

**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
Исмаилов Айдын Джахангир оглы

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

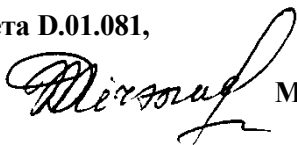
Защита диссертации состоится «26» ноября 2018 г. в 14³⁰ на заседании Диссертационного Совета D.01.081 при Институте Геологии и Геофизики Национальной Академии Наук Азербайджана

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 промышленных 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 промышленных 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-летию 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 5аб 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 образует гели при пластовых температурах. Спиртовая гидроксильная группа КМЦ стимулирует процесс гелеобразования. При смешивании КМЦ с силикатом натрия рН 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 ₂ SiO ₃ +0,3 % КМЦ	0,749	17,9	1,80
2	0,57	Умягченная вода, 6 % Na ₂ SiO ₃ +0,5 % КМЦ	0,767	19,7	1,70
3	0,56	Умягченная вода, 6 % Na ₂ SiO ₃ +0,7 % КМЦ	0,756	19,6	1,75
4	0,56	Умягченная вода, 6 % Na ₂ SiO 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 причинам, 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

нефти 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 $R_1=Q_v/Q_n$, Q_v , Q_n - расходы жидкости в пористых средах с высокой и низкой проницаемостью, соответственно. Затем на выход моделей (против направления фильтрации воды), при термостатировании 80⁰С, 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, $K_1, 10^{-12} \text{ м}^2$	Рабочие агенты, закачанные в модель	Проницаемость модели после воздействия, $K_2, 10^{-12} \text{ м}^2$	Фактор остаточного соприотвления	Проницаемость модели после закачки щелочного раствора, $K_2, 10^{-12} \text{ м}^2$	Отношение проницаемостей после закачки щелочного р-ра
1	Щелочная пластовая вода	1,38	Раствор $\text{Na}_2\text{SiO}_3 + \text{MC}$	0,37	3,73	0,39	1,05
2	Жесткая пластовая вода	1,28	Умягченная морская вода, раствор $\text{Na}_2\text{SiO}_3 + \text{MC}$	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 кис-

лотным 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.

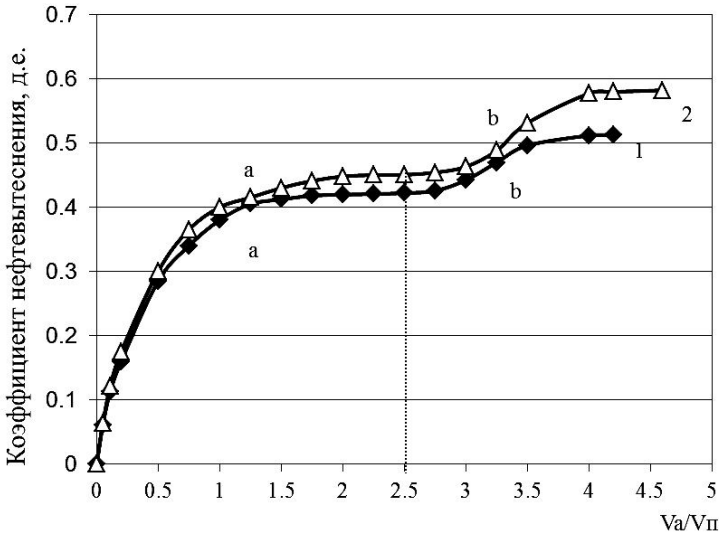


Рис. Зависимость коэффициента вытеснения от объема закачанного рабочего агента: 1-при наличии глины; 2- при наличии карбонатной породы; а-вытеснение нефти водой; б-вытеснение остаточной нефти после закачки реагентов

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 (K). Выявлено, что в предложенном способе значительно изменилась проницаемость низкопроницаемой зоны и значение K 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 месторождения изменились. Наблюдалось увеличение добычи нефти боль-

шинства 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 апробирована на двух нагнетательных скважинах №1299 и № 1410 место-

рождения 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 сы-

воротки 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.

Основное содержание и результаты диссертации опубликованы в следующих работах:

1. Анализ эффективности мероприятий по интенсификации добычи нефти на месторождении «Жетыбай» // SOCAR «Proceedings», 2012 г. № 2, с.33-48
2. Анализ гидродинамических исследований скважин на месторождении Жетыбай//Международная научно-практическая конференция «Инновационное развитие нефтегазового комплекса Казахстана», апрель 2013 г., с 394-398.
3. Повышение эффективности применения на месторождениях

- Мангышлака потокоотклоняющих технологии // Актуальные вопросы нефтегазовой отрасли: Сб.трудов. Выпуск 3.-Актау. 2016, с.186-201 (соавторы:Саенко О.Б., Муллаев Б.Т., Туркпенбаева Б.Ж.)
4. Анализ опыта применения методов интенсификации добычи нефти на месторождении Жетыбай // «Нефть, газ и бизнес», Россия, №6 2016 г. с. 22-31.
 5. Повышение нефтеотдачи на месторождениях Мангышлака // Нефтепромысловое дело, № 8, 2016 г, с.23-31 (соавторы: Саенко О.Б.)
 6. Анализ эффективности реализуемой системы разработки на месторождении Жетыбай //Научная конференция «Актуальные проблемы разработки морских нефтегазовых месторождений», посвященная 100-летию юбилею И.П.Кулиева, Баку, 13 февраль 2017 г., с 186-204
 7. Experience of acidizing injection wells for enhanced oil recovery at the Zhetybai field Kazakhstan, SPE-189028-MS, 2017.(соавторы: Suleimanov B.A., Guseynova N.I., Rzayeva S.J.)
 8. 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>. (соавторы: Suleimanov B.A., Guseynova N.I., Rzayeva S.J.)
 9. Способ кислотной обработки призабойной зоны неоднородного пласта // Евразийский патент № 030395, 2018 г. (соавторы: Сулейманов Б.А., Рзаева С.Д.)
 10. Способ разработки обводненного пласта// Подана заявка ЕА 201800281 и получено уведомление о положительном результате формальной экспертизы от 20.07.2018 г. (соавторы: Сулейманов Б.А., Гасанов Ф.Г., Искендеров Д. А. и др)
 11. Способ изоляции водопритока в скважине// Подана заявка ЕА 201800280 и получено уведомление о положительном результате формальной экспертизы от 20.07.2018 г. (соавторы: Сулейманов Б.А., Гасанов Ф.Г., Кязимов Ф.К., Рзаева С.Д.)
 12. Промысловая реализация технологии очаговой кислотной обработки нагнетательных скважин на месторождении Жетыбай (Казахстан), SOCAR«Proceedings», 2018 г. № 1, с.59-65 (Сулейманов Б.А., Гусейнова Н.И., Рзаева С.Д.)
 13. Селективная кислотная обработка неоднородного пласта, Азербайджанское нефтяное хозяйство, 2018 г., № 5, с.28-32 (соавторы:

Кязимов Ф.К., Рзаева С.Д.)

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

Личный вклад соискателя

Работы [1, 2, 4, 6] выполнены самостоятельно, в работах [3, 5, 13, 14] участие в постановке задачи, проведении исследований и обобщении результатов, в работах [7, 8, 12] проведение расчетов, участие в обобщении результатов, в работах [9, 10, 11] проведение лабораторных экспериментов, участие в обобщении результатов.



Tuleşeva Gulnara Dyusenovna

**JETİBAY YATAĞINDA NEFTÇIXARMANIN
İNTENSİVLƏŞDİRİLMƏSİNİN YENİ ÜSULLARININ
İŞLƏNMƏSİ VƏ TƏTBİQİ**

XÜLASƏ

Müasir inkişaf mərhələsində Qazaxıstanın neft və qazçıxarma sahəsinin əsas məsələləri yataqların istismar effektivliyinin yüksəldilməsi, karbohidrogenlərin hasilat səviyyəsinin stabilliyinin əldə edilməsi və son neftvermə əmsalının artırılmasıdır.

Dissertasiya işində laya karboksilmetilsellyuloz (KMS) əlavə etməklə natrium silikatın sulu məhlulunun vurulmasını ehtiva edən neft yatağının işlənməsi üsulu təklif edilmişdir. Bu halda su məhlulunda natrium silikatın və KMS-nin konsentrasiyasını layın bu dərinliyində temperaturdan və gələcəyə üçün lazım olan vaxtdan asılı olaraq tənzimləyirlər. Eksperimental tədqiqatların nəticələrinə görə təyin edilmişdir ki, bu üsul yüksək keçiricilikli zonaların izolyasiyası və layın təsirlə əhatəsinin artması hesabına son neft-sıxışdırma əmsalını 19,7 %-ə qədər artırmağa imkan verir.

Tədqiqatların nəticələrinə əsasən, əlavə olaraq tərkibində süd zərdabı olan natrium silikatın sulu məhlulunun vurulmasını ehtiva edən quyuda su axınlarının izolyasiyası üsulu işlənmişdir. Bu halda natrium silikatın və süd zərdabının konsentrasiyasını layın dərinliyində izolyasiya üçün lazım olan temperaturdan asılı olaraq tənzimləyirlər. Əgər lay mühiti cod olarsa, gələcəyə tərkibdən əvvəl şirin və ya yumşaldılmış su vururlar.

Su axınlarının natrium bikarbonatın sulu məhlulundan və köpükəmələgətirici SAM-dan ibarət olan köpükəmələgətirici sistemlə ilkin izolyasiyası qeyri-bircins layın turşu ilə emalı üsulu işlənmişdir. Laya turşu məhlulunun vurulmasından əvvəl üzvi turşu vururlar, bu halda turşu məhlulu kimi ammonium biflüorid, inhibitorlaşmış xlorid, üzvi turşular və su qarışığından istifadə edirlər.

Təklif edilmiş su axınlarının köpüklü məhlulla ilkin izolyasiyası ilə turşu emalı texnologiyası Jetıbay yatağının iki 1299 və 1410 №-li vurucu quyusunda sınaqdan keçirilmişdir. Mədən sınaqları nəticəsində quyuların qəbuletmə qabiliyyəti əhəmiyyətli dərəcədə artdı, həmçinin neftin debiti artdı və təsir altında olan quyular üzrə məhsulun sulaşması azaldı. Beləliklə, 6 ay ərzində 9 təsir altında olan quyu üzrə əlavə olaraq 1654 ton neft alınmışdır.

Tulesheva Gulnara Dyusenovna

**DEVELOPMENT AND APPLICATION OF NEW ENHANCED OIL
RECOVERY METHODS AT THE ZHETYBAI FIELD**

SUMMARY

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.

Sifariş № 29. Tirajı 100 nüsxə

Azərbaycan Milli Elmlər Akademiyası
Geologiya və Geofizika İnstitutunun mətbəəsi.
Bakı, H.Cavid pr. 119, Tel.: 539-39-72

**AZƏRBAYCAN MİLLİ ELMLƏR AKADEMİYASI
GEOLOGİYA VƏ GEOFİZİKA İNSTİTUTU**

Əlyazması hüququnda

TULEŞEVA QULNARA DYUSENOVNA

**JETİBAY YATAĞINDA NEFTÇIXARMANIN
İNTENSİVLƏŞDİRİLMƏSİNİN YENİ ÜSULLARININ
İŞLƏNMƏSİ VƏ TƏTBİQİ**

2525.01 – Neft və qaz yataqlarının işlənməsi və istismarı

Texnika elmləri üzrə fəlsəfə doktoru elmi dərəcəsi almaq üçün
təqdim edilmiş dissertasiyanın

A V T O R E F E R A T I

BAKİ – 2018