AZERBAIJAN NATIONAL ACADEMY OF SCIENCES
INSTITUTE OF GEOLOGY AND GEOPHYSICS

PhD Thesis

Tulesheva Gulnara Dyusenovna

Development and application of new enhanced oil recovery methods at the Zhetybai field

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

Baku - 2018

ABSTRACT

Field exploitation intensification, stability in hydrocarbon production capacity and oil recovery factor increase are main challenges of the current Oil&Gas industry, including Oil&Gas industry in Kazakhstan.

An oil-recovery method, which involves injection of sodium silicate solution with the addition of carboxymethyl cellulose (CMC) is proposed in the thesis. The concentration of sodium silicate and CMC in the aqueous solution is regulated depending on the temperature at a given reservoir depth and the time required for gellation. The results of experimental studies showed that isolation of highly permeable zones and increasing the formation's coverage enables to increase the final oil displacement efficiency up to 19.7%

Based on the results of investigation, a method for water zone isolation has been developed, including injection of sodium silicate solution containing whey. The concentration of sodium silicate and whey is regulated depending on the temperature at there servoir depth required for insulation. In case of stiff formation medium, fresh or softened water is injected prior to the gel-forming compound.

Acidizing technique has been developed for an inhomogeneous formation with preliminary water zone isolation using a foaming system consisting of an aqueous solution of sodium bicarbonate and a foaming surfactant. An organic acid is injected into the formation prior to the acid solution, while a mixture of ammonium bifluoride, inhibited hydrochloric acid, organic acids and water is used as the acid solution.

The proposed acid treatment technology with preliminary water zone isolation using a foaming system was tested at two injection wells No. 1299 and No. 1410 at Zhetybai deposit. As a result of field trials, well injectivity has increased significantly, as well as oil production rate and the products water cut in the observation wells has decreased. In total, 1654 tons of oil was produced from 9 observation wells within 6 months.

ORIGINAL LANGUAGE

НАЦИОНАЛЬНАЯ АКАДЕМИЯ НАУК АЗЕРБАЙДЖАНА
ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ И ГЕОФИЗИКИ

На правах рукописи

ТУЛЕШЕВА ГУЛЬНАРА ДЮСЕНОВНА

РАЗРАБОТКА И ПРИМЕНЕНИЕ НОВЫХ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ЖЕТЫБАЙ

Специальность: 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 – 2018

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
Исмайлов Айдын Джахангир оглы

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

Защита диссертации состоится «26» ноября 2018 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 «19» октября 2018 г.

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

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы. Основными задачами нефтегазодобывающей отрасли на современном этапе ее развития, в том числе и нефтегазодобывающей отрасли Казахстана, являются повышение эффективности эксплуатации месторождений, достижение стабильности уровня добычи углеводородов и увеличение КИН. В нефтедобывающих странах по всему миру, наряду с вновь открытыми, значительными по запасам месторождениями, имеется огромное количество месторождений, находящихся на последней стадии разработки и Казахстан не является исключением.

В методах интенсификации нефтедобычи наиболее нуждаются месторождения, находящиеся на завершающей стадии эксплуатации, характеризующиеся относительно большой выработкой запасов и значительной обводненностью добываемой продукции. На этих месторождениях, в соответствии с проектными решениями, осуществляются довольно эффективные мероприятия по воздействию на продуктивную залежь для извлечения из нее углеводородов, а также мероприятия с целью поддержания пластового давления (ППД), реализуемые, как правило, с применением различных систем (законтурное, площадное, избирательное и другие виды заводнения) и рабочих реагентов: пластовой, морской воды; композиций поверхностно-активных веществ (ПАВ); различных полимеров (ПАА); кислот; щелочей; газов (углеводородные газы, CO_2, инертные газы и др.); водогазовых смесей (ВГВ) и др. Однако эти мероприятия применимы не для всех геолого-промысловых условий месторождений и не всегда оказываются достаточно эффективными.

В этой связи тема диссертационной работы, посвященной важнейшей проблеме - разработке и внедрению новых методов интенсификации добычи нефти одного из сложнейших нефтегазовых месторождений, встречающихся в мировой практике - месторождения Жетыбай, является важной и актуальной.

Цель работы разработка и применение новых методов интенсификации добычи нефти на месторождении Жетыбай.

Основные задачи исследования

Разработка:

- нового способа повышения нефтеотдачи обводненного пласта на основе применения термоактивных систем;
- нового способа изоляции водопритока в скважине с использо-

ванием отходов производства;

- нового селективного способа кислотной обработки неоднородного пласта.

Методы решения поставленных задач

Поставленные задачи решались путем применения теоретических, лабораторных, экспериментальных и промысловых исследований.

Научная новизна

- Предложен способ разработки обводненного пласта на основе термоактивных систем с регулируемым механизмом гелеобразования;
- Разработан способ изоляции водопритоков в скважине с использованием термоактивных систем, включающих отходы производства;
- Предложен селективный способ кислотной обработки неоднородного пласта.

Защищаемые положения

- Новые термоактивные системы с регулируемым механизмом гелеобразования для повышения нефтеотдачи обводненного пласта;
- Новые термоактивные системы изоляции водопритока в скважине;
- Способ селективной кислотной обработки неоднородного пласта.

Практическая значимость результатов работы

Разработанный селективный способ кислотной обработки неоднородного пласта апробирован на двух нагнетательных скважинах №1299 и № 1410 месторождения Жетыбай. В результате промысловых испытаний значительно увеличилась приемистость скважин, также увеличился дебит нефти и снизилась обводненность продукции по реагирующим скважинам. В целом, за 6 месяцев по 9 реагирующим скважинам дополнительно получено 1654 тонны нефти.

На способ кислотной обработки призабойной зоны неоднородного пласта получен Евразийский патент № 030395. На способ разработки обводненного пласта и способ изоляции водопритока в скважине поданы заявки на получение евразийского патента и получены уведомления о положительном результате формальной экспертизы от 20.07.2018 г.

Апробация работы

Материалы диссертации докладывались и обсуждались на:

- Международной научно-практической конференции «Инновационные проблемы нефтегазового комплекса Казахстана», г. Актау, 2013г.;

- Научно-практической конференции «Актуальные вопросы нефтегазовой отрасли», г. Актау, 2016 г;

- Научной конференции «Актуальные проблемы разработки морских нефтегазовых месторождений», посвященной 100-летнему юбилею И.П.Кулиева, г. Баку, 2017 г.

- Каспийской Технической конференции и выставке SPE, г. Баку Азербайджан, 2017 г.

- II Международной научно-практической конференции «Булатовские чтения», г. Краснодар, 2018 г.

Публикации

По материалам диссертации опубликовано 14 трудов, из которых 6 статей, 5 тезисов, 2 заявки на получение Евразийского патента и 1 Евразийский патент.

Структура и объём работы

Диссертационная работа состоит из введения, трех глав, списка литературы, включающего 129 наименований и 1 приложения. Работа изложена на 169 страницах, содержит 45 таблиц и 19 рисунков.

КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

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

В первой главе диссертации приведен анализ эффективности применяемых методов увеличения нефтеотдачи пластов и результаты исследований по разработке нового способа воздействия на обводненный пласт для условий месторождения Жетыбай.

Месторождение Жетыбай находится на поздней стадии эксплуатации, определяется высокой степенью истощенности запасов и обводненности добываемой продукции. Непростые геолого-физические условия обуславливают сложность при эксплуатации месторождения. Проведенный анализ показал, что для условий месторождения Жетыбай правильность выбора способов воздействия на пласт и призабойную зону скважин (ПЗС) в значительной степени определяет успешность проводимых здесь мероприятий по интенсификации.

Система ППД на месторождении Жетыбай начала осваиваться с 1973 года путем организации блоковой системы заводнения на горизонте Ю-12. Известно, что при реализации технологии заводнения в

первую очередь нефть извлекается из высокопроницаемых интервалов продуктивного пласта. Неоднородность пористой среды усугубляет неравномерность продвижения фронта вытеснения. Поэтому существует потребность в новых технических решениях для увеличения добычи углеводородов на месторождениях, находящихся на последней стадии разработки со сложными геолого-промысловыми условиями и физико-химическими свойствами нефтей.

За период разработки на двух опытных участках 5а6 горизонта месторождения Жетыбай в 1989 г. и 1991 г. провели испытания технологии закачки низкоконцентрированного водного раствора ПАВ (АФ-12+ДС-РАС). За счет закачки композиции ПАВ по двум участкам дополнительно добыто 56.3 тыс.т. нефти.

Потокоотклоняющая технология, предусматривающая закачку в нагнетательные скважины биополимера, состоящего из целлюлозосодержащих материалов, была применена в 2010-2011 гг. в 34 нагнетательных скважинах. Накопленный прирост нефтедобычи по реагирующим скважинам достиг – 14.686 тыс. т, обводненность продукции снизилась на 7 %.

На месторождении с ноября 2015г. по февраль 2016г. проведены опытно-промышленные испытания (ОПИ) потокоотклоняющей технологии, предусматривающей закачку гелеобразующих композиций на основе полимера акриламида DKS -ORP-F40NT и сшивателя ацетата хрома для целей выравнивания профиля приемистости скважин и увеличения охвата пласта заводнением в пяти нагнетательных скважинах. В результате внедрения технологии получено 1653,9 тонн дополнительной нефти, продолжительность эффекта составила 126 суток. Анализ проведенных МУН на рассматриваемом месторождении Жетыбай выявил, что общая результативность мероприятий низкая. В этой связи разработка и применение новых методов интенсификации нефтедобычи весьма важная и актуальная задача.

Для изоляции обводненных участков и обеспечения необходимой полноты охвата пластов заводнением применяется ряд прогрессивных технологий повышения нефтеотдачи пластов на базе использования свойств термоактивных систем на основе силиката натрия. Эти технологии основаны на способности раствора продвигаться глубоко в пласт и модифицироваться в гелевый экран, блокирующий движение пластовой воды в высокопроницаемых зонах вдали от ствола скважины. Основным недостатком известных гелеобразующих со-

ставов является не возможность регулирования процесса гелеобразования в пласте. Поэтому для повышения интенсивности нефтеизвлечения необходима разработка композиций с регулируемым механизмом гелеобразования.

В предложенном нами способе разработки нефтяного пласта, включающем нагнетание в пласт гелеобразующего реагента - водного раствора силиката натрия, перед закачкой в него добавляют карбоксилметилцеллюлозу (КМЦ). При этом концентрацию силиката натрия и КМЦ в водном растворе регулируют в зависимости от температуры на данной глубине пласта и времени, необходимых для гелеобразования, а после закачки гелеобразующего реагента его проталкивают оторочкой умягченной морской или пластовой воды.

Раствор силиката натрия с добавкой КМЦ - натриевой соли целлюлозогликолевой кислоты образовывает гели при пластовых температурах. Спиртовая гидроксильная группа КМЦ стимулирует процесс гелеобразования. При смешивании КМЦ с силикатом натрия pH раствора сдвигается в сторону щелочной среды. В связи с этим и увеличивается время гелеобразования. При добавке КМЦ избыточное количество ионов Na^{2+} путем ионообменного процесса превращают труднорастворимые соли в легкорастворимое состояние. Оставшиеся в пластовой воде свободные ионы Ca^{2+} имеют сродство с матрицей КМЦ, поэтому исключается образование труднорастворимых солей кальция.

Зная время и пластовую температуру на необходимой для изоляции глубине, определяем концентрации составляющих гелеобразующего раствора: силиката натрия и КМЦ. Изменение концентраций силиката натрия и КМЦ позволяет регулировать процесс гелеобразования. В случае, если пластовая вода жесткая для предотвращения процесса коагуляции перед нагнетанием водного раствора силиката натрия с добавкой КМЦ в пласт закачивают умягченную морскую или пластовую воду.

Способ испытан в лабораторных условиях на линейной модели пласта. Установлено, что гелеобразующий реагент позволяет значительно повысить фактор остаточного сопротивления пористой среды. В экспериментальных исследованиях выявлено, что при воздействии предложенным гелеобразующим раствором из слоисто-неоднородной пористой среды можно вытеснить до 19,7 % остаточной нефти (Таблица 1). Отсюда можно сделать вывод, что добавка к силикату натрия КМЦ, способствует к более глубокому проникновению в пористую

среду композиции и образованию геля. Нагнетаемая после оторочки пластовая вода подключает низкопроницаемые нефтяные зоны к разработке.

Таблица 1

Экспериментальные исследования влияния термоактивных систем на коэффициент вытеснения

№ опыта	Коэффициент нефтевытеснения до закачки реагентов, д. ед.	Рабочие агенты, закачанные в модель	Коэффициент нефтевытеснения после закачки реагентов, д. ед.	Прирост коэффициента нефтевытеснения, %	Объем рабочего агента, необходимый для вытеснения остаточной нефти, в объемах пор
1	0,57	Умягченная вода, 6 % Na_2SiO_3+0,3 % КМЦ	0,749	17,9	1,80
2	0,57	Умягченная вода, 6 % Na_2SiO_3+0,5 % КМЦ	0,767	19,7	1,70
3	0,56	Умягченная вода, 6 % Na_2SiO_3+0,7 % КМЦ	0,756	19,6	1,75
4	0,56	Умягченная вода, 6 % Na_2SiO_3+1 % КМЦ	0,755	19,5	1,80

Во второй главе приведены результаты анализа применяемых на рассматриваемом месторождении методов воздействия на ПЗП и экспериментальные исследования по изысканию и разработке новых эффективных способов интенсификации нефтедобычи для условий месторождения Жетыбай.

На месторождении Жетыбай с начала разработки выполнялись с той или иной эффективностью разные способы воздействия на ПЗС: гидроразрыв пласта (ГРП); солянокислотные обработки (СКО); закачка многокомпонентного кислотного состава (МКС); кислотного поверхностно-активного состава (КПАС); электровоздействие (ЭВ);

комплексное оборудование реанимации скважин (КОРС) и другие.

На месторождении геолого-технические мероприятия по гидравлическому разрыву пласта за период 2000-2016 гг. были произведены на 852 скважинах, в том числе на 659 скважинах эти работы оказались успешными. В результате проведения ГРП прирост дебита нефти на скважину составляет в среднем 10,8 т/сут, снижение обводненности – 5;7 %, успешность проведения работ составила 75%. Эффект от гидроразрыва пласта отсутствует по различного рода причинами, таким как прорыв газа или воды из ниже или вышележащих залежей, неправильные критерии подбора скважин, а также не обеспечение оптимального планирования проектируемого метода.

Проанализирован промысловый материал по кислотным обработкам, проведенным на 45 скважинах месторождения, в том числе 37 скважино-операций по солянокислотным обработкам (СКО); 5 скважино-операций по воздействию многокомпонентным кислотным составом (МКС); 3 скважино-операции по применению кислотного поверхностно-активного состава (КПАС).

СКО проведены на 37 нагнетательных скважинах, по 22 получен эффект - повышение приемистости. Следует отметить, что из общего количества добывающих скважин, на СКО, примененные в нагнетательных скважинах, отреагировало 66 %. Причины того, что не все добывающие скважины отреагировали на СКО, проведенные в нагнетательных скважинах, возможно, связаны: во-первых, с нарушением гидродинамической связи нагнетательных и добывающих скважин; во-вторых, как показывают результаты исследований, на забоях некоторых нагнетательных скважин отмечалось накопление осадка, который, видимо, трудно растворим в соляно-кислотном растворе, в связи с чем в этих скважинах следует применять технологию кислотных обработок в виде установки кислотных ванн с ПАВ. В целом за счет проведения СКО на нагнетательных скважинах дополнительная добыча нефти, приходящаяся на реагирующую добывающую скважину, составила в среднем 1,4 т/сут, успешность – 25 %.

Технология с использованием МКС предусматривает закачку в эксплуатационные скважины кислотного состава, включающего ингибированную соляную кислоту, поверхностно-активное вещество, стабилизатор вторичного осадкообразования. Технология МКС применена на 4 добывающих скважинах (№№1217, 1484, 2519 и 3206), положительный эффект получен на трех скважинах. Прирост добычи неф-

ти на скважину получен около 2,4 т/сут, увеличение дебита нефти составило более 30%. Продолжительность полученного эффекта составляет от 40 до 85 суток.

Под кислотным поверхностно-активным составом (КПАС) подразумевается водный раствор композиции, состоящей из минеральных кислот, а также кислотного модификатора, включающей поверхностно-активные вещества в четко установленном соотношении. Механизм действия КПАС базируется на увеличении кислотного действия с целью уменьшения поверхностного натяжения на границе нефти и воды, смене характера смачиваемости поверхности частиц породы, роста глубины продвижения состава за счет снижения скорости реакции, максимально возможного удаления продуктов реакции из коллектора во время освоения.

Описанная технология воздействия на призабойную зону пласта на основе КПАС была применена на 3 добывающих скважинах (№№818, 1089 и 1453), положительный эффект получен по 2-м скважинам. Дополнительная добыча нефти на скважину составила около 2,8 т/сут, увеличение дебита нефти составило 32 %. Продолжительность эффекта от мероприятия составляет в среднем 178 суток.

Рассмотрев практически все существующие методы интенсификации нефтедобычи, применяющиеся на месторождении Жетыбай, следует отметить, что все они в той или иной степени являются эффективными. Важно определиться с критериями их применимости и строго придерживаться этих рекомендаций. Нельзя не учитывать те обстоятельства, что на месторождении в процессе разработки меняются геолого-промысловые условия, что, несомненно, приводит к изменению критериев эффективности применения тех или иных методов интенсификации, так что они нуждаются в постоянной корректировке.

В настоящее время на месторождении Жетыбай являются эффективными ГРП и различные модификации СКО. Однако необходим поиск и современных технологий.

Для изоляции зон высокой проницаемости и вовлечения в разработку низкопроницаемых нефтяных зон пласта путем применения органических отходов производства, проведены дальнейшие исследования.

В предложенном нами способе ограничения водопритока в скважину закачивают водный раствор силиката натрия, дополнительно содержащий молочную сыворотку (МС). При этом концентрацию силиката натрия и МС регулируют в зависимости от температуры на

данной глубине пласта и времени, необходимых для гелеобразования.

МС является отходом молочного производства. МС в своем составе одновременно содержит остатки различных органических кислот и спиртов, которые при взаимодействии с силикатом натрия способствуют образованию устойчивых гелей. Помимо этого МС в своем составе содержит до 5 % лактозы, которая в свою очередь стимулируют процесс гелеобразования.

В случае, когда пластовая вода жесткая для предотвращения процесса коагуляции при смешении гелеобразующего раствора с жесткой пластовой водой в выбранную скважину предварительно закачивают оторочку пресной или умягченной морской или пластовой воды. Водный раствор силиката натрия с добавкой МС продавливают в скважину пресной водой или легкой нефтью. Закачанный гелеобразующий раствор продвигается в высокопроницаемые водоносные каналы и изолирует их, образуя там гель. В результате этого в разработку подключаются ранее не работающие нефтенасыщенные зоны.

С целью исследования влияния образующегося геля на проницаемость пористой среды были проведены эксперименты на линейных моделях пласта. Установлено, что при закачке в модель предложенного гелеобразующего состава проницаемость снижается в несколько раз, а фактор остаточного сопротивления достигает значений 3,73 и 3,88 (таблица 2). В следующем исследовании экспериментально определялась надежность созданного гелевого экрана. Результаты анализа показали, что при закачке в модель предложенного гелеобразующего состава, а следом щелочного раствора проницаемость увеличивается максимум на 5 %.

Способ также испытан в лабораторных условиях на двухпластовой модели. В экспериментах модели насыщались пластовой водой и определялось распределение фильтрационного потока R_1, где R_1=Qв/Qн, Qв, Qн - расходы жидкости в пористых средах с высокой и низкой проницаемостью, соответственно. Затем на выход моделей (против направления фильтрации воды), при термостатировании 80^0C, закачивали водный раствор силиката натрия и МС, в объеме 15 % от объема пор и закрывали модели с обоих концов на время гелеобразования. Во вторую модель, насыщенную жесткой пластовой водой, для предотвращения ее смешения с гелеобразующей композицией предварительно закачивали оторочку умягченной пластовой воды в объеме 2 % от объема пор. По истечении времени гелеобразования вход модели

соединялся с водой, которой производили насыщение и вновь устанавливалось распределение фильтрационного потока R_2. Из результатов экспериментальных исследований видно, что блокирование высокопроницаемых зон способствует существенному улучшению неоднородности фильтрации. При закачке предложенного гелеобразующего раствора неоднородность фильтрации улучшается более чем на 93 %.

Таблица 2

Влияние гелеобразующей композиции
на фильтрационные свойства пористой среды

№№	Вода, насыщающая поры модели	Начальная проницаемость, K_1, 10^{-12} м^2	Рабочие агенты, закачанные в модель	Проницаемость модели после воздействия, K_2, 10^{-12} м^2	Фактор остаточного сопротивления	Проницаемость модели после закачки щелочного раствора, K_2, 10^{-12} м^2	Отношение проницаемостей после закачки щелочного р-ра
1	Щелочная пластовая вода	1,38	Раствор Na_2SiO_3+ МС	0,37	3,73	0,39	1,05
2	Жесткая пластовая вода	1,28	Умягченная морская вода, раствор Na_2SiO_3+ МС	0,33	3,88	0,34	1,03

В условиях прогрессирующего обводнения добываемой продукции предпочтительными являются методы, обладающие селективным действием. Кислотная обработка ПЗС является одним из наиболее распространенных методов интенсификации притока нефти к добывающим скважинам и восстановления приемистости нагнетательных скважин.

В целях повышения эффективности процесса разработан способ кислотной обработки с предварительной изоляцией зон высокой проницаемости полученным в пласте пенным раствором. После блокирования высокопроницаемых участков кислотный раствор будет продвигаться в направлении к низкопроницаемым зонам, что обеспечит повышение охвата пласта воздействием. Предварительно перед ки-

слотным раствором в скважину закачивают органическую кислоту. Выбранные соотношения компонентов предложенного кислотного раствора обеспечивают уменьшение скорости реакции раствора с породами пласта в начальной стадии воздействия, и в результате происходит более глубокое проникновение раствора в породы.

Для анализа эффективности процесса проводились экспериментальные исследования на слоисто-неоднородных линейных моделях пласта. Проницаемость первого слоя, состоящего только из кварцевого песка, была на порядок выше проницаемости второго слоя, состоящего из кварцевого песка с добавкой 10 % бентонитовой глины. С целью изоляции высокопроницаемого слоя на выход модели, имитирующей призабойную зону добывающей скважины, подавался пенообразующий раствор. Для увеличения проницаемости низкопроницаемой зоны следом за пенной системой на выход модели закачивается предложенный состав кислотного раствора. После закачки указанных реагентов модель с обеих сторон закрывается на 24 часа. По истечении времени на вход модели подавалась пластовая вода. В данном случае из модели можно дополнительно получить 9% нефти. Дальнейшие исследования проводились при тех же условиях с той разницей, что второй слой модели состоял из кварцевого песка с добавкой 10 % карбонатной породы. В данном случае конечный коэффициент вытеснения, т.е. добыча нефти увеличилась на 13,1% (см. рис).

Механизм процесса заключается в следующем: закачанная на выход модели пенная система изолирует высокопроницаемый слой, а закачанный следом кислотный раствор вступает в реакцию с породой, входящей в состав низкопроницаемого слоя. В результате пластовая вода, продвигается в низкопроницаемую нефтяную зону, вытесняя нефть.

В дальнейших экспериментальных исследованиях при тех же условиях рабочие агенты закачивались на вход модели, имитируя призабойную зону нагнетательной скважины. При закачке рабочих агентов на вход модели обводненной пористой среды прирост конечного коэффициента вытеснения больше, чем при закачке на выход и составляет для пористой среды с глиной 13 %, с карбонатами 17, 3 %. Этот результат указывает на то, что при закачке рабочих агентов со входа модели остаточная нефть в порах обводненного пласта лучше охвачена воздействием закачанной водой.

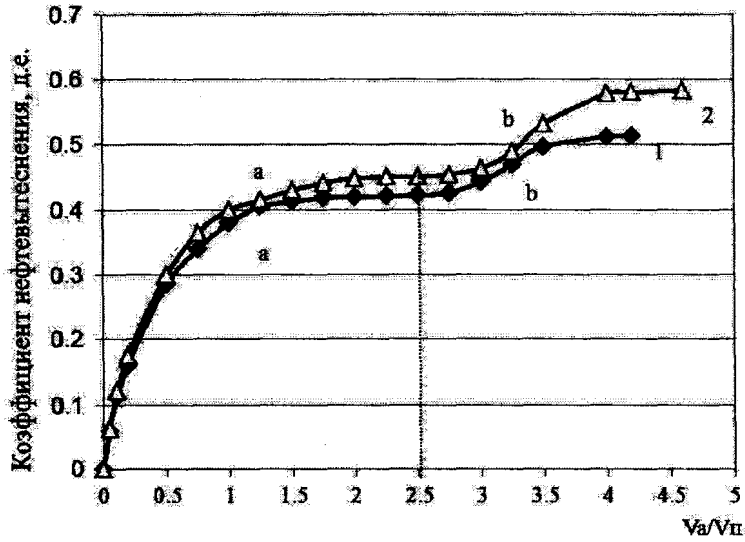

Рис. Зависимость коэффициента вытеснения от объема закачанного рабочего агента: 1-при наличии глины; 2- при наличии карбонатной породы; а-вытеснение нефти водой; б-вытеснение остаточной нефти после закачки реагентов

Таким образом, для повышения эффективности способа кислотной обработки путем увеличения коэффициента охвата пласта процессом по глубине и толщине пласта разработан усовершенствованный способ. Суть предложенной технологии заключается в том, что в пласт предварительно закачивают пенообразующий состав, включающий водный раствор бикарбоната натрия и перед закачкой в него дополнительно вводят пенообразующее ПАВ в количестве 0,05 мас. %. Предварительно до нагнетания кислотного раствора в пласт закачивают органическую кислоту. В качестве кислотного раствора применяют смесь ингибированной соляной кислоты, бифторида аммония, органической кислоты и воды. В способе в качестве органической кислоты используют уксусную, муравьиную, пропионовую или лимонную кислоту, а в качестве пенообразующего ПАВ используют сульфанол или ОП-10.

После закачки водного раствора бикарбоната натрия с добавкой ПАВ в скважину вводят легкую нефть, которая служит разделителем и препятствует преждевременному перемешиванию растворов в стволе скважины. Вслед за легкой нефтью в пласт закачивают органическую кислоту, которая является менее агрессивной и коррозиоактивной, чем

соляная кислота. Водные растворы бикарбоната натрия и органической кислоты, являющиеся ньютоновскими жидкостями, продвигаются в высокопроницаемые зоны, где в результате происходящей между ними химической реакции выделяется углекислый газ CO_2 .

В результате закачки растворов и образования углекислого газа генерируется пена, которая будет изолировать обводненные интервалы. После блокирования высокопроницаемых участков кислотный раствор будет продвигаться в направлении к низкопроницаемым зонам, что обеспечит увеличение охвата пласта воздействием. Выбранные соотношения компонентов предложенного кислотного раствора обеспечивают уменьшение скорости реакции раствора с породами пласта в начальной стадии воздействия, и в результате происходит более глубокое проникновение раствора в породы.

Предлагаемый способ был подвергнут лабораторным испытаниям на двухпластовой модели. Определялось распределение фильтрационного потока до и после воздействия R_1 и R_2 (Таблица 3). Из результатов экспериментальных исследований видно, что блокирование высокопроницаемых зон позволяет значительно увеличить поступление закачанной жидкости в низкопроницаемый пласт. Выявлено, что при увеличении концентрации ПАВ в водном растворе бикарбоната натрия и последовательной подаче легкой нефти, органической кислоты и предложенного кислотного раствора неоднородность фильтрации улучшается и при 0,05 %-ной концентрации составляет 82,2 %. При дальнейшем увеличении концентрации ПАВ эффективность процесса снижается. Для оценки эффективности кислотных обработок в дальнейшем определялась проницаемость низкопроницаемой модели пласта и ее отношение к первоначальной проницаемости (К). Выявлено, что в предложенном способе значительно изменилась проницаемость низкопроницаемой зоны и значение К составило 1,74.

Скорость реакции кислотного раствора с породой в предложенном способе была определена по изменениям массы частиц образцов породы. Лабораторные испытания показали, что при использовании предлагаемого состава кислотной смеси в начальной стадии процесса в течение 2-х часов он слабо растворяет (около 5,9 %) породу. Из-за низкой скорости реакции кислотная смесь глубже проникает в породу. При 6-ти часовом воздействии предложенный кислотный раствор растворяет до 16 % породы.

Таблица 3

Изменение фильтрационных свойств пористой среды в результате воздействия

№	Концентрация ПАВ в водном растворе бикарбоната натрия, %	Закачка кислоты	Неоднородность фильтрации		Улучшение неоднородности фильтрации $((R_1-R_2)/R_1)*100$ %	К
			До воздействия R_1	После воздействия R_2		
1	0,05 (сульфанол)	уксусная кислота, предложенный кислотный раствор	5,57	1,02	81,7	1,73
2	0,05 (сульфанол)	лимонная кислота, предложенный кислотный раствор	5,73	1,05	81,7	1,74
3	0,05 (ОП-10)	муравьиная кислота, предложенный кислотный раствор	5,69	1,03	81,9	1,72
4	0,05 (ОП-10)	пропионовая кислота, предложенный кислотный раствор	5,66	1,01	82,2	1,75

В третьей главе диссертационной работы приводятся результаты анализа кислотной обработки скважин и внедрения нового усовершенствованного способа кислотного воздействия на ПЗС месторождения Жетыбай.

На месторождении Жетыбай в течение определенного временного периода была проведена последовательная солянокислотная обработка 5 нагнетательных скважин. Отметим, что для оценки эффективности кислотных обработок на всех скважинах до и после проведения мероприятия были проведены геофизические исследования (ГИС). Была проведена комплексная интерпретация полученных данных. Профили приемистости скважин позволили определить, как изменилось распределение закачиваемой жидкости вдоль зоны фильтра скважины.

После проведенных мероприятий показатели работы нагнетательных и добывающих скважин на рассматриваемом участке место-

рождения изменились. Наблюдалось увеличение добычи нефти большинства скважин на участке. В продукции некоторых скважин уменьшилось количество добываемой воды.

Если рассматривать проведенную кислотную обработку нагнетательных скважин как процесс очагового воздействия на пласт, можно предположить, что в результате интерференции скважин происходит перераспределение фильтрационного поля в межскважинном пространстве пласта. Следовательно, предложенную технологию можно использовать не только для улучшения приемистости нагнетательных скважин, но и для увеличения нефтеотдачи пласта.

Если бы при планировании кислотной обработки нагнетательных скважин был проведен предварительный анализ гидродинамического состояния участка, то уже до воздействия выявилась бы необходимость в проведении соответствующих работ по селективной изоляции водопритока.

Одним из основных показателей эффективности систем разработки нефтяных месторождений является коэффициент охвата воздействием. Коэффициент выявляет полноту выработки запасов для принятой системы разработки. По значению коэффициента можно оценить эффективность воздействия на продуктивный пласт и выбрать лучший вариант системы разработки.

Коэффициент охвата воздействием предопределяет соотношение нефтенасыщенного объема продуктивного пласта, подключенного к процессу вытеснения, к полному нефтенасыщенному объему данного горизонта в выбранном условном расчетном контуре. В зависимости от применяемой системы разработки и переменчивости геолого-геофизических свойств в объеме пласта он может существенно меняться.

В результате солянокислотной обработки скважин изменились интервалы поглощения. По четырем скважинам из пяти коэффициент охвата уменьшился. В скв. № 942 значение коэффициента охвата с 0,28 уменьшилось до 0,17, в скв. №1246 – с 0,11 до 0,04, в скв. №1299 – с 0,13 до 0,1, в скв. №1410 – с 0,12 до 0,03. Лишь по нагнетательной скважине № 1184 наблюдается увеличение значения коэффициента охвата с 0,04 до 0,36. Низкая эффективность проведенных мероприятий объясняется сильной неоднородностью коллекторов и неправильным выбором технологии воздействия

Предложенная технология селективной кислотной обработки с предварительной изоляцией водопритоков пенным раствором апроби-

рована на двух нагнетательных скважинах №1299 и № 1410 месторождения Жетыбай. Анализ профилей приемистости этих скважин показал, что фронт поглощения у них неравномерный. В связи с этим для воздействия на ПЗС предварительно необходимо изолировать высокопроницаемые участки, а затем закачать предложенный состав кислотного раствора. В результате внедрения предложенного способа 07.02.2017 году приемистость скважин №1299 и №1410 увеличилась в несколько раз. Проведены геофизические исследования на скважинах до и после мероприятия. Выявлено, что процесс селективной кислотной обработки прошел успешно, а коэффициент охвата увеличился в несколько раз: по скв.№1299 с 0,1 до 0,44, а в скв.№ 1410 с 0,03 до 0,42, что свидетельствует о высокой эффективности процесса.

После проведенных мероприятий показатели работы реагирующих добывающих скважин (9 скважин) на рассматриваемом участке месторождения изменились. Наблюдалось увеличение добычи нефти по скважинам, в продукции большинства скважин уменьшилось количество добытой воды.

Таким образом, в результате промысловых испытаний предложенного способа на двух нагнетательных скважинах №1299 и №1410 месторождения Жетыбай значительно увеличилась приемистость скважин, также увеличился дебит нефти и снизилась обводненность продукции по реагирующим скважинам. В целом, за 6 месяцев по 9 реагирующим скважинам дополнительно получено 1654 тонны нефти.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Предложен способ разработки нефтяного пласта, заключающийся в нагнетании в залежь водного раствора силиката натрия с добавкой КМЦ, при этом концентрацию силиката натрия и КМЦ в водном растворе регулируют в зависимости от температуры на данной глубине пласта и времени, необходимых для гелеобразования. В случае, если пластовая вода жесткая перед нагнетанием гелеобразующего состава в пласт закачивают умягченную морскую или пластовую воду. Установлено, что за счет изоляции зон высокой проницаемости и роста охвата пласта воздействием способ дает возможность увеличить конечный коэффициент нефтевытеснения до 19,7 %

2. Разработан способ изоляции водопритоков в скважине, включающий нагнетание водного раствора силиката натрия и молочной

сыворотки, при этом концентрацию силиката натрия и молочной сыворотки регулируют в зависимости от температуры на определенной глубине пласта, необходимой для изоляции. В случае, если пластовая среда жесткая перед гелеобразующим составом закачивают пресную или умягченную воду. Экспериментально установлено, что при этой технологии фактор остаточного сопротивления достигнет 3,88 и добыча нефти увеличится на 18,5 %.

3. Разработан способ селективной кислотной обработки неоднородного пласта с предварительной изоляцией водопритоков пенообразующей системой, состоящей из водного раствора бикарбоната натрия и пенообразующего ПАВ. Перед нагнетанием кислотного раствора в пласт предварительно закачивают органическую кислоту. В способе в качестве кислотного раствора используют смесь бифторида аммония, ингибированной соляной, органической кислот и воды. Экспериментально установлено, что селективность воздействия, т.е. степень изоляции высокопроницаемого пропластка в предложенном нами способе значительно выше по сравнению с известными методами. В результате изоляции высокопроницаемого пропластка, улучшается поступление кислотного состава в низкопроницаемый пропласток и его проницаемость увеличивается на 75 %. Также экспериментально выявлено, что из-за низкой скорости реакции кислотная смесь глубже проникает в породу.

4. Предложенная технология селективной кислотной обработки апробирована на двух нагнетательных скважинах №1299 и № 1410 месторождения Жетыбай. В результате промысловых испытаний значительно увеличилась приемистость скважин, также увеличился дебит нефти и снизилась обводненность продукции по реагирующим скважинам. В целом, за 6 месяцев по 9 реагирующим скважинам дополнительно получено 1654 тонны нефти.

REFERENCES
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абасов М.Т., Джалалов Г.И., Алияров Р.Ю., Рамазанов Р.А.О методе оценки изменения относительной фазовой проницаемости пород коллекторов в процессе разработки. Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. №4, Москва 2010. стр. 54-57
2. Абасов М.Т., Стреков А.С., Эфендиев Г.М. Повышение эффективности ограничения водопритоков в нефтяных скважинах.-Баку, 2009.-256 с.
3. Абдукамалов О.А., Серебрякова Л.Н., Тастемиров А.Р. Опыт применения технологии воздействия ударно-волновой обработки на призабойную зону нагнетательных скважин на месторождениях Западного Казахстана //SOCAR «Proceedings», 2017, №1, с. 62-69.
4. Абитова А.Ж. Разработка и применение новых методов воздействия на пласт и призабойную зону скважин на примере месторождений Казахстана. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. Баку, 2015, 30 с.
5. Аглиуллин М. М., Абдуллин В. М., Шайхулов А. М. Термобарохимический метод обработки призабойной зоны нефтяных скважин и его перспективы для нефтяных месторождений Западного Казахстана. // Нефть и газ. – 2009. – №2. – С. 59–66.
6. Алдакимов Ф.Ю., Гусев С.В., Огорельцев В.Ю., Гребенкина Е.О. Результаты и перспективы применения осадкогелеобразующих составов для увеличения нефтеотдачи пласта АС4-8 Федоровского месторождения // Нефтяноехозяйство. - 2014.- № 5. − С. 87-89.
7. Антониади Д.Г., Гапоненко А.М. Современные технологии интенсификации добычи высоковязкой нефти и оценка эффективности их применения.-Краснодар.-2011.-420 с.
8. Багиров М.К. Комплексные методы воздействия на призабойную зону газонефтяных пластов . 1-е изд. Баку, Издательство ГАНУН, 2017 г., 176 с.
9. Байдельдина О.Ж., Дарибаева Н.Г., Нуранбаева Б.М. Особенности строения и свойств парафинистых нефтей Казахстана, влияющие на эффективность мероприятий при борьбе с парафиноотложениями // Современные наукоемкие технологии. – 2015. – № 4. – С. 100-106.

10. Газизов, А. Ш. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на основе ограничения движения вод в пластах / А.Ш.Газизов,А.А.Газизов. - М. : Недра, 1999. - 285 с.

11. Ганиева З.М. Хисаметдинов М.Р., Гаффаров Ш.К. Инновационные физико-химические технологии увеличения нефтеизвлечения ОАО «Татнефть»// Нефть, газ, новации.-2013.- № 8.-с.20-22

12. Ганиева З.М. Хисаметдинов М.Р., Ризванов Р.З. и др. Развитие технологий увеличения нефтеизвлечения, основанных на применении силикатного геля в ОАО «Татнефть»// Нефтяное хозяйство . 2013, № 8.- с 82-84

13. Гасымлы А.М., Гусейнова Н.И., Абдуллаева Ф.Я. Опыт применения микробиологических методов воздействия на месторождениях Азербайджана (на примере месторождения Пираллахи) // SOCAR «Proceedings», 2010г. №4, с 44-52.

14. Герштанский О.С. Интенсификация добычи высокопарафинистой нефти на поздней стадии разработки многопластовых месторождений Казахстана. Диссертация на соискание учёной степени доктора технических наук. Москва, 2005, 353 с.

15. Гилязов Р.М., Рахимкулов Р.Ш., Гилязов А.Р. Геолого-физические и промысловые факторы, определяющие эффективность создания водоизолирующих экранов при заканчивании и эксплуатации нефтяных скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. –2011. - № 7. – С. 43-45.

16. Глущенко В.Н., Силин М.А. Нефтепромысловая химия: Изд. В 5-ти томах. - Т.4. Кислотная обработка скважин/ под ред. проф. И.Т.Мищенко. - М.: Интерконтакт Наука, 2010. -703 с.

17. Глущенко В.Н., Силин М.А. Предупреждение и устранение асфальтеносмолопарафиновых отложений. Нефтепромысловая химия: Изд. В 5-ти т.-М.:Интерконтакт Наука, 2009 г. 475 с.

18. Давлетшина Л. Ф., Магадова Л. А., Силин М. А. Кислотная обработка нагнетательных скважин. Старые проблемы - новые решения. // Территория нефтегаз. – 2009. – №3. – С. 38–41.

19. Двойников М.В., Нуцкова М.В., Кучин В.Н. Анализ и обоснование выбора составов для ограничения водопритоков при заканчивании скважин // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2017. – Т.16, №1. – С.33–39.

20. Демахин С.А., Демахин А.Г. Селективные методы изоляции водопритока в нефтяные скважины: учеб. пособие. Саратов: Изд-во ГосУНЦ «Колледж», 2003. 167 с.

21. Джен Ф., Кук М., Грэхем М . Разведка и добыча углеводородов /Перевод с английского.- М.:ООО «Премиум Инжиниринг», 2013.-562 с.

22. Дингес В.Ю., Магадова Л.А. Исследование составов для ремонтно-изоляционных работ в добывающих скважинах на основе высокомодульного жидкого стекла и неорганических солей /Материалы I Международной научно-практической конференции (IX Всероссийской научно-практической конференции) «Нефтепромысловая химия», 26 июня 2014 г. – Москва: 2014. –С. 12-13.

23. Закенов С.Т. Разработка и совершенствование методов увеличения продуктивности скважин на поздней стадии эксплуатации нефтяных месторождений. Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук. Атырау, 2009, 28 с.

24. Земцов Ю.В., Тимчук А.С., Акинин Д.В., Крайнов М.В. Ретроспективный анализ методов ограничения водопритоков, перспективы дальнейшего развития в Западной Сибири // Нефтепромысловое дело. – 2014. -№ 4. – С. 17-22.

25. Ибатуллин Р.Р., Насыбуллин А.В., Салимов О.В. Геолого-технические принципы выбора масштаба гидроразрыва пластов //Нефтяное хозяйство, 2012, №6, 46-48 с.

26. Ибатуллин Р.Р. Технологические процессы разработки нефтяных месторождений: 2010.- 325 с.

27. Ибрагимов Г.З., Артемьев В.Н., Иванов А.И., Кононов В.М. Техника и технология добычи и подготовки нефти и газа. М.: Изд-во МГОУ, 2005, 244с.

28. Ибрагимов Н.Г. , Хафизов А.Р., Шайдаков В.В. и др. Осложнения в нефтедобыче Уфа: Монография, 2003, 302 с.

29. Ибрашев К. Н., Ермеков М. М. Физико-химические методы воздействия на трудноизвлекаемые и остаточные запасы нефти. // Нефть и газ. – 2009. – №2. – С. 67–73.

30. Иванов, С.И. Интенсификация притока нефти и газа к скважинам: Учебное пособие / С.И. Иванов – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – 565 с.

31. Искендеров М.М. Комплексная интерпретация результатов ГИС при изучении терригенных разрезов // SOCAR «Proceedings», 2014г. №3, с 4-10.

32. Исмаилов Н.М., Рзаева Ф.М. Биотехнология нефтедобычи. Принципы и применение. Баку: «Элм», 1998, 200 с.

33. Кадыров Р.Р., Патлай Д.А., Хасанова Д.К., Байбурдов Т.А., Ступенькова Л.Л. Ограничение водопритока в трещиновато-пористых карбонатных коллекторах с использованием водонабухающих эластомеров // Нефтяное хозяйство. - 2014. - № 4. – С. 70-72.

34. Киинов Л. К. Разработка месторождений парафинистых и вязких нефтей в Западном Казахстане. М.: ВНИИОЭНГ, 1996, 151с.

35. Кондаков А.П., Гусев С.В., Сурнова Т.М., Байрамов В.Р. Результаты применения технологий ограничения водопритока в добывающие скважины в условиях низкопроницаемых коллекторов // Нефтяное хозяйство. - 2014.- № 10,С. 100-101.

36. Кряквин Д. А. Интенсификация притока в горизонтальных скважинах методом гидравлического разрыва пласта. // Эксплуатация нефтяных месторождений и подготовка нефти. – 2009. – №1. – С. 11–14.

37. Куликов А.Н., Магадова Л.А., Елисеев Д.Ю. К вопросу оптимального сочетания и последовательности применения технологий ограничения водопритоков и повышения нефтеотдачи пластов при разработке залежей нефти различного типа // Нефтепромысловое дело. – 2014. - № 1. – С. 25-34

38. Курбанбаев М.И., Келдибаева С.С. Анализ критериев выбора скважин для проведения гидравлического разрыва пластов на поздних стадиях разработки месторождения/ SOCAR «Proceedings», 2014 г. № 1, с.63-66.

39. Кязимов Ф.К., Рзаева С.Д., Тулешева Г.Д. Экспериментальные исследования кислотного воздействия на неоднородные пласты, Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции, Краснодар, Т. 2 - Разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. с.210-215.

40. Кязимов Ф.К., Рзаева С.Д., Тулешева Г.Д. Селективная кислотная обработка неоднородного пласта , АНХ, 2018 г.,№ 5, с 28-32

41. Лобов М.А., Каюмов Р.Э. Применение селективной пенокислотной обработки призабойной зоны пласта с помощью установки БДТ по технологии «foammat» на Оренбургском нефтегазоконден-

сатном месторождении // Вестник ОГУ №16 (135)/ декабрь`2011, стр 76-78.

42. Лысенко В. Д. Как радикально увеличить добычу нефти и нефтеотдачу пластов. // Технологии нефти и газа. – 2009. – №2. – С. 46–48.

43. Лысенко В. Д. Проблемы эффективной разработки залежей высоковязкой нефти. // Нефтепромысловое дело. – 2009. – №2. – С. 4–11.

44. Магадова Л.А., Силин М.А., Ефимов Н.Н., Ефимов М.Н., Нигматуллин Т.Э., Хасаншин Р.Н. Опыт изоляции водопритоков в добывающих нефтяных скважинах с применением селективных материалов на углеводородной основе // Территория Нефтегаз. – 2011. – № 3. – С. 68–73.

45. Магзянов И.Р., Исмагилов Т.А., Захаров В.П., Вежнин С.А.,Захаров С.В. Реализация нового подхода к размещению гелевых составов в обводненных высокопроницаемых изолированных пластах // Нефтяное хозяйство. - 2011. - № 6. – С. 25-29.

46. Мандрик И.Э., Панахов Г.М., Шахвердиев А.Х. Научно-методические и технологические основы оптимизации процесса повышения нефтеотдачи пластов. М.: Нефтяное хозяйство, 2010.-288 с.

47. Мехтиев У.Ш., Кязымов Ш.П., Эфендиев И.Ю., Эфендиев Т.И., Бабаев М.Б. Новый технологический процесс изоляции воды в нефтяных скважинах //Нефтяное хозяйство. - 2010. - № 6. – С. 71-73.

48. Мирзаджанзаде А.Х., Ковалев А.Г., Зайцев Ю.В. Особенности эксплуатации месторождений аномальных нефтей. М.: Недра, 1972, 199 с.

49. Михин А.С. Совершенствование технологии гидравлического разрыва с целью вовлечения в разработку слабопроницаемых недренируемых интервалов слоисто-неоднородных пластов //Нефтяное хозяйство, 2013, №9, 50-52 с.

50. Мищенко И.Т. Расчеты в добыче нефти. Учебное пособие. М.: Недра, 1989, 245 с.

51. Мокрушин А.А.,, Шмидт А.А., Солодов А.Н. Применение самоотклоняющейся системы при проведении большеобъемных кислотных обработокна объектах ОАО "Самаранефтегаз"//ООО "СамараНИПИнефть" Сборник научных трудов Выпуск 2, 2013 г, стр 169-176

52. Муллаев Б. Т. , Саенко О. Б., Абитова А. Ж., Саенко А. Е., Герштанский О.С. Способ оптимизации пластового давления при разработке продуктивного пласта нефтегазового месторождения. Патент Республики Казахстан № 28081, 2014г. 14 с

53. Муслимов Р.Х. Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН).-Казань.-2014.-750 с

54. Назарова Л.Н. Разработка нефтегазовых месторождений с трудноизвлекаемыми запасами: Учеб. Пособие для вузов. – М.: РГУ нефти и газа имени Губкина, 2011. -156 с.

55. Надиров Н.К., Головко А.К., Горбунова Л.В. и др. Состав и структурные особенности компонентов разнотипных нефтей Западного Казахстана. Алматы: Нефть и Газ, 2007, №2, 66 – 79 с.

56. Насибулин И.М., Мисолина Н.А., Баймашев Б.А., Минебаев Р.Р., Мартынчук Р.Р. Ограничение водопритока на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами нефти с помощью новых изоляционных составов //Нефтепромысловое дело. – 2010. - № 4. – С. 38-41.

57. Никитин М.Н. Петухов А.В. Гелеобразующий состав на основе силиката натрия для ограничения водопритока в сложнопостроенных трещинных коллекторах // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. 2011. №5. С. 143–154. URL:http://www.ogbus.ru/ authors/NikitinMN/NikitinMN_1.pdf.

58. Норман Дж. Хайн Геология, разведка, бурение и добыча нефти / Норман Дж. Хайн. - М.: Олимп-Бизнес, 2014. - 734 с.

59. Персиянцев, М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях / М.Н. Персиянцев. - М.: Недра, 2010. - 653 с.

60. Пресняков А.Ю., Ломакина И.Ю., Нигматуллин Т.Э., Разяпов Р.К.,Сорокин А.С. Комплексный подход к выбору технологии ограничения водо- и газопритока в условиях Юрубчено-Тохомкого месторождения // Нефтяное хозяйство. - 2014.- № 6. − С. 94-98.

61. Рогачев М.К., Ленченков Н.С., Петров Д.А., Ленченкова Л.Е., АкчуринХ.И. Обоснование применения в карбонатных коллекторах потокоотклоняющих технологий на основе кислотных гелеобразующих составов // Нефтяное хозяйство. - 2012. - № 8. – С. 129-131.

62. Рогачев М.К., Стрижев К.В. Борьба с осложнениями при добыче нефти. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006, 295 с.

63. Саенко О.Б., Муллаев Б.Т., Тулешева Г.Д. Туркпенбаева Б.Ж. Повышение эффективности применения на месторождениях

Мангышлака потокоотклоняющих технологии // Актуальные вопросы нефтегазовой отрасли: Сб.трудов. Выпуск 3.-Актау. 2016, с.186-201.

64. Салаватов Т.Ш., Сулейманов Б.А., Нуряев А.С. Селективная изоляция притока жестких пластовых вод в добывающих скважинах //«Нефтяное хозяйство». 2000. №12. -с. 81-83. (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)

65. Салимов В.Г., Ибатуллин Р.Р., Насыбуллин А.В., Салимов А.В. Влияние вязкости пластового флюида на результаты ГРП //Нефтяное хозяйство, 2013, №9, 32-35 с.

66. Саттаров Р.М., Курбанбаев М.И., Абитова А.Ж. и др. Некоторые реологические особенности неньютоновских нефтей месторождений Западного Казахстана //Азербайджанское нефтяное хозяйство, 2012, №11, 27-34 с.

67. Силин М.А., Елисеев Д.Ю., Куликов А.Н. Оптимизация применения технологий ограничения водопритоков и повышения нефтеотдачи пластов на залежах трудноизвлекаемых запасов нефти Западной Сибири. – М: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. –139 с.

68. Симкин Э.М. Основы термодинамики горных пород .- М. – Ижевск:Институт компьютерных исследований ,2011. – 220 с.

69. Собанова О.Б., Федорова И.Л., Файзуллин И.Н., Ахметшина А.С., Фархутдинов Г.Н. Применение реагента СНПХ-9633 для ограничения водопритоков в добывающих скважинах залежи № 9 Ромашкинского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2008. - № 9. – С. 40-42.

70. Способ ограничения водопритока в скважину / / Шахвердиев А. Х., Панахов Г. М., Сулейманов Б. А., Аббасов Э. М., Чукчеев О. А., Галеев Ф. Х. / Патент РФ 2121 570, E21B 43/32; 33/138, 1998.

71. Способ разработки нефтяной залежи / Бриллиант Л.С., Новожилов В.Г., Старкова Н.Р. / Патент РФ №2103491, МКИ E21B 43/22, опубл. 1998 г.

72. Способ разработки нефтяной залежи / Тахаутдинов Ш.Ф., Гатиятуллин Н.С., Бареев И.А. и др. / Патент РФ № 2157451, МКИ E21B 43/22, опубл. 2000 г.

73. Способ обработки призабойной зоны пласта / Багиров М.К., Казымов Ш.П., Алиев Я.М. и др. // Патент Азербайджана İ 2001 0121, E21B 43/01, 2001.

74. Способ разработки продуктивного пласта / Доброскок Б.Е., Кубарева Н.Н., Юсупов И.Г. / Патент РФ №2133825, МКИ Е21В 43/22, опубл. 1999 г.

75. Старковский А.В., Старковский В. А., Минаков И.И., Жуков Р.Ю. Промысловый опыт применения силикатного геля на нефтяных месторождениях ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» // Нефтепромысловое дело. – 2011. - № 2. –С. 20-22.

76. Стреков А.С., Мовсумзаде А.А., Мовсумзаде З.А. Изучение влияния приемистости нагнетательной скважины на нефтеотдачу послойно-неоднородного по проницаемости пласта. Вестник Атырауского института нефти и газа (АИНГ), 2009, №1(16), С.5-8.

77. Стрижнев В.А., Вежнин С.А., Мусин О.Т., Нигматуллин Т.Э. Построение технологии по отключению обводненных интервалов продуктивного пласта // Нефтепромысловое дело. – 2015. - № 1. – С. 8-11.

78. Сулейманов Б. А., Гасанов Ф.Г., Кязимов Ф.К., Рзаева С.Д., Тулешева Г.Д. Способ изоляции водопритока в скважине //Подана заявка ЕА 201800280 и получено уведомление о положительном результате формальной экспертизы от 20.07.2018 г.

79. Сулейманов Б. А., Гасанов Ф.Г., Искендеров Д. А. и др. Способ разработки обводненного пласта // Подана заявка ЕА 201800281 и получено уведомление о положительном результате формальной экспертизы от 20.07.2018 г.

80. Сулейманов Б.А., Гусейнова Н.И., Рзаева С.Д., Тулешева Г.Д. Промысловая реализация технологии очаговой кислотной обработки нагнетательных скважин на месторождении Жетыбай (Казахстан), SOCAR «Proceedings», 2018 г. № 1, с.59-65.

81. Сулейманов Б.А., Исмайлов Ф.С., Велиев Э.С. О влиянии наночастицметалла на прочность полимерных гелей на основе КМЦ, применяемых при добыче нефти // Нефтяное хозяйство. - 2014.- № 1. – С. 86-88. (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)

82. Сулейманов Б.А.Особенности фильтрации гетерогенных систем. М.- Ижевск: ИКИ, 2006, 356 с.

83. Сулейманов Б.А., Рзаева С.Д., Тулешева Г.Д. Способ кислотной обработки призабойной зоны неоднородного пласта // Евразийский патент № 030395, 2018 г.

84. Султанов Ш. Х., Андреев В. Е. Комплексный подход к разработке крупных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами// Нефтепромыслвое дело. – 2009. – №3. – С. 13–16.

85. Тастемиров А.Р., Серебрякова Л.Н. , Абдукамалов О.А,Опыт применения технологии воздействия ударно-волновой обработки на призабойную зону нагнетательных скважин на месторождении Жетыбай //Сборник статей VIII международной научно-практической конференции «Advances in Science and Technology» 30 апреля 2017г, Москва, с163-171 с.

86. Тастемиров А.Р., Сизиумова В.Н. Борьба с парафиновыми отложениями на месторождении Жетыбай //Азербайджанское Нефтяное Хозяйство, 2017, №2 стр 35-39

87. Тахаутдинов Ш.Ф., Ибрагимов Н.Г., Ибатуллин Р.Р., Кадыров Р.Р., Юсупов И.Г. Методы ограничения водопритока при строительстве и эксплуатации скважин // Нефтяное хозяйство. - 2011. - № 7. – С. 54-57.

88. Тулешева Г.Д. Анализ гидродинамических исследований скважин на месторождении Жетыбай // Международная научно-практическая конференция «Инновационное развитие нефтегазового комплекса Казахстана», апрель 2013 г. с 394-398.

89. Тулешева Г.Д. Анализ опыта применения методов интенсификации добычи нефти на месторождении Жетыбай статья «Нефть, газ и бизнес», Россия, №6 2016г. С22-31.

90. Тулешева Г.Д. Анализ эффективности мероприятий по интенсификации добычи нефти на месторождении «Жетыбай»// SOCAR «Proceedings», 2012г. № 2 , с.33-48

91. Тулешева Г.Д. Анализ эффективности реализуемой системы разработки на месторождении Жетыбай //Научная конференция «Актуальные проблемы разработки морских нефтегазовых месторождений», посвященная 100-летнему юбилею И.П.Кулиева, 13 февраль 2017 г. с 186-204

92. Тулешева Г.Д., Саенко О.Б. Повышение нефтеотдачи на месторождениях Мангышлака // Нефтепромысловое дело, № 8, 2016 г, с.23-31

93. «Уточненный проект разработки месторождения Жетыбай». Т.1. Книга 2. 2009 год. с 32-58.

94. Федоров К.М., Смирнов А.С., Кремлева Т.А. Carbonate acidizing: conjunction of macro and micro scale investigations //Материалы российской технической нефтегазовой конференции и выставки SPE. – Москва, 2010 – №136409.

95. Харланов С.А., Силин М.А., Магадова Л.А., Потешкина К.А., Губанов В.Б., Лебедев В.А. Разработка осадкогелеобразующей композиции для повышения нефтеотдачи пластов в низкопроницаемых и неоднородных пластах //Нефтяное хозяйство. - 2015.- № 6. − С. 20-24.

96. Хлебников В.Н., Мишин А.С., Антонов С.В., Суслова А.А. Влияние остаточной нефтенасыщенности на эффективность пенных экранов в области газонефтяного контакта месторождения вязкой нефти // Технология нефти и газа. 2013. № 6 (89). С. 47-50.

97. Хлебникова М.Э., Сингизова В.Х., Чукашов В.Н., Тазиев М.М. и др. Анализ литературных и патентных источников по технологиям селективной изоляции воды и ликвидации заколонных перетоков //НТЖ «Интервал». 2003. № 9.- с. 4-22.

98. Холмберг К., Поверхностно- активные вещества и полимеры в водных растворах. / К. Холмберг, Б. Йенссон, Б. Кронберг, Б. Линдман. Издательство: Лаборатория знаний. - 2013. – 532 с.

99. Чесноков, А.А. Задачи нефтеотдачи / А.А. Чесноков. Нефтесервис, 2009. – № 4. – 21 с.

100. Шарифуллин А.В., Шарифуллин В.Н. Композиционные составы для процессов удаления и ингибирования асфальтено-смоло-парафиновых отложений. Монография. Казань: КГТУ, 2010, 304 с.

101. Шахвердиев А.Х., Панахов Г.М., Сулейманов Б.А., Аббасов Э.М. Способ кислотной обработки призабойной зоны нефтяного пласта. Патент Ru № 2145381, 2000 г.

102. Шахвердиев А.Х. Системная оптимизация процесса разработки нефтяных месторождений //Издательств: М.:Недра, 2004г, 452 с.

103. Шипилов А.И., Крутихин Е.В.,. Кудреватых Н.В, Миков А.И., Новые кислотные составы для селективной обработки карбонатных порово-трещиноватых коллекторов, Нефтяное хозяйство, 2012, № № 2. С. 80–83.

104. Экономидес М., Олини Р., Валько П. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта: от теории к практике. М.-Ижевск: ИКИК, 2007, 225с.

105. Янин А.М., Павлов М.С., Гильдерман А.А. и др. Оценка эффективности гидроразрыва в водонефтяных зонах пласта //Нефтяное хозяйство, 2012, №2, 64-68 с.

106. Abhijit S., Achinta B., Keka O., Ajay M. Comparative studies on enhanced oil recovery by alkali–surfactant and polymer flooding //J. Petroleum Exploration and Production Technology, 2012, Vol. 2, No. 2, 67–74 p.

107. Alvarado V., Manrique E. Enhanced Oil Recovery: An Update Review //Energies. – 2010. – V. 3(9). – P. 1529-1575. – doi:10.3390/en3091529.

108. Baker R., Fong C., Bowes C., Toews M.Understanding Volumetric Sweep Efficiency in SAGD Projects Journal of Canadian Petroleum Technology , January 2010, Volume 49, No. 1, p.30-37

109. Blanc G. Le, Gunasan E., Boutaud de la Combe J-L., JaffrezicV. Reservoir Characterization Using Injection Test After-Closure Analysis: Field Case History in a Depleted Oil Reservoir/// SPE 128052. – 2010.

110. Chang F.F., Nasr-El-Din H.A., Lindvig T. and Qiu X.W. Matrix acidizing of carbonate reservoirs using organic acids and mixtures of HCL and organic acids. Paper SPE-116601-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Denver, Colorado, 21-24 Septemvber 2008, p. 1-9.

111. Hai Liu , Chad P. Coston , Mohamed I. Yassin , Uddin Shahab, Fahad M. Al-Dhafeeri . “A novel stimulation technique for horizontal openhole wells in carbonate reservoirs”. SPE 105127, 2009 Volume 24

112. Larry W. Lake Fundamentals of Enhanced Oil Recovery / Larry W. Lake, R. Johns, B. Rossen, [et al.] // Second Edition.; Softcover, 2014. – 496 pp.

113. Michael J. Economides, Kenneth G. Nolte Reservoir Stimulation.\ Wiley, 2000, 856p

114. Muskat PH. D. M. The Flow of Homogeneous Fluids Through Porous Media I. V. Edwards, INC. ANN ARBOR, Michigan 1940, 629 p.

115. Oguamah Ifeanyi, Ogunkunle Temitope , Oseh Jeffrey. Effect of Matrix Acidizing on The Performance of Selected Niger Delta Reservoirs //International Journal of Oil, Gas and Coal Engineering 2015; 3(2): p18-23

116. Rogel E., Ovalles C., Vien J., MoirM..Asphaltene characterization of paraffinic crude oils//Fuel. – 2016. – V. 178. – P. 71–76.

117. Rouser. B.J., Al-Askar and Y.A. Hassoun T.H., Monitoring Sweep in Peripheral Waterflood: A Case History. SPE 21372, p.321-325

118. Safwat M., Nasr-El-Din H.A., Dossary K., McClelland K., Samuel M. Enhancement of stimulation treatment of water injection wells using a new polymer - free diversion system. Paper SPE-78588-MS presented at the SPE Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference held in Abu Dhabi, United Arab Emirates, 13-16 October 2002, p. 1-13.

119. Skrettingland, K., Dale E.I., Stenerud V.R., Lambertsen A.M., Kulkarni K.N., Fevang O., Stavland A., 2014. Snorre In-depth Water Diversion Using Sodium Silicate-Large Scale Interwell Field Pilot. SPE-169727 presented at the SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia Held in Muscat, Oman, 31 March-2 April 2014. htt://dx.doi:10.2118/169727-MS

120. Skrettingland, K., Giske, N.H., Johnsen, J.H. and Stavland, A. 2012. Snorre In-depth Water Diversion Using Sodium Silicate-Single Well Injection Pilot. SPE 154004 presented at the 18thSPE Improved OIL Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA, 14-18 April. htt://dx.doi:10.2118/154004-MS

121. Suleimanov B.A., Guseynova N.I., Rzayeva S.J., Tulesheva G.D.. Experience of acidizing injection wells for enhanced oil recovery at the Zhetybai field Kazakhstan, SPE-189028-MS, 2017.

122. Suleimanov B.A., Guseynova N.I., Rzayeva S.J. Tulesheva G.D..Results of Acidizing Injection Wells on the Zhetybai Field (Kazakhstan) Petroleum Science and Technology, 2017, VOL.0, NO.0, 1-7 https://doi.org/10.1080/10916466.2017.1406502

123. M. Zerhboub , E. Touboul , K. Ben-Naceur , R.L. Thomas "Matrix Acidizing: A Novel Approach to Foam Diversion". SPE 22854, 1994, Volume 9

124. https://www.slideshare.net/mohammedammar16/matrix-acidizing-in carbonate-reservoir

125. https://www.linkedin.com/pulse/overview-my-final-year-project-titled-oil-well-using-althaf-shafeer

126. https://www.researchgate.net/publication/308091168_Formation_damage_in_chemical_enhanced_oil_recovery_processes_Formation_Damage_in_Chemical_EOR_Processes

127. https://link.springer.com/article/10.1007/s12182-017-0185-y

128. https://brage.bibsys.no/xmlui/bitstream/handle/11250/226251/Hossein_Ali_Akhlaghi_Amiri.pdf?sequence=1
129. https://www.onepetro.org/journal-paper/SPE-170240-PA