

УДК 622.276.4:622.276.6

ОБЗОР И АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ, ПОВЫШАЮЩИХ ЭФФЕКТИВНОСТЬ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ ИЗ ПЛАСТОВ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

Магадова Любовь Абдулаевна¹,
lubmag@gmail.com

Давлетов Заур Растямович¹,
zaurdavletov@mail.ru

Вагапова Юлия Жановна¹,
juliatusdays@yandex.ru

¹ Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
Россия, 119991, г. Москва, Ленинский пр., 65, корп. 1.

Актуальность. Согласно оценкам ресурсной базы, баженовская свита обладает огромным потенциалом, при этом данная формация характеризуется уникальными свойствами, затрудняющими ее разработку. Учитывая отсутствие единой концепции по разработке трудноизвлекаемых углеводородных залежей, рентабельное освоение ресурсов баженовской свиты во многом связано с созданием эффективных и экономически обоснованных методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации нефтедобычи.

Цель: обобщение и анализ источников научно-технической информации в области перспективных технологий увеличения нефтеотдачи и интенсификации нефтедобычи в условиях баженовской свиты, а также в условиях зарубежных сланцевых месторождений, породы которых близки по своим свойствам к баженовской свите.

Объекты: технологии, повышающие эффективность нефтеизвлечения из пластов баженовской свиты или других формаций, близких к ней по характеристикам, в том числе тепловые, газовые, химические и комбинированные методы увеличения нефтеотдачи, гидравлический разрыв пласта, воздействие кислотными составами; результаты лабораторных исследований, физического и математического моделирования, опытно-промышленных испытаний рассматриваемых технологий.

Методы: анализ отечественных и зарубежных литературных источников и патентной информации в области технологий освоения и разработки трудноизвлекаемых залежей углеводородов.

Результаты. Приведены характеристики и описание механизмов воздействия на пласты с помощью наиболее распространенных методов увеличения нефтеотдачи, гидроразрыва пласта, кислотных обработок, а также комбинированных методов воздействия. На примере результатов опытно-промышленных и лабораторных испытаний описан полученный эффект от проведенных операций на разных месторождениях. Отмечено, что перспективными технологиями являются комбинированные методы, в том числе с использованием химических реагентов. Эффективность технологических жидкостей в условиях баженовской свиты может быть увеличена за счет применения сложных химических систем, содержащих растворители различной природы и поверхностно-активные вещества.

Ключевые слова:

Методы увеличения нефтеотдачи, интенсификация нефтедобычи, кислотные обработки, гидравлический разрыв пласта, баженовская свита, органические растворители, поверхностно-активные вещества.

Введение

Согласно оценкам, в баженовской свите содержится от 600 млн до 174 млрд т потенциально извлекаемой нефти [1]. К актуальным вопросам разработки данного объекта относят поиск способов вскрытия и технологий повышения извлечения нефти.

Поскольку органическое вещество (кероген, битумоиды и нефть) оказывает существенное влияние на фильтрационно-емкостные свойства объектов, приуроченных к баженовской свите, рассматривается несколько механизмов воздействия технологиями разработки. Они условно подразделяются на традиционную добычу с использованием естественной проницаемости пород, превращение и генерирование углеводородов термическими способами и улучшение результирующих характеристик пород за счет воздействия на пустотное пространство [2]. На разных лицензионных участках ведутся мероприятия по внедрению и сравнению техник освоения. Разработанные концепции сходятся в важности рассмотрения и ис-

пользования именно химических взаимодействий и процессов в баженовской свите: снижении поверхностного натяжения, изменении смачиваемости пород, десорбции и отмыве легких углеводородов, разжижении тяжелых углеводородов, улучшении фильтрационно-емкостных характеристик в ходе химических реакций с минералами породы.

В силу разрозненности информации цель данного обзора заключается в обобщении и анализе литературных данных в области перспективных и испытанных технологий увеличения нефтеотдачи и интенсификации нефтедобычи в условиях баженовской свиты, а также в условиях зарубежных сланцевых месторождений, породы которых близки по своим свойствам к баженовской свите.

Применение методов увеличения нефтеотдачи

При поиске способов разработки месторождений баженовской свиты в настоящее время наиболее распространенными для рассмотрения являются тепловые методы увеличения нефтеотдачи (МУН). В ходе

их реализации происходит снижение поверхностного натяжения на границе «нефть–порода», усиливаются гидрофильные свойства среды, способствуя росту коэффициента извлечения нефти (КИН). Среди них в настоящее время выделяют следующие методы: вытеснение нефти горячей водой, внутрискважинное горение, паротепловое воздействие, пароциклическое воздействие, а также их различные комбинации между собой.

В работе [3] была показана эффективность закачки воды при высоких давлениях на скважинах Маслиховского и Салымского месторождений с целью создания искусственной трещиноватости в условиях гидрофобных свойств и хрупкости пород баженовской свиты. По итогам работ на всех исследованных скважинах удалось добиться повышения дебита в несколько раз в силу образования дополнительной трещиноватости, объем которой был прямо пропорционален объему закачанной воды.

Лабораторное моделирование вытеснения нефти водой было проведено на модельных образцах дезинтегрированной породы Средне-Назымского месторождения и карбонатного минерала, взятых в соотношении 25:75 [4]. Итоговый коэффициент вытеснения составил 91 %. Однако данный результат является заниженным, поскольку по причине нагрева и испарения части легких углеводородов произошло осаждение и адсорбция тяжелых компонентов нефти в пористой среде породы.

Широкое распространение нашел метод внутрискважинного горения в силу возможности создания фронта горения органического вещества при нагнетании окислителя в пласт. В качестве последнего используется воздух или кислород. Горение может возникнуть в результате саморазогрева веществ, вступающих в реакцию окисления, или путем ввода определенного количества теплоты в призабойную зону пласта (ПЗП) нагнетательной скважины. Метод является эффективным для отбора нефти в относительно тонких песчаных пластах при малых размерах сетки размещения скважин [5].

Для получения максимального количества жидких углеводородов из пород баженовской свиты оптимальным значением температуры перед фронтом горения является 400 °С [6]. Более высокие температуры способствуют протеканию вторичного крекинга с образованием летучих компонентов и кокса, последний может вызывать закупоривание каналов фильтрации и ухудшать фильтрационно-емкостные свойства пород.

В целом окисление керогенсодержащей породы протекает во всех температурных диапазонах с относительно низкими значениями энергии активации. Для иницирования горения предложено вводить добавки углеводородов, например, разработан способ внутрискважинного горения с использованием в качестве дополнительного топлива смеси легкой нефти, добытой из баженовской свиты, и нафталина [7].

В литературе также указываются способы иницирования реакций низкотемпературного окисления с применением гомогенных либо гетерогенных катали-

заторов. Авторами работы [8] исследован процесс термokatалитического превращения керогена в присутствии комплексно связанного пирита и нанодисперсного катализатора на основе соединений кобальта. В результате термokatалитического воздействия зафиксировано значительное изменение состава керогена вследствие протекания крекинга алифатических углеводородных цепей и конденсации ароматических циклов.

Известно применение газовых МУН, основанных на закачке газообразных агентов в пласт и их трансформации в вытесняющие агенты за счет низкотемпературных окислительных процессов [9]. Данные технологии характеризуются быстрым иницированием процессов, при этом их интенсивность возрастает с увеличением температуры. При применении газовых методов используют природный газ, добываемый на том же или соседнем месторождении, попутный нефтяной газ, широкую фракцию легких углеводородов, углекислый газ, азот [10].

По результатам работы [11] наибольшие значения коэффициента нефтеизвлечения для образцов керна формации Баккен показало воздействие углекислым газом (более 95 %) и смесью метана и этана в соотношении 85:15 (95 %). При использовании метана исследованный показатель составил 92 %, наименьший результат (32 %) получен в случае применения азота.

На сегодняшний день наиболее распространенной технологией является закачка CO₂ в пласт, обусловленная потребностью в его утилизации после сжигания углеводородов [12]. При растворении в нефти углекислый газ способствует ее увеличению в объеме и вытесняет остаточную неподвижную нефть, улучшая смачиваемость породы, отмывая нефтяную пленку, переводя ее в капельное состояние. Существует несколько вариаций способа воздействия на пласт с использованием газового агента: непрерывный (CO₂ закачивается в одну скважину, а добыча происходит из соседней), «многоскважинный циклический» (CO₂ закачивается в скважину, оставляется на пропитку, добыча ведется из соседней скважины) и технология газоциклической закачки Huff-n-Puff [10].

Наиболее перспективной считается технология Huff-n-Puff, представляющая собой закачку газа в добывающую скважину с последующей ее остановкой для пропитки ПЗП и дальнейшей добычей нефти из той же скважины [13]. В отечественной промышленной практике процесс был применен компанией АО «РИТЭК» на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами [14]. В ходе предварительных лабораторных испытаний было определено, что вязкость смеси CO₂ с нефтью уменьшается в 11,7 раз. Согласно результатам промысловых испытаний, средний эффект от применения технологии составил 3–7 т нефти на 1 т углекислого газа.

Однако воздействие газообразными агентами может приводить к потере агрегативной устойчивости асфальтенов и их осаждению. Так, при лабораторных испытаниях воздействия CO₂ на образцы кернов (содержание асфальтенов в нефти 0,03 %) отмечалось, что количество пор диаметром 100–800 нм уменьши-

лось, а количество пор диаметром менее 100 нм увеличилось, при этом результирующая проницаемость снизилась на треть (с 0,126 мД) [15, 16].

Для повышения нефтеотдачи предложены различные химические реагенты и системы, изменяющие характеристики поверхностей раздела пластовой системы: растворы солей, щелочей и кислот; растворы поверхностно-активных веществ (ПАВ) и полимеров; эмульсии.

Одним из способов увеличения нефтеотдачи является применение низкоминерализованной воды, в которой концентрация растворенных солей значительно меньше, чем у подтоварной или пластовой воды. В работе [17] приведены результаты воздействия водой при высокой температуре на породу баженовской свиты в лабораторных условиях. Было показано, что гидротермальная обработка при температуре 100–250 °С является эффективным способом нефтеизвлечения из пород баженовской свиты, при этом гидрофобная поверхность образцов ядра меняется на гидрофильную. Максимальная степень отмыва достигнута при 200 °С при подавлении процессов набухания глин.

Вода с низкой минерализацией способна обеспечить более интенсивное извлечение нефти при воздействии на образцы сланцевых месторождений по сравнению с высокоминерализованными водами. Механизмом подобного увеличения нефтеотдачи может являться осмос при рассмотрении объекта воздействия в качестве полупроницаемой мембраны, которая изначально способствует оттоку воды в породу с большей скоростью, по сравнению с высокоминерализованной жидкостью [10]. Другими механизмами в данном случае являются: изменение смачиваемости, диспергирование глин, обмен ионами, десорбция полярных компонентов с поверхности породы, образование трещин.

Одним из достаточно эффективных способов служит щелочное заводнение. Этот способ базируется на понижении поверхностного натяжения на границе «раствор щелочи – нефть». При их контакте происходит взаимодействие с органическими кислотами, в результате чего образуются ПАВ и стойкие водонефтяные эмульсии с достаточно высокой вязкостью, способные выравнять подвижность вытесняющего и вытесняемого агентов [18].

Так, в работе [19] указывается на эффективность действия щелочных композиций с концентрацией щелочи в пределах 0,4–1,0 % мас., при этом коэффициент извлечения нефти за счет щелочного заводнения увеличивался на 22–31 %. Процесс щелочного заводнения в нетрадиционных коллекторах был изучен на примере горизонтальной скважины [20]. В качестве модельных сред использовались растворы NaOH, Na₂CO₃, Na₄SiO₄ с концентрацией 0,5–1,5 % мас. Наибольшую эффективность проявили составы на основе 1 % раствора гидроксида натрия. Установлено, что щелочное заводнение более эффективно в горизонтальной, чем в вертикальных скважинах (их итоговая продуктивность выше на 8,5 %).

В условиях сложнопостроенных и низкопроницаемых коллекторов эффективными также являются

ПАВ-щелочное, ПАВ-полимерное и ПАВ-полимерно-щелочное заводнение (ASP-заводнение). Использование ПАВ способствует активации процессов вытеснения за счет достижения малых значений межфазного натяжения. В зависимости от условий объекта могут быть оптимальным образом подобраны параметры технологии: тип и концентрация ПАВ или их смеси, минерализация растворов, использование других добавок. В целях повышения нефтеотдачи известно изучение и применение различных типов ПАВ. В силу преобладания капиллярных эффектов при длительном времени пропитки образцов пород нетрадиционных коллекторов способность ПАВ изменять смачиваемость поверхности является более значимой, чем способность ПАВ снижать межфазное натяжение [10, 21]. Однако, согласно отдельным исследовательским работам, главенствующее влияние снижения межфазного натяжения или изменения смачиваемости на извлечение нефти зависит от особенностей объекта воздействия и поведения ПАВ на границе раздела «нефть–порода» [22].

Введение ПАВ в щелочные композиции, согласно технологии ПАВ-щелочного заводнения, способствует существенному снижению межфазного натяжения, диспергированию нефти и образованию водонефтяных эмульсий, однако это может приводить к языкообразованию и снижению коэффициента охвата [19].

Компанией «Салым Петролеум Девелопмент» реализован пилотный проект по применению технологии ASP-заводнения в условиях Западно-Салымского месторождения [23]. В рамках проекта были проведены лабораторные тестирования кернов, оптимизация компонентов химической системы, полевые испытания по отработке технологии. Результаты фильтрационных экспериментов показали предварительное увеличение КИН на 40 % при значительном превышении расходов используемых реагентов. Также в ходе полевых испытаний при сравнении остаточной нефтенасыщенности до и после закачки композиции было выявлено ее снижение с 23 до 2 %.

Метод ASP-заводнения более распространен на зарубежных месторождениях. Например, на месторождении Saertu (Китай) была применена химическая система на основе NaOH, частично гидролизованного полиакриламида и арилсульфонатного ПАВ в концентрациях 1,2 % мас. (для NaOH) и 0,3 % мас. (для ПАВ). Использование композиции увеличило КИН на 28 % [24].

Отдельный интерес представляют методы воздействия, основанные на комбинации тепловых, газовых и химических МУН. Примером такой интеграции является метод термогазового воздействия. Он направлен на ускорение образования нефти из керогенсодержащих пород и на формирование системы выработки с поддержанием пластового давления. В пласт закачивается воздух и вода, в результате окислительных реакций в пласте образуется газовый агент, преимущественно содержащий азот, углекислый газ, легкие углеводороды нефти [25]. При разогреве пластовых флюидов до температуры 250–300 °С легкие фракции образуют тепловую оторочку широкой

фракции углеводородов, которая способствует обогащению нефти легкими компонентами и прогревает недраемые зоны пласта [26].

Реализация данной технологии проводилась для условий опытного участка Средне-Назымского месторождения [27]. Согласно результатам испытаний, наибольший выход жидких углеводородов (синтетической нефти) соответствует диапазону температур 350–400 °С. Превышение данных температур приводит к интенсивным процессам образования газовой смеси. Крекинг керогена в присутствии водяных паров способствует увеличению выхода синтетической нефти в 2–3 раза, что подтверждает необходимость совместной закачки воздуха и воды. По результатам накопленного опыта испытаний отмечено, что внутри пласта протекают интенсивные процессы окисления (в добываемых газах не обнаруживается кислород при повышении содержания углекислого газа), наблюдается значительное увеличение объема углеводородных газов (в 1,5–2 раза) и снижение плотности и вязкости нефти. Дополнительная добыча нефти составила 30 тыс. т.

Поскольку методы заводнения и закачки газов в пласт являются весьма перспективными, их комбинация получила развитие в виде технологии водогазового воздействия. Причем в качестве газообразного агента используются углеводородные и дымовые газы, CO₂, N₂. Различают несколько вариантов реализации данного метода: последовательная закачка воды после газа в течение длительного времени; чередование воды и газа путем разделения инжектированием вытесняющих агентов; совместная закачка используемых агентов. Наиболее распространен метод попеременной закачки газа и воды, однако существуют исследования, доказывающие достижение более высокой нефтеотдачи с помощью совместного нагнетания и получения более равномерной водогазовой смеси [28].

В работе [29] показаны лабораторные эксперименты по вытеснению нефти с помощью мелкодисперсной водогазовой смеси с добавлением пенообразующего ПАВ. Для исследований использовалась насыпная модель из песка, на которой уточнялась зависимость коэффициента вытеснения от газосодержания в смеси. Была выявлена оптимальная область газосодержания (≈20–70 %), в которой процент вытеснения составил 73–76 %. Также установлено, что при малых давлениях смесь на выходе из модели расслаивается, а при высоких наблюдается укрупнение пузырьков газа. Это связано с тем, что ПАВ частично адсорбируются на поверхности породы, что способствует отмыву нефти, но ухудшает пенообразующую способность системы.

Также применимым для баженовской свиты считается метод термогазохимического воздействия на пласт, который основан на закачке в пласт составов, содержащих в качестве главного компонента аммонийные соли. Они вступают в экзотермическую реакцию с нитритом натрия в присутствии катализаторов, что приводит к образованию горячих газов и создает высокие давления и температуры [30]. Это способствует разогреванию флюидов и минеральной матри-

цы скелета, разложению тяжелых фракций органического вещества и выносу образовавшихся продуктов. Вследствие чего может происходить образование сетки мелких трещин, значительно понижающих фильтрационное сопротивление пласта [31].

Другим примером данной технологии является композиция, содержащая горюче-окислительный состав (водный раствор селитры и карбамидно-аммиачной смеси) и инициатор горения (например, водный раствор нитрита щелочного металла) [32]. Основной реагент и катализатор раздельно подаются по двум насосно-компрессорным трубам (НКТ), расположенным по типу «труба в трубе», при этом внешняя НКТ опущена ниже внутренней для обеспечения контакта реагентов между собой. Отмечается, что смесь способствует интенсивному образованию газов, повышению эффективности нефтеотдачи, расширению области прогрева за счет уменьшения времени подвода к пласту больших количеств тепла.

Применение методов интенсификации добычи

Большое распространение получило использование методов интенсификации добычи нефти, в особенности технологий гидравлического разрыва пласта (ГРП). Использование традиционного варианта данной технологии в условиях баженовской свиты сопряжено с проблемой – вследствие избыточного давления при ГРП вода из трещин поступает в матрицу, а именно в большие поры малыми порциями, не позволяя сформировать цельную оторочку и образуя водную блокаду.

Задача технологии ГРП в общем и для пластов баженовской свиты в частности заключается в образовании сложной системы трещин в пласте – стимулированного объема пласта. В работе [33] описывается опыт проведения ГРП на скважинах Ульяновского месторождения. Отмечается, что работы по проведению ГРП в скважине с открытым забоем являются неэффективными, при этом работы в случае скважин с обсаженным щелевым фильтром стволом отнесены к малоэффективным.

Одной из зарекомендовавших себя технологий ГРП на месторождениях сланцевой нефти является технология SlickWater. Ее особенность заключается в использовании большого количества воды (до 1200 м³), составляющей основу композиции совместно с мелкозернистым песком или пропаном (с концентрацией <300 кг/м³), различными ПАВ для понижения трения, а также комбинациями ПАВ и полимерного агента. Однако, согласно результатам испытаний данной технологии в условиях баженовской свиты, получена низкая эффективность вследствие технических причин. Отмечается целесообразность подбора других технологий, совершенствования технологии SlickWater с применением многостадийного ГРП (МГРП) или использования комбинации жидкостей разрыва с различными свойствами [34, 35].

Положительный опыт строительства горизонтальной скважины с последующим проведением МГРП в условиях баженовской свиты на Северо-Демьянском месторождении описан в работе [36]. В ходе опера-

ций использовали компоновку из 8 муфт, которые активировались с помощью шаров, и заколонных гидромеханических пакеров. Жидкость разрыва состояла из геля, сшивателя замедленного действия и жидкого деструктора окислительного типа. Средняя масса пропанта для одной стадии составила 80 т.

Технологии ГРП были применены и для разработки Имилорского месторождения [37]. В горизонтальных скважинах были опробованы две техники: TexasTwoStep, основанная на проведении многостадийного гидроразрыва не в последовательном, а в измененном порядке, и ZoneSelect, использующая систему сброса шаров. Начальный дебит нефти после проведения ГРП по технологии TexasTwoStep получился выше, чем для скважин, освоенных по технологии ZoneSelect (80,2 и 41,0 т/сут, соответственно).

Одной из перспективных технологий в условиях баженовской свиты является проведение МГРП бесшаровым методом Plug&Perf [38]. Его сущность заключается в последовательной перфорации и ГРП интервалов с изоляцией обработанных зон легкоразрушаемыми пробками, позволяющими устанавливать неограниченное количество стадий, которые выдерживают рабочие давления данной операции. Перфорация и установка пробки производятся за одну спуско-подъемную операцию на геофизическом кабеле или гибкой НКТ. Применение данной технологии успешно реализовано на скважинах Средне-Назымского месторождения с помощью низковязких жидкостей (расход – 8 м³/мин) с закачкой пропанта (60 т/порт) на 15–17 портах [39]. После введения в эксплуатацию средний дебит составил 62,5 т/сут и обеспечил рентабельную разработку отложений.

Также технология Plug&Perf применялась на Красноленинском месторождении в ходе строительства скважины с горизонтальным участком при проведении 9-стадийного ГРП. Данная технология использовалась в комбинации с описанной ранее SlickWater. После освоения скважины был получен приток безводной нефти с дебитом более 45 т/сут [40].

Для интенсификации притока в условиях баженовской свиты также известно применение метода кислотных обработок, причем их проведение может осуществляться как в качестве одиночной операции, так и совместно с ГРП, до и после закачки основной жидкости разрыва.

По результатам кислотных обработок скважин Средне-Назымского месторождения средний прирост составил 10–16 т/сут, что превысило показатели от других методов интенсификации добычи [41]. В то же время на Пальяновской площади осуществлена расконсервация 5 скважин с помощью большеобъемных кислотных обработок, а именно проведена закачка 40–60 м³ грязевой кислоты [42]. Работы характеризовались низкой успешностью, только для одной скважины был получен приток, накопленная добыча составила 3,5 тыс. т.

Эффективность кислотных обработок в условиях баженовской свиты может быть увеличена за счет использования полярных растворителей, в качестве которых в составе кислотных композиций применяют

различные кислородсодержащие органические соединения: спирты, кетоны, простые и сложные эфиры, гликоли, целлозольвы [43–45].

Так, в условиях баженовской свиты проведена обработка с использованием кислотного состава, содержащего HCl (15 %), изопропиловый спирт (5 %), лимонную кислоту (1 %), воду (остальное) [41, 45]. В условиях Средне-Назымского месторождения также проводились обработки составами, содержащими грязевую кислоту (3 % HF+12 % HCl) и изопропанол. Спирт использовался с целью замедления нейтрализации кислотных компонентов при взаимодействии с минеральной составляющей породы. Полученные данные показали, что концентрация спирта 25–30 % обеспечивает повышенную проникающую способность композиции и низкую скорость реакции системы с минералами породы. Обработка проводилась в два этапа: сначала осуществлялась закачка грязевой кислоты, далее – закачка ее смеси с изопропиловым спиртом. Авторами работы также были выдвинуты предположения, что для ингибирования процессов вторичного осадкообразования в составы необходимо добавлять органические кислоты или их натриевые соли, а также полностью исключить фтористые соединения для предотвращения выпадения дополнительных когматантов.

Для условий баженовской свиты предложен кислотный состав на основе HCl (4–6 %), HCOOH или CH₃COOH (5–8 %) с добавлением ПАВ «Нефтенол-ВВД», стабилизатора железа, ингибитора коррозии [46]. Указанный кислотный состав был опробован в условиях Пальяновской площади Красноленинского месторождения. Кислотная обработка проводилась после освоения скважины с помощью ГРП, которое было осложнено тем, что большую часть геля не удалось извлечь из пласта. Дебит нефти перед проведением кислотного воздействия составлял 1,6 т/сут. После закачки кислотных составов удалось восстановить проводимость трещины, дебит по нефти составил около 6 т/сут. Эффект от операции составил более 150 суток [45].

В рамках интенсификации нефтедобычи из пластов баженовской свиты также предложена комплексная технология, которая заключается в последовательной закачке пачек кислотной композиции и реагента-отклонителя. Последний представляет собой смесь жирных кислот и ароматического растворителя (о-силлол или сольвент нефтяной Нефрас А-130/150 в количестве 1–5 % мас.) [45, 47]. Использование вязкого реагента необходимо для воздействия на подвижную часть органического вещества баженовской свиты и перенаправления оторочки кислоты, закачиваемой после пачки отклонителя, в низкопроницаемые участки пласта.

Зарубежный опыт применения кислотных композиций на сланцевых месторождениях также свидетельствует об успешности кислотных обработок. Так, в литературе [48] указывается на положительный эффект проведения обработок после ГРП с помощью растворов HCl с концентрациями выше 2 % мас. Вместе с этим авторы работ [49–52] приводят данные о

применимости низкоконцентрированных растворов HCl, воздействие которыми в лабораторных условиях позволило увеличить значения пористости на 50 %, а проницаемости на 148 %. Отмечается эффективность растворов органических кислот (повышение проницаемости на 147 %).

Также было исследовано влияние различных растворителей на свойства композиций с малым содержанием кислот. Например, в работе [53] описывается состав со слабокислой средой, содержащий органический растворитель (*D*-лимонен), окислитель, анионоактивное ПАВ и 0,2 % мас. раствор NaCl, на котором были проведены лабораторные испытания в статических и динамических условиях. По их результатам данная композиция, по сравнению с растворами HCl, показала большую пролонгированность реакции с породой (до 2 часов), отсутствие воздействия на микроструктуру образцов, повышение КИН на 42 %, улучшение смачиваемости образцов, снижение проводимости трещин и образование новых сеток микротрещин.

Сравнение методов кислотных обработок и ГРП в условиях сланцевых месторождений указывает на невозможность выбора универсального метода [54], что свидетельствует о необходимости адресного подбора оптимальной технологии воздействия на основании характеристик заданного объекта воздействия.

Заключение

- Анализ литературных сведений указывает на отсутствие единых подходов к разработке пластов баженовской свиты, что обусловлено сложностью

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Баженовская свита: в поисках большой сланцевой нефти на Верхнем Салыме // ROGTEC. – 2014. – № 34. URL: https://rogtecmagazine.com/wp-content/uploads/2014/09/02_SPD-The-Bazhenov-Formation-Big-Shale-Oil-in-Upper-Salym.pdf (дата обращения 15.09.2022).
2. Калмыков Г.А. Стрoение баженовского нефтегазoного комплекса как основа прогноза дифференцированной нефтепродуктивности: дис. ... д-ра геол.-минерал. наук. – М., 2016. – 391 с.
3. Самонов И.В. Эффективность методов воздействия на баженовскую свиту // Инструменты современной научной деятельности: Сборник статей Международной научно-практической конференции. – Ижевск, 2017. – Ч. 1. – С. 53–57.
4. Физическое моделирование процессов вытеснения нефти водой, газом и водогазовой смесью из проницаемых пропластков Баженовской свиты / В.Н. Хлебников и др. // Башкирский химический журнал. – 2012. – Т. 19. – № 3. – С. 59–62.
5. Балин И.В. Перспективы применения метода внутрипластового горения для добычи трудноизвлекаемых запасов нефти // Вестник науки и образования. – 2019. – № 6 (60). – С. 9–14.
6. Экспериментальная оценка количества образующейся нефти при низкотемпературном пиролизе керогенсодержащей породы / Е.А. Никитина и др. // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 12. – С. 132–134.
7. Способ разработки керогенсодержащих пластов баженовской свиты внутрипластовым горением с вводом дополнительного топлива: патент Рос. Федерация, № 2637695, заявл. 27.10.2016; опубл. 06.12.2017. Бюл. № 34. – 10 с.
8. Термо-каталитическая деструкция керогена в присутствии наноразмерного катализатора на основе кобальта и минерального пирита / Я. Онищенко и др. // Российская нефтегазовая техническая конференция и выставка SPE. – М., 2016. – SPE-181915-MS.

строения и большой вариативностью характеристик разрабатываемых объектов.

- Разработку эффективных технологий целесообразно проводить на основании параметров и особенностей рассматриваемого объекта воздействия. К перспективным технологиям разработки в условиях баженовской свиты относят комплексные методы воздействия, в том числе с применением химических реагентов.
- Особенности баженовской свиты (природная гидрофобность поверхности породы, большое содержание органического вещества, высокие пластовые температуры) обуславливают необходимость оптимизации рецептур используемых технологических жидкостей.
- Эффективность технологических жидкостей в условиях баженовской свиты может быть повышена за счет использования полярных и неполярных растворителей, ПАВ различных классов. Подобные химические системы способствуют десорбции углеводородов нефти с поверхности породы, изменению ее смачиваемости, снижению межфазного натяжения на границе «нефть – технологическая жидкость», замедлению реакций с минералами породы (в случае кислотных обработок).

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-15-2022-300 от 18.04.2022 г. в рамках программы развития НЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты».

9. Инновационные методы разработки керогенсодержащих коллекторов, стимулирующие нефтегенерационный потенциал / М.Н. Кравченко и др. // Георесурсы. – 2016. – Т. 18. – № 4. – Ч. 2 – С. 330–336.
10. A literature review of CO₂, natural gas-, and water-based fluids for enhanced oil recovery in unconventional reservoirs / L.C. Burrows, F. Haeri, P. Cvetic, S. Sanguinito, F. Shi, D. Tapriyal, A. Goodman, R.M. Enick // Energy&Fuels. – 2020. – № 34 (5). – P. 5331–5380.
11. Enhanced oil recovery in liquid-rich shale reservoirs: laboratory to field / N. Alharthy, T. Teklu, H. Kazemi, R. Graves, S. Hawthorne, J. Braunberger, B. Kurtoglu // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Houston, 2015. – P. 137–159.
12. Хромых Л.Н., Литвин А.Т., Никитин А.В. Применение углекислого газа в процессах повышения нефтеотдачи пластов // Вестник Евразийской науки. – 2018. – № 5. – Т. 10. – С. 82–91.
13. Carpenter C. Viability of gas-injection EOR in Eagle Ford Shale Reservoirs // Journal of Petroleum Technology. – 2019. – V. 71. – № 1. – P. 50–52.
14. Реализация технологии закачки углекислого газа в добывающие скважины / В.В. Даришев и др. // Нефть. Газ. Новации. – 2020. – № 7. – С. 33–38.
15. Shen Z., Sheng J.J. Experimental study of asphaltene aggregation during CO₂ and CH₄ injection in shale oil reservoirs // SPE Improved Oil Recovery Conference. – Tulsa, Oklahoma, USA, 2016. – SPE-179675-MS.
16. Shen Z., Sheng J.J. Experimental study of permeability reduction and pore size distribution change due to asphaltene deposition during CO₂ Huff and Puff injection in Eagle Ford Shale // Asia-Pac. J. Chem. Eng. – 2017. – V. 12. – № 3. – P. 381–390.
17. Исследование гидротермального воздействия на породу Баженовской свиты / В.Н. Хлебников и др. // Башкирский химический журнал. – 2011. – Т. 18. – № 4. – С. 182–187.
18. Wang J., Dong M., Arhuoma M. Experimental and numerical study of improving heavy oil recovery by alkaline flooding in

- sandpacks // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 2010. – V. 49. – № 3. – P. 51–57.
19. A comparative study of alkaline flooding and alkaline/surfactant flooding for Zhuangxi heavy oil / H.H. Pei, G.C. Zhang, J.J. Ge, L. Ding, M.G. Tang, Y.F. Zheng // SPE Heavy Oil Conference Canada. – Calgary, Alberta, Canada, 2012. – SPE 146852.
 20. El-Sayed A.A.H., Almalik M.S. Effect of horizontal-vertical well configuration on oil recovery by alkaline flooding // The Journal of Canadian Petroleum Technology. – 1995. – V. 34. – № 9. – P. 19–24.
 21. Evaluation of surfactants for oil recovery potential in shale reservoirs / D. Nguyen, D. Wang, A. Oladapo, J. Zhang, J. Sickorez, R. Butler, B. Mueller // SPE Improved Oil Recovery Symposium. – Tulsa, Oklahoma, USA, 2014. – SPE-169085-MS.
 22. Understanding the oil recovery mechanism in mixed-wet unconventional reservoirs: uniqueness and challenges of developing chemical formulations / B.B. Alamdari, T.-P. Hsu, D. Nguyen, M. Kiani, M. Salehi // SPE Improved Oil Recovery Symposium. – Tulsa, Oklahoma, USA, 2018. – SPE-190201-MS.
 23. Лабораторные и полевые испытания заводнения АСП / Я.Е. Волокитин и др. // ROGTEC. – 2015. – № 42. URL: https://rogtectmagazine.com/wp-content/uploads/2015/09/04_SPD-Laboratory-and-Field-Tests-for-an-ASP-Flooding-Project.pdf (дата обращения 15.09.2022).
 24. The first successful field demonstration of alkaline surfactant and polymer flooding through thin layer / J. Cheng, X. Dianping, S. Xinguang, W. Hongwei // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. – Abu Dhabi, UAE, 2012. – SPE-161306-MS.
 25. Щеколдин К.А. Исследование возможностей регулирования технологии термогазового воздействия на залежи баженовской свиты // Территория Нефтегаз. – 2012. – № 9. – С. 66–70.
 26. Современные технологии интенсификации добычи высоковязкой нефти и оценка эффективности их применения: учебное пособие / Д.Г. Антониади и др. – М.: Инфра-Инженерия, 2019. – 420 с.
 27. Новый отечественный способ разработки месторождений баженовской свиты (часть 2) / В.Ю. Аликперов и др. // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 1. – С. 50–53.
 28. Макатров А.К. Физическое моделирование водогазового воздействия на залежи нефти в осложненных горно-геологических условиях: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Уфа, 2006. – 26 с.
 29. Технология и техника водогазового воздействия на нефтяные пласты / А.Н. Дроздов и др. // Территория Нефтегаз. – 2006. – № 2. – С. 54–59.
 30. Вершинин В., Федоров К., Лишук А. Механизмы термогазохимического воздействия при обработке скважин бинарными смесями // Российская нефтегазовая техническая конференция и выставка SPE. – М., 2016. – SPE 182048-RU.
 31. Кравченко М.Н., Диева Н.Н., Евтохин А.В. Анализ эффективности метода термогазохимического воздействия для увеличения нефтеотдачи // Теория и практика проектного образования. – 2020. – № 4 (16). – С. 26–31.
 32. Способ термохимической обработки нефтяного пласта: пат. Рос. Федерация, № 2401941, заявл. 05.06.09; опубл. 20.10.2010. – 9 с.
 33. Разработка баженовской свиты на Ульяновском месторождении / А.В. Саранча и др. // Фундаментальные исследования. – 2015. – № 2. – С. 2356–2359.
 34. Гладков Е.А. Предварительные результаты испытания новых технологий добычи нефти из отложений баженовской свиты // Территория Нефтегаз. – 2017. – № 7–8. – С. 50–56.
 35. Al Mulhim A.K., Miskimins J.L., Tura A. Hydraulic fracture treatment and landing zone interval optimization: an Eagle Ford case study // SPE International Hydraulic Fracturing Technology Conference & Exhibition. – Muscat, Oman, 2022. – SPE-205257-MS.
 36. Баженовская свита Северо-Демьянского месторождения: успешный опыт строительства скважины с многостадийным ГРП // С. Сигарев и др. // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. – М., 2018. – SPE-191724-18RPTC-MS.
 37. Лозанович Э. Опыт применения горизонтальных скважин различной конструкции для разработки трудноизвлекаемых запасов нефти в ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. – М., 2019. – SPE-196744-MS.
 38. Постнов А.А., Арзамасцев Г.Г., Постнов Т.А. Технология Plug&Perf для ускоренной разработки сланцевых объектов на примере баженовской свиты // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2018. – № 3. – С. 38–45.
 39. Карлов В.Б., Бакулин А.А., Мухутдинов Р.А. Опыт разработки ТРИЗ на примере Средне-Назымского месторождения, вызовы и пути решения // Геология и недропользование. – 2022. – № 1 (5). – С. 92–101.
 40. «Газпром нефть» первой в России применила полный цикл технологий разработки сланцевой нефти для освоения нетрадиционных запасов». URL: <https://www.akm.ru/press/gazprom-neft-pervoy-v-rossii-primenila-polnyy-tsikl-tehnologiy-razrabotki-slantsevoy-nefti-dlya-osv/> (дата обращения 15.09.2022).
 41. Литвин В.Т., Рязанов А.А., Фарманзаде А.Р. Теоретические аспекты и опыт проведения работ по интенсификации притока нефти на коллекторах баженовской свиты // Нефтепромышленное дело. – 2015. – № 5. – С. 24–29.
 42. Вашкевич А.А., Стрижнев К.В., Жуков В.В. Опыт компании «Газпром нефть» в разработке Баженовской свиты // Российская техническая нефтегазовая конференция и выставка SPE по разведке и добыче. – М., 2014. – SPE-171165-MS.
 43. Киселев К.В. Физические и химические процессы взаимодействия кислотных растворов с горной породой низкопродуктивных залежей нефти: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Тюмень, 2004. – 27 с.
 44. Мухин М.М. Разработка и исследование свойств кислотогенерирующих составов для интенсификации процессов нефтеизвлечения из карбонатных коллекторов с высокой температурой и низкой проницаемостью: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – М., 2013. – 25 с.
 45. Литвин В.Т. Обоснование технологии интенсификации притока нефти для коллекторов баженовской свиты с применением кислотной обработки: дис. ... канд. техн. наук. – СПб, 2016. – 131 с.
 46. Кислотный состав для обработки низкопроницаемых высокотемпературных пластов с повышенным содержанием глини и карбонатов: пат. Рос. Федерация, № 2616949, заявл. 29.02.16; опубл. 18.04.2017. Бюл. № 11. – 8 с.
 47. Состав для повышения нефтеотдачи пластов: пат. Рос. Федерация, № 2547871, заявл. 18.03.14; опубл. 10.04.2015. Бюл. № 10. – 8 с.
 48. Morsy S., Sheng J.J., Soliman M.Y. Improving hydraulic fracturing of shale formations by acidizing // SPE Eastern Regional Meeting. – Pittsburgh, Pennsylvania, USA, 2013. – SPE-165688-MS.
 49. Successful acid stimulation in acid-sensitive reservoirs / L. He, X. Dan-feng, F. Ke-ming, J. Li-feng, P. Tao, Z. Shilin // SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. – Jakarta, Indonesia, 2009. – SPE-121014-MS.
 50. Impact of matrix acidizing on shale formations / S. Morsy, J.J. Sheng, C.J. Hetherington, M.Y. Soliman, R.O. Ezewu // Nigeria Annual International Conference and Exhibition. – Lagos, Nigeria, 2013. – SPE-167568-MS.
 51. Morsy S., Hetherington C.J., Sheng J.J. Effect of low-concentration HCl on the mineralogical, mechanical, and physical properties of shale rocks // SPE Eastern Regional Meeting. – Pittsburgh, Pennsylvania, USA, 2013. – SPE-165689-MS.
 52. Mineral cracking and porosity enhancement of shale through acidizing / M. Sheng, A.K. Waleed, S. Cheng, P. Zhang, S. Tian, Q. Xu // SPE/AAPG/SEG Asia Pacific Unconventional Resources Technology Conference. – Brisbane, Australia, 2019. – URTEC-198298-MS.
 53. Miller C., Tong S., Mohanty K.K. A chemical blend for stimulating production in oil-shale formations // SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference. – Houston, Texas, USA, 2018. – URTEC-2900955-MS.
 54. Shaari N.E., Minner W.A., LaFollette R.F. Is there a «Silver Bullet Technique» for stimulating California's Monterey Shale? // SPE Western North American Region Meeting. – Anchorage, Alaska, USA, 2011. – SPE-144526-MS.

Поступила: 19.09.2022 г.

Прошла рецензирование: 19.10.2022 г.

Информация об авторах

Магадова Л.А., доктор технических наук, профессор, заместитель заведующего кафедрой технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности Российского государственного университета нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина.

Давлетов З.Р., кандидат технических наук, доцент кафедры технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности Российского государственного университета нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина.

Вагапова Ю.Ж., аспирант кафедры технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности Российского государственного университета нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина.

UDC 622.276.4:622.276.6

REVIEW AND ANALYSIS OF TECHNOLOGIES INCREASING THE EFFICIENCY OF OIL RECOVERY FROM BAZHENOV FORMATION RESERVOIRS

Lyubov A. Magadova¹,
lubmag@gmail.com

Zaur R. Davletov¹,
zaurdavletov@mail.ru

Yuliya Zh. Vagapova¹,
juliatusdays@yandex.ru

¹ Gubkin University,
65, bld. 1, Leninsky avenue, Moscow, 119991, Russia.

The relevance. According to the resource potential estimates, the Bazhenov formation has great potential and it is characterized by unique properties that make it difficult to develop. Nowadays, there is no single concept for development of hard-to-recover hydrocarbon deposits. Therefore, the cost-effective development of the Bazhenov formation resources is associated with the creation of effective methods for increasing oil recovery and oil well stimulation.

The main aim: summarization and analysis of scientific and technical literature regarding to advanced technologies for enhanced oil recovery and well stimulation at conditions of the Bazhenov formation and foreign shale deposits with similar characteristics and properties.

Objects: technologies increasing the efficiency of oil recovery from the Bazhenov formation reservoirs or other formations with similar characteristics, including thermal, gas, chemical and combined methods of enhanced oil recovery, hydraulic fracturing, acid treatment; results of laboratory experiments, physical and mathematical modeling, pilot tests of the considered technologies.

Methods: analysis of domestic and foreign literature and patent information relating to technologies for the development of hard-to-recover hydrocarbon deposits.

Results. Characteristics and description of reservoir stimulation mechanisms using the most common methods of enhanced oil recovery, hydraulic fracturing, acid treatments and their combined technologies are given. On the example of the pilot field and laboratory tests results, the effect obtained from the reservoir stimulation at different deposits is described. It is noted that advanced technologies are combined methods, including techniques using chemical reagents. The efficiency of technological fluids at the Bazhenov formation can be increased with complex chemical systems containing various organic solvents and surfactants.

Key words:

Enhanced oil recovery, well stimulation, acid treatment, hydraulic fracturing, Bazhenov formation, organic solvents, surfactants.

The research was supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation by the agreement no. 075-15-2022-300, 18 April 2022, within the program of development of World Class Scientific Centers «Rational utilization of liquids reserves of the planet».

REFERENCES

1. The Bazhenov formation: in search of big shale oil in Upper Salym. *ROGTEC*, 2014, no. 34. Available at: https://rogtecmagazine.com/wp-content/uploads/2014/09/02_SPD-The-Bazhenov-Formation-Big-Shale-Oil-in-Upper-Salym.pdf (accessed 15 September 2022).
2. Kalmykov G.A. *Stroenie bazhenovskogo neftegazonosnogo kompleksa kak osnova prognoza differentsirovannoy nefteproduktivnosti*. Diss. Dokt. nauk [The structure of the Bazhenov oil and gas complex as the basis for predicting differentiated oil productivity. Dr. Diss.]. Moscow, 2016. 391 p.
3. Samsonov I.V. Effektivnost metodov vozdeystviya na bazhenovskuyu svitu [Efficiency of impact methods on Bazhenov formation]. *Mezhdunarodnaya nauchno-prakticheskaya konferentsiya. Instrumenty sovremennoy nauchnoy deyatel'nosti* [International scientific and practical conference. Instruments of modern scientific activity]. Izhevsk, Ufa, Agency of international research, 2017. P. 1, pp. 53–57.
4. Khlebnikov V.N., Zobov P.M., Mishin A.S., Antonov S.V., Bakulin D.A., Niskulov E.K., Gushchina Yu.F. Physical modeling of oil displacement by water, gas and water-gasmixture from interlayers of Bazhenov oil-source rocks. *Bashkir chemical journal*, 2012, vol. 19, no. 3, pp. 59–52. In Rus.
5. Balin I.V. Possibilities of use in-situ combustion method to extract hard-to-recover oil reserves. *Bulletin of science and education*, 2019, no. 6 (60), P. 2, pp. 9–14. In Rus.
6. Nikitina E.A., Kuzmichev A.N., Charuev S.A., Tolokonskiy S.I. Experimental estimation for the quantity of additionally produced oil during low-temperature pyrolysis of kerogen-containing rock. *Oil Industry*, 2017, no. 12, pp. 132–134. In Rus.
7. Nikitina E.A., Tolokonskiy S.I., Vasilevskiy A.V., Charuev S.A. *Sposob razrabotki kerogensoderzhashchikh plastov bazhenovskoy svity vnutriplastovym goreniem s vvodom dopolnitelnogo topliva* [Method for development of kerogen-containing beds of bazhenov formation by intra-formational combustion with introduction of additional fuel]. Patent RF, no. 2637695, 2016.
8. Onishchenko Y., Vakhin A., Voronina E., Nurgaliev D. Termo-kataliticheskaya destruktivnaya kerogena v prisutstvii nanorazmernogo katalizatora na osnove kobalta i mineralnogo pirita [Thermo-catalytic destruction of kerogen in the presence of cobalt oxide nanoparticles and mineral pyrite]. *Rossiyskaya neftegazovaya tekhnicheskaya konferentsiya i vystavka SPE* [SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition]. Moscow, Russia, 2016. SPE-181915-MS.
9. Kravchenko M.N., Dmitriev N.M., Muradov A.V., Dieva N.N., Gerasimov V.V. Innovative development methods of kerogen-bearing reservoirs that promote oil generating potential. *Georesources*, 2016, vol. 18, no. 4, P. 2, pp. 330–336. In Rus.
10. Burrows L.C., Haeri F., Cvetic P., Sanguinito S., Shi F., Tapriyal D., Goodman A., Nick R.M. A literature review of CO₂-, natural gas-, and water-based fluids for enhanced oil recovery in unconventional reservoirs. *Energy&Fuels*, 2020, no. 34 (5), pp. 5331–5380.

11. Alharthy N., Teklu T., Kazemi H., Graves R., Hawthorne S., Braunberger J., Kurtoglu B. Enhanced oil recovery in liquid-rich shale reservoirs: laboratory to field. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Houston, 2015. pp. 137–159.
12. Khromykh L.N., Litvin A.T., Nikitin A.V. Application of carbon dioxide in enhanced oil recovery. *The Eurasian Scientific Journal*, 2018, vol. 10, no. 5, pp. 82–91. In Rus.
13. Carpenter C. Viability of gas-injection EOR in Eagle Ford Shale Reservoirs. *Journal of Petroleum Technology*, 2019, vol. 71, no. 1, pp. 50–52.
14. Darishchev V.V., Kharlanov S.A., Gazizyanov A.I., Spektor A.Yu., Semkin A.M. CO₂ Huff & Puff injection into production wells. *Oil Gas. Novations*, 2020, no. 7, pp. 33–38. In Rus.
15. Shen Z., Sheng J.J. Experimental study of asphaltene aggregation during CO₂ and CH₄ injection in shale oil reservoirs. *SPE Improved Oil Recovery Conference*. Tulsa, Oklahoma, USA, 2016. SPE-179675-MS.
16. Shen Z., Sheng J.J. Experimental study of permeability reduction and pore size distribution change due to asphaltene deposition during CO₂ Huff and Puff injection in Eagle Ford Shale. *Asia-Pac. J. Chem. Eng.*, 2017, vol. 12, no. 3, pp. 381–390.
17. Khlebnikov V.N., Zobov P.M., Antonov S.V., Bakulin D.A., Guschina Yu.F., Vinokurov V.A. The study of hydrothermal influence on the Bazhenov formation breed. *Bashkir chemical journal*, 2011, vol. 18, no. 4, pp. 182–187. In Rus.
18. Wang J., Dong M., Arhuoma M. Experimental and numerical study of improving heavy oil recovery by alkaline flooding in sandpicks. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2010, vol. 49, no. 3, pp. 51–57.
19. Pei H.H., Zhang G.C., Ge J.J., Ding L., Tang M.G., Zheng Y.F. A Comparative study of alkaline flooding and alkaline/surfactant flooding for Zhuangxi heavy oil. *SPE Heavy Oil Conference Canada*. Calgary, Alberta, Canada, 2012. SPE 146852.
20. El-Sayed A.A.H., Almalik M.S. Effect of horizontal-vertical well configuration on oil recovery by alkaline flooding. *The Journal of Canadian Petroleum Technology*, 1995, vol. 34, no. 9, pp. 19–24.
21. Nguyen D., Wang D., Oladapo A., Zhang J., Sickorez J., Butler R., Mueller B. Evaluation of surfactants for oil recovery potential in shale reservoirs. *SPE Improved Oil Recovery Symposium*. Tulsa, Oklahoma, USA, 2014. SPE-169085-MS.
22. Alamdari B.B., Hsu T.-P., Nguyen D., Kiani M., Salehi M. Understanding the oil recovery mechanism in mixed-wet unconventional reservoirs: uniqueness and challenges of developing chemical formulations. *SPE Improved Oil Recovery Symposium*. Tulsa, Oklahoma, USA, 2018. SPE-190201-MS.
23. Volokitin Y.E., Shuster M.Y., Karpan V.M., Koltsov I.N., Skripkin A.G. Laboratory and field tests for an ASP flooding project. *ROGTEC*, 2015, no. 42, pp. 36–45. Available at: https://rogtecmagazine.com/wp-content/uploads/2015/09/04_SPD-Laboratory-and-Field-Tests-for-an-ASP-Flooding-Project.pdf (accessed 15 September 2022).
24. Cheng J., Dianping X., Xinguang S., Hongwei W. The first successful field demonstration of alkaline surfactant and polymer flooding through thin layer. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*, Abu Dhabi, UAE, 2012. SPE-161306-MS.
25. Shchekoldin K.A. Issledovanie vozmozhnostey regulirovaniya tekhnologii termogazovogo vozdeystviya na zalezhi bazhenovskoy svity [Study of the regulating possibilities technology of thermal gas treatment of Bazhenov formation deposits]. *Territoriya Neftegaz*, 2012, no. 9, pp. 66–70.
26. Antoniadi D.G., Gaponenko A.M., Vartumyan T.G., Streltsova Yu.G. *Sovremennye tekhnologii intensifikatsii dobychi vysokovyazkoy nefti i otsenka effektivnosti ikh primeneniya* [Modern technologies for production stimulating of high-viscosity oil and evaluating their application effectiveness]. Moscow, Infra-Inzheneriya Publ., 2019. 420 p.
27. Alekperov V.Yu., Grayfer V.I., Nikolaev N.M., Karpov V.B., Korkov V.I., Nurgaliev R.G., Paliy A.P., Bokserman A.A., Klinchev V.A., Fomkin A.V. New Russian oil-recovery method for exploiting the bazhenov formation's deposits (Part 2). *Oil Industry*, 2014, no. 1, pp. 50–53. In Rus.
28. Makatrov A.K. *Fizicheskoe modelirovanie vodogazovogo vozdeystviya na zalezhi nefti v oslozhnennykh gornogeologicheskikh usloviyakh*. Avtoreferat Diss. Kand. nauk [Physical modeling of water-gas impact on oil deposits in complicated geological factors. Cand. Diss. Abstract]. Ufa, 2006. 26 p.
29. Drozdov A.N., Egorov Yu.A., Telkov V.P., Verbitskiy V.S., Dengaev A.V., Lambin D.N. Tekhnologiya i tekhnika vodogazovogo vozdeystviya na neftyanye plasty [Technology and technique of water-gas impact to oil reservoirs]. *Territoriya Neftegaz*, 2006, no. 2, pp. 54–59.
30. Vershinin V., Fedorov K., Lishchuk A. Mekhanizmy termogazokhimicheskogo vozdeystviya pri obrabotke skvazhin binarnymi smesyami [Mechanisms of thermal gas-chemical impact during well treatment with binary mixtures]. *Rossiyskaya neftegazovaya tekhnicheskaya konferentsiya i vystavka SPE* [SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition]. Moscow, Russia, 2016. SPE 182048-RU.
31. Kravchenko M.N., Dieva N.N., Evtyukhin A.V. Effectiveness analysis of the thermal-gas-chemical treatment method for enhanced oil recovery. *Theory and practice of project education*, 2020, no. 4 (16), pp. 26–31. In Rus.
32. Aleksandrov E.N., Khisamov R.S., Ibatullin R.R., Frolov A.I., Petrov A.L. *Sposob termokhimicheskoy obrabotki neftyanogo plasta* [Procedure for thermo-chemical treatment of oil formation]. Patent RF, no. 2401941, 2009.
33. Sarancha A.V., Garina V.V., Mitrofanov D.A., Sarancha I.S. Development bazhenov formation at the Ulyanovsk field. *Fundamental research*, 2015, no. 2-11, pp. 2356–2359. In Rus.
34. Gladkov E.A. Preliminary results of testing new oil recovery technologies at the deposits of the bazhenov formation. *Territoriya Neftegaz*, 2017, no. 7–8, pp. 50–56. In Rus.
35. Al Mulhim A.K., Miskimins J. L., Tura A. Hydraulic fracture treatment and landing zone interval optimization: an Eagle Ford case study. *SPE International Hydraulic Fracturing Technology Conference & Exhibition*. Muscat, Oman, 2022. SPE-205257-MS.
36. Sigarev S., Kustaryov D., Prokhorov A., Nikitin P., Samoylov M., Koltypin O. Bazhenovskaya svita Severo-Demyanskogo mestorozhdeniya: uspehny opyt stroitelstva skvazhiny s mnogostadiynym GRP [Bazhenovskaya suite of Severo-Demyanskoe field: multi fracturing well completion – story of success]. *Rossiyskaya neftegazovaya tekhnicheskaya konferentsiya SPE* [SPE Russian Petroleum Technology Conference]. Moscow, Russia, 2018. SPE-191724-18RPTC-MS.
37. Lozanovich E. Opyt primeneniya gorizontalnykh skvazhin razlichnoy konstruktzii dlya razrabotki trudnoizvlekayemykh zapasov nefti v OOO «LUKOYL – Zapadnaya Sibir» [Experience in the use of horizontal wells of various designs for the development of hard-to-recover oil reserves in LLC Lukoil – Western Siberia]. *Rossiyskaya neftegazovaya tekhnicheskaya konferentsiya SPE* [SPE Russian Petroleum Technology Conference]. Moscow, Russia, 2019. SPE-196744-MS.
38. Postnov A.A., Arzamastsev G.G., Postnov T.A. Plug&Perf technology for the accelerated development of shale objects on the example of the bazhenov suite. *Bulletin of the Association of Drilling Contractors*, 2018, no. 3, pp. 38–45. In Rus.
39. Karpov V.B., Bakulin A.A., Mukhutdinov R.A. Experience in the development of hard-to-recover reserves on the example of the Sredne-Nazymkoe field, challenges and solutions. *Geology and Subsurface Use*, 2022, no. 1 (5), pp. 92–101. In Rus.
40. «Gazprom Neft» pervoy v Rossii primenila polny tsikl technology razrabotki slantsevoy nefti dlya osvoeniya netraditsionnykh zapasov [Gazprom Neft is the first company in Russia to apply the full cycle of shale oil development technologies to develop unconventional reserves]. Available at: <https://www.akm.ru/press/gazprom-neft-pervoy-v-rossii-primenila-polny-tsikl-tehnologiy-razrabotki-slantsevoy-nefti-dlya-osi/> (accessed 15 September 2022).
41. Litvin V.T., Ryazanov A.A., Farmanzade A.R. Theoretical aspects and experience of the stimulation of oil inflow to the reservoirs of bazhenov formation. *Oilfield engineering*, 2015, no. 5, pp. 24–29. In Rus.
42. Vashkevich A., Strizhnev K., Zhukov V. Opyt kompanii «Gazprom neft» v razrabotke Bazhenovskoy svity [Gazprom Neft experience of Bazhenov suite development]. *Rossiyskaya tekhnicheskaya neftegazovaya konferentsiya i vystavka SPE po razvedke i dobyche* [SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition]. Moscow, Russia, 2014. SPE-171165-MS.

43. Kiselev K.V. *Fizicheskie i khimicheskie protsessy vzaimodeystviya kislotnykh rastvorov s gornoy porodoy nizkoproduktivnykh zalezhey nefii*. Avtoreferat Dis. Kand. nauk [Physical and chemical processes of acid solutions interaction with low-productive oil deposits rock. Cand. Diss. Abstract]. Tyumen, 2004. 27 p.
44. Mukhin M.M. *Razrabotka i issledovanie svoystv kisloto-generiruyushchikh sostavov dlya intensivatsii protsessov nefteizvlecheniya iz karbonatnykh kollektorov s vysokoy temperaturoy i nizkoy pronitsayemostyu*. Avtoreferat Dis. Kand. nauk [Development and study of the acid-generating compositions properties for the oil recovery processes intensification from carbonate reservoirs with high temperature and low permeability. Cand. Diss. Abstract]. Moscow, 2013. 25 p.
45. Litvin V.T. *Obosnovanie tekhnologii intensivatsii pritoka nefii dlya kollektorov bazhenovskoy svity s primeneniem kislотноy obrabotki*. Diss. Kand. nauk [Validation of oil stimulation technology for the Bazhenov formation reservoirs using acid treatment. Cand. Diss.]. St-Petersburg, 2016. 131 p.
46. Litvin V.T., Strizhnev K.V., Farmanzade A.R., Roshchin P.V. *Kislотноy sostav dlya obrabotki nizkopronitsayemykh vysokotemperaturnykh plastov s povyshennym sodержaniem glin i karbonatov* [Acid composition for treatment of low-permeable high-temperature formations with high clay and carbonates content]. Patent RF, no. 2616949, 2016.
47. Roshchin P.V., Petukhov A.V., Struchkov I.A., Litvin V.T., Vaskes K.L.K. *Sostav dlya povysheniya nefteodachi plastov* [Composition for reservoir oil recovery increasing]. Patent RF, no. 2547871, 2014.
48. Morsy S., Sheng J.J., Soliman M.Y. Improving hydraulic fracturing of shale formations by acidizing. *SPE Eastern Regional Meeting*. Pittsburgh, Pennsylvania, USA, 2013. SPE-165688-MS.
49. He L., Dan-feng X., Ke-ming F., Li-feng J., Tao P., Shilin Z. Successful acid stimulation in acid-sensitive reservoirs. *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*. Jakarta, Indonesia, 2009. SPE-121014-MS.
50. Morsy S., Sheng J.J., Hetherington C.J., Soliman M.Y., Ezewu R.O. Impact of matrix acidizing on shale formations. *Nigeria Annual International Conference and Exhibition*. Lagos, Nigeria, 2013. SPE-167568-MS.
51. Morsy S., Hetherington C.J., Sheng J.J. Effect of low-concentration HCl on the mineralogical, mechanical, and physical properties of shale rocks. *SPE Eastern Regional Meeting*. Pittsburgh, Pennsylvania, USA, 2013. SPE-165689-MS.
52. Sheng M., Waleed A.K., Cheng S., Zhang P., Tian S., Xu Q. Mineral cracking and porosity enhancement of shale through acidizing. *SPE/AAPG/SEG Asia Pacific Unconventional Resources Technology Conference*. Brisbane, Australia, 2019. URTEC-198298-MS.
53. Miller C., Tong S., Mohanty K.K. A chemical blend for stimulating production in oil-shale formations. *SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference*. Houston, Texas, USA, 2018. URTEC-2900955-MS.
54. Shaari N.E., Minner W.A., LaFollette R.F. Is there a «Silver Bullet Technique» for stimulating California's Monterey Shale? *SPE Western North American Region Meeting*. Anchorage, Alaska, USA, 2011. SPE-144526-MS.

Received: 19 September 2022.

Reviewed: 19 October 2022.

Information about the authors

Lyubov A. Magadova, Dr. Sc., deputy head of department, professor, Gubkin University.

Zaur R. Davletov, Cand Sc., associate professor, Gubkin University.

Yuliya Zh. Vagapova, postgraduate student, Gubkin University.