получение в результате химической реакции между газовыделяющими компонентами. В проведенных экспериментальных лабораторных исследованиях была произведена оценка термобарических условий выделения диоксида углерода в процессе реакции образцов карбоната кальция различного фракционного состава с «кислой» водой ( $\text{pH}=3\div 5$ ).

Нами экспериментально смоделированы условия химической реакции между газообразующим (водным раствором соляной кислоты) и карбонатными образцами породы, сопровождающейся выделением диоксида углерода и изменением давления в системе. В проведенной серии экспериментальных исследований изучалась динамика изменения давления и температуры реагирующей среды в процессе стехиометрической реакции соляной кислоты  $\text{HCl}$  и карбоната кальция  $\text{CaCO}_3$ . В следующих сериях лабораторных опытов приведены сравнительные зависимости изменения давления и объема выделяемого газа  $\text{CO}_2$  при реакции водных растворов карбоната натрия и соляной кислоты, приготовленных на пресной и пластовой воде месторождения Сианшор (Азербайджан). Сравнительный анализ показателей подтвердил, что при идентичных концентрациях и объемах реагирующих

растворов интенсивность газообразования выше в растворах, приготовленных на пластовой воде<sup>8</sup>.

Проведены лабораторные исследования, посвященные изучению влияния минерализации водной фазы и компонентного состава нефти на растворимость генерируемого CO<sub>2</sub> в воде. Растворимость двуокиси углерода в воде значительной степени зависит от давления, температуры и химического состава флюида. Согласно уравнению Сеченова, растворимость двуокиси углерода от концентрации в воде солей равна:  $b_i^* = b_i \cdot 10^{-k_i n}$ , где:  $b_i$  – содержание растворенного в чистой воде  $i$ -го компонента, находящегося в равновесии с газом;  $b_i^*$  – содержание в солевом растворе  $i$ -го компонента, находящегося в равновесии с тем же газом;  $k_i$  – коэффициент Сеченова, характеризующий влияние данной соли на растворимость газового компонента  $i$ ;  $n$  – концентрация растворенной в воде соли<sup>9</sup>. Степень растворения выделяющегося в процессе реакции диоксида углерода значительно меньше в пластовой, чем в пресной воде, являющейся основой водной фазы газовыделяющего агента. При этом часть CO<sub>2</sub> находится в свободной фазе и этот «избыток», растворяясь в системе, изменяет свойства жидкостей. При постоянной температуре с увеличением давления насыщения нефти диоксидом углерода вязкость снижается тем больше, чем выше давления, что с увеличением растворимости диоксида углерода в нефти. При постоянном давлении с повышением температуры вязкость снижается при растворении в ней диоксида углерода. Плотность смеси нефти с диоксидом углерода может быть достаточно точно рассчитана по формуле:

$$\rho_{см} = \rho_n + 0,0008C ,$$

---

<sup>8</sup> Panakhov, G.M., Bakhtiyarov, S.I., Shakhverdiyev, A.Kh., Abbasov, E.M. Oil Recovery by In-Situ Gas Generation: Volume and Pressure Measurements // ASME Joint U.S.-European Fluids Engineering Summer Meeting, Miami, FL, July 17-20, 2006, Paper # FEDSM2006-98359. - pp. 1 – 6. <https://doi.org/10.1115/FEDSM2006-98359>

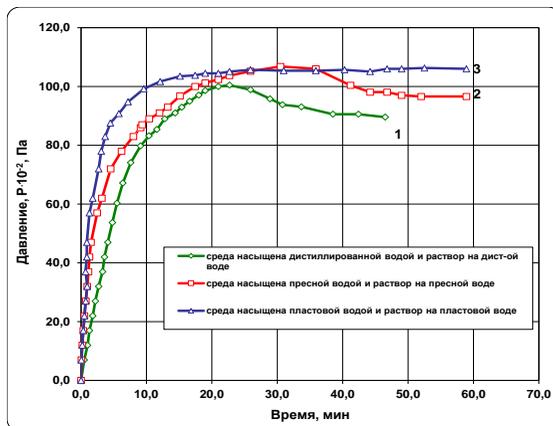
<sup>9</sup> Ентов В.М., Зазовский А.Ф. Гидродинамика процессов повышения нефтеотдачи. М.: Недра. – 1989. – 232 с.

где:  $\rho_{см}$  и  $\rho_n$  – соответственно плотность смеси и нефти в пластовых условиях, г/см<sup>3</sup>;  $C$  – концентрация диоксида углерода в нефти, %.

В рамках проведенных экспериментов моделировались условия стехиометрической реакции между газовыделяющим и газообразующим водными растворами в свободной емкости. Ввиду того, что реакция, протекающая между исследуемыми составами, происходит по схеме конвективной диффузии, то для обеспечения полного контакта реагирующих составов производили перемешивание системы. Динамика давления в ходе стехиометрической реакции приведена на рисунке 3.

Газожидкостная смесь, обладающая неравновесными свойствами, также генерирует дополнительную энергию в залежи или стимулирует пластовую энергию. Генерация двуоксида углерода в пласте более эффективна с точки зрения изменения термобарических условий продуктивного пласта, и она естественным образом влияет на ряд таких фильтрационных показателей, как изменение соотношения вязкостей участвующих в реохимической реакции жидкостей, объемного коэффициента нефти и остаточной нефтенасыщенности и т.д. В случае стехиометрической реакции в структуре пористой среды (составленной из 95% кварцевого песка и 5% монтмориллонитовой глины) обнаруживается эффект несколько отличный от характера изменения давления в системе, наблюдаемого в предыдущих опытах. В исследованиях обнаружено, что давление в начальный момент растет до некоторого экстремального значения, а затем уменьшается. Протекание реакции в пористой среде влияет на динамику изменения давления в процессе стехиометрической реакции. В отличие от этого при наличии породы в реакционной среде газовыделяющего раствора, водной фазой которого является пластовая вода, динамика давления имеет монотонный характер. Уменьшение давления на заключительном этапе газовыделения в системах с пористой средой связано с адсорбцией пузырьков газа

на поверхности частиц с последующей диффузией молекул газа внутрь зерен породы.



**Рисунок 3. Динамика давления при реакции газовыделяющих и газообразующих растворов в пористой среде (95% кварцевого песка + 5% глины)**

Для описания кривых выделения газа можно использовать экспоненциальные функции, эквивалентные используемым в модели релаксации в виде линейных дифференциальных уравнений первого порядка. Однако, данный подход не позволяет учесть все детали текущих процессов, в частности, в случае высоких значений минерализации жидкости. Считая, что уже образовавшиеся газовые пузырьки ( $C$  – концентрация пузырьков) частично растворяются, а также способствуют замедлению выделения газа, положим, что скорость их образования равна:

$$v = v_1 - v_2 C - v_3 C^2; \quad (1)$$

где:  $v_1$  – скорость образования газа без помех;  $v_2$  – скорость растворения пузырьков газа;  $v_3$  – скорость замедления образования новых газовых пузырьков.

При этом предлагаются модели, описывающие газовыделение в виде нелинейных кинетических уравнений, подобных приведенному ниже. Приняв, что между концентрацией пузырьков и давлением существует линейная связь:  $P = KC$ ,  $K$  – темп изменения давления. Тогда кинетическое уравнение можно записать как:

$$\frac{dP}{dt} = kv_1 - (\alpha + v_2)P - \frac{v_3}{k}P^2 \quad (2)$$

$a_1 = kv_1$  - параметр, влияющий на изменение давления при выделении газа;  $a_2 = \alpha + v_2$  - параметр, учитывающий влияние частичного растворения зародышей газа на изменение давления;

$a_3 = \frac{v_3}{k}$  - коэффициент, учитывающий влияние ранее

образовавшихся зародышей газа на изменение давления. Тогда получим:

$$\frac{dP}{dt} = a_1 - a_2P - a_3P^2. \quad (3)$$

Для оценки коэффициентов  $a_1$ ,  $a_2$ ,  $a_3$  воспользуемся методикой, основанной на положениях теории чувствительности. В случае наличия коэффициентов ( $a_2$  и  $a_3$ ), учитывающих, соответственно, частичное растворение пузырьков и влияние уже образовавшихся зародышей газа на изменение давления в зоне газовыделения, решение (3) будет иметь вид:

$$P = \frac{1}{2a_3} \left[ A \left( 1 - \frac{2}{1 + e^{A(t+c)}} \right) - a_2 \right], \quad (4)$$

где  $A = \sqrt{a_2^2 + 4a_1a_3}$ .

В случае, когда в качестве водной фазы газовыделяющего раствора используется пластовая вода (месторождение Бинагады), коэффициент, учитывающий влияние растворения зародышей газа, как это следует из результатов экспериментов, ничтожно мал. Поэтому уравнение (3) можно записать в виде:

$$\frac{dp}{dt} = a_1 - a_3P^2, \quad (5)$$

решение которого можно представить в виде зависимости  $P$  от  $t$ :

$$P = \sqrt{\frac{a_1}{a_3} \left( 1 - \frac{2}{1 + e^{2\sqrt{a_1a_3}(t+c)}} \right)}, \quad (6)$$

Уменьшение давления на заключительном этапе газовыделения в системах с пористой средой связан с адсорбцией пузырьков газа на поверхности частиц с последующей диффузией молекул газа внутрь зерен породы. В этом случае выражение, описывающее образование и растворение газовых пузырьков возможно в виде:

$$\frac{dP}{dt} = a_1 - a_2P(t) - a_3P^2(t - \tau), \quad (7)$$

$a_2$  и  $a_3$  – коэффициенты, определяющие изменение давления с учетом влияния уже образовавшихся и диффундирующих в частицы породы молекул газа;  $\tau$  - характерное время диффузии. В общем виде решение уравнения (7) ищется в виде:

$$t \geq t_0, \quad P(t) = P_0(t), \quad t \in E_{t_0} = (t_0 - \tau, t_0] \quad (8)$$

Найдем решение, удовлетворяющее данным условиям. Предположим, что  $\tau > 0$  - постоянная запаздывания. На отрезке функции  $P_0(t)$  функция  $a_1 - a_2P(t) - a_3P^2(t - \tau)$  при  $t \geq t_0$  непрерывна. Вначале рассмотрим решение задачи (7) – (8) на отрезке  $I_1 = [t_0, t_0 + \tau]$ . Очевидно, что при  $t_0 \leq t \leq t_0 + \tau$ . Вследствие этого, для  $t \in I_1$   $(t - \tau) = P_0(t - \tau)$  и рассматриваемая задача сводится к нахождению простого дифференциального уравнения, удовлетворяющего условию:

$$P(t_0) = P_0(t_0) \quad (9)$$

Здесь, функция  $F(t) = a_1 - a_2P(t) - a_3P_0^2(t - \tau)$  на отрезке  $t_0 \leq t \leq t_0 + \tau$  – непрерывна. Тогда, из теоремы Пеано имеется решение функций (7), (9) на отрезках  $[t_0, t_0 + \alpha]$ ,  $0 < \alpha \leq \tau$ . Предполагая, что  $\alpha < \tau$ , решение ищется до  $I_1$ . Обозначив это решение как  $P_1(t)$  и продолжив процесс:

$$P(t) = \begin{cases} P_0(t), t \in E_{t_0} \\ P_1(t), t \in I_1, \\ P_2(t), t \in I_2 \end{cases}$$

и тогда функция  $P(t)$  является решением (7) – (8). Решение задачи представляется в виде:

$$P(t) = \begin{cases} \sqrt{\frac{a_1}{a_3} \left( 1 - \frac{2}{1 + e^{2\sqrt{a_1 a_3}(t+c)}} \right)} = P_1(t) \\ P_1(t) - \frac{C + a_2 - a_3 e^{C(t-\tau)}}{-2a_3} \end{cases}.$$

Решением задачи является следующее  $P(t) = e^{2t - e^2(t-\tau)}$ .

Проведенные исследования позволяют сделать вывод о том, что в случае использования газовыделяющих водных растворов, приготовленных на пластовой воде, имеет место быстрый темп выделения газа в третью фазу в начальный момент реакции, а отсутствие диффузионного фактора ведет к достижению наилучшего результата в процессе распределения насыщенностей воды и нефти в зоне вытеснения<sup>10</sup>.

Смешивающее вытеснение  $\text{CO}_2$  особенно благоприятно в методах повышения нефтеотдачи пластов, однако следует иметь в виду, что вытеснение нефти жидкостями, отличающимися по плотностным ( $\rho$ ) и вязкостным ( $\mu$ ) характеристикам, ведет к расслоению потока и нестабильному пальцеобразованию на фронте вытеснения.

При растворении  $\text{CO}_2$  в нефти вязкость последней уменьшается, при этом плотность её увеличивается в зависимости от концентрации  $\text{CO}_2$ . Как следствие, следует

---

<sup>10</sup> Panakhov, G.M., Bakhtiyarov, S.I., Shakhverdiev, A.Kh., Abbasov E.M. Kinetics of Gas Generation in Water Solutions // Transactions of AMEA, issue Mathematics and Mechanics series of physical-technical & mathematical sciences, XXIV, Baku, 2006. - pp. 239-246.

ожидать, что при закачке  $\text{CO}_2$  в пористую среду газ концентрируется в начальный момент времени в верхней части среды и постепенно растворяется в пластовой нефти за счет молекулярной диффузии. Для оценки эффективности вытеснения нефти из пористого коллектора обычным диоксидом углерода и  $\text{CO}_2$ , выделившимся в процессе реакции газообразования, были проведены лабораторные опыты. В первой серии тестов нефть вытеснялась из пористой среды водой, далее, на втором этапе производилось довытеснение диоксидом углерода ( $\text{CO}_2$ ) и в последующем - в модель пласта нагнеталась оторочка «влажного» диоксида углерода, генерируемого в «кислой» среде в реакции с известняковым штыблом.

Как показали опыты, довытеснение «влажным»  $\text{CO}_2$  позволило обеспечить дополнительный отмыв углеводородов из участков пористой среды, неохваченных вытеснением водой и «чистым»  $\text{CO}_2$  (рисунок 4):

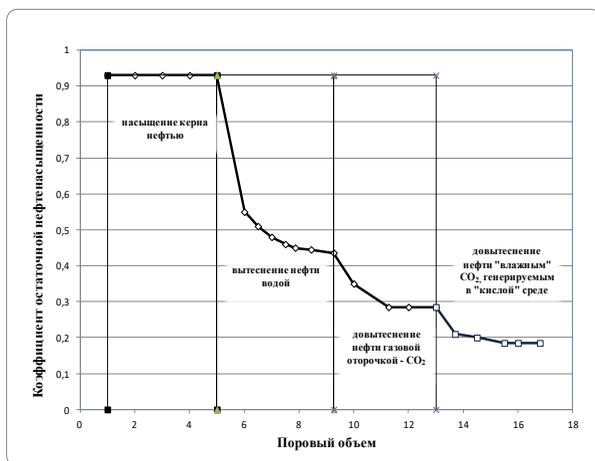


Рисунок 4. Изменение коэффициента остаточной нефтенасыщенности

Нагнетаемая в пласт «кислотная» среда в контакте с газовыделяющим компонентом интенсивно генерирует диоксид углерода, который, смешиваясь с водой, образует устойчивую газожидкостную систему. Промышленное внедрение технологии

имеет также важное экологическое значение, так как предусматривает использование отходов переработки природного минерального сырья – источника загрязнения воздушного бассейна парниковыми газами.

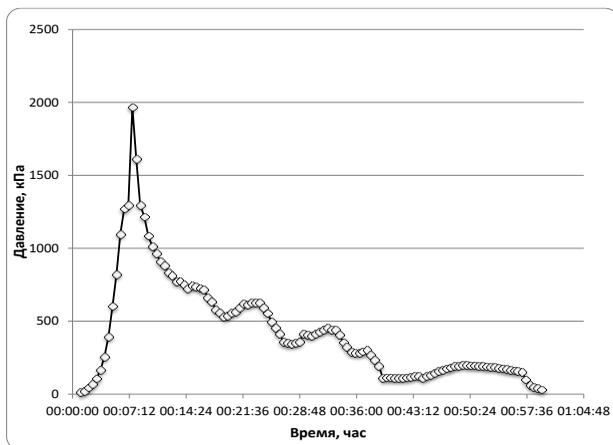
**В третьей главе** реализовано моделирование способа повышения эффективности процесса нефтедобычи, основанного на процессе внутрислоистой генерации газа. Проведена серия лабораторных исследований на керновых образцах, моделирующих условия залегания продуктивных коллекторов. Тесты ставили своей целью адаптацию разработанной технологии газогенерации к геологическим и технико-технологическим условиям месторождений. Были проведены лабораторные опыты по исследованию коррозионной устойчивости металлов. Было выявлено наличие оптимальной концентрации ингибитора, позволяющая обеспечить минимальный темп коррозии внутрислоистого оборудования. Результаты наблюдения за исследуемыми системами с добавками ингибиторов показали, что ингибиторы А1, А2 и А3 в достаточной степени совместимы промышленным условиям, характеристикам нагнетаемой воды и проявляют антикоррозионную активность. С целью эффективной реализации проектных решений был разработан и осуществлен комплекс предварительных аналитических и лабораторных исследований по выбору газогенерирующих композиций. Эксперименты по фильтрации были проведены на фильтрационной установке физического моделирования нефтяного пласта CoreTest Systems FFES 655. Фильтрация реагентов и композиций производилась в условиях, соответствующих слоистому, через составной образец породы цилиндрической формы, приготовленный из естественных кернов пласта АВ<sub>8</sub> Ватъганского месторождения. Результаты проведенных экспериментов подтвердили эффективное вытеснение остаточной нефти оторочкой псевдокипящей газожидкостной системы (ОПГС) на основе внутрислоистой генерации диоксида углерода. Динамика давления в ходе стехиометрической реакции носит колебательный, периодический характер. По результатам опытов наблюдается эффект неоднородности вытеснения по длине керновых образцов. Исследования показали также, что в проведенных

экспериментах наибольшая эффективность вытеснения остаточной нефти наблюдается в диапазоне проницаемостей 50-150 мД. В контексте инновационных решений внутрипластового формирования газожидкостной оторочки  $\text{CO}_2$  в работе рассматриваются итоги проведенных в последние годы теоретических и экспериментальных работ по лабораторной адаптации, а также результаты промышленного внедрения реогазохимического способа для извлечения остаточных запасов нефти на месторождениях Китайской Народной Республики<sup>11</sup>. В рамках лабораторных исследований рассматривалось вытеснение нефти из пористой среды. Лабораторные эксперименты были поставлены на образцах искусственных кернов, моделирующих реальные условия пластовой системы. Резюмируя лабораторные эксперименты, следует отметить, что разработанный способ внутрипластовой газогенерации диоксида углерода и формирования на его основе газожидкостной оторочки эффективен при вытеснении остаточных запасов нефти на нефтегазовых месторождениях Китайской Народной Республики. В представленных исследованиях анализируется механизм процесса генерации газа в пластовых условиях с образованием псевдокипящей газожидкостной системы, которая в свою очередь, используется в качестве оторочки для вытеснения нефти и увеличения охвата пласта. На этапе вытеснения нефти пластовой водой поддерживался расход жидкости равный  $Q = 0,017 \text{ см}^3/\text{сек}$ . На данном этапе было прокачено три поровых объема воды  $3PV - 54 \text{ мл}$ , объем вытесненной нефти составил  $V_n = 8,0 \text{ мл}$ . На стадии довытеснения нефти оторочкой ПГС параметры закачки водных растворов газообразующих реагентов были следующими: расход жидкости  $Q = 0,017 \text{ см}^3/\text{с}$ , при этом объем вытесненной нефти составил  $V_n = 6 \text{ мл}$ . Изменение давления в пористой среде в процессе закачки

---

<sup>11</sup> Geylani M. Panahov, Eldar M. Abbasov, Renqi Jiang The novel technology for reservoir stimulation: in situ generation of carbon dioxide for the residual oil recovery // J Petrol Explor Prod Technol, Vol. 11, № 4 - pp. 2009 – 2026 (2021). <https://doi.org/10.1007/s13202-021-01121-5>

газообразующих растворов характеризуется периодическими колебаниями, динамика которых приведена на рисунке 5.



**Рисунок 5. Динамика давления в процессе вытеснения нефти оторочкой CO<sub>2</sub>**

В представленных исследованиях анализируется механизм процесса генерации газа в пластовых условиях с образованием псевдокипящей газожидкостной системы, которая в свою очередь, используется в качестве оторочки для извлечения нефти и увеличения охвата пласта вытеснением. При этом наиболее важной с технологической точки зрения является необходимость установления соответствия термодинамических условий газонасыщения порового пространства с пенной системой. В экспериментах исследовалась самогенерируемая пенная система, в которой в качестве пенообразующего агента использовался полиакриламид (ПАА), приготовленный на водном растворе кальцинированной соды. Целью проводимых лабораторных экспериментов являлось исследование возможности применения разработанных составов в качестве изоляционной системы для блокирования высокопроницаемых пропластков, а также в процессе освоения добывающих скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях. В ходе исследований поставлены лабораторные эксперименты по изучению реологии

композиций растворов ПАВ и полимеров. Для полимерных жидкостей со свободно взвешенными газовыми включениями достаточно проблематична самопроизвольная эвакуация газа (пузырьков) из такого рода высоковязких сред. Для оценки реологических характеристик таких систем необходимо учитывать изменение их во времени вследствие разрушения полимерного и пенного каркаса. Для получения устойчивой пенной структуры было предложено в качестве одного из компонентов пенообразующей системы осуществить добавку химического реагента – солей трехвалентного металла, придающего пене тиксотропные свойства. При этом стабильность образовавшейся в пласте гелевой структуры зависит не только от присутствия комплексообразующих агентов, но и от целого ряда причин.

Исследования, посвященные изучению реологических свойств газовыделяющих систем, основывались на выборе типа полимера и сшивающих реагентов. В ходе опытов принимался во внимание тот факт изменения прочностных характеристик полимерных блокирующих систем в зависимости от температурных условий пласта. В работе экспериментальным исследованием установлено, что, при повышении температуры (термостатирование до 423 К) происходит снижение устойчивости пенной системы, что объясняется протекающим процессом свертывания длинных полярных частей молекул ПАА, в результате чего вязкость раствора снижается и, следовательно, снижается устойчивость пенных систем.

Для повышения устойчивости генерируемых пенных растворов было предложено использовать добавки стабилизатора хромлигносульфонатов, оказывающих в ходе термообработки влияние на процесс свертываемости полимерных клубков. Результаты проведенных экспериментов показали, что добавки в блокирующие вязкоупругие полимерные композиции химических реагентов хромлигносульфоната в объеме 2,0 – 4,0 об. % способствует достижению стабильности составов в температурном диапазоне 273 - 423 К.

Нами также было предложено использовать в качестве блокирующей высокопроницаемые зоны интервала воздействия композитную газогенерирующую систему на основе полиакриламида с добавками модифицированного бентонитового глинопорошка. Проведена серия лабораторных исследований, в которых была оценена селективность блокирующего эффекта композитной системы. С этой целью на специально разработанной фильтрационной установке моделировались условия пористой среды, состоящей из двух пропластков различной проницаемости. Проницаемость первого слоя составляла  $0,1 \text{ мкм}^2$ , а второго высокопроницаемого интервала –  $1,0 \text{ мкм}^2$ . На первом этапе модель насыщалась нефтью, и определялось фильтрационное сопротивление потока  $R_1 = Q_v/Q_n$ , где  $Q_v$  и  $Q_n$  – соответственно расходы жидкости в высокопроницаемом и низкопроницаемом пропластках. Далее в модель закачивался газовыделяющий агент, представляющий собой 0,25%-ый водный раствор полиакриламида с добавкой 12 масс. % карбоната натрия  $\text{Na}_2\text{CO}_3$  и 5 масс. % бентонитового глинопорошка и вновь устанавливалось распределение фильтрационного потока  $R_2$ . В следующей серии опытов в пористую среду последовательно закачивались газовыделяющий агент с добавкой бентонитового порошка в концентрации 5,0 масс. % и газообразующий раствор соляной кислоты, устанавливалось распределение фильтрационного потока. На очередном этапе экспериментов в модель нагнетался газовыделяющий агент (концентрация глинопорошка составляла 10%) и соляная кислота в качестве аэраатора полимер-глинистой системы. Для сравнения результатов проводимых исследований в следующей серии были проведены эксперименты, в которых в качестве газовыделяющей композиции применялись водные растворы полиакриламида с добавкой 12 масс. % карбоната натрия без бентонитового глинопорошка, и водного раствора соляной кислоты. Общий объем реагирующих растворов составлял 0,3 объема пор модели.

**В четвертой главе** диссертационной работы оцениваются и обосновываются технологические основы извлечения

остаточных запасов углеводородов в процессе внутрипластовой генерации диоксида углерода. Предлагаемая реогазохимическая технология на основе генерации углекислого газа в пластовых условиях, без организации закачки его из наземных коммуникаций обладает не только технологической, но и значимой экономической эффективностью. В этой технологии диоксид углерода генерируется в пластовых условиях в результате термохимической стехиометрической реакции последовательно закачиваемых в пласт водных растворов газообразующих и газовыделяющих химических реагентов. В качестве реагирующих химических агентов в исследованиях использованы водорастворимые карбонат натрия ( $\text{Na}_2\text{CO}_3$ ) и соляная кислота ( $\text{HCl}$ ). Произведена оценка концентраций реагентов в водном растворе и их объемы исходя из количества выделяющегося в результате стехиометрической реакции диоксида углерода. Известно, что при полной нейтрализации 1 т карбоната натрия 0,7 тоннами соляной кислоты в процессе реакции в нормальных условиях выделяется  $210 \text{ м}^3$  диоксида углерода. При выборе режимных условий закачки химических композиций объем реагирующих агентов с учетом термодинамических условий пласта оценивается в зависимости от термобарических условий пласта. Генерируемая в пласте система обладает целым рядом синергетических характеристик, позволяющих достичь положительных эффектов в процессе нефтеизвлечения: дополнительный источник пластовой энергии; объемный эффект в результате насыщения генерируемой в пластовых условиях двуокисью углерода; вязкоупругие и электрокинетические эффекты в нагнетаемых химреагентах. За счет разности плотностей происходит сегрегация газа в кровельную часть пласта; генерируемый  $\text{CO}_2$  также является газовой фазой в реакции пенообразования в пласте, что обеспечивает блокирование высокопроницаемых каналов пласта (или в призабойной зоне), отклоняя закачиваемую вслед воду в направлении неохваченных заводнением участков пласта. Технология также предусматривает периодическую пеногенерацию в удаленных зонах пласта. По итогам

реализуемого процесса имеет место: экстракция углеводородных компонентов с поверхности поровых каналов при определенных термобарических условиях, соответствующих «сверхкритическому состоянию  $\text{CO}_2$ » при этом, происходит очистка призабойной зоны скважин от асфальтеновых и иных загрязняющих отложений; внутрипластовое образование газожидкостной оторочки выравнивает профиль приемистости, т.е. обеспечивает подключение в работу новых пропластков при заводнении залежи и позволяет регулировать процесс заводнения путем циклического образования газожидкостных оторочек.

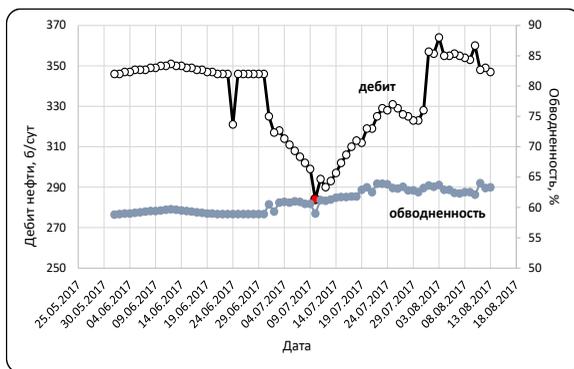
Генерируемый в пласте объем диоксида углерода растворяясь в вытесняемой нефти снижает ее вязкость, и как следствие снижает вязкостную неустойчивость при последующем нагнетании воды, снижает поверхностное натяжение на границе раздела фаз при вытеснении нефти из застойных зон пласта, исключает прорывы газа к добывающим скважинам, что имеет место при закачке большеобъемных оторочек  $\text{CO}_2$  в традиционных технологиях закачки газа. Технологичность способа позволяет находить оптимальные соответствия операционных параметров в зависимости от условий, соответствующих тем или иным участкам внедрения. Пилотное внедрение технологии на Ватьеганском нефтяном месторождении (Российская Федерация) осуществлялось на геологическом объекте пласт АВ<sub>8</sub>. Пласт (АВ<sub>8</sub>) состоит из трех самостоятельных пачек песчано-глинистых отложений, индексируемых как пласты АВ<sub>8-1</sub>, АВ<sub>8-2а</sub> и АВ<sub>8-2б</sub>. Опытнотехнологическое внедрение технологии воздействия на пласт оторочкой псевдокипящей газожидкостной системы подтверждает технологическую эффективность метода показателями прироста текущей добычи нефти по окружающим добывающим скважинам в течение 6-9 месяцев. Результаты расчета технологической эффективности реализации проекта на опытном участке Ватьеганского месторождения по 21 добывающей скважине, среагировавшей на воздействие: при расчете по отдельным добывающим скважинам участка дополнительная добыча нефти составила в целом 5684 т (12,6%

прироста текущей добычи нефти); при расчете по участку в целом дополнительная добыча нефти составила 5759 тонн (12,8% прироста текущей добычи нефти). Как показывает опыт промысловых операций, эффективное доизвлечение нефти в условиях внутрислоистой генерации газожидкостной оторочки и блокирования высокопроницаемых интервалов возможно при увеличении нагнетаемых объемов воды, как необходимого условия повышения охвата пласта вытеснением и извлечения остаточных углеводородов из застойных и слабодренуемых зон. Опытно-промышленные работы по испытанию технологий извлечения нефти из обводненных пластов проводились на опытном участке Ново-Покурского месторождения. На Ново-Покурском месторождении НПП-6 были произведены 3 скважино-обработки нагнетательных скважин №№1114/7, 1112/7, 64/13, работающих на пласте ЮВ1(2). Первая обработка была произведена на скважине 1114/7 двумя циклами закачки реагирующих композиций, общий объем закачки составил 120 м<sup>3</sup>. Затем была обработана скважина 1112/7, операция состояла из 2 циклов, общий объем закачки составил 130 м<sup>3</sup>. Третья обработка была произведена на скважине 64/13 - операция состояла из 2 циклов, общий объем закачки составил 110 м<sup>3</sup>. В процессе обработки скважин установлено, что значения приемистости скважин увеличились. В результате анализа показателей разработки опытного участка Ново-Покурского месторождения 10 скважин среагировали на воздействие положительно, и дополнительная добыча нефти в период внедрения технологии составила 3906 т. Пилотное внедрение технологии реализовано также на Оренбургском нефтегазоконденсатном месторождении. Продуктивный разрез артинской залежи сложен карбонатными породами со сравнительно низкими фильтрационно-емкостными характеристиками.

Промышленное испытание и внедрение метода извлечения остаточных запасов нефти получило широкое реализовано на месторождениях Китайской Народной Республики. Месторождениям присуща большая изменчивость в распределении пористости и проницаемости, что в целом

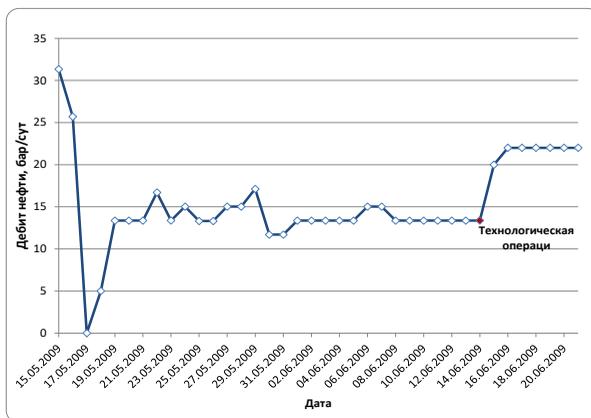
осложняет условия эксплуатации. В качестве примера можно привести месторождения углеводородов Daqing, ShengLi, Dagang, Zhongyuan, где имеет место случайная картина распределения нефтяных «карманов» на различных глубинах. Широкое применение технологий CO<sub>2</sub>-стимулирования пласта ограничено как нехваткой промышленных запасов CO<sub>2</sub>, так и техническими ограничениями на пути широкого применения CO<sub>2</sub>-ПНП технологий. Успешное испытание технологического способа было осуществлено на участке морского месторождения Пенлай (Penglai, China). Технология была реализована на группе скважин оффшорного месторождения Penglai нефтяной компании CNOOC при поддержке сервисной компании COSL на двух нагнетательных скважинах (2017 – 2018 гг.). Технологическая операция проведена несколькими циклами нагнетания газообразующих и газовыделяющих химических композиций на нагнетательных скважинах, расположенных на стационарной морской платформе. Динамика среднесуточного дебита и обводненности по показательной скважине C36ST1 приведена на рисунке 6.

Практическое испытание технологии извлечения остаточной нефти из обводненных пластов на поздней стадии разработки залежи проводились на опытном участке месторождения Маскоги (штат Оклахома, США). В рамках пилотного проекта извлечения остаточных запасов на истощенных залежах штата Оклахома были проведены 3 скважино-операции на участке месторождения. Пласты залежи представлены низкопроницаемыми коллекторами –  $9 \div 15 \cdot 10^{-6}$  мкм<sup>2</sup>, пористость –  $13 \div 17\%$ , пластовая температура – 301 К; пластовое давление - 5,5 МПа.



**Рисунок 6. Динамика показателей добычи и обводненности продукции скважины C36ST1 до и после операции внутрислоистой CO<sub>2</sub>-оторочки**

По результатам воздействия на пласт наблюдалось почти двукратное увеличение среднесуточного дебита нефти по трем скважинам участка внедрения – с 13 до 26 барр/сут (рисунок 7). Результаты промысловых операций подтвердили эффективность применения CO<sub>2</sub> воздействия с целью извлечения нефти, содержащейся в коллекторах низкой проницаемости.



**Рисунок 7. Динамика дебита нефти пилотной скважины месторождения Маскоги**

Внедрение системной технологии внутрислоистой генерации диоксида углерода и изоляции высокопроводящих каналов блокирующими составами реализовано на месторождениях Западной Сибири. Технология блокирования

высокопроницаемых интервалов пласта состоит последовательной закачкой в призабойную зону пласта вязкоупругого состава (ВУС) и ОПГС. Перед закачкой состава ВУС в призабойную зону пласта нагнетался водный раствор полимера под давлением большим, чем давление, при котором раствор начинает фильтроваться и в низкопроницаемые нефтенасыщенные интервалы. Затем давление на устье скважины снижалось и в скважину закачивался вязкоупругий состав (ВУС). Опытно-промышленное испытание технологии ОПГС в комбинации с блокирующим составом было осуществлено на участке Самотлорского месторождения. Анализ показателей работы добывающих реагирующих скважин на участке пласта после проведения опытно-промышленных испытаний показал, что большинство скважин пилотного участка отреагировало на закачку оторочки изменением режимных параметров. Это выразилось, в одних случаях, снижением обводнения продукции, в других - увеличением дебита нефти. Динамика изменения показателей разработки всего участка представлена на рисунке 8.

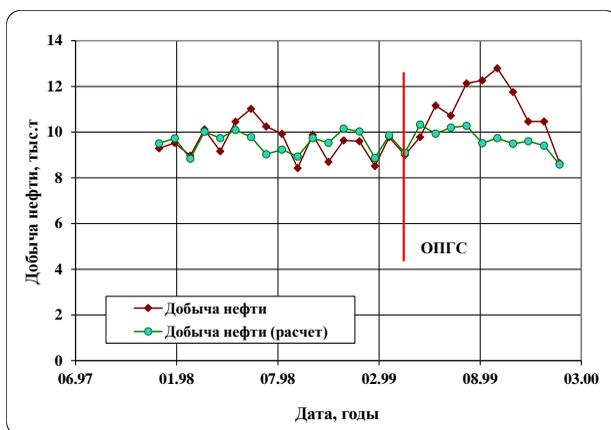


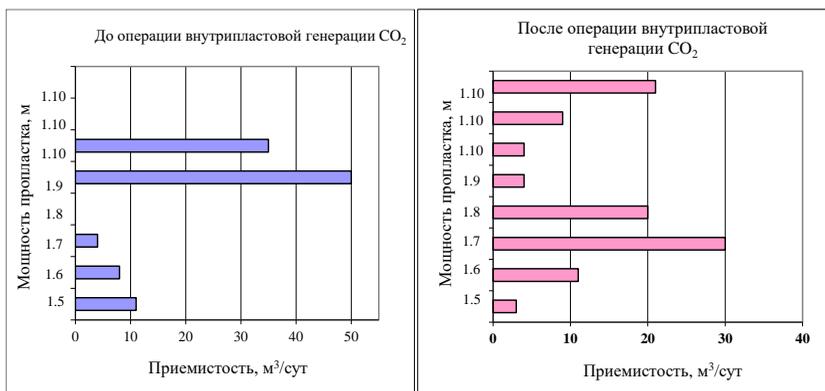
Рисунок 8. Динамика изменения среднемесячной добычи нефти

В дальнейшем «Тюменская Нефтяная Компания» широко использовала технологию системного воздействия на продуктивные пласты АВ<sub>4-5</sub> и БВ<sub>8</sub> Самотлорского месторождения. Реализовано 12 скважино-операции с

использованием разработанного метода с высокой технологической эффективностью.

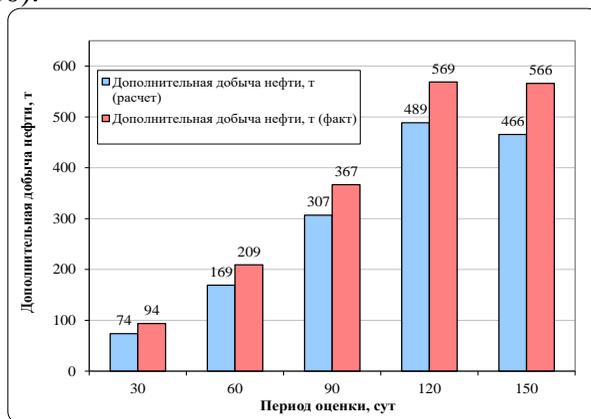
**В пятой главе** приведены результаты лабораторных и промысловых исследований по суффозийной очистке призабойной зоны скважин газогенерирующими композициями. Геолого-технические мероприятия по поддержанию пластового давления необходимо сочетать с обработкой призабойной зоны пласта (ПЗП), обеспечивая очистку и восстанавливая первичную проницаемость пористой среды. Следует отметить, что взаимодействие соляной кислоты HCl со слагающими призабойную зону породами сопровождается образованием нерастворимых осадков в порах и каналах коллектора.

**Промысловая реализация технологии внутрипластовой газогенерации на месторождения Zhongyuan.** Продуктивным объектом являются нефтенасыщенные осадочные отложения LianHua третьего яруса третичных формирований Шейджи. Глубина продуктивного пласта колеблется от 1430 до 1690 м. Средняя мощность продуктивного объекта составляет 57,74 м, площадь участка – 2,39 км<sup>2</sup>. Оценочные балансовые запасы нефти составляют – 1653,104 тыс. т. Промысловые операции по воздействию на пласт технологией внутрипластовой газогенерации впервые были осуществлены на четырёх участках месторождения Zhongyuan, охватывающих 25 нагнетательных скважин. Значения приемистости и давления закачки определили изменение пропускной способности ( $Q/P_{\text{зак}}$ ) нагнетательных скважин до и после технологической операции. Характеристики приемистости большинства скважин (за исключением скважины 316VC) после операции существенно изменились, что свидетельствует об увеличении охвата пласта воздействием закачиваемой системой (рисунок 9).



**Рисунок 9. Профиль приемистости нагнетательной скважины до и после технологической операции**

Анализ динамики текущих показателей работы нагнетательного и эксплуатационного фонда скважин на пилотном участке месторождения Zhongyuan, а также предыстории разработки залежи позволяет сделать вывод об эффективном воздействии и целесообразности применения технологии внутрипластовой генерации диоксида углерода (рисунок 10).



**Рисунок 10. Динамика прогнозной и фактической добычи нефти на участке месторождения Zhongyuan**

Технология также была реализована на группе скважин оффшорного месторождения Bohai Bay нефтяной компании

CNOOC при техническом содействии компании сервисной компании COSL на двух нагнетательных скважинах (2009 – 2010 гг.). В качестве объектов испытания были рассмотрены две группы скважин: первая группа представлена нагнетательной скважиной E25 и окружающими ее эксплуатационными скважинами E19, E24, E20, E21, F4, F5, G1; вторая группа - нагнетательной скважиной H5 и окружающими эксплуатационными скважинами F32, F33, H4, H11, H12, H13, H6, G25. E25. Анализ динамики давления закачки воды после технологической операции показал, что наблюдается изменение давления нагнетания с 1,4 МПа до 5,7 МПа ( $\Delta P=4,3$  МПа), что косвенно свидетельствует о возрастании гидравлических сопротивлений на фронте нагнетания и охвата низкопроницаемых зон пласта. Предварительные результаты внедрения метода подтвердили, что суммарная дополнительная добыча нефти по всем скважинам участка H5 за шесть месяцев послеоперационный период с момента проведения мероприятия составила  $\Delta Q_{н} \approx 7000,00$  т. Динамика среднесуточного дебита по 8 окружающим скважинам 9-ти точечной системы разработки участка месторождения представлены на рисунке 11.

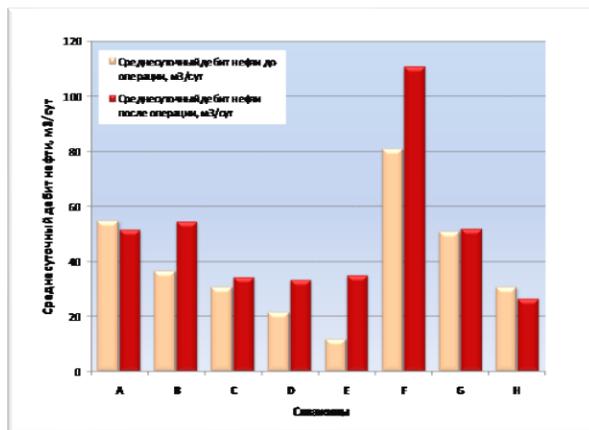
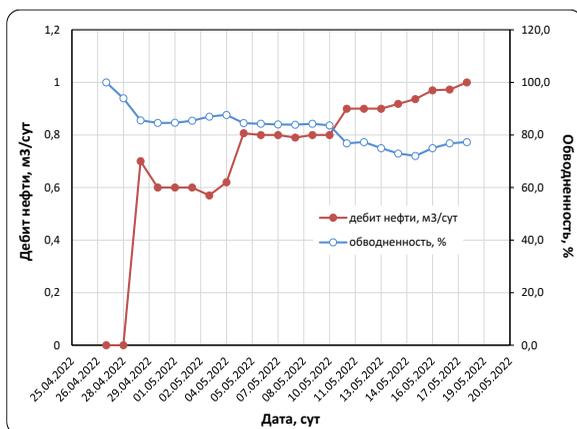


Рисунок 11. Динамика среднесуточного дебита по 8 окружающим скважинам пилотного участка

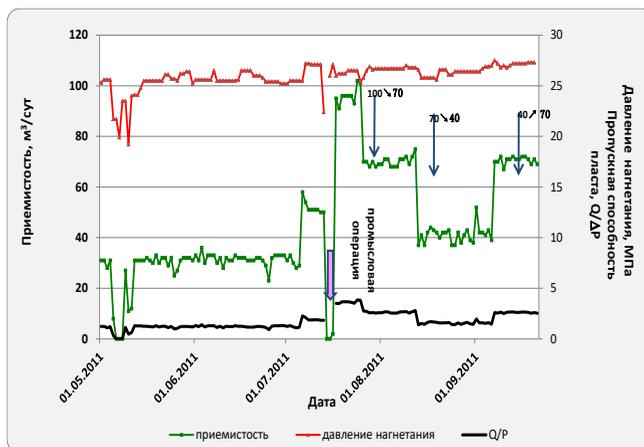
Анализ динамики показателей группа нагнетательной скважиной E25 добычи нефти и обводненности продукции реагирующих скважин показал, что наблюдается положительная реакция на воздействие газожидкостной оторочкой, что выразилось в изменении среднесуточного дебита нефти и снижении обводненности добываемой продукции по большинству окружающих скважин тестового участка. Предварительные результаты технологической операции подтвердили, что суммарная дополнительная добыча нефти за послеоперационный период с момента проведения мероприятия (с учетом снижения добычи по трем добывающим скважинам) составила  $\Delta Q_{н1} = 5893,69$  т.

Для обеспечения интенсификации добычи нефти в добывающих скважинах и очистки призабойной зоны пласта от кольматантов и асфальтосмолопарафиновых отложений была реализована инновационная технология. Опытно-промышленные работы по интенсификации добычи нефти было осуществлено на эксплуатационных скважинах месторождения «Бинагады» (Азербайджан). Дооперационный среднесуточный дебит нефти по исследуемым скважинам составлял 0,5 т/сут. В скважины были закачаны водные растворы химических реагентов и регулированием устьевых параметров достигался охват воздействием обрабатываемой призабойной зоны. Показательная динамика эффективности (накопленная добыча нефти) по результатам проведенной операции на одной скважине приведена на рисунке 12.



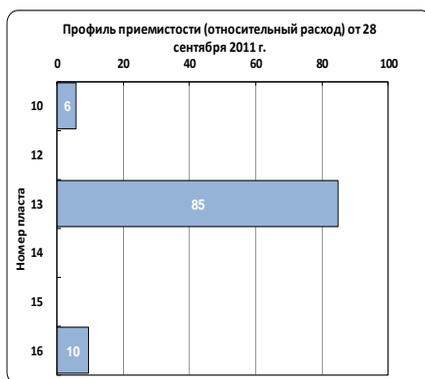
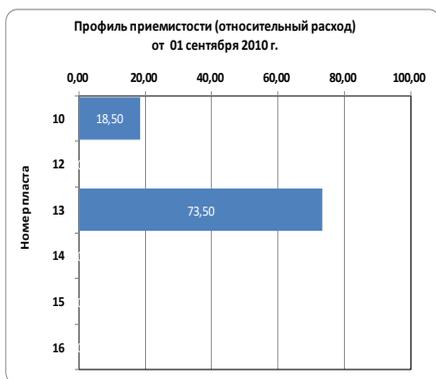
**Рисунок 12. Динамика эффективности промысловой операции по ИДН на скважине месторождения Бинагады (Азербайджан)**

Суффозионная очистка ПЗ нагнетательных скважин газогенерирующими композициями на месторождения LiuZan. Очередной промышленный проект реогазохимической стимуляции пласта был осуществлен на северном участке месторождения LiuZan. На участке промыслового внедрения расположены две нагнетательные скважины: LB1-19-20-ES33 и LB2-10-ES33. Основной целью проекта промысловой реализации технологии на месторождении LiuZan является повышение приемистости на скважине LB1-19-20-ES33 при сохранении давления нагнетания на дооперационном уровне, а также выравнивание профиля приемистости на скважине LB2-10-ES33 за счет снижения приемистости пласта 10 и увеличения объемов нагнетания воды в пласты 8 и 9. Наблюдение за послеоперационной динамикой расхода закачиваемой воды и давления подтвердило эффективность проведенных промысловых мероприятий (рисунок 13). На скважине LB1-19-20-ES33 имело место увеличение приемистости пластов 10, 12 и 16 с 30 до 100 м<sup>3</sup>/сут, которое впоследствии было выведено на режим 70 м<sup>3</sup>/сут в рамках технологических мероприятий на участке внедрения технологии.



**Рисунок 13. Динамика основных показателей нагнетательной скважины LB1-19-20-ES33 до и после технологической операции ОПГС**

На скважине LB2-10-ES33 в течение 3 месяцев после операции отмечается рост приемистости воды в среднем на уровне  $30 \text{ м}^3/\text{сут}$ , что по сравнению с дооперационным уровнем составило почти 3-х кратное увеличение объемов закачки при поддержании прежнего значения давления нагнетания. В рамках послеоперационных исследований на нагнетательных скважинах LB1-19-20-ES33 и LB2-10-ES33 были замерены профили приемистости, которые подтвердили эффективность проведенных мероприятий и достижение первичных технологических целей. На скважине LB1-19-20-ES33 достигнуто увеличение приемистости по пласту 13, как основного продуктивного пласта интервала воздействия на 13,5 % (73,5 до 85 %), при этом имеет место перераспределение потока нагнетаемой воды с пластов 10 и 16 - в пласте 10 уменьшение на 68%; отсутствие нагнетания по пласту 16 (рисунок 14).



**Рисунок 14. Результаты определения профиля приемистости до и после операции на скважине LB1-19-20-ES33**

На скважине LB2-10 обеспечено изменение приемистости: по пласту 10 обеспечено снижение приемистости на 23 % (с 69,01 до 53 %), по пласту 8 - выросло на 5%, а по пласту 9 – выросло на 76% (с 4,51 до 19 %). Таким образом, планируемые цели мероприятия были достигнуты, что обеспечило приемистости пласта.

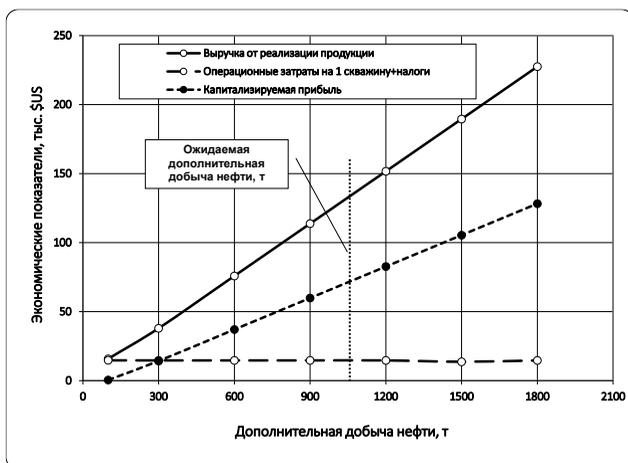
**В шестой главе** оцениваются технологические и экономические аспекты реализации технологии внутрипластовой генерации диоксида углерода.

Улавливание, транспортировка и закачка в пласт диоксида углерода  $\text{CO}_2$ , как вытесняющего агента в технологиях повышения нефтеотдачи пластов, часто рассматривается также и как перспективный способ экономически эффективного предотвращения выбросов  $\text{CO}_2$  в атмосферу. Если улавливанием и транспортировкой  $\text{CO}_2$  занимается не оператор нефтяного месторождения, а иная организация, то можно ожидать, что эти две организации будут иметь разные и, возможно, конкурентные цели. Поэтому при рассмотрении корреляции секвестрации  $\text{CO}_2$  и технологий ПНП- $\text{CO}_2$  важно также учитывать цели нефтедобывающих компаний. Сравнение показывает, что в зависимости от комбинации рассматриваемых сценариев добавленная стоимость от использования метода повышения нефтеотдачи  $\text{CO}_2$  вместо применения методов химического

воздействия варьируется от -4 до 33 евро за баррель добытой нефти, что эквивалентно от 4 до 56 €/т CO<sub>2</sub> улавливаемого диоксида углерода. В большинстве рассмотренных случаев метод ПНП-CO<sub>2</sub> технологии будут предпочтительнее, однако, в зависимости от конкретного случая, стоимость операций может варьироваться. Оценка показывает, что при цене на нефть за вычетом обычных затрат на добычу, равной 50 евро/баррель, стоимость нефти, которая должна учитываться при применении CO<sub>2</sub>-ПНП, составляет от 8 до 41 евро за баррель добытых углеводородов.

Стоимость, которую компания готова заплатить за доставку CO<sub>2</sub> на свое месторождение, варьируется от -4 до 56 евро/т CO<sub>2</sub> в зависимости от рассматриваемых сценариев и поэтому может быть значительно ниже, чем в случаях, когда химическое повышение нефтеотдачи не является альтернативным методом. В традиционных газовых технологиях воздействия на пласт предусматривается закачка нескольких сотен тысяч м<sup>3</sup> для насыщения пласта газом или создания большеобъемных оторочек диоксида углерода.

Несмотря на небольшие объемы генерируемого газа в разработанной технологии и относительно высокую стоимость используемых химических реагентов, достигаемый эффект позволяет оценить метод как технологически и экономически рентабельный. Ниже представлен оценочный график экономических показателей в \$US, т.е. зависимость затрат на 1 скважину-операцию, накопленная прибыль, выручка от реализации нефти (рисунок 15). Эти показатели основаны на полученных нами эффектах достижения дополнительной добычи в пределах 10-12 % (т.е. дополнительная добыча нефти составила 1000 т на одну скважино-операцию).



**Рисунок 15. Экономическая оценка эффективности разработанной технологии**

В главе также приводится оценка технологической эффективности опытно-промышленного внедрения технологии внутрипластовой генерации диоксида углерода. Как известно, мультиэффективность технологии внутрипластовой генерации  $\text{CO}_2$  приводит к изменению ряда показателей процесса фильтрации, в частности коэффициента вытеснения нефти или фазовой проницаемости нефти и воды<sup>12</sup>. Изменения происходят за счет роста объемного коэффициента  $B_n$ , который представляет отношение объема нефти в пластовых условиях  $Q_n$  к объему нефти в стандартных условиях  $Q_{н.с.}$ . Как известно изменение объема нефти (набухание нефти) до и после растворения в ней двуокиси углерода представляется как:

$$B_n = \frac{Q_n}{Q_{н.с.}}; \quad B_o = \frac{Q_o}{Q_{o.с.}}. \quad (10)$$

Из соотношения (10) определяем объемы начальной  $Q_{н.с.}$  и остаточной  $Q_{o.с.}$  нефти в стандартных условиях, соответственно:

<sup>12</sup> Шахвердиев, А.Х., Мандрик, И.Э., Панахов, Г.М., Бахтияров, С.И., Аббасов, Э.М. Перспективные реогазохимические технологии повышения нефтеотдачи пластов при извлечении остаточных запасов углеводородов // АМЕА-нин Хəбərləri, «Yer elmləri» seriyası, № 3, 2007. – S. 38-47.

$$Q_{н.с} = \frac{Q_H}{B_H}; \quad Q_{о.с} = \frac{Q_o}{B_o}. \quad (11)$$

Объемы начальной и остаточной нефти в пластовых условиях равны:

$$Q_H = \sigma_H \cdot V_{охв}; \quad Q_o = \sigma_o \cdot V_{охв}, \quad (12)$$

где  $\sigma_H$  и  $\sigma_o$  – соответственно начальная и остаточная нефтенасыщенность.

Подставив (12) в (11) для стандартных условий, получим:

$$Q_{н.с} = \frac{\sigma_H \cdot V_{охв}}{B_H}; \quad Q_{о.с} = \frac{\sigma_o \cdot V_{охв}}{B_o}. \quad (13)$$

Накопленная нефть  $Q$  из охваченного фильтрацией объема  $V_{охв}$  для стандартных условий составляет:

$$Q = Q_{н.с} - Q_{о.с} = \frac{\sigma_H \cdot V_{охв}}{B_H} - \frac{\sigma_o \cdot V_{охв}}{B_o} = V_{охв} \cdot \left( \frac{\sigma_H}{B_H} - \frac{\sigma_o}{B_o} \right). \quad (14)$$

Разделив (14) на общий поровый объем залежи  $V_n$  получим коэффициент извлечения нефти за счет ОПГС при заводнении:

$$\eta_+ = \frac{V_{охв}}{V_n} \cdot \frac{\left( \frac{\sigma_H}{B_H} - \frac{\sigma_o}{B_o} \right)}{\frac{\sigma_H}{B_H}} = \eta_o \cdot \left( 1 - \frac{\sigma_o \cdot B_H}{\sigma_H \cdot B_o} \right) = \eta_o \cdot \eta_{1+}, \quad \eta_o = \frac{V_{охв}}{V_n}, \quad (15)$$

где  $\eta_+$  – коэффициент извлечения нефти оторочкой ОПГС при заводнении;  $\eta_{1+}$  – коэффициент вытеснения нефти оторочкой ОПГС при заводнении;  $\eta_o$  – коэффициент охвата вытеснением нефти оторочкой ОПГС при заводнении. При вытеснении нефти исключительно водой коэффициент вытеснения рассчитывается как:

$$\eta_1 = \frac{\sigma_H - \sigma_o}{\sigma_H} \quad (16)$$

Преобразуя формулу (15) с учетом (16), получим:

$$\eta_+ = \eta_o \cdot \left( 1 - \frac{\sigma_n - (\sigma_n - \sigma_o) \cdot \frac{B_n}{B_o}}{\sigma_n} \right) = \eta_o \cdot \left( 1 - (1 - \eta_1) \cdot \frac{B_n}{B_o} \right) \quad (17)$$

Таким образом, коэффициент вытеснения нефти с применением технологии ОПГС при заводнении соответственно равен:

$$\eta_{1+} = \left( 1 - (1 - \eta_1) \cdot \frac{B_H}{B_o} \right). \quad (18)$$

В этом случае прирост коэффициента вытеснения нефти составит:

$$\Delta \eta_{1+} = \left( 1 - (1 - \eta_1) \cdot \frac{B_H}{B_o} \right) - \eta_1 = (1 - \eta_1) \cdot \left( 1 - \frac{B_H}{B_o} \right), \quad (19)$$

$\Delta \eta_{1+}$  - прирост коэффициента вытеснения за счет применения технологии ОПГС.

Теоретические и лабораторные исследования, а также результаты промышленного внедрения способа извлечения остаточных запасов нефти газожидкостной оторочкой на основе  $\text{CO}_2$  служат достаточно весомым подтверждением технологической и экономической эффективности предлагаемого решения. Результаты лабораторно-прикладных исследований свидетельствуют о том, что реофизические характеристики и объемы реагирующих гетерогенных флюидов, динамические условия их нагнетания в пласт, наряду с учетом термодинамических параметров нефтяной залежи, выбираются таким образом, что внутрипластовая генерация диоксида углерода  $\text{CO}_2$  обеспечивала бы однофазность или неравновесность газовой фазы. Наложение указанных технологических ограничений позволяет обеспечить адресное воздействие на нефтяную залежь и эффективность извлечения остаточных запасов нефти из слабодренируемых зон пласта. Опыт лабораторных и промысловых исследований реогазохимической технологии на нефтяных месторождениях основных нефтегазоносных регионов России, Азербайджана, США и КНР показал, что она обладает достаточно хорошей

воспроизводимостью и эффективностью в широком диапазоне геолого-физических характеристик нефтяных залежей, слагающих их коллекторов и насыщающих флюидов. Технологичность способа позволяет находить оптимальные соответствия операционных параметров в зависимости от условий, соответствующих тем или иным участкам внедрения.

## **ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ**

1. Выявлен эффект флуктуации вязкости нефти как проявление динамического неравновесия в процессе тиксотропного структурирования гетерогенной композиции. В ходе исследований разработаны методы регулирования неравновесности процесса вязкоупругими и газогенерирующими композициями.

2. Впервые разработаны составы и реогазохимический способ генерации диоксида углерода в неоднородных пластовых условиях. Оценено влияние компонентного состава флюидов и концентрации реагентов на характер внутрипоровой генерации диоксида углерода в свободном объеме и в пористой среде.

3. Оценена кинетика газообразования гетерогенных растворов в различных условиях с учетом влияния характера растворения зародышей газа в пластовых флюидах при реогазохимической генерации диоксида углерода и изучен эффект внутрипоровой генерации «влажного» диоксида углерода.

4. Разработаны методические основы и внедрена реогазохимическая технология, включающая одновременное блокирование высокопроницаемых интервалов пласта с целью направленного извлечения остаточных запасов углеводородов из иммобильных нефтенасыщенных пропластков.

5. Определены оптимальные концентрации пенообразующих реагентов и ингибирующих добавок в газовыделяющих растворах, получен ряд физических и гидродинамических эффектов, проявляющихся в процессе внутрипластовой генерации газовой фазы в высокопроницаемых зонах пористого коллектора.

6. Впервые разработан метод суффозийной очистки пористой среды путем использования генерируемого в пластовых условиях диоксида углерода  $\text{CO}_2$ , приобретающего при определенных термобарических условиях свойства сверхкритического флюида.

7. Разработаны технико-технологические основы реализации реогазохимических технологий повышения

нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти с доказанной промышленной эффективностью, направленные на извлечение трудноизвлекаемых запасов нефти.

8. Результаты теоретических и экспериментальных исследований использованы при реализации разработанных промышленных технологий на месторождениях Азербайджана, Российской Федерации, США, Китайской Народной Республики, Вьетнама в процессах газового воздействия на пласт и суффозийной очистки призабойной зоны скважин.

**Основное содержание диссертации отражено в следующих работах:**

1. Suleimanov, B.A., Abbasov, E.M. & Aliev, N.S. Experimental investigations of filtration of relaxing liquids in heterogeneous porous media. *J Eng Phys Thermophys* 69, 8–13 (1996). <https://doi.org/10.1007/BF02606215>. (Scopus)

2. Suleimanov, B.A., Azizov, Kh.F., Abbasov, E.M. Slippage Effect During Gassed Oil Displacement // *Energy Sources*. - 1996. - Vol. 18, № 7. - P. 773 – 779.

<http://dx.doi.org/10.1080/00908319608908809> (SCIE)

3. Шахвердиев, А.Х., Панахов, Г.М., Аббасов, Э.М. и др. Способ термохимической обработки призабойной зоны пласта, Патент Российской Федерации № 2100582 // Федеральная служба по интеллектуальной собственности, патентам и товарным знакам (РОСПАТЕНТ). - М., 1997.

4. Suleimanov, B.A., Azizov, Kh.F., Abbasov, E.M. Specific Features of the Gas-Liquid Mixture Filtration // *Acta Mechanica*. - 1998. - Vol. 130, № 1-2. - Pp. 121 – 133. (SCIE)

5. Шахвердиев, А.Х., Панахов, Г.М., Аббасов, Э.М. и др. Способ обработки призабойной зоны нефтяного пласта, Патент Российской Федерации № 2114291 // Федеральная служба по интеллектуальной собственности, патентам и товарным знакам (РОСПАТЕНТ). - М., 1998.

6. Шахвердиев, А.Х., Панахов, Г.М., Аббасов, Э.М. и др. Способ обработки призабойной зоны нефтяного пласта, Патент Российской Федерации № 2114292 // Федеральная служба по

интеллектуальной собственности, патентам и товарным знакам (РОСПАТЕНТ). - М., 1998.

7. Aliyev, E.N., Panahov, G.M., Suleimanov, B.A., Abbasov, E.M. Method of Acidizing a Heterogeneous Subterranean Formation by Use of Chemical Blowing Agents // USA Provisional Patent Application № 60/100,553. Priority Date 09/16/1998.

8. Шахвердиев, А.Х., Панахов, Г.М., Аббасов, Э.М. и др. Способ разработки нефтяной залежи, Патент Российской Федерации № 2123105 // Федеральная служба по интеллектуальной собственности, патентам и товарным знакам (РОСПАТЕНТ), - М., 1998.

9. Шахвердиев, А.Х., Панахов, Г.М., Сулейманов, Б.А., Аббасов, Э.М., Гайнаншин, Ш.И. Способ изоляции зон поглощения в бурящейся скважине // Патент Российской Федерации № 2123107. - М., 1998.

10. Мирзаджанзаде, А.Х., Шахвердиев, А.Х., Панахов, Г.М., Аббасов, Э.М. и др. Способ разработки нефтяной залежи, Патент Российской Федерации № 2125153 // Федеральная служба по интеллектуальной собственности, патентам и товарным знакам (РОСПАТЕНТ). - М., 1999.

11. Шахвердиев, А.Х., Панахов, Г.М., Аббасов, Э.М. и др. Способ разработки нефтяной залежи, Патент Российской Федерации № 2125154 // Федеральная служба по интеллектуальной собственности, патентам и товарным знакам (РОСПАТЕНТ). - М., 1999.

12. Мирзаджанзаде, А.Х., Курбанов, Р.А., Шахвердиев, А.Х., Панахов, Г.М., Сулейманов, Б.А., Аббасов, Э.М. Способ ограничения водопритока в скважине // Патент Азербайджанской Республики № İ990231. - Bakı, 1999.

13. Шахвердиев, А.Х., Панахов, Г.И., Сулейманов, Б.А., Аббасов, Э.М. и др. Способ кислотной обработки призабойной зоны нефтяного пласта, Патент Российской Федерации № 2145381 // Федеральная служба по интеллектуальной собственности, патентам и товарным знакам (РОСПАТЕНТ). - М., 2000.

14. Шахвердиев, А.Х., Панахов, Г.М., Аббасов, Э.М. и др. Способ селективной изоляции водопритоков в скважине, Патент Российской Федерации № 2145379 // Федеральная служба по интеллектуальной собственности, патентам и товарным знакам (РОСПАТЕНТ). - М., 2000.

15. Suleimanov, B.A., Abbasov, E.M. Experimental Study of Oil Displacement by inhomogeneous system from inhomogeneous porous medium // Proceedings of Institute of Mathematics and Mechanics of Azerbaijan Academy of Sciences - 1999. - Vol. 10. - Pp. 267 – 272.

16. Salavatov, T.Sh., Panakhov, G.M., Abbasov, E.M. New Rheotechnology for Well Operations // Oil Gas Chemistry: technology & equipment, issue 3, 2001, pp. 32-33.

17. Шахвердиев, А.Х., Панахов, Г.М., Аббасов, Э.М. и др. Способ разработки нефтяной залежи, Патент РФ № 2178067 // Федеральная служба по интеллектуальной собственности, патентам и товарным знакам (РОСПАТЕНТ), 2002.

18. Мирзаджанзаде, А.Х., Гумерский, Х.Х., Шахвердиев, А.Х., Панахов, Г.М., Аббасов, Э.М. Способ предотвращения отложения парафина в нефтяной скважине // Патент РФ № 2194846 // Федеральная служба по интеллектуальной собственности, патентам и товарным знакам (РОСПАТЕНТ), 2002.

19. Салаватов, Т.Ш., Панахов, Г.М., Аббасов, Э.М. Энергосберегающие методы регулирования реофизических характеристик дисперсных систем // Азербайджанское Нефтяное Хозяйство, №1, 2002, с. 37-40.

20. Шахвердиев, А.Х., Панахов, Г.М., Аббасов, Э.М. Синергетические эффекты при системном воздействии на залежь термо-реохимическими технологиями // Нефтяное хозяйство, М.: №11. – 2002. С.61-65.

21. Шахвердиев, А.Х., Панахов, Г.М., Аббасов, Э.М. Газохимическое воздействие для улучшения фильтрационно-емкостных свойств ПЗС // «Бурение и нефть», №5. - 2003. – С. 37-39.

22. Шахвердиев, А.Х., Панахов, Г.М., Аббасов Э.М. Газожидкостная оторочка для воздействия на нефтяную залежь // Сборник научных трудов ВНИИнефть им. акад. А.П. Крылова. – С. 35 – 39.

23. Шахвердиев, А.Х., Панахов, Г.М., Аббасов, Э.М. Регулирование нестационарных процессов в сложных дисперсных системах // Нефтяное хозяйство, №11, 2004. - С. 59-61.

24. Panahov, G.M., Abbasov, E.M. Experimental simulation of gas-fluid effect in heterogeneous porous medium // Transactions of AMEA, issue Mathematics and Mechanics series of physical-technical & mathematical sciences of Institute of Mathematics and Mechanics, XXIV, Baku, 2004. – pp. 245-252.

25. Bakhtiyarov, SI, Panahov, GM, Abbasov, EM, & Heydarov, CY. Rheological Measurements on Viscoelastic Self-Healing Composites Used in Oil Industry // Proceedings of the ASME 2005 Fluids Engineering Division Summer Meeting. Volume 1: Symposia, Parts A and B. Houston, Texas, USA. June 19–23, 2005. pp. 1065-1068. ASME. <https://doi.org/10.1115/FEDSM2005-77309>.

26. Bakhtiyarov, S.I., Panakhov, G.M., Abbasov, E.M. Rheological Characterization of Viscoelastic Composite Systems Used in Oil Industry // Book “Characterization of Materials, Metals and Minerals”, M. E. Schlesinger, ed., TMS Publications, 2005. - pp. 11 – 18. (Scopus)

27. Panakhov, G.M., Bakhtiyarov, S.I., Shakhverdiyev, A.Kh., Abbasov, E.M. Oil Recovery by In-Situ Gas Generation: Volume and Pressure Measurements // ASME Joint U.S.-European Fluids Engineering Summer Meeting, Miami, FL, July 17-20, 2006, Paper # FEDSM2006-98359. - pp. 1 – 6. <https://doi.org/10.1115/FEDSM2006-98359> (Scopus)

28. Bakhtiyarov, SI, Shakhverdiyev, AK, Panakhov, GM, Abbasov, EM, & Siginer, D. In-Situ Carbon Dioxide Generation for Oil Recovery: Experimental Study of Pressure and Temperature Variations During Stoichiometric Reaction // Proceedings of the ASME 2006 International Mechanical Engineering Congress and

Exposition. Fluids Engineering. Chicago, Illinois, USA. November 5–10, 2006. pp. 895-898. ASME.

<https://doi.org/10.1115/IMECE2006-15708>. (Scopus)

29. Панахов, Г.М., Шахвердиев, А.Х., Мандрик, И.Э., Бахтияров И.С., Аббасов Э.М. Интегративная эффективность воздействия на пласт при внутрипластовой генерации газа // Нефтяное Хозяйство, №11, М.: 2006. - С. 76 – 80.

30. Panakhov, G.M., Bakhtiyarov, S.I., Shakhverdiev, A.Kh., Abbasov, E.M. Kinetics of Gas Generation in Water Solutions // Transactions of AMEA, issue Mathematics and Mechanics series of physical-technical & mathematical sciences, XXIV, Baku, 2006. - pp. 239-246.

31. Bakhtiyarov, S.I., Shakhverdiyev, A.Kh., Panakhov, G.M., Abbasov, E.M. Volume and Pressure Measurements in Oil Recovery by In-Situ Gas Generation // International Journal of Manufacturing Science and Technology, 2007, Vol. 1, No. 1, June, pp. 1-11.

32. Шахвердиев, А.Х., Мандрик, И.Э., Аббасова, Н.Н., Аббасов Э.М. Выбор оптимального варианта разработки нефтяных месторождений в условиях многокритериальности решений (ОПТИМА). Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2008610892, 27 декабря 2007.

33. Bakhtiyarov, S.I., Shakhverdiyev, A.K., Panakhov, G.M., Abbasov, E.M. Effect of Surfactant on Volume and Pressure of Generated CO<sub>2</sub> Gas // Proceedings of SPE Production and Operation Symposium, Oklahoma City, OK, March 31 - April 3, 2007. - pp. 141 – 144. <https://doi.org/10.2118/106902-MS>. (SCIE)

34. Bakhtiyarov, S.I., Shakhverdiyev, A.Kh., Panakhov, G.M., Abbasov, E.M. In-Situ Carbon Dioxide Generation: Polymer/Surfactant Effects on Generated Volume and Pressure // SPE International Symposium on Oilfield Chemistry Proceedings, 28 February – 2 March, 2007, Houston, TX, USA. - pp. 235 – 237.

35. Шахвердиев, А.Х., Панахов, Г.М., Аббасов, Э.М. Реохимическая активация водоцементных смесей газогенерирующими агентами // Журнал «Бурение и нефть», № 6, 2007, с. 16 - 18.

36. Bakhtiyarov, S.I., Shakhverdiev, A.K., Panakhov, G.M., & Abbasov, E.M. Polymer/Surfactant Effects on Generated Volume and Pressure of CO<sub>2</sub> in EOR Technology // Proceedings of the ASME/JSME 2007 5th Joint Fluids Engineering Conference. Volume 1: Symposia, Parts A and B. San Diego, California, USA. July 30–August 2, 2007. pp. 1583-1589. ASME. <https://doi.org/10.1115/FEDSM2007-37100>. (Scopus)

37. Шахвердиев, А.Х., Мандрик, И.Э., Панахов, Г.М., Бахтияров, С.И., Аббасов, Э.М. Перспективные реогазохимические технологии повышения нефтеотдачи пластов при извлечении остаточных запасов углеводородов // АМЕА-ning Xəbərləri, «Yer elmləri» seriyası, № 3, 2007. – S. 38 - 47. [https://journals.gia.com/wp-content/files/2007/03/2007\\_03\\_OG\\_Shakhverdiyev\\_Mandrik\\_Panakhov\\_Bakhtiyarov\\_Abbasov\\_rus.pdf](https://journals.gia.com/wp-content/files/2007/03/2007_03_OG_Shakhverdiyev_Mandrik_Panakhov_Bakhtiyarov_Abbasov_rus.pdf)

38. Шахвердиев, А.Х., Мандрик, И.Э., Панахов, Г.М., Аббасов, Э.М. Патент РФ № 2349742 «Способ разработки нефтяной залежи» // Федеральная служба по интеллектуальной собственности, патентам и товарным знакам (РОСПАТЕНТ), 2009.

39. Bakhtiyarov, S.I., Panakhov, G.M., Abbasov, E.M., Omrani, A.N., & Bakhtiyarov, A.S. Polymer Adsorption Phenomena in Porous Media Filtration Problems // Proceedings of the ASME 2009 Fluids Engineering Division Summer Meeting. Volume 1: Symposia, Parts A, B and C. Vail, Colorado, USA. August 2–6, 2009. pp. 1201-1204. ASME. <https://doi.org/10.1115/FEDSM2009-78551>. (Scopus)

40. Шахвердиев, А.Х., Панахов, Г.М., Мандрик, И.Е., Аббасов Э.М., Алиев Г.М. Способ разработки нефтяной залежи // Федеральная служба по интеллектуальной собственности, патентам и товарным знакам (РОСПАТЕНТ), 2010, Патент РФ № 2382877.

41. Шахвердиев, А.Х., Панахов, Г.М., Аббасов, Г.М., Абдолнасер Омрани Газодинамическая десорбция газа в условиях внутрипластовой генерации диоксида углерода // Вестник РАЕН, №1, 2010. - С. 25-28.

42. Шахвердиев, А.Х., Панахов, Г.М., Аббасов, Э.М., Huimin Zeng, Yigang Liu, Shunya Luo Инновационная

технология извлечения остаточных запасов углеводородов внутрипластовой генерацией диоксида углерода // Москва, «Нефтяное Хозяйство», №6. - 2010. – С. 44 – 48.

43. Шахвердиев, А.Х., Панахов, Г.М., Аббасов, Э.М. Термогазовая интенсификация добычи трудноизвлекаемой нефти // Сборник трудов Международной научно-технической конференции «Геопетроль-2010» «Новые методы и технологии добычи нефти». - С. 819 – 821.

44. Шахвердиев, А.Х., Панахов, Г.М., Аббасов, Э.М., Саламов, Г.В. Полезная модель – регистрация № RU (11) 110406 (13) U1 «Устройство для предотвращения и ликвидации асфальтосмолопарафиновых и гидратных отложений в скважине» // Федеральная служба по интеллектуальной собственности, патентам и товарным знакам (РОСПАТЕНТ), 2011.

45. Панахов, Г.М., Аббасов, Э.М., Агаева, Г.Р., Алиев, Г.А., Расулова, С.Р. Воздействие на пласт системами на основе природных газогенерирующих минералов // Азербайджанское Нефтяное Хозяйство, № 8. – 2011. – С. 38 – 43.

46. Шахвердиев, А.Х., Панахов, Г.М., Аббасов, Э.М. Неравновесные эффекты при внутрипластовой газогенерации // Труды международного научного семинара «Неньютоновские системы в нефтегазовой отрасли», Ухта, 15-16 ноября 2011. - С. 10 - 15.

47. Шахвердиев, А.Х., Renqi Jiang, Панахов, Г.М., Аббасов, Э.М., Денисов, А.В. Эффективность реогазохимической технологии ПНП на основе внутрипластовой генерации CO<sub>2</sub> (опыт применения на месторождениях КНР) // Вестник РАЕН, №4, 2012. - С. 73 - 81.

48. Panahov, G.M., Abbasov, E.M., Agayeva, G.R., Aliyev, G.A., Rasulova, S.R. Systems bed stimulation with natural gas generating minerals // Azerbaijan Oil Industry – International issue, №3. - 2012. - pp. 40 - 46.

49. Panahov, G.M., Bakhtiyarov, S.I., Abbasov, E.M., Agayeva, G.R., Aliyev, G.A., Rasulova, S.R. Future Generation of

Enhanced Oil Recovery // Journal on Mechanical Engineering (JME) (iManager Publ.) – Vol. 8. – № 2. - 2013. - pp. 10 - 16.

<https://doi.org/10.26634/jfet.8.2.2095>

50. Panahov, G.M., Bakhtiyarov, S.I., Abbasov, E.M., Aghayeva, G.R., Aliyev, G.A., Rasulova, S.R. A Novel Moist Carbon Dioxide Generation Enhanced Oil Recovery Technology // Discontinuity, Nonlinearity and Complexity. 1(1) (2013) 1-6, (ABS). – pp. 35 – 40. (Scopus).

51. Шахвердиев, А.Х., Панахов, Г.М., Аббасов, Э.М., Расулова С.Р. О возможности регулирования вязкостной аномалии в гетерогенных смесях // Вестник РАЕН, №1, 2014. – С. 56 – 62.

52. Панахов, Г.М., Аббасов, Э.М., Агаева, Г.Р., Юзбашиева, А.О., Расулова, С.Р. Повышение нефтеотдачи пластов с неоднородными глинизированными коллекторами // Азербайджанское Нефтяное Хозяйство, № 6, 2014. – С. 18-24.

53. Мазепин, Д.А., Аббасов, Э.М., Шахвердиев, Э.А., Алиев, Г.А. Выбор оптимального варианта инвестиционного проекта разработки нефтяного месторождения в условиях экономического риска // Материалы Международной научной конференции «Geopetrol-2014» (г. Закопане, Польша), 2014. – С. 537 - 542.

54. Панахов, Г.М., Аббасов Э.М., Горшкова Е.В., Алиев, Г.А. Исследование влияния температуры на фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов при различных постоянных значениях всестороннего давления // Азербайджанское Нефтяное Хозяйство, № 3, 2015 - С. 18 - 22.

55. Панахов, Г.М., Гусейнов, В.Г., Аббасов, Э.М., Мусеибли, П.Т. Влияние газовыделения на гидравлические характеристики течения жидкости в трубопроводе // Москва, Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья, № 2. - 2015. - С. 19 - 22.

56. Панахов, Г.М., Аббасов, Э.М., Юзбашиева, А.О., Гусейнов В.Г. Теплоперенос при течении газожидкостных углеводородных потоков в трубопроводных системах // Москва,

Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья, № 3. - 2015. - С. 3 - 7.

57. Bakhtiyarov, S.I., Dennis Siginer, Panahov, G.M., Abbasov, E.M. The effect of gas evolution on hydraulic characteristics of fluid flow in the pipeline // ASME/IMECE International Mechanical Engineering Congress & Exposition, Phoenix, Arizona, November 11 – 17, 2016. – pp. 65 – 68. <http://dx.doi.org/10.1115/IMECE2016-65068> (Scopus)

58. Панахов, Г.М., Аббасов, Э.М., Юзбашиева, А.О., Расулова, С.Р., Гусейнов, В.Г. Реологические свойства структурообразующих дисперсных систем // Нефтегазовое дело, Т. 2, № 14, 2016. – С. 133 – 140

59. Gadjiyev, T., Aliev, S., Panahov, G., Abbasov, E. Placement of wells as a method of oil field development control // Visnyk of the Lviv Univ. Series Mech. Math., 2016, Issue 82, pp. 94-97.

60. Geylani M. Panahov, Eldar M. Abbasov, Parviz T. Museibli, Nigar N. Abbasova Wall effects under non-Newtonian fluid flow in a circular pipe // Transactions of NAS of Azerbaijan, series of Physical-Technical and Mathematical Sciences, Issue Mechanics, 36 (7), 68–73 (2016).

61. Shakhverdiev A.Kh., Panahov G.M., Sevdimaliyev Y.M., Abbasov E.M. Gassy fluid flow in elastic-plastic deformable medium // Transactions of NAS of Azerbaijan, issue Mechanics, 37 (7) (2017). – pp. 74 – 84.

62. Панахов, Г.М., Аббасов, Э.М., Юзбашиева, А.О., Расулова, С. Р., Мусеибли, П.Т. Тепловое и химическое воздействие на реофизические свойства неньютоновских нефтей // Азербайджанское нефтяное хозяйство, № 5, 2017. – С. 22 – 26.

63. Panahov, G.M., Gadjiyev, T.S., Bakhtiyarov, S.I., Abbasov, E.M. Rheological features of structural-forming disperse systems // i-Manager's Journal on Mechanical Engineering, Vol. 7, No. 3, May-July, 2017. – pp. 1-9. <https://doi.org/10.26634/jme.7.3.13576>

64. Панахов, Г.М., Аббасов, Э.М., Юзбашиева, А.О., Балакчи, В.Д. Нестационарная конвекция Марангони в капилляре с жидкостью // Нефтегазовое дело, №6, 2018. – С. 35-46.

65. Pənahov, Q., Abbasov, E.M., İsmaylov, S.Z., Hüseynov, V.H. Asfaltan-gətran-parafın çöküntülərinə qarşı yeni mübarizə üsullarının işlənməsi // Azərbaycan Neft Təsərrüfatı, №1. – 2019. - S. 65 – 70.

66. Панахов, Г.М., Аббасов, Э.М. Управление процессом капиллярной неустойчивости при гидродинамическом воздействии на пласт // Azərbaycan Neft Təsərrüfatı, № 4, 2019. - С. 29 – 36.

67. Панахов, Г.М., Аббасов, Э.М., Юзбашиева, А.О., Балакчи В.Д. Особенности набухания глин в растворах электролитов // Нефтепромысловое дело, № 4, 2019. – С. 94-109 (<http://dx.doi.org/10.17122/ogbus-2019-4-93-109>)

68. Шахвердиев, А.Х., Ренджи Цзян, Панахов, Г.М., Аббасов, Э.М. Газощелочное воздействие на пластовую систему с целью извлечения остаточных запасов нефти // Инженер-нефтяник, № 3, 2019. – С. 23 – 30.

69. Geylani M. Panahov, Eldar M. Abbasov, Afet O. Yuzbashiyeva, Parviz T. Museibli Flow control of fluids through porous media based on electrokinetic effects // Transactions of ANAS, issue Mechanics, Vol. 40, № 7, 2020. – pp. 28 – 36.

70. Панахов, Г.М., Аббасов, Э.М., Балакчи, В.Д. Водоизолирующие глиносодержащие композиции с регулируемыми характеристиками набухания // Azərbaycan Neft Təsərrüfatı, №8, 2020. – S. 27 – 33. <https://doi.org/10.37474/0365-8554/2020-8-27-33>

71. Geylani M. Panahov, Eldar M. Abbasov, Renqi Jiang The novel technology for reservoir stimulation: in situ generation of carbon dioxide for the residual oil recovery // J Petrol Explor Prod Technol, Vol. 11, № 4 - pp. 2009 – 2026 (2021). <https://doi.org/10.1007/s13202-021-01121-5> (SCIE)

72. Panahov Geylani, Abbasov Eldar, Bakhtiyarov Sayavur, Museyibli Parviz An effect of electrokinetics phenomena on nonlinear wave propagation in bubbly liquids - Sciendo; Int. J. of Applied Mechanics and Engineering, 2021, Vol. 26, No.3. - pp. 177-186 <https://doi.org/10.2478/ijame-2021-0043>. (Scopus)

73. Panahov, G.M., Abbasov, E.M. Laylarda yüksəkkeçiricikli intervalların təcrid edilməsi və qəbuletmə profilinin nizamlanması üçün quru qarışıq tərkib // Azərbaycan Respublikası Patenti - a 2019 0119.

74. Панахов, Г.М., Аббасов, Э.М., Балакчи, В.Д. Регулирование приемистости нагнетательных скважин набухающими композициями // Труды II-ой Международной научно-практической конференции «Инновационные технологии в нефтегазовой отрасли. Проблемы устойчивого развития территорий», посвященная 10-летию ФГАОУ ВО «Северо-Кавказский федеральный университет», 09-10 декабря 2021 г., Ставрополь, РФ, 2021. - С. 259 - 266.

75. Abbasov, E.M., Huseynov, V.G., Jafarova, U.F., Nasibova, S.I. In situ gas generation in dispersed systems to control structure formation // Trans. Natl. Acad. Sci. Azerb. Ser. Phys.-Tech. Math. Sci. Mechanics, 2022, 42 (8). - pp. 3-16.

76. Panahov, G.M., Abbasov, E.M., & Salmanova, G.M. Evaluation and control of gas-dynamic parameters of gas pipelines transporting heterophase mixtures // AIP Conference Proceedings, 2637(1), 040004. <https://doi.org/10.1063/5.0120346> (Scopus)

77. Панахов, Г.М., Аббасов, Э.М., Юзбашиева, А.О., Мусеибли, П.Т., Мамедов, И.М. Исследование физико-химических и газовых методов воздействия при вытеснении углеводородов // Azərbaycan Neft Təsərrüfatı, August 2022, pp. 22 – 29. <https://doi.org/10.37474/0365-8554/2022-08-22-29>

78. Шахвердиев, А.Х., Панахов, Г.М., Аббасов, Э.М., Балакчи, В.Д. Регулирование фронта вытеснения в неоднородных пластах путем блокирования высокопроницаемых каналов коллектора набухающей композицией // Актуальные проблемы нефтегазовой отрасли. Сборник докладов научно-практической конференции журнала «Нефтяное хозяйство». г. Москва, 2022. – С. 268 - 281.

79. Geylani M. Panahov, Eldar M. Abbasov, Shahin Z. Ismayilov & Vusale D. Balakchi (2023) In-depth isolation of highly permeable zones for reservoir conformance control, Journal of

80. Шахвердиев, А.Х., Панахов, Г.М., Аббасов, Э.М., Балакчи, В.Д. Регулирование фронта вытеснения в неоднородных пластах путем блокирования высокопроницаемых каналов коллектора набухающей композицией // Актуальные проблемы нефтегазовой отрасли. Сборник докладов научно-практической конференции журнала «Нефтяное хозяйство». г. Москва, 2022. – С. 268-281.

81. Azizaga Kh. Shakhverdiev, Geylani M. Panahov, Renqi Jiang & Eldar M. Abbasov (2024) High efficiency in-situ CO<sub>2</sub> generation technology: the method for improving oil recovery factor, Petroleum Science and Technology, 42:7, 828-845, DOI: 10.1080/10916466.2022.2157010 (SCIE).

82. Panahov, G.M., Abbasov, M., Sultanov, B.N. Sultanov Control of capillary instability under hydrodynamic impact on the reservoir // Nafta-Gaz 2023, no. 2, pp. 71–83, DOI: <https://doi.org/10.18668/NG.2023.02.01> (SCIE)

**Личный вклад соискателя:**

В работах [1, 3, 8, 12, 14, 16, 17, 23, 26, 30, 32, 34, 35, 44, 52 – 54, 56 – 58, 61, 65 – 67, 69, 71 – 73, 76 - 82] - участие в постановке задачи и обобщении результатов, в работах [2, 4, 5 – 7, 9 – 11, 13, 15, 18, 19 – 22, 24, 25, 27 – 29, 31, 33, 36 – 43, 45, 51, 55, 59, 60, 62 – 64, 68, 74, 75] - участие в проведении исследований, обобщении, анализе и промышленном внедрении полученных результатов.



Защита диссертации состоится 28 января 2025 года в 11:00 на заседании Диссертационного совета ED 2.03, действующего на базе Азербайджанского Государственного Университета Нефти и Промышленности

Адрес: AZ1010, г. Баку, улица Д.Алиевой 227

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Азербайджанского Государственного Университета Нефти и Промышленности

Электронная версия диссертации и автореферата размещена на официальном сайте Азербайджанского Государственного Университета Нефти и Промышленности

Автореферат разослан по соответствующим адресам  
«26» декабря 2024 года