AZERBAIJAN NATIONAL ACADEMY OF SCIENCES
INSTITUTE OF GEOLOGY AND GEOPHYSICS

PhD Thesis

Veliyev Elchin Fikret oglu

Development and application of nanosystems for improved oil recovery technology and operations in wells

Supervisor
Baghir A. Suleimanov, DSc habil., «OilGasScientificResearchProject» Institute, SOCAR

Baku - 2017

ABSTRACT

Most of oil fields are onstream in Azerbaijan. In order to keep oil production in these fields at current level it is essential to ensure isolation of formation waters and bottomhole stability.

Different types of materials are used for isolation purposes. They have pecularities as poor penetration, poor adjustable rheology, high resistance and short-term effects.

To satisfy above mentioned factors this thesis work is actual for formulization and application of new isolating composition.

The aim is to work out and operate new system for enhancing oil production and technological operations.

First, a thorough analyse of the existing systems for identifying effectiveness of enhancing method of current oil production and well water inlet limitation is presented. Herein, non-toxical composition forming more effective gel that allows to broaden application field due to diminishing of composition density has been worked out.

Thus grouting composition of high stability has been produced by adding SiO_2 and TiO_2 nano particles to portland cement. During hardening period cement hardening rates were accordingly 35.71% and 37.14%, with further increase in 18 and 20 %.

Regressive analysis method has been used to predict cement stone strength and to define mathematical relation between results.

Furthermore mathematical solution for EOR ranking based on fuzzy logic, calculus of probability and Bayesian mechanism has been suggested. Nanofluid has been produced by mixing 150 nm nanoparticle of non-ferrous metal with water based solution of surfactant. For deep penetration nanogel system has been worked out. Increase in resistance readings of polymer gel with adding of nanoparticles comprised 56% and 91,3% in first and 10th weeks accordingly.

ORIGINAL LANGUAGE

НАЦИОНАЛЬНАЯ АКАДЕМИЯ НАУК АЗЕРБАЙДЖАНА
ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ И ГЕОФИЗИКИ

На правах рукописи

ВЕЛИЕВ ЭЛЬЧИН ФИКРЕТ ОГЛЫ

РАЗРАБОТКА И ПРИМЕНЕНИЕ НАНОСИСТЕМ ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОПЕРАЦИЙ В СКВАЖИНАХ

2525.01 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

А В Т О Р Е Ф Е Р А Т

диссертации на соискание учёной степени
доктора философии по техническим наукам

БАКУ – 2017

Работа выполнена в Научно-исследовательском и проектном институте «Нефтегаз» Государственной Нефтяной Компании Азербайджанской Республики

Научный руководитель: член-корреспондент НАНА,
доктор технических наук, проф.
Сулейманов Багир Алекпер оглы

Официальные оппоненты: член-корреспондент НАНА,
доктор технических наук, проф.
Джалалов Гариб Исак оглы

доктор философии по техническим наукам
Аббасов Эльдар Мехти оглы

Ведущая организация: НИИ «Геотехнологические проблемы нефти, газа и химия»

Защита диссертации состоится «31» октября 2017 г. в 14^{30} на заседании Диссертационного Совета D.01.081 при Институте Геологии и Геофизики Национальной Академии Наук Азербайджана

Адрес: AZ1143, г. Баку, Азербайджан, пр. Г.Джавида 119
Факс: (+99412) 537 22 85
E-mail: gia@azdata.net

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Института Геологии и Геофизики Национальной Академии Наук Азербайджана

Автореферат разослан «29» сентября 2017

Ученый секретарь
Диссертационного Совета D.01.081,
доктор философии по
техническим наукам **Мирзоева Д.Р.**

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы. В настоящее время большинство месторождений суши и ряд морских месторождений Азербайджана находятся на поздней стадии разработки. В связи с этим значительно уменьшается межремонтный период эксплуатации скважин и увеличивается обводненность извлекаемой продукции.

Доминирующим методом разработки нефтяных месторождений Азербайджана остается заводнение, которое обеспечивает значительное повышение нефтеотдачи продуктивных пластов. Однако следует учитывать характерное увеличение обводненности продукции при использовании данного метода. Задача ограничения притока и изоляции вод, а так же сохранения уровня базовой добычи нефти на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки приобретает первостепенное значение.

Ограничение притока и изоляции вод непосредственно связано с вопросами регулирования их продвижения при эксплуатации залежи, интенсификации добычи нефти и газа, улучшения герметизации скважины и изоляции пластов, а также предотвращения внедрения в продуктивную толщу посторонних напорных вод.

Основными недостатками большинства изоляционных составов является их низкая проникающая способность, трудно регулируемые реологические свойства, невысокая устойчивость в пластовых условиях, водоизолирующая способность, токсичность, высокая стоимость, не достаточная устойчивость в условиях эксплуатации, не продолжительность получаемых эффектов и т.д. В связи с этим возникает необходимость в разработке новых изоляционных композиций, обладающих высокой проникающей способностью и создающих более устойчивый непроницаемый изоляционный экран, обладающий высокой устойчивостью в внутрипластовых условиях и обеспечивающий надежную герметизацию внутрискважинного оборудования.

Цель работы разработка и применение наносистем для интенсификации добычи нефти и технологических операций в скважинах

Основные задачи исследования

Разработка:

–гелевых и пенных наносистем для проведения технологических операций в скважинах;

–тампонажного состава с нанодобавками, повышенной прочности для технологических операций в скважинах;

– наносистем для интенсификации добычи нефти;

– способа выбора наиболее эффективного метода увеличения нефтеотдачи.

Методы решения поставленных задач

Поставленные задачи решались путем применения методов математической статистики, экспериментальных и промысловых исследований.

Научная новизна

– предложены новые многоцелевые гелеобразующий, пенообразующий и тампонажные наносоставы повышенной прочности для проведения технологических операций в скважинах;

– разработан новый автоматизированный подход к выбору методов увеличения нефтеотдачи (МУН) пластов на основе нечеткой логики и байесовских механизмов вывода;

– предложен новый наногелевый состав и нанофлюид для интенсификации добычи нефти.

Защищаемые положения

На защиту выносятся следующие положения и результаты:

– результаты экспериментальных и промысловых исследований по созданию новых гелевых, пенных и тампонажных наносистем для технологических операций в скважинах;

– результаты экспериментальных исследований по созданию нового наногелевого состава и нанофлюида для интенсификации добычи нефти;

– новый автоматизированный подход к выбору методов увеличения нефтеотдачи (МУН) пластов на основе нечеткой логики и байесовских механизмов вывода.

Практическая значимость результатов работы

Разработанный многоцелевой гелеобразующий состав защищен патентом Российской Федерации № 2547528, 2015.

Разработанный пенообразующий состав комплексного действия защищен патентом Российской Федерации № 2531708, 2014

Разработанный тампонажный состав повышенной прочности с добавкой нано-SiO_2 успешно внедрен при креплении призабойной зоны на 7 скважинах месторождений «Нефтяные камни» и «Грязевая сопка». В результате внедрения дополнительно добыто 2922 т. нефти, обводненность продукции в среднем снизилась на 33% , а межремонтный период в среднем составил 148 дней. Указанный состав был так-

же внедрен для восстановления герметичности эксплуатационной колонны скважины № 1852 НГДУ им. Амирова. В результате надежного перекрытия дефектного участка эксплуатационной колонны испытуемая скважина бесперебойно работает в течении 3-х лет.

Разработанный тампонажный состав повышенной прочности с добавкой нано-TiO_2 был внедрен для увеличения прочности цементного стакана, находящегося ниже интервала зарезки бокового ствола и герметичности спущенного хвостовика на скважине № 1369 НГДУ им. Тагиева. В результате внедрения проведена полная герметизация хвостовика, о чем свидетельствует отсутствие воды в добываемой продукции, увеличился межремонтный период работы скважины.

Апробация работы

Материалы диссертации докладывались и обсуждались на:

– XII международная научно-практическая нефтегазовая конференция, Кисловодск, СевКавНИПИГаз, 28 сентября - 2 октября 2015г.

– The 2-nd International Conference on: Technological Opportunities in Oil and Gas Industry, 30-th September, 2015, Iran, Tehran, RIPI

- Российской нефтегазовой технической конференции и выставке SPE, 24-26 октября, 2016, Москва, Россия

- Ежегодной Каспийской технической конференции и выставке SPE, 12 - 14 ноября, 2016, Астана, Казахстан.

Публикации

По материалам диссертации опубликовано 16 трудов, из которых 7 статей, 6 докладов на конференциях, 1 тезис доклада и 2 патента.

Структура и объём работы

Диссертационная работа состоит из введения, трех глав, списка литературы, включающего 200 наименования и приложения. Работа изложена на 150 страницах, содержит 32 таблицы и 24 рисунка.

КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность диссертационной работы, сформулированы цель, основные задачи и указана ее практическая ценность

В первой главе диссертации дан литературный обзор, в частности приведен анализ эффективности существующих методов интенсификации добычи нефти и существующих систем для ограничения

водопритоков в скважину. На основе проведённого анализа литературы источники водопритока были разделены на две основные группы:

1 группа - источники, связанные с техническим состоянием скважины и около скважиной зоной.

К ним относятся не герметичность кольцевого пространства вследствие некачественного цементирования, наличие вертикальных трещин из-за отсутствия сплошного контакта цемента с колонной и со стенками скважины, не правильный выбор способа закачивания скважины, солеотложения, коррозия обсадных и эксплуатационной колонн, нарушение резьбовых соединений и заколонные перетоки так же следует отнести к этой группе источников водопритока.

2 группа - источники, связанные с особенностями газо-нефтяной залежи и процессом разработки.

К ним относятся подъем подошвенных вод (ГВК (газоводяной контакт), ВНК (водонефтяной контакт), образование конуса воды) и движение контурных вод, наличие высоко проницаемого канала между нагнетающей и добывающей скважинами, геологическим строением залежи. Ограничение водопритоков задача комплексная и ее условно можно разделить на два направления:

1. Технологии, направленные на предупреждение образования преждевременных водопритоков или так называемые профилактические работы.

Данные технологии подразделяются на химические и технологические методы:

а) *Химические методы* – сводятся к соответствию выбранного тампонажного раствора для увеличения сцепления цементного камня с породой, а также предотвращение его загрязнения буровым раствором с обязательным использованием буферных составов при креплении скважин.

б) *Технологические методы* - связаны непосредственно с процессом бурения и процессом разработки скважин. К ним относят предупреждение кавернообразования, установку центрирующих фонарей, выбор оптимальной депрессии, соответствие скорости вытеснения скорости пропитки и выравнивания профиля приемистости.

2. Методы, направленные на ликвидацию и изоляцию источников обводнения.

Данные методы можно также разделить на две группы:

а) *Технические методы*, основанные на спуске дополнительного оборудования в скважину, а в частности дополнительной эксплуатационной колонны, установка гофрированных, извлекаемых и полимерных пластырей, использование двухпакерных компоновок.

б) *Физико-химические методы* - представляют собой достаточно большое направление, включавшее в себя множество технологий и методов. В целом их разделяют по принципу действия применяемых материалов на *селективные и неселективные*.

Неселективные методы изоляции водопритоков приводят к снижению проницаемости продуктивного пласта в не зависимости от насыщающего его флюида в результате образования нерастворимых осадков или непроницаемого экрана.

Селективные методы изоляции водопритока направленны на снижении проницаемости обводненных участков пласта при сохранении проницаемости нефтенасыщенных.

Далее приведены наиболее широко применяемые для ограничения водопритока материалы.

Широко распространено использование цементных растворов с различными модифицирующими добавками и наполнителями. Эффект ограничения водопритока достигается за счет тампонирования путей притока воды цементным камнем. Помимо использования различных присадок одним из направлений является увеличение изоляционных свойств тампонажного раствора путем увеличения тонкости помола и контроля размера распределения частиц цементного порошка.

Однако зачастую использование стандартных цементных растворов для ограничения притока воды не может быть эффективным вследствие:

– низкой фильтруемости и невозможности проникновения в пласт на достаточную глубину (дисперсности);

– высокой плотности, что может вызвать поглощение и гидроразрыв пласта;

– высокой фильтроотдачи (ухудшение подвижности раствора, кольматации продуктивной зоны и усложнения освоения скважины);

– низкой ударной прочности (растрескивание камня при повторной перфорации);

– низкой коррозионной стойкости и др.

Для эффективного проведения ремонтно-изоляционных работ водоизоляционные композиции должны обладать стойкостью к воз-

действию пластовых флюидов, хорошей фильтруемостью и адгезией, регулируемыми сроками отверждения, стабильностью компонентов при хранении. Пеноцемент - это газожидкостная дисперсия, которая создается стабилизацией газа в виде микроскопических пузырьков в цементном растворе. Она является системой низкой плотности и применяется при креплении пластов не выдерживающих гидростатические давление обычных тампонажных растворов. Однако существует значительный пробел в знаниях о стабильности и свойствах пеноцемента в скважинных условиях и к сожалению многие вопросы все еще остаются плохо изученными.

Тампонажные составы, содержащие различные полимерные силикаты. Наиболее распространенным является тампонажные составы содержащие силикаты и алюминаты щелочных металлов. При этом вместе с тампонирующей способностью цемента силикатные и алюминатные добавки способствуют изоляции жестких пластовых вод

Водоизоляционные композиции на основе синтетических смол (фенолформальдегидных, ацетоноформальдегидных, карбамидоформальдегидных и др.) тампонируют пути притока воды полимерным камнем, образующимся при взаимодействии смол с отвердителем или в результате воздействия на смолу пластовой температуры.

Ряд исследователей отмечает преимущество применения синтетических смол в отличие от сшитых полимерных гелей ввиду более низкой первоначальной вязкости раствора и как следствие лучших показателей фильтрации в пористой среде.

Контролируемые каталитические системы на основе бензотрихлорид и пиридина с фурфуриловый спиртом представляют собой не дорогую и доступную альтернативу синтетическим смолам. После затвердевания они инертны и обладают достаточной прочностью, для сопротивления движению жидкости через поры. При дополнительной необходимости возможно использование и различных наполнителей на основе кварцевого песка. Не менее важным плюсом является наличие высоких показателей термической стабильности, чем у фенольных и эпоксидных смол.

К преимуществам применение синтетических смол следуют отнести их хорошие показатели фильтрации, создание достаточно прочного экрана, чтобы блокировать движение жидкости в порах, трещинах, каналах и высоко промытых участках пласта. Они инертны практически ко всем стандартным скважинным условиям и флюидам. Однако им прису-

щи и ряд недостатков. В первую очередь они являются относительно дорогими продуктами. Поэтому их использование обычно ограничивается в первую очередь небольшими около скважинными операциями. Желательно отсутствие межпластовых перетоков и тщательный контроль операции закачки в пласт. Они также, очень чувствительны к воде, поверхностно-активным веществам, щелочной и кислотным средам до отверждения. Используются опасные химические вещества, которые могут быть запрещены законодательством ряда стран.

В настоящее время для ограничения водопритоков весьма перспективным считается использование различных технологий на основе гелеобразующих и пенообразующих реагентов позволяющие блокировать фильтрацию воды за счет прилипания к поверхности водопроводящих каналов пузырьков газа и образования пленок.

Основными недостатками большинства изоляционных составов является их низкая проникающая способность, невысокая устойчивость в пластовых условиях, водоизолирующая способность, токсичность, высокая стоимость и т.д. В связи с этим возникает необходимость в разработке новых изоляционных композиций, обладающих высокой проникающей способностью и создающих более устойчивый непроницаемый изоляционный экран

Разработан более эффективный гелеобразующий состав, позволяющего за счет уменьшения плотности композиции расширить диапазон применения, а также использование нетоксичных веществ при приготовлении указанной композиции.

Предложенный состав, включает водорастворимый полимер, соль поливалентного металла, спирт, щелочной агент и воду, где в качестве соли поливалентного металла содержит алюмокалиевые квасцы, в качестве спирта – пропиленгликоль, а как щелочной агент тетраборат натрия и дополнительно содержит поверхностно-активное вещество (ПАВ) – сульфанол при следующем соотношении, мас.%:

Карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ) или полианионная целлюлоза (ПАЦ)	3-4
Алюмокалиевые квасцы	5-14
Сульфанол	0,2-06
Пропиленгликоль	0,2-06
Тетраборат натрия	0,02-0,06
Вода	остальное

Использование дополнительно ПАВ позволяет снизить значение плотности раствора, а использование алюмокалиевых квасцов решает задачу нетоксичности используемых компонентов при приготовлении указанной композиции.

Разработан пенообразующий состава с высокой устойчивостью во времени и повышенной механической прочностью пенной системы. Предложенный состав включает карбоксиметилцеллюлозу, сульфанол, сульфат алюминия и воду, дополнительно содержит тетраборат натрия при следующем соотношении компонентов, мас.%:

Карбоксиметилцеллюлоза	– 3-6
Сульфанол	– 2-2,5
Алюминия сульфат	– 0,5-0,75
Тетраборат натрия	– 0,1-0,3
Вода	– остальное

Использование дополнительно тетрабората натрия в качестве стабилизатора позволяет увеличить механическую прочность и устойчивость пенной системы.

Разработан тампонажный состав повышенный прочности на основе портландцемента и добавок наночастиц SiO2 и TiO2. Показатели прочности цементного камня были возросли при ранних стадиях твердения на 35.71% и 37.14%, а при более поздней стадии на 18% и 20% соответственно.

Для выявления наличия математической зависимости между полученными результатами и выявления возможности использования данных результатов для прогнозирования прочности цементного камня на разных стадиях твердения был использован метод регрессионного анализа. Следует заметить, что данный метод не был применен к результатам, полученным при исследовании влияния наночастиц на прочность цемента, так как для построения статически значимого уравнения регрессии данных было недостаточно. При построении уравнения результирующим признаком было значение прочности цемента, а факторными признаками: фракционный состав, площадь удельной поверхности и время затвердевания. Уравнение регрессии, описывающее одновременно обе стадии набора прочности, статически не надежно, ввиду включения как факторных признаков различных фракций цемента, оказывающих неравномерное влияние на набор прочности в различных стадиях твердения. В связи с этим уравнение регрессии было составлено для двух частных случаев:

- уравнение множественной регрессии для начальной стадии набора прочности (1,2 суток):

$y = -45{,}2959 + 16{,}1208x_1 + 0{,}0046x_2 + 0{,}7679x_3$ (уравнение 1)

где x_1 - D10, x_2 - $S_{уд}$, x_3-время твердения в сутках

–уравнение множественной регрессии для поздней стадии набора прочности (7, 28 суток)

$y = 32{,}93562 - 0{,}02376x_1 - 0{,}1444x_2 + 0{,}0056x_3 + 0{,}5515x_4$ (уравнение 2)

где x_1 - D90, x_2 - D50, x_3 - $S_{уд}$, x_4 - время твердения в сутках.

Полученные уравнения множественной регрессии имеют высокий коэффициент детерминации для ранней и поздней стадии набора прочности и являются статически значимыми.

Во второй главе диссертации предлагается подход к выбору МУН, основанный на нечеткой логике, теории возможностей и байесовских механизмах вывода. Выбор методов увеличения нефтеотдачи (МУН) для условий конкретного месторождения является одной из наиболее сложных задач решаемых инженером разработчиком. Содержательный анализ исследований выбора МУН был проведен Табером. В более поздней работе он предложил таблицу с критериями технического скрининга МУН, известная сегодня как «таблица Табера». Сравнение различных методов и критериев при скрининге МУН, основанные на технических, экономических и экологических аспектах приведено в работах. В частности, Сиена и др. основываясь на физико-химических свойствах коллекторов в различных географических зонах восточного и западного полушарий предложили подход к ранжированию МУН на основе иерархической Байесовской классификации, так называемый «наивный Байесовкий классификатор» с использованием детерминированной исходной информации. Однако метод Табера нельзя назвать математически строгой оценкой эффективности МУН для конкретного месторождения, т.к. рекомендованные им интервалы рассмотренных критериев нельзя принимать с полной достоверностью как детерминированные ввиду слишком широких диапазонов значений. При таком подходе для каждого выбранного критерия, используется функция принадлежности, характеризующая доверительный интервал его значений. На основе этой функции формируется коэффициент применимости метода, который варьирует в определенном интервале. Далее данный интервал разбивается на субинтервалы с разной степенью применимости. Такое разбиение осуществимо только с помощью экспертных оценок и носит в значительной мере субъективный характер.

Для объяснения получаемых результатов были исследованы, опт ическо-спектроскопические показатели рассматриваемых флюидов.

Инфракрасный спектр (ИК) сульфанола выявил полосы поглощения (ПП, причиной являются валентные колебания.

В случае с порошком нанофлюида экстрагированного из водног о раствора ПП ПАВ практически неизменились. Добавка в раствор ПАВ всего 0,00025 масс.% наноструктурированного порошка значительно изменяет спектры поглощения. В результате исчезают ПП раствора ПАВ, но наблюдаются 2 полосы в два раза большей интенсивностью (223 и 200 нм). Дальнейшие увеличение концентрации наночастиц в растворе не влияло на интенсивность поглощения. Следует заметить, что для нанофлюида с концентрацией наночастиц в 0.01 масс.% интенсивность ПП возросла (до 1.25 -длина волны 200 нм), а при 223 нм данного эффекта не наблюдается.

Результаты проведённых экспериментов позволяют говорить, о том, что изменение первоначальных ПП при добавке наночастиц алюминия связано с взаимодействием анионов и катионов поверхности ПАВ и наночастиц соответственно.

Введение наночастиц в систему изменяет течение исследуемого флюида от ньютоновского к псевдопластичному, увеличиая вязкость вдвое.

Следующим этапом исследования являлись эксперименты по вытеснению в однородной и гетерогенной пористой среде с использованием трансформаторного масла для имитации ньютоновской жидкости, условия моделирования соблюдались.

Результаты экспериментов показывают, существенное увеличение коэффициента вытеснения при применении нанофлюида как в безводный, так и конечный период по сравнению водным раствором сульфанола и водой.

Разработана наногелевая система для глубинного отклонения жидкости в пласте. Коэффициент нефтеизвлечения в неоднородных коллекторах может быть увеличен применением полимерных гелей. В отличие от околоскважинной обработки, полимерные гели применяются для глубинного отклонения жидкости (ГОЖ), чтобы увеличить коэффициент охвата вытеснением. Новейшие гелевые системы включают большое число систем от слабых гелей до создания гелей в пласте путем последовательной закачки растворов, коллоидных дисперсных гелей, заранее сформированных порошковых гелей (Preformed Particle Gel -PPG) и микрогелей. Цель процесса ГОЖ состоит в модификации профиля приеми-

стости коллектора для существенного уменьшения эффективной проницаемости высокопроницаемых пропластков.

Глубина распространения и прочность образовавшейся неподвижной гелевой структуры являются основными факторами, влияющими на успех обработки.

Нагнетание полимерного состава осуществляется двумя способами: первый способ нагнетания геля осуществляется с устья скважины, второй способ - гель образуется в пласте путем последовательной закачки растворов. Каждый из этих двух механизмов нагнетания имеет основные недостатки и преимущества. При нагнетании геля с устья подразумевается нагнетание однородного раствора геля, сформированного на поверхности. Этот гомогенный гелевый раствор, закачанный в пласт, в месте расположения быстро становится прочным и в основном влияет на околоствольную область скважины. Это может привести к разрушению геля в результате сдвига. В противоположность этому может быть использована последовательная закачка растворов полимера и сшивателя. Это приводит к глубинному размещению гелей, поскольку вероятность сшивания не велика, пока и полимер и сшивающий агент не смешаются в пласте. Только тогда при сшивании, получится гель, способный изменить проницаемость пласта. Недостатком последовательной закачки, тем не менее, является дополнительная трудность, связанная с тем, что полимер и сшивающий агент могут даже не вступать в контакт друг с другом, если они попадают различные зоны/пласты. Сиданск ввел коды прочности геля (от А до J). По предлагаемой шкале гель кода В классифицируется как сильно текучий гель (т.е. слабый гель). В качестве альтернативной меры прочности геля в предложен реологический параметр, модуль упругости (G'). Гель классифицируется как слабый гель, если $G'<1$ дин/см^2.

Слабые полимерные гели обычно используются при необходимости поддержания гелей или гелеобразных частиц в текучем состоянии. Нагнетаемый слабый гель селективно проникает глубже в высокопроницаемые зоны, а при последующем заводнении или химическом заводнении, он может постепенно продвигаться еще глубже в пласт. При этом мелкие частицы геля мигрируют в поровые каналы, некоторые из них проходят через них, в то время как другие оказываются в ловушке, эффективно блокируя дальнейший поток. Эти блокирующие пробки отклоняют последующую закачку воды в неохваченные зоны с низкой проницаемостью. Добавление легких металлических наночастиц увеличивает прочность гелевой системы при сшивании, но не оказывает влияния на их текучесть до

сшивания. Очень слабые гели образуются в околоствольной области скважины, и продолжают продвигаться в пласт. Регулируемое время сшивания позволяет обеспечить, размещение геля в заданной области высокопроницаемой зоны. Последующая закачка жидкостей, таких как вода или химические растворы, приводит к отклонению потока к неохваченным вытеснением зонам пласта, что приводит к повышению коэффициент извлечения нефти (КИН). Поверхность геля является не гладкой (шероховатой) по своей природе, поэтому, поток жидкости по поверхности геля в виду роста местных сопротивлений будет оказывать на него давление и сжимать гель. С этой точки зрения при оценке прочности геля также следует принимать во внимание сопротивление геля на сжатие.

Неразрушающий контроль гелеобразования производился на основе анализа скорости ультразвука проходящего через образец, при этом скорость ультразвукового сигнала увеличивается наряду с увеличением прочности образца. Преимущество указанного способа заключается в возможности регистрации всего процесса гелеобразования без разрушения испытуемого образца. В сравнении с другими известными методами предложенный метод позволяет объективно оценивать прочность гелей на сжатие.

Прочность геля с наночастицами увеличилась до 65% при концентрацией наночастиц 0,0125мас.%. Объяснить механизм процесса, позволяет изучение и сравнение кривых гелеобразования при наличии и отсутствии наночастиц. Сам процесс набора прочности гелевой системы протекает различно в зависимости от наличия или отсутствия наночастиц в системе. При наличии нанонаполнителя мы можем даже визуально выделить на графике гелеобразования точку перегиба. Подобное обстоятельство позволяет говорить об одновременном протекании двух процессов: сшивания полимерной системы и «армирования» гелеобразной системы металлическими наночастицами. Можно предложить следующий кинетический механизм гелеобразования в присутствии нанонаполнителя. До определенной концентрации наночастиц (0.0125 мас.%) происходит их равномерное распределение в геле, при этом увеличивается площадь поверхности наполнителя, что сопровождается возрастанием прочности гелеобразной системы. Однако после превышения пороговой концентрации (0.0125 мас.%) прочность геля уменьшается

Показано что, добавка наночастиц способствует увеличению фактора остаточного сопротивления полимерного геля до 22% в

первую неделю и 20.31% после 10 недель. Увеличение коэффициента сопротивления составило 56% и 91.3%, соответственно.

Увеличен коэффициент вытеснения нефти при применении наногеля на 6% по сравнению с гелем без наночастиц. Конечный коэффициент вытеснения при этом составил 69%. Глубинное отклонение жидкости происходит в обоих случаях, но для наногеля более эффективно и продолжительно. Применение наногеля приводит к увеличению коэффициента вытеснения низко проницаемого слоя на 10.7%. Рассмотрено влияние положения гелевого экрана на процесс вытеснения нефти для обоих видов гелей. Результаты по увеличению коэффициента вытеснения составили 19% и 28%, соответственно для геля и наногеля.

В третьей главе диссертационной работы приводятся результаты внедрения разработанных систем на месторождениях «Нефтяные камни» и «Грязевая Сопка». Большинство месторождений Азербайджана состоит из слабосцементированных пород или подвержено длительной эксплуатации. В подобных месторождениях традиционно основными осложнениями являются пескопроявление и обводненность продукции ввиду прорыва посторонних вод, что приводит к уменьшению проницаемости призабойной зоны, уменьшению межремонтного периода и в результате увеличению себестоимости извлекаемой нефти. С целью ликвидировать подобные осложнения был применен тампонажный раствор с добавками нано-SiO_2

Внедрение предложенного состава было произведено на 7 скважинах месторождений «Нефтяные камни» и «Грязевая Сопка» привело к увеличению объема дополнительно добытой нефти на 2922 т. и снижению обводненности продукции в среднем на 33% Межремонтный период (2014-2016) после проведения данных операций составил в среднем 148 дней, а в частных случаях составило:

- на скважине № 2391 ежесуточный дебит скважины увеличился с 0,1 т/сут до 0,5 т/сут в первые три месяца, а последующие 8 месяцев объем дополнительно добытой нефти составил 72 т. уменьшение обводненности продукции составило 33%.
- на скважине № 1321 месторождения «Грязевая Сопка» ежесуточный дебит скважины увеличился с 2 т/сут до 3 т/сут в первые девять месяцев, а последующие 4 месяца объем дополнительно добытой нефти составил 120 т, ввиду слабой обводненности продукции данный эффект оценить не удалось.

• на скважине № 2317 месторождения «Нефтяные камни ежесуточный дебит скважины увеличился с 4,5 т/сут до10 т/сут в первые 3 месяца, а последующие 8 месяцев объем дополнительно добытой нефти составил 1320 т, уменьшение обводненности продукции составило 50%

• на скважине № 2524 месторождения «Нефтяные камни ежесуточный дебит скважины увеличился с 3 т/сут до 6 т/сут в первые 8 месяцев, а последующие 4 месяца объем дополнительно добытой нефти составил 360 т уменьшение обводненности продукции составило 50%.

• на скважине № 2533 месторождения «Нефтяные камни» ежесуточный дебит скважины увеличился с 5 т/сут до 17 т/сут в первые 11 месяцев, а последующие 2 месяца объем дополнительно добытой нефти составил 480 т, а уменьшение обводненности продукции составило 71%.

• на скважине № 2183 месторождения «Нефтяные камни» ежесуточный дебит скважины увеличился с 4 т/сут до 6 т/сут в первые 10 месяцев, объем дополнительно добытой нефти составил 240 т, уменьшение обводненности продукции хоть и наблюдалось в первоначальный период, в дальнейшем вернулось на уровень, установившийся до проведения данной операции.

• на скважине № 1133 месторождения «Грязевая Сопка» ежесуточный дебит скважины увеличился с 1,2 т/сут до 3 т/сут в первые 11 месяцев, объем дополнительно добытой нефти составил 330 т. Ввиду слабой обводненности продукции данный эффект оценить не удалось.

Приведены результаты внедрения тампонажного состава повышенной прочности с добавкой нано-SiO_2 для восстановления герметичности эксплуатационной колонны скважины № 1852 НГДУ им. Амирова. Показано, что в результате надежного перекрытия дефектного участка эксплуатационной колонны испытуемая скважина больше года (около 3-х лет) работает и по причине не герметичности эксплуатационной колонны на ремонт не останавливалась. Экономический эффект от проведённой операции в НГДУ им. Амирова получен за счет сокращения числа ремонтов, увеличения добычи нефти и отсутствия в добываемой продукции воды. До проведения данной операции межремонтный период составлял 20-25 дней, дебит нефти $Q_н$=0,3 т/сут, дебит воды $Q_в$=7 т/сут. После межремонтный период составил 17 мес. (≈ 510 дней) т.е. по причине притока посторонних вод, глины подземные ремонты не проводились, $Q_н$=0,4-0,5 т/сут (среднесуточный дебит 0,5т, т.е. на 0,2 т/сут больше), дебит воды полностью прекратился, добыто дополнительно 189 т нефти.

Приведены результаты внедрения тампонажного состава повышенной прочности с добавкой нано-TiO_2 для увеличения прочности цементного стакана, находящегося ниже интервала зарезки бокового ствола и герметичности спущенного хвостовика на скважине № 1369 НГДУ им. Тагиева

При аналогичной операции с применением обычного портландцемента без добавок наночастиц на скважине №1247 того же НГДУ в период с 17.07.11 по 02.01.13 четырежде проводились операции по цементированию призабойнной зоны.

Экономический эффект от проведённой операции в НГДУ им. Тагиева получен за счет сокращения числа ремонтов, увеличения добычи нефти и уменьшении обводненности добываемой продукции.

Выводы и рекомендации

1. Разработанный многоцелевой гелеобразующий состав, включающий водорастворимый полимер, сшиватель, спирт, щелочной агент и воду, дополнительно содержит ПАВ. В качестве водорастворимого полимера используют КМЦ со степенью полимеризации не менее 400, либо ПАЦ. В качестве сшивателя - соль поливалентного металла, в качестве ПАВ сульфанол, в качестве спирта пропиленгликоголь, а щелочного агента тетраборат натрия. Использование дополнительно ПАВ позволяет снизитъ значения плотности раствора до 0,38г/см^3, а специального сшивателя решает задачу нетоксичности используемых компонентов при приготовлении указанной композиции.

2. Разработанный пенообразующий состав, включающий карбоксиметилцеллюлозу, ПАВ, сульфат алюминия и воду, дополнительно содержит тетраборат натрия, а в качестве поверхностно-активного вещества – сульфанол. Плотность получаемой пены составляет 0.54 г/см3, стабильность пенной системы составляет 40дней при кратности пены 1,87.

3. Разработан тампонажный состав повышенной прочности с использованием наночастиц SiO_2 и TiO_2. Увеличение прочности цемента при ранних стадиях твердения на 35.71% и 37.14%, а при более поздней стадии на 18% и 20% соответственно. Предложены уравнения множественной регрессии, позволяющие на основе учета площади удельной поверхности и распределение частиц спрогнозировать прочность цементного камня с высоким коэффициентом детерминации для ранней и поздней стадии набора прочности.

4. Предложен новый подход к выбору МУН на основе нечеткой

логики и байесовских механизмов вывода. Простая процедура расчета (не более 5-ти итераций) позволяет автоматизировать процесс выбора наиболее приемлемого МУН для конкретного месторождения.

5. Разработан флюид с наночастицами позволяет снизить поверхностное натяжение на границе с нефтью по сравнению с водным раствором ПАВ на 70-90%, занчительно увеличивает эффекктивность вытеснения и филтрации нефти, изменяя характер течения раствора ПАВ от ньютоновского к неньютоновскому (псевдопластичному).

6. Разработан наногель увеличивающий фактор остаточного сопротивления до 22% в первую неделю и 20.31% после 10 недель. Увеличение коэффициента сопротивления составило 56% и 91.3%, соответственно. Коэффициент вытеснения при применении наногеля на 6% выше по сравнению с гелем без наночастиц. Конечный коэффициент вытеснения при этом составил 69%. Глубинное отклонение жидкости при применении наногеля более эффективно и продолжительно с увеличением коэффициента вытеснения низко проницаемого слоя на 10.7%. Показано влияние положения гелевого экрана в пласте.

7. Разработанные технологии применены в промысловых условиях:

– с использованием тампонажного раствора повышенной прочности было произведено крепление призабойной зоны на 7 скважинах месторождений «Нефтянные камни» и «Грязевая Сопка» приведщее» к увеличению объема дополнительно добытой нефти на 2922 т. и снижению обводненности продукции в среднем на 33%. Межремонтный период (2014-2016 гг.) после проведения данных операций составил в среднем 148 дней.

– в результате внедрения тампонажного состава повышенной прочности с добавкой нано-SiO_2 для восстановления герметичности эксплуатационной колонны скважины № 1852 НГДУ им. А.Амирова межремонтный период составил 17 мес. (≈ 510 дней) т.е. по причине притока посторонних вод, глины подземные ремонты не проводились, Qн = 0,4-0,5т/сут (среднесуточный дебит 0,5т, т.е. на 0,2т/сут больше), дебит воды полностью прекратился, добыто дополнительно 189т нефти

– в результате внедрения тампонажного состава повышенной прочности с добавкой нано- TiO_2 для увеличения прочности цементного стакана, находящегося ниже интервала зарезки бокового ствола и герметичности спущенного хвостовика на скважине № 1369 НГДУ им. Х.З.Тагиева межремонтный период эксплуатации был увеличен, увеличена добычи нефти и уменьшена обводненность добываемой продукции.

REFERENCES
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Davudov Y.Q., Əzimov F.T., İsmayilov Y.Y. Quyularda yan lülənin qazılması zamanı “pəncərə”dən keçid hissəsinin hermetikləşdirilməsi üçün avadanlıq //Azərbaycan Neft Təsərrufatı, 2016, № 12, 37-43 s.
2. Абдуллаев В.Дж., Ибрагимов Х.М., Кязимов Ф.К., Шафиев Т.Х. Экспериментальные исследования вытеснения нефти газом и водогазовыми смесями //SOCAR Proceedings, 2016, № 1, 51-57 с.
3. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Стасьева Л.А. Состав для повышения нефтеотдачи пластов //Патент Российской Федерации № 2529351, 2014.
4. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Стасьева Л.А. и др. Способ регулирования разработки нефтяного месторождения с разнопроницаемыми пластами //Патент Российской Федерации № 2467165, 2012.
5. Багров В.В. Ремонтно-изоляционные работы с применением технических средств на Самотлорском месторождении //Академический журнал Западной Сибири, 2016, Т. 12, № 2, 6-7 с.
6. Байкова Е.Н., Муслимов Р.Х. Опыт применения технологий ограничения водопритока и ремонтно-изоляционных работ в трещиноватых карбонатных коллекторах // Георесурсы, 2016, Т. 18, № 3, 175-185 с.
7. Бриллиант Л.С., Козлов А.И., Ященко С.А. и др. Способ выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин //Патент Российской Федерации № 2266400, 2005.
8. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин. Т.1. Краснодар: Издательский Дом – Юг, 2012, 540с.
9. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин. Т.2. Краснодар: Издательский Дом – Юг, 2012, 576с.
10. Васясин Г.И., Насибулин И.М., Баймашев Б.А. и др. Состав для изоляции и ограничения водопритока в скважины //Патент Российской Федерации №2348674, 2009.
11. Волков В.А., Беликова В.Г., Царьков И.В. И др. Газогенерирующий пенный состав для обработки призабойной зоны пласта //Патент Российской Федерации № 2351630 РФ, 2009.

12. Гаджиев А.А., Толепбергенов Е.К. Промысловые испытания нового состава для крепления слабосцементированных пород призабойной зоны скважин //SOCAR Proceedings, 2015, № 4, 31-35 с.

13. Гасумов Р.А., Суковицын В.А., Липчанская Т.А., Липчанский В.Л. Облегченный твердый пенообразователь для удаления жидкости из газовых и газоконденсатных скважин //Патент Российской Федерации № 2485159, 2013.

14. Гладков А.А., Комаров А.О., Бармин А.В. Технология «Quick-Stone»™ -уникальное решение для широкого спектра проблем при бурении скважин // Бурение и нефть, 2014, № 5, 17-18 с.

15. Дубинский Г.С., Андреев В.Е., Акчурин Х.И., Котенев Ю.А. Развитие технологий ограничения водопритока в добывающие скважины //Электронный журнан «Актуальные проблемы нефти и газа», 2012, вып.1(5). 1-8 с., http://oilgasjournal.ru/vol_5/dubinsky.html

16. Дурягин В.Н., Стрижнев К.В., Ефимов П.Л., Шагиахметов А.М. Способ селективной изоляции обводненных интервалов нефтяного пласта //Патент Российской Федерации № 2536529, 2014.

17. Ефимов Н.Н. Технологии ОВП в нефтяных скважинах и пути повышения эффективности РИР //Инженерная практика, 2011, № 7, 4-17 с.

18. Жданов С.А. Применение методов увеличения нефтеотдачи пластов: проблемы, перспективы //Нефтяное хозяйство, 2001, № 4, 38-40 с.

19. Загребнев А.А., Мухарский Д.Э. Способ изоляции водопритока в добывающих скважинах //Патент Российской Федерации № 2471060, 2012.

20. Ибрагимов Х.М., Кязимов Ф.К., Исаев Р.Ж., Шафиев Т.Х. Экспериментальные исследования ограничения водопритока в добывающих скважинах с применением гидрофобизирующей композиции //SOCAR Proceedings, 2015, № 1, 29-32 с.

21. Исмаилов Ф.С., Мамедов А.А., Давудов Ю.Г., Азимов Ф.Т. Новый подход к восстановлению герметичности эксплуатационных колонн //SOCAR Proceedings, 2014, № 3, 37-42 с.

22. Исмаилов Ф.С., Сулейманов Б.А., Велиев Э.Ф. и др. Многоцелевой гелеобразующий состав // Патент Российской Федерации № 2547528, 2015.

23. Исмаилов Ф.С., Сулейманов Б.А., Велиев Э.Ф. и др. Пенообразующий состав // Патент Российской Федерации № 2531708, 2014.

24. Кадыров Р.Р., Хасанова Д.К., Сахапова А.К. и др. Способ изоляции водопритока в скважину //Патент Российской Федерации № 2543849, 2015.

25. Казымов Ш.П., Ахмед Ф.Ф., Гулиева Ш.О. Регулирование водопритока с применением ферромагнитных частиц //SOCAR Proceedings, 2012, № 1, 41-45 с.

26. Канзафарова С.Г., Леонов В.А., Майоров А.К. и др. Способ временной изоляции интервала продуктивного пласта //Патент Российской Федерации № 2306414, 2005.

27. Клещенко И.И., Зозуля Г.П., Ягафаров А.К. Теория и практика ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах. Тюмень: ТюмГНГУ, 2010, 344 с.

28. Крупин С.В., Барабанов В.П., Михайлов А.В. Водоограничительный материал на основе кислотногидролизованного полиакрилонитрила //Технологии нефти и газа, 2016, № 1, 39-41 с.

29. Кудина Е.Ф., Печерский Г.Г., Ермолович О.А., Макаревич А.В. и др. Гелеобразующий состав для ограничения притока вод в скважину //Патент Российской Федерации № 2418030, 2011.

30. Ляхов А., Бескопыльный В.Н., Серебренников А. и др. Повышение нефтеотдачи пластов вибросейсмическим воздействием на месторождениях Республики Беларусь //Бурение и нефть, 2006, №7-8, 41-46 с.

31. Магадова Л.А., Магадов Р.С., Мариненко В.Н. и др. Пенообразующий состав для освоения и промывки скважин и способ его применения //Патент Российской Федерации № 2250364, 2005.

32. Мамырин В.Н., Швецов И.А. Физико-химические методы при заводнении. Самара: РОИНГ, 2002, 392 с.

33. Махмутов И.Х., Жиркеев А.С., Зиятдинов Р.З., и др. Способ изоляции зон водопритока в скважине //Патент Российской Федерации № 2494229, 2013.

34. Мирзаджанзаде А.Х., Максудов Ф.Г., Нигматуллин Р.И. и др. Теория и практика применения неравновесных систем в нефтедобыче. Баку: Элм, 1985, 220 с.

35. Мирзаджанзаде А.Х., Хасаев А.М., Швецов И.А. и др. Применение полимеров в добыче нефти. М.: Недра, 1978, 213 с.

36. Мовсумзаде З.А. Применение осадкообразующих составов для повышения нефтеотдачи слоисто-неоднородных пластов, находящихся на поздней стадии разработки //Известия НАН Азербайджана, се-

рия «Науки о Земле», 2006, № 2, 130 – 133 с.

37. Мухаметшин М.М., Хасанов Ф.Ф., Шувалов А.В. и др. Гелеобразующий состав для регулирования проницаемости пластов //Патент Российской Федерации № 2291890, 2007.

38. Никитин М.Н., Петухов А.В. Гелеобразующий состав на основе силиката натрия для ограничения водопритока в ложнопостроенных трещинных коллекторах //Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2011, № 5.

39. Нифонтов В.И., Мельникова Е.В., Бородин С.А. и др. Способ освоения нефтяных и газовых скважин //Патент Российской Федерации № 2527419, 2014.

40. Нифонтов Ю.А., Клещенко И.И., Зозуля Г.П. и др. Ремонт нефтяных и газовых скважин. Т.1. С-Пб.: АНО НПО «Профессионал», 2005, 314 с.

41. Остановить «шлюмберизацию» //Промышленность и экология Севера, 2011, № 4, 32-37 с.

42. Рзаев П.О. Изучение особенностей фильтрации. осадкогелеобразующих составов через пористые среды //Известия НАН Азербайджана, серия «Науки о Земле», 2013, № 1, 86-91с.

43. Рогачев М.К., Стрижнев К.В. Борьба с осложнениями при добыче нефти. М.: Недра, 2006, 295 с.

44. Романовский Б.В., Макшина Е.В. Нанокомпозиты как функциональные материалы //Соросовский образовательный журнал, 2004, Т.8, №2.

45. Савельев А.А. Технические средства для проведения ремонтно-изоляционных работ // Академический журнал Западной Сибири, 2016, Т. 12, № 2, 24-25 с.

46. Савельев В. Стабилизация добычи: без инноваций невозможна //Нефтегазовая вертикаль, 2012, № 2, 68-72 с.

47. Салаватов Т.Ш., Сулейманов Б.А., Нуряев А.С. Селективная изоляция притока жестких пластовых вод в добывающих скважинах //Нефтяное хозяйство, 2000, № 12, 81-83 с. (Salavatov T.Sh., Suleimanov B.A., Nuryaev A.S. Selective isolation of hard formation waters influx in producing wells //Oil Industry, 2000, No.12, p. 81-83)

48. Соркин А.Я. Результаты применения физико-химических технологий обработки прискважинных зон добывающих скважин на Самотлорском месторождении //Нефтяное хозяйство, 2008, № 3, 70 – 72 с.

49. Слюсарев Н.И., Мозер С.П., Ибраев Р.А. Пенообразующий состав //Патент Российской Федерации № 2296792, 2007.

50. Стреков А.С., Мовсумзаде З.А. Изучение эффективности применения осадкообразующих составов в слоисто-неоднородных пластах с различной обводненностью добываемой продукции //Известия НАН Азербайджана, серия «Науки о Земле», 2007, №1, 84-88 с.

51. Стреков А.С., Рзаев П.О., Мадатов А.А. Изучение реофизических свойств осадкогелеобразующих составов //Известия НАН Азербайджана, серия «Науки о Земле», 2001, № 2, 44-48 с.

52. Стрижнев В.А., Пресняков А.Ю., Нигматуллин Т.Э. и др. Совершенствование технологии ограничения попутно-добываемой воды //Научно-технический вестник ОАО НК "Роснефть", 2012, 28-30 с.

53. Стрижнев К.В. Классификация тампонажных материалов для ремонтно-изоляционных работ в скважинах // Нефтяное хозяйство, 2010, № 12, 63-65.

54. Стрижнев К.В. Ремонтно-изоляционные работы в скважинах: Теория и практика. СПб.: Недра, 2010, 560 с.

55. Сулейманов Б.А. Особенности фильтрации гетерогенных систем. М.- Ижевск: ИКИ (серия: Современные нефтегазовые технология), 2006, 356 с.

56. Сулейманов Б.А., Велиев Э.Ф. О влиянии гранулометрического состава и наноразмерных добавок на качество изоляции затрубного пространства в процессе цементирования скважин //SOCAR Proceedings, 2016, №4, 4-10 с.

57. Сулейманов Б.А., Исмаилов Ф.С., Велиев Э.Ф. О влиянии наночастиц металла на прочность полимерных гелей на основе КМЦ, применяемых при добыче нефти //Нефтяное хозяйство, 2014, № 1, 86-88 с. (Suleimanov B.A., Ismaylov F.S., Veliyev E.F. On the metal nanoparticles effect on the strength of polymer gels based on carboxymethyl cellulose, applying at oil recovery // Oil Industry, 2014, № 1, с. 86-88)

58. Хисамов Р.С., Султанов А.С., Ахметгареев В.В., Сайфутдинов М.А. Способ изоляции водопритока в нефтедобывающую скважину //Патент Российской Федерации № 2515675, 2014.

59. Эфендиев Г.М., Стреков А.С., Назиров К.Н. Экспериментальное изучение возможности изоляции водопритоков супрамолекулярной каталитической системой на основе металлических и органических кластеров //Известия НАН Азербайджана, серия «Науки о Зем-

ле», 2013, №1, 67-99 с.

60. Abazar K., Nehi H.M. Operations and ranking methods for intuitionistic fuzzy numbers, a review and new methods // International Journal of Intelligent Systems and Applications, 2016, Vol.5, 1-9 p.

61. Adler J. Bootstrap percolation //Physica A, 1991, Vol.171, 453 p.

62. Afra S., Tarrahi M. An Efficient EOR Screening Approach with Statistical Pattern Recognition: Impact of Rock/Fluid Feature Selection and Extraction // Paper OTC-27272-MS presented at the Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA, 2-5 May 2016.

63. Ahmadi M.A., Bahadori A. A simple approach for screening enhanced oil recovery methods: Application of artificial intelligence // Petroleum Science and Technology, 2016, Vol.34, Issue 23, 1887-1893 p.

64. Aladasani A., Bai B. Recent developments and updated screening criteria of enhanced oil recovery techniques //Paper SPE 130726 presented at the International Oil and Gas Conference and Exhibition in China held in Beijing, China, 8-10 June, 2010.

65. Aldhaheri M.N., Wei M., Bai B., et al. An advanced selection tool for the application of in-situ polymer gels for undiagnosed injection wells // Paper SPE-182813-MS presented at the SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition, Dammam, Saudi Arabia, 25-28 April 2016.

66. Almohsin A., A-Nakhli A., Badairy H., et al. A new polymer system for water shutoff application in carbonate formations // Paper SPE-182843-MS presented at the SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition, Dammam, Saudi Arabia, 25-28 April 2016.

67. Alomair O.A., Matar K.M., Alsaeed Y.H. Nanofluids application for heavy oil recovery // Paper SPE-171539-MS presented at the SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, Adelaide, Australia, 14-16 October 2014.

68. Alvarado V., Manrique E. Enhanced oil recovery. Field planning and development Strategies. USA: Elsevier INC, 2010, 208 p.

69. Al-Assi A.A., Willhite G.P., Green D.W., McCool C.S. Formation and propagation of gel aggregates using partially hydrolyzed polyacrylamide and aluminum citrate //Paper SPE-100049. SPE Journal, 2009, Vol.14(3).

70. Al-Maamari R.S., Al-Hashami A.R., Al-Sharji H.H., et al. Development of thermo-gels for in depth conformance control // Paper

SPE-174640-MS presented at the SPE Asia Pacific Enhanced Oil Recovery Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, 11-13 August 2015.

71. Al-Muntasheri G.A., Sierra L., Lynn J.D., Izquierdo G.A. Water shut-off with polymer gels in a high temperature horizontal gas well: a story //Paper SPE-129848 presented at the SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, USA, 24-28 April 2010.

72. Al-Mutairi S.M., Kokal S.L. EOR potential in the Middle East: current and future trends //Paper SPE-143287 presented at the SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition held in Vienna, Austria, 23-26 May 2011.

73. Al-Yami A.S., Al-Shaarawi A., Al-Bahrani H., et al. Using Bayesian network to develop drilling expert systems // Paper SPE-184168-MS presented at the SPE Heavy Oil Conference and Exhibition, Kuwait City, Kuwait, 6-8 December 2016.

74. Amanullah, Md and Al-Tahini A.M. Nano-Technology – Its Significance in Smart Fluid Development for Oil and Gas Field Application //SPE 126102-MS. 2009.

75. API RP40. Recommended Practices for Core analysis, Second Edition. American Petroleum Institute, 1998.

76. Ashoori E., van der Heijden T.L.M., Rossen W.R. Fractional-flow theory of foam displacements with oil //SPE Journal, 2010, Vol. 15, 260-273 p.

77. Atahan H.N., Arslan K.M. Improved durability of cement mortars exposed to external sulfate attack: The role of nano & micro additives // Sustainable Cities and Society, 2016, Vol. 22, 40-48 p.

78. Bai B., Huang F., Liu Y., et al. Case study on preformed particle gel for in-depth fluid diversion //Paper SPE-113997 presented at the SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium held in, Tulsa, Oklahoma, U.S.A., 19-23 April 2008.

79. Baolin Z.H.U., Xin H., Ye G.U.O. Influence of cement particle size distribution on strength of hardened cement paste //Key Engineering Materials, 2011, Vol.477, 118-124 p.

80. Benge O.G., McDermott J.R., Langlinais J.C., Griffith J.E. Foamed cement job successful in deep HTHP offshore well //Oil and Gas Journal, 1996, Vol.94, 58–63 p.

81. Benge O.G., Poole D. Use of foamed cement in deep water Angola //Paper SPE-91662 presented at the SPE/IADC Drilling Conference held in Amsterdam, Netherlands, 23-25 February 2005.

82. Bentz D.P. Blending different fineness cements to engineer the properties of cement-based materials //Magazine of Concrete Research, 2010, Vol.62, No.5, 327–338 p.

83. Bentz D.P., Garboczi E.J., Haecker C.J., Jensen O.M. Effects of cement particle size distribution on performance properties of portland cement-based materials //Cement and Concrete Research, 1999, Vol.29, No.10, 1663-1671 p.

84. Bessaies-Beya H., Baumannb R., Schmitzb M., Radlerb M., Roussela N. Organic admixtures and cement particles: Competitive adsorption and its macroscopic rheological consequences //Cement and Concrete Research, 2016, Vol.80, 1–9 p.

85. Bosma M.G.R., Cornelissen E.K., Reijrink P.M.T., et al. Development of a novel silicone rubber/cement plugging agent for cost effective Thru' tubing well abandonment //Paper SPE-39346-MS presented at the IADC/SPE Drilling Conference held in Dallas, Texas, 3-6 March 1998.

86. Canny S.A. An innovative approach to well intervention and workover operations on platforms with limited structural capacity // Paper OTC-27311-MS presented at the Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA, 2-5 May 2016.

87. Celik I.B. The effects of particle size distribution and surface area upon cement strength development //Powder Technology, 2009, Vol.6, No.3, 272–276 p.

88. Cheikh S., Perez D., Asedegbega D., et al. Water control applications in horizontal open hole with polymer gels and microfine cement, case studies from Gabon //SPE-174336-MS. Paper presented at the EUROPEC 2015 held in Madrid, Spain, 1–4 June 2015.

89. Chen R.S., Ye Q. Research on the comparison of properties of hardend cement paste between nano-SiO2 and silica fume added concrete //Concrete Journal, 2001, Vol.3, No.1, 19-22 p.

90. Cheneviére P., Falxa P., Alfenore J., et al. Chemical water shut off intervention in the Tunu gas field: optimizatrion of treatment fluids, well intervention and operational challenged //Paper SPE-95010 presented at the European Formation Damage Conference held in Sheveningen, The Netherlands, 25-27 May 2005.

91. Chithra S., Senthil Kumar S.R.R., Chinnaraju K. The effect of colloidal nano-silica on workability, mechanical and durability properties of high performance concrete with copper slag as partial fine aggregate //

Construction and Building Materials, 2016, Vol. 113, 794-804 p.

92. Coste J.P., Liu Y., Bai B., et al. In-depth fluid diversion by pre-gelled particles. Laboratory study and pilot testing //Paper SPE-59362 presented at the SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium held in Tulsa, Oklahoma, U.S.A., 3-5 April 2000.

93. Delamaide E., Cuenca A., Chabert M. State of the art review of the steam foam process // Paper SPE-181160-MS presented at the SPE Latin America and Caribbean Heavy and Extra Heavy Oil Conference, Lima, Peru, 19-20 October 2016.

94. Dalmazzone C., Mouret A., Behot J., et al. A new screening test for chemical improved oil recovery in carbonate formations // Paper SPE-179561-MS presented at the SPE Improved Oil Recovery Conference, Tulsa, Oklahoma, USA, 11-13 April 2016.

95. Deolarte C., Zepeda R., Cancino V., et al. The history of hydrocarbon-based ultrafine cement slurry system for water shutoff in offshore Mexico //OTC-24949-MS. Paper presented at the Offshore Technology Conference-Asia held in Kuala Lumpur, Malaysia, 25-28 March 2014.

96. DeVries A.S., Wit K. Rheology of gas/water foam in the quality range relevant to steam foam //SPE Reservoir Engineering, 1990, Vol. 5(2), 185–192 p.

97. Doan A., Brandl A., Vorderbruggen M., Leonard D.D. Innovative well cementing applications by using large particle sizes of cement additives //SPE-176102-MS. Paper presented at the SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition held in Nusa Dua, Bali, Indonesia, 20 –22 October 2015.

98. Doan A.A., Ejike M.O., Li L. Better foam cement with a liquid stabilizer: offshore case histories // Paper OTC-27047-MS presented at the Offshore Technology Conference Source Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA, 2-5 May 2016.

99. Dubois D., Prade H. Possibility theory. New-York: Plenum Press, 1988, 29 p.

100. Entov V.M., Turetskaya F.D. Hydrodynamical modeling of the development of non-homogeneous oil reservoirs //Fluid Dynamics, 1995, Vol.30(6), 877-882 p.

101. Fahad I.S., Abdul H.T., Naveed A.G. Compositional analysis and screening for enhanced oil recovery process in different reservoir and operating conditions //International Journal of Applied Science and

Technology, 2011, Vol.1, No.4, 143-160 p.

102. Farajzadeh R., Andrianov A., Krastev R., et al. Foam-oil interaction in porous media: implications for foam assisted enhanced oil recovery //Paper SPE-154197 presented at the SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, Muscat, Oman, 16-18 April 2012.

103. Farajzadeh R., Andrianov A., Pacelli H.B., Zitha L.J. Comparative study of CO2 and N2 foams in porous media at low and high pressure−temperatures //Industrial & Engineering Chemistry Research, 2009, Vol. 48, No. 9, 4542–4552 p.

104. Fernø M.A., Gauteplass J., Pancharoen M., et al. Experimental study of foam generation, sweep efficiency, and flow in a fracture network // SPE Journal, 2016, Vol. 21, Issue 4, Paper SPE-170840-PA.

105. Frigione G., Marra S. Relationship between particle size distribution and compressive strength in portland cement //Cement and Concrete Research, 1976, Vol.6, No.1, 113-127 p.

106. Garba M.D., Petitt I., Macphee D.E. Sodium silicate cement squeeze best practice //SPE-172357-MS. Paper presented at the SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition held in Lagos, Nigeria, 05– 07 August 2014.

107. Ghahfarokhi A.J., Kleppe J., Torsaeter O. Simulation study of application of a water diverting gel in enhanced oil recovery // Paper SPE-180190-MS presented at the SPE Europec featured at 78th EAGE Conference and Exhibition, Vienna, Austria, 30 May-2 June 2016.

108. Gieger C., Fazio J., Spaulding R., et al. Physical and mechanical properties of field-generated foam cements: implications for cement property prediction and modeling // Paper SPE-180333-MS presented at the SPE Deepwater Drilling and Completions Conference, Galveston, Texas, USA, 14-15 September 2016.

109. Ginebra M.P., Driessens F.C.M., Planell J.A. Effect of the particle size on the micro and nanostructural features of a calcium phosphate cement: A kinetic analysis //Biomaterials, 2004, Vol.25, No.17, 3453-3462 p.

110. Glosser D., Kutchko B., Benge G., et al. Relationship between operational variables, fundamental physics and foamed cement properties in lab and field generated foamed cement slurries // Journal of Petroleum Science and Engineering, 2016, Vol.145, 66-76 p.

111. Han M., Alshehri A.J., Krinis D., Lyngra S. State-of-the-art of in-depth fluid diversion technology: enhancing reservoir oil recovery by gel

treatments // Paper SPE-172186-MS presented at the SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition, Al-Khobar, Saudi Arabia, 21-24 April 2014.

112. Heins R., Simjoo M., Zitha P.L.J., Rossen W.R. Oil relative permeability during enhanced oil recovery by foam flooding // Paper SPE-170810-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Amsterdam, The Netherlands, 27-29 October 2014.

113. Hernando L., Bertin H. J., Omari A., et al. Polymer-enhanced foams for water profile control // Paper SPE-179581-MS presented at the SPE Improved Oil Recovery Conference, Tulsa, Oklahoma, USA, 11-13 April 2016.

114. Hill R.M., Trabelsi S., Pietrangeli G. Application of silicones in the oil and gas industry silicone dispersions. Chapter 11 /in book: Silicone dispersions, ed. Yihan Liu, NW: Taylor & Francis Group, 2016, 333–360 p.

115. Hoefner M.L., Seetharam R.V., Shu P., Phelps C.H. Selective penetration of biopolymer profile-control gels: experiment and model //Journal of Petroleum Science and Engineering, 1992, Vol.7(1–2), 53–66 p.

116. Ivanov E.N., Roslyak A.T. The selection and evaluation of enhanced oil recovery methods effectiveness for oil fields in the Western Siberia //International Journal of Science “Georesources”, 2012, Vol.6(48), 87-90 p.

117. Ivanov V., Stabnikov V. Biotechnological admixtures for cement and mortars /in book: Construction biotechnology. Part of the series Green Energy and Technology. Singapore: Springer Singapore, 2016, 41-50 p.

118. Iverson B., Darbe R., McMechan D. Evaluation of mechanical properties of cements //Paper ARMA 08-293 presented at the The 42nd U.S. Rock Mechanics Symposium (USRMS) held in San Francisco, California, 29 June-2 July 2008.

119. Jones S.A., Laskaris G., Vincent-Bonnieu S., et al. Surfactant effect on foam: from core flood experiments to implicit-texture foam-model parameters // Paper SPE-179637-MS presented at the SPE Improved Oil Recovery Conference, Tulsa, Oklahoma, USA, 11-13 April 2016.

120. Kovscek A.R., Radke C.J. Fundamentals of foam transport in porous media /in Foams in the petroleum industry, Schramm L.L., (ed.), Washington, D.C.: American Chemical Society, 1994, 115–163 p.

121. Kutchko B., Crandall D., Moore J., et al. Assessment of foamed cement used in deep offshore wells //Paper SPE-170298 presented at the

SPE Deepwater Drilling and Completions Conference held in Galveston, Texas, USA, 10 –11 September 2014.

122. Kutchko B., Crandall D., Spaulding R., et al. A look at processes impacting foamed cements // Paper SPE-180337-MS presented at the SPE Deepwater Drilling and Completions Conference, Galveston, Texas, USA, 14-15 September 2016.

123. Kutchko B., Pike W., Lang K., et al. An assessment of research needs related to improving primary cement isolation of formations in deep offshore wells. NETL-TRS-3-2012. EPAct Technical Report Series. Morgantown, WV: U.S. Department of Energy, National Energy Technology Laboratory: 2012, 20 p.

124. Lakatos I.J., Lakatos-Szabo J., Bodi T., Vago A. New alternatives of water shutoff treatments: application of water-sensitive metastable systems // Paper SPE-112403-MS presented at the SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, USA, 13-15 February 2008.

125. Lakatos I. J., Lakatos-Szabo J., Szentes G., et al. Novel water shutoff treatments in gas wells using petroleum external solutions and microemulsions // Paper SPE-165175-MS presented at the SPE European Formation Damage Conference & Exhibition, Noordwijk, The Netherlands, 5-7 June 2013.

126. Lakatos I., Tóth J., Bauer K., et al. Comparative study of different silicone compounds as candidates for restriction of water production in gas wells //Paper SPE-80204 presented at the SPE International Symposium on Oilfield Chemistry held in Houston, USA, 5-7 February 2003.

127. Li H., Zhang M.J.O. Abrasion resistance of concrete //Wear, 2006, Vol.260, No.3, 1262-1266 p.

128. Li H., Xiao H., Ou J. Nano-particled in concrete //Cement and Concrete Research, 2004, Vol.34, No.3, 435-438 p.

129. Ligthelm D.J. Water shut off in gas wells: is there scope for a chemical treatment? //Paper SPE-68978 presented at the European Formation Damage Conference held in The Hague, The Netherlands, 21-22 May 2001.

130. Ligthelm D.J., van Eijden G.J.M., Gronsveld J. Gas shut off using foam: The solution for unwanted gas production? //Paper SPE-65125-MS presented at the SPE European Petroleum Conference, Paris, France, 24-25 October 2000.

131. Li R., Dudek S.M., Kim D., et al. Identification of genetic

interaction networks via an evolutionary algorithm evolved Bayesian network // BioData Mining, 2016, Vol. 9, Article 18.

132. Li R.F., Yan W., Liu S., et al. Foam mobility control for surfactant enhanced oil recovery //SPE Journal, 2010, Vol. 15, No. 4, 1-15 p.

133. Liu H.Z., Zhou M., Wu J., et al. Performance evaluation and application of modified urea–formaldehyde resin water shutoff agent //Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 2017, Vol.7, No.1, 155–160 p.

134. Lotfollahi M., Kim I., Beygi M.R., et al. Experimental studies and modeling of foam hysteresis in porous media // Paper SPE-179664-MS presented at the SPE Improved Oil Recovery Conference, Tulsa, Oklahoma, USA, 11-13 April 2016.

135. Mack J.C., Smith J.E. In-depth colloidal dispersion gels improve oil recovery efficiency //Paper SPE-27780 presented at the SPE/DOE Ninth Symposium on Improved Oil Recovery held in Tulsa, Oklahoma, U.S.A., 17-20 April 1994.

136. Mamunya Ye.P., Davydenko V.V., Pissis P., Lebedev E.V. Electrical and thermal conductivity of polymers filled with metal powders //European Polymer Journal, 2002, Vol.38, 1887–1897 p.

137. Morooka C.K., Gnilherne I.R., Mendes J.R.P. Development of intelligent systems for well drilling and petroleum production //Journal of Petroleum Science and Engineering, 2001, Vol.32, 191-199 p.

138. Morphy P.H., Greengald K.G., Herries P.E. Operational experience with foam-diverted acid jobs in the Gulf of Mexico //Journal of Petroleum Technology, 1998, Vol.50(3), 44–45 p.

139. Müller V.C., Bostrom N. Future progress in artificial intelligence: A survey of expert opinion. In: Müller V. (eds) Fundamental issues of artificial intelligence. Synthese Library (Studies in Epistemology, Logic, Methodology, and Philosophy of Science), 2016, Vol. 376. Springer, Cham.

140. Nazari A., Riahi S. Improvement compressive strength of concrete in different curing media by Al2O3 nanoparticles //Materials Science and Engineering A, 2010, Vol.52, No.8, 1183-1191 p.

141. Nazari A., Riahi S. The effects of Cr2O3 nanoparticles on strength assessments and water permeability of concrete in different curing media //Materials Science and Engineering A, 2010, Vol.528, No.3, 1173-1182 p.

142. Nazari A., Riahi S. The role of SiO2 nanoparticles and ground granulated blast furnace slag admixtures on physical, thermal and

mechanical properties of self compacting concrete //Materials Science and Engineering A, 2010, Vol.52, No.8, 2149-2157 p.

143. Nazari A., Riahi S. The effect of TiO2 nanoparticles on water permeability and thermal and mechanical properties of high strength self-compacting concrete //Materials Science and Engineering A, 2010, Vol.52, No.8, 756-763 p.

144. Nelson E.B. Well cementing. TX: Schlumberger Educational Services, Sugar Land, 2006.

145. Nobuto J., Nishigaki M., Mikake S., et al. Prevention of clogging phenomenon with high-grouting pressure //JSCE Journal of Geotechnical and Geoenvironmental Engineering, 2008, Vol.64, No.4, 813-832 p. (in Japanese)

146. Pang X., Singh J.P., Jimenez W.C., Prince A.C. Influencing factors of the microstructure and macroscopic performance of foamed cement // Paper SPE-181364-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dubai, UAE, 26-28 September 2016.

147. Particle size analysis of cement using the technique of laser diffraction. UK: Malvern Instruments, 2014.

148. Parton C., Singh D., Khamatnurova T., et al. Long interval foamed diversion treatment: a mid-scale multizone diversion treatment study // Paper SPE-174247-MS presented at the SPE European Formation Damage Conference and Exhibition, Budapest, Hungary, 3-5 June 2015.

149. Phoo-ngernkham T., Sata V., Hanjitsuwan S., et al. Compressive strength, bending and fracture characteristics of high calcium fly ash geopolymer mortar containing portlandcement cured at ambient temperature //Arabian Journal for Science and Engineering, 2016, Vol.41, Issue 4, 1263–1271 p.

150. Pusch G., Meyn R., Burger W., Geck M. Method for stabilizing the gas flow in water-bearing natural gas deposits or reservoirs //US Patent 6206102 B1, 2001.

151. Rae P., Lullo G.D. Lightweight cement formulations for deep water cementing: Fact and fiction //Paper SPE-91002 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Houston, Texas, 26-29 September 2004.

152. Romero-Zeron L., Kantzas A. Evolution of foamed gel confined in pore network models //Journal of Canadian Petroleum Technology, 2006, Vol.45(11), 1–12 p.

153. Romero-Zeron L., Kantzas A. Influence of wettability on foamed

gel mobility control performance in unconsolidated porous media //Journal of Canadian Petroleum Technology, 2006, Vol.45 (2), 1–11 p.

154. Romero-Zeron L., Kantzas A. The effect of wettability and pore geometry on foamed gel blockage performance in gas and water producing zones //Paper SPE-89388 presented at the SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery held in Tulsa, Oklahoma, 17-21 April 2004.

155. Romero-Zeron L., Kantzas A. The effect of wettability and pore geometry on foamed gel blockage performance //SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2007, Vol.10(2), 150–163 p.

156. Romero-Zeron L., Ziritt J.L., Marin A., et al. Plugging of high permeability fractured zones using emulsions //Paper SPE-35461 presented at the SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium held in Tulsa, USA, 21-24 April 1996.

157. Rossen W.R. Foams in enhanced oil recovery /in: Foams: theory measurement and applications, R.K. Prud'homme and S. Khan (eds), New York City: Marcel Dekker, 1996.

158. Rozieres J., Ferriere R. Foamed-cement characterization under downhole conditions and its impact on job design //Paper SPE-19935. SPE Production Engineering, 1991, Vol.6, No.3, 297-304 p.

159. Sabet M., Hosseini S.N., Zamani A., Hosseini Z., Soleimani H. Application of nanotechnology for enhanced oil recovery: a review // Defect and Diffusion Forum, 2016, Vol. 367, 149-156 p.

160. Sanchez F., Sobolev K. Nanotechnology in concrete – A review //Construction and Building Materials, 2010, Vol.24, 2060–2071 p.

161. Sayadi A.A., Netzert T.R., Clifton G.C. Feasiblity of a biopolymer as lightweight aggregate in perlite concrete //World Academy of Science, Engineering and Technology. International Journal of Civil, Environmental, Structural, Construction and Architectural Engineering, 2016, Vol.10, No.6, 740-750 p.

162. Shagiakhmetov A., Tananykhin D. The development of a water proofing polymeric composition based on carboxymethylcellulose for carbonate reservoirs //International Journal of Applied Engineering Research, 2017, Vol., No.2, 273-276 p.

163. Sharifpour E., Riazi M., Ayatollahi S. Smart technique in water shutoff treatment for a layered reservoir through an engineered injection/production scheme //Industrial & Engineering Chemistry Research, 2015, Vol.54(44), 11236-11246 p.

164. Shaw J., Bachu S. Screening, evaluation, and ranking of oil

reservoirs suitable for CO2 –flood EOR and carbon dioxide sequestration //Review and Publication Process, 2002, Vol.49, No 9, 51-61 p.

165. Sheshdeh M.J., Awemo K.N., Yadav A. An innovative approach for RPM gel water shut-off simulation // Paper SPE-180191-MS presented at the SPE Europec featured at 78th EAGE Conference and Exhibition, Vienna, Austria, 30 May-2 June 2016.

166. Shi J., Varavei A., Huh C., et al. Viscosity model of preformed microgels for conformance and mobility control //Energy Fuels, 2011, Vol.25 (11), 5033–5037 p.

167. Shokir E.M., Goda H.M., Sayyoch M.H., Fattah Kh.A. Selection and evaluation EOR method using artifical intelligence //Paper SPE-79163 presented at the Annual International Conference and Exhibition held in Abuja, Nigeria, 5-7 August 2002.

168. Shrivastava V. K., Belgrave J.D.M., Singhal A.K., Coombe D.A. Numerical simulation of foam flooding for sweep improvement // Journal of Canadian Petroleum Technology, 1999, Vol. 38, No. 13, 45 p.

169. Siena M., Guadagnini A., Della Rossa E., et al. A new Bayesian approach for analogs evaluation in advanced EOR screening //Paper SPE 174315 presented at the EUROPEC 2015, Madrid, Spain, 1-4 June 2015.

170. Singh P., Venkatesan R., Fogler H.S., Nagarajan N. Formation and aging of incipient thin film wax-oil gels //AIChE Journal, 2000, Vol.46(5), 1059–1074 p.

171. Singh R., Mohanty K.K. Foams stabilized by in-situ surface-activated nanoparticles in bulk and porous media // SPE Journal, 2016, Vol. 21, Issue 01, Paper SPE-170942-PA

172. Sobanova O.B., Fridman G.B., Arefyev Y.N. Laboratory and oil field testing for application of compositions including hydrocarbons and surfactants for restricting water influx into producing wells //Paper presented at the 7th European Symposium on IOR, Moscow, 1993.

173. Stauer D., Aharony A. Introduction to percolation theory. London: Taylor & Francis, 1994, 192 p.

174. Stavland A., Lohne A., Olsen A. Improved oil productivity by selective water control //in Lakatos I. (Ed.) “Progress mining and oilfield chemistry”, Vol. 3. Budapest: Akadémiai Kiadó, 2001, 101 p.

175. Suganya K., Sivapullaiah P.V. Role of sodium silicate additive in cement-treated kuttanad soil //Journal of Materials in Civil Engineering, 2016, Vol.28, Issue 6, 06016006 p.

176. Suleimanov B.A., Ismayilov F.S., Dyshin O.A., Veliyev E.F.

Selection methodology for screening evaluation of EOR methods //Petroleum Science and Technology, 2016, Vol. 34, No.10, 961-970 p.

177. Suleimanov B.A., Ismailov F.S., Veliyev E.F. Nanofluid for enhanced oil recovery //Journal of Petroleum Science and Engineering, 2011, Vol.78(2), 431–437 p.

178. Suleimanov B.A., Ismailov F.S., Veliyev E.F., Dyshin O.A. The influence of light metal nanoparticles on the strength of polymer gels used in oil industry //SOCAR Proceedings, 2013, No.2, 24-28 p.

179. Suleimanov B.A., Veliyev E.F. Novel polymeric nanogel as diversion agent for enhanced oil recovery //Petroleum Science and Technology, 2017, Vol.35, No. 4, 319-326 p.

180. Suleimanov B.A., Veliyev E.F., Dyshin O.A. Effect of nanoparticles on the compressive strength of polymer gels used for enhanced oil recovery (EOR) //Petroleum Science and Technology, 2015, Vol.33(10), 1133-1140 p.

181. Sydansk R.D. Conformance improvement in a subterranean hydrocarbon-bearing formation using a polymer gel //Patent US 4683949 A, 1987.

182. Sydansk R.D. Polymer-enhanced foam part 1: laboratory development and evaluation //Paper SPE-25168. SPE Advanced Technology Series, 1994, Vol.2, Issue 2, 150-159 p.

183. SY/T 6296-1997. Determination of the Strength of Polymer Gels Used for Oil Production Method on Rheological Parameters. Chinese Industry Standard, 1997.

184. Taber J. Research on enchanced oil recovery: past, present and future //Pure & Applied Chemistry, 1980, Vol.52, 1323-1347 p.

185. Taber J.J., Martin F.D., and Seright R.S. EOR screcning criteria revisited - part 1: Introduction to Screenig Criteria and Enhanccd Recovery Field Projects – part 2: Applications and Impact of Oil Prices //SPE Reservoir Engineering, 1997, Vol.12, No.3, 189-198 p.; 199-205 p.

186. Tao J. Preliminary study on the water permeability and microstructure of concrete incorporating nano- SiO2 //Cement and Concrete Research, 2012, Vol.35, No.10, 1943-1947 p.

187. Turta A.T., Singhal A.K. Field foam applications in enhanced oil recovery projects: screening and design aspects //Journal of Canadian Petroleum Technology, 2002, Vol. 41, No. 10.

188. Veryovka O.V., Zalozhenkova I.A., Parasuk I.N. A Generalization of interval Bayesian inference mechanisms and prospects for their use

//Cybernetics and Systems Analysis, 1998, Vol.34(6), 785-793 p.

189. Voorhees P.W. The theory of Ostwaldripening //Journal of Statistical Physics, 1984, Vol. 38(1–2), 231–252 p.

190. Wasan D.T., Nikolov A.D. Spreading of nanofluids on solids //Nature, 2003, Vol.423(6936), 156-159 p.

191. Ye Q. Research on the comparison of pozzolanic activity between nano-SiO2 and silica fume //Concrete Journal, 2001, Vol.3, No.1, 19-22 p.

192. You Q., Zhou W., Wang Y.F., et al. Crosslinking reaction process and influencing factors for formation of hydrophobically associating polymer/phenolic resin gel //Oilfield Chemistry, 2010, Vol.27, 260–264 p.

193. Zade L.A. PRUF-A meaning representation language for natural languages. Memo No.UCB/ERL M77/61. Berkeley, CA: University of California, 1977.

194. Zaitoun A., Tabary R., Rousseau D., et al. Using microgels to shut off water in a gas well //Paper SPE-106042 presented at the International Symposium on Oilfield Chemistry held in Houston, USA, 28 February-2 March 2007.

195. Zalozhenkova I.A., Parasyuk I.N. Integrated system for hypothesis testing: software and algorithms //Cybernetics and Systems Analysis, 1997, Vol.33(5), 652-658 p.

196. Zeng Y., Farajzadeh R., Eftekhari A.A., et al. Role of gas type on foam transport in porous media // Langmuir, 2016, Vol.32, Issue 25, 6239–6245 p.

197. Zerafat M.M., Ayatolahi Sh, Mehranbod N., Barregan D. Bayesian network analysis as a tool for efficient EOR screening //Paper SPE-143282 presented at the SPE Enhanced Oil Recovery Conference held in Kuala Lumpur, Malaysia, 19-21 July 2011, 1-16 p.

198. Zhang Y.H., Dai C.L., Ji W.J., et al. Deep profile control and flooding of weak gel for high water-cut reservoir in Nanpuland //Oilfield Chemistry, 2013, Vol.30, 33–36 p.

199. Zhao G., Dai C., Chen A., et al. Experimental study and application of gels formed by nonionic polyacrylamide and phenolic resin for in-depth profile control //Journal of Petroleum Science and Engineering, 2015, Vol.135, 552–560 p.

200. Zhao G., Dai C.L., You Q., et al. Study on formation of gels formed by polymer and zirconium acetate //The Journal of Sol-Gel Science and Technology, 2013, Vol.65, 392–398 p.