



УДК 622.276  
Обзор / Review  
© ПНИПУ / PNRPU, 2021



## Анализ применения кислотных составов в высокотемпературных карбонатных коллекторах

К.В. Андреев

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми (Россия, 614015, г. Пермь, ул. Пермская, 3а)

## Analysis of the Acid Compositions Application in High-Temperature Carbonate Reservoirs

Konstantin V. Andreev

PermNIPneft branch of LUKOIL-Engineering LLC in Perm (3a Permskaya st., Perm, 614015, Russian Federation)

Получена / Received: 02.10.2020. Принята / Accepted: 01.02.2021. Опубликовано / Published: 01.04.2021

### Ключевые слова:

кислотная обработка, обработка призабойной зоны, кислотные обработки, карбонатный коллектор, виды кислотной обработки, технологии, простая кислотная обработка, термокислотная обработка, методики проведения.

Использование соляно-кислотной обработки насчитывает уже вековую историю. Впервые кислоту для воздействия на пласт применила компания «Огайо Ойл» в 1895 г., а патент на кислотную обработку известняка был получен компанией «Стандарт Ойл». Однако при значительном увеличении объемов добычи выяснилось, что кислотные растворы вызывают очень сильную коррозию скважинного оборудования, поэтому метод соляно-кислотной обработки не применяли на протяжении 30 лет. Открытие Джона Гриба из компании «Дау Кемикл» в 1931 г. – замедление воздействия соляной кислоты на металл мышьяком – позволило вновь вернуться к данному методу, и уже спустя три года компания «Халлибуртон Ойл Велл Сементинг» начала практиковать кислотную обработку в промышленных масштабах.

Как показал анализ промышленного материала, существует множество технологий с применением модифицированных кислот, предназначенных для кислотной обработки, характеризующихся высокой степенью успешности. Тем не менее, по оценкам разных авторов, успешность обработок изменяется в диапазоне от 60 до 80 %, а для повторных обработок – менее 50 %.

Исследована степень актуальности проблем, связанных с кислотной обработкой призабойной зоны пласта, и тенденции ее развития. Анализ патентной информации по Международной патентной классификации за 17 лет (с 1997 по 2013 г. включительно) для российских патентов и за 15 лет (с 1999 по 2013 г. включительно) – для американских показал стабильную активность российских организаций, в то время как зарубежные организации проявляют в этом отношении значительный рост интересов и достижений.

Зарубежные специалисты исследуют в основном моделирование кислотной обработки, в то время как российские больше склоняются в сторону сервисного сопровождения кислотного воздействия. Выявлено отсутствие методик расчета рисков выпадения тяжелых компонентов нефти при проведении кислотной обработки в зависимости от геолого-физических условий объекта воздействия.

### Keywords:

acid treatment, bottomhole zone treatment, acid treatments, carbonate reservoir, types of acid treatment, technologies, simple acid treatment, thermal acid treatment, methods of carrying out.

The use of hydrochloric acid treatment goes back a century. For the first time the company "Ohio Oil" applied acid for formation stimulation in 1895, and the patent for acidizing limestone was obtained by the company "Standard Oil". However, with a significant increase in production volumes, it turned out that acid solutions caused very strong corrosion of downhole equipment. Therefore, the hydrochloric acid treatment method had not been used for 30 years. The discovery by John Grib of "Dow Chemical" in 1931 – slowing down the effect of hydrochloric acid on the metal with arsenic – made it possible to return to this method, and three years later "Halliburton Oil Well Cementing" began to practice acidizing on an industrial scale.

As the analysis of the field material has shown, there are many technologies with the use of modified acids intended for acidizing, which are characterized by a high degree of success. Nevertheless, according to the estimates of different authors, the treatments success varies in the range from 60 to 80%, and for repeated treatments – less than 50 %.

The urgency degree of the problems associated with acid treatment of the bottomhole formation zone and the tendencies of its development was investigated. Analysis of patent information according to the International Patent Classification for 17 years (from 1997 to 2013 inclusive) for Russian patents and for 15 years (from 1999 to 2013 inclusive) – for American ones showed stable activity of Russian organizations, while foreign organizations showed in this respect a significant growth of interests and achievements.

Foreign experts mainly investigated the modeling of acid treatment [6–11], while Russian specialists were more inclined towards service support of acid treatment. It was revealed that there were no methods for calculating the risks of falling out of heavy oil components during acid treatment, depending on the geological and physical conditions of the target.

Андреев Константин Владимирович – первый заместитель директора (тел.: +007 844 296 77 99, e-mail: Konstantin.V.Andreev@lukoil.com).

Konstantin V. Andreev (Author ID in Scopus: 57218539507) – First Deputy Director (tel.: +007 844 296 77 99, e-mail: Konstantin.V.Andreev@lukoil.com).

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Андреев К.В. Анализ применения кислотных составов в высокотемпературных карбонатных коллекторах // Недропользование. – 2021. – Т.21, №2. – С.76–83. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.2.5

Please cite this article in English as:

Andreev K.V. Analysis of the Acid Compositions Application in High-Temperature Carbonate Reservoirs. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2021, vol.21, no.2, pp.76-83. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.2.5

## Введение

В настоящее время существует несколько модификаций технологий проведения кислотной обработки (КО), традиционно различают следующие виды: солянокислотная ванна (СКВ); простая (малообъемная) КО; большеобъемная селективная кислотная обработка (БСКО) [1–19]; кислотный гидроразрыв пласта (КГРП) [20–27]; технология кислотного бурения [28–36]; КО закрытых трещин [37–43]. Дополнительно КО можно разделить на: простую КО; поинтервальную (ступенчатую) КО [1, 13–19, 43–49]; КО под давлением [14, 19]; КО в динамическом режиме [49, 50]; термокислотную обработку (ТКО) и термохимическую обработку (ТХО) ПЗП [49, 51, 52].

Поинтервальная соляно-кислотная обработка (СКО) или ступенчатая СКО – это последовательные обработки нескольких интервалов пласта значительной мощности (направленные КО).

Л. Калфаян и А. Мартин в своей работе [19] представили различные варианты размещения кислоты с применением технологий потокоотклонения, классифицируя методы по следующим категориям:

- метод с использованием технологии MAP/DIR (maximum pressure differential and injection rate) [14, 19, 43];
- методы механической изоляции: глухой пакер или цементный мост, пакер;
- комбинированный метод с использованием и глухого пакера, и обычного пакера;
- метод использования уплотнительных шариков;
- метод применения гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ);
- методы химического отклонения;
- защищенное нагнетание посредством нагнетания КС через насосно-компрессорные трубы (НКТ), а инертной жидкости – через затрубное пространство, или нагнетания КС в затрубное пространство, а инертной жидкости – через НКТ.

## Методы соляно-кислотной обработки

В работе [47] приведен обзор промышленных испытаний различных методов кислотного отклонения с применением симулятора размещения жидкостей в пластовой системе. Для достижения наилучшего отклонения могут использоваться одновременно несколько методов: применение ГНКТ, химическое отклонение и технология MAP/DIR [48].

Закачка растворов кислоты в призабойную зону скважин под давлением позволяет реагенту проникать в поровое пространство продуктивных пород в глубину пласта, не затрачивая значительную долю кислоты на увеличение диаметров каналов растворения в близлежащей части ПЗП [14, 19].

Наибольшей эффективностью для скважин, эксплуатирующих трещиновато-пористые коллекторы, характеризуются скоростные высоконапорные КО. При обработке происходит раскрытие микротрещин с верхних интервалов эффективной толщины пласта [14].

Во время проведения КО традиционным способом кислотный раствор закачивают в пласт в соответствии с выбранной технологией, которая обуславливает давление и скорость закачки. После попадания раствора в пласт кислота вступает в реакцию с карбонатами. Взаимодействие соляной кислоты, особенно с пористыми кавернозными карбонатными породами, на границе раздела твердой и жидкой фаз в начальный момент протекает с большой скоростью. В дальнейшем на границе раздела образуется поверхностный слой насыщенной породы и нерастворимых продуктов,

который значительно замедляет подход свежих порций кислоты к зоне реакции. В этом случае карбонаты растворяются лишь за счет диффузии молекул хлористого водорода. Динамический режим обработки в карбонатных коллекторах, особенно высокотемпературных, требует непрерывной закачки КС замедленного действия, начиная с минимальной скорости и заканчивая на максимально допустимой по технологическим параметрам скважины, если нет ограничений по геологии (прорыв в водо- и газонасыщенные зоны). Продукты реакции извлекаются через промежуток времени, обусловленный активностью КС в данных условиях.

При отсутствии струйного насоса КО пласта в динамическом режиме можно осуществлять с помощью компрессора и специального клапанного устройства [50]. Разработанные технологические схемы осуществления КО в динамическом режиме, а также результаты опытно-промышленных испытаний (ОПИ) показывают эффективность данного способа обработки ПЗП. Особенно это касается пластов с высокой начальной температурой, когда скорость реакции высока (реакция соляной кислоты с карбонатами). Образующиеся продукты необходимо как можно быстрее удалять из зоны взаимодействия.

Применение БСКО позволяет значительно увеличить дебит скважин, приуроченных к карбонатным коллекторам. При этом соляная кислота при взаимодействии с карбонатной породой не реагирует с поровым пространством в полной мере, однако формирует в породе крупные высокопроницаемые червоточины. В рассматриваемом процессе скин-эффект может изменяться в диапазоне от –2 до –5, в зависимости от плотности трещин, пористости, компонентов КС, а также техники и технологии его применения. Радиус воздействия БСКО превышает 2 м от ствола скважины (при условии радиального распространения), а расход КС превышает 2 м<sup>3</sup> на погонный метр перфорированного интервала. Например, при толщине продуктивного пласта 10 м и объеме КС начиная с 20 м<sup>3</sup> технология может быть охарактеризована как БСКО. Трещиноватые коллекторы требуют кратного (в 3–6 раз) увеличения объема КС [13].

Основными условиями эффективности БСКО являются [13]: учет критериев применения КО при выборе первоочередных скважин-кандидатов; проектирование: сравнение лабораторных и промышленных исследований; определение изменения дебитов скважин в ходе проведения гидродинамических исследований скважин (ГДИС); моделирование процесса и оптимизации дизайна; управление процессом фильтрации: обработка по пропласткам; применение кислотного состава с замедлением процесса – нефтекислотных эмульсий (НКЭ), гелируемых внутри пласта кислотосодержащих полимерных композиций, самоотклоняющихся кислотных составов (СКС); соблюдение оптимального дизайна обработки.

При проектировании кислотного воздействия следует принимать во внимание геолого-физическую характеристику коллектора: его минералогический состав, проницаемость, сжимаемость и пористость горной породы, вязкость флюидов и температуру. Следует учитывать результаты каротажа, петрофизику и динамику показателей разработки месторождения для лучшего понимания проблем, связанных с ухудшением фильтрационно-емкостных характеристик породы коллектора. Последующий анализ связан с изучением истории выбранных скважин с дальнейшим определением фактических параметров и общей эффективности КО. Исследования кернов, в том числе изучение структуры порового пространства,

фильтрационно-емкостных свойств и краевого угла смачиваемости, совместимости породы с раствором глушения и другими технологическими жидкостями, планируемыми к применению, и другие исследования позволяют обосновать КС для обработки скважин. Использование экспериментальных данных в промысловых условиях следует осуществлять с определенными допущениями, так как при росте литологических и структурных изменений заметную роль приобретают обоснование оптимизации КС и дизайн его применения. При получении высокопроводящих червоточин при проведении КО важнейшими аспектами становятся процессы управления фильтрацией, темпами закачки и скоростью реакции с породой. Управление фильтрационными процессами позволяет повысить успешность КО в трещиновато-поровых коллекторах и достигнуть высокой отдачи из всех нефтенасыщенных интервалов пласта [14]. В стандартных КО применяют либо обычную соляную кислоту, либо модифицируют ее замедлителями [16, 17], совместно с реагентами отклоняющего характера [18, 53, 54]. Изолирующий состав (отклонитель) блокирует водонасыщенные / высокопроницаемые интервалы пласта, заставляя кислоту поступать в низкопроницаемые / нефтенасыщенные части пласта. При моделировании кислотного воздействия прогноз объема раствора кислоты осуществляют отдельно для каждой скважины конкретного месторождения. Данная задача сопряжена со значительными сложностями, связанными с зависимостью объемов кислоты от многочисленных факторов, связанных с геологией коллектора, процессами разработки и технологией процесса. Кроме того, необходимо учитывать неоднородность кольматирующей зоны, когда трещина пересекает поврежденную часть призабойной зоны. Отличительной особенностью технической организации БСКО является необходимость мобилизации на куст достаточного количества оборудования и емкостей для накопления в большом объеме КС для обеспечения непрерывности процесса обработки. Пока все необходимые компоненты не будут сконцентрированы на месте проведения работ, обработка не должна начинаться. Как отмечалось ранее, БСКО дает значительный успех при проведении ее в карбонатных отложениях, с природной или приобретенной трещиноватостью. В слабопроницаемых карбонатных коллекторах эффективность процесса невысока. Тем не менее высокие результаты могут быть достигнуты при проведении КГРП, т.е. при совместном процессе, предусматривающем гидроразрыв пласта и непосредственно кислотное воздействие на карбонатную породу. КГРП выполняется в карбонатных коллекторах с низкой проницаемостью с целью увеличения их проводимости за счет образования трещин и увеличения глубины обработки по простиранию продуктивного пласта. КГРП, происходящий при нагнетании жидкостей при давлениях, больших, чем давление разрыва породы, имеет своей целью создание высокопроводящего канала путем неоднородного растворения стенок трещины. Чтобы достигнуть высокой эффективности КГРП, необходимо добиться того, чтобы каналы после воздействия кислоты оставались открытыми. После воздействия кислоты в трещине растворение карбонатной породы происходит быстрее по сравнению с другими минералами, при смыкании трещины нерастворенные карбонаты создают препятствие к их смыканию. Пустотное пространство в образовавшихся каналах создает так называемые «каналы проводимости трещины», тем самым

обеспечивая приток нефти к скважине, в том числе и высокодебитной. В мягких карбонатах поддержание проводимости трещины за счет вновь образованных каналов может быть не достигнуто, так как при последующей разработке может осуществляться процесс «схлопывания» трещины. Учитывая приведенные доводы, для рассматриваемых коллекторов, как правило, используют КГРП с докреплением трещины проппантом [55]. Вследствие особенности породы объем проппанта может быть увеличен до 30 %. Важную роль в КС играют ингибиторы коррозии и добавки, функционально направленные на снижение потери кислоты через стенки трещины, при обосновании которых учитывают минимизацию вторичной кольматации в ПЗП. Непосредственный размер трещины определяется скоростью реакции кислоты с породой и зависит от величины утечки кислоты в стенки трещины. Для условий образования длинной трещины используют предоторочку геля, но закачка на последующей стадии КС может иметь значительные утечки через стенки трещины, вследствие чего глубина проникновения КС в трещину снижается, что, в свою очередь, приводит к снижению эффекта [20]. Замечено, что длина трещины зависит от температуры пласта. Причем снижение температуры низкопроницаемого пласта приводит к увеличению ее длины. Именно для рассматриваемых целей используют добавки при проведении КГРП, снижающие утечки жидкости через «стенки трещины». В мире имеется значительный опыт успешного применения КГРП, написано несколько монографий, рассматривающих этот метод [21–26], среди которых следует обратить внимание на постоянно обновляющиеся работы одного из ведущих специалистов в области стимуляции скважин Майкла Экономидеса. Необходимо упомянуть опубликованный [27] положительный опыт проведения КГРП на девонском объекте Харьягинского месторождения Тимано-Печорской нефтегазосной провинции. Стандартный метод обработки трещин, как правило, дает хорошие результаты на карбонатных коллекторах. Фронт кислоты проходит через открытую трещину и растворяет поверхность трещины неравномерно таким образом, что структура образованных каналов становится развитой. Но, зачастую, эти каналы, открытые при давлении во время обработки, после обработки уменьшаются, и трещина закрывается [50]. Большое внимание раскрытию естественных трещин и их закреплению было уделено еще в 1970 г. в работе Г.Т. Овнатанова [37], где он отметил успех в КО естественно трещиноватых коллекторов, в том числе и юга Сибирской платформы. Им был рассмотрен осинский горизонт Атовской, Балыхтинской и других площадей, а также ряд объектов иных месторождений. Показан положительный опыт технологии глубокого расклинивания микротрещин корундом с песком в скважине № 4 месторождения Чаладиди. В зависимости от общих геологических условий и, главным образом, от сетки трещин, которыми рассечена в данном разрезе горная порода, процесс обработки выполняется по двум технологическим разновидностям [37].

Вариант 1. Сетка микротрещин по всей залежи и в окрестностях эксплуатационного забоя распределена равномерно. В таких условиях рабочей жидкостью расклинивают естественные микротрещины в радиусе, равном 1 м от стенок скважины, и кислотой растворяют минералы, которыми трещины исполнены. Выдержав под давлением смесь кислоты в пласте, далее дренированием ее удаляют из пласта. Когда в поступающих пробах жидкости кислотность резко снижается и постепенно исчезает, приступают к

выполнению второго этапа процесса, а именно к закреплению трещин твердым агентом. Разместив в трещине твердый агент, скважину на некоторое время оставляют в покое, за которое стенки трещин сблизятся, и только после этого можно приступить к гидродинамическим исследованиям. Раскрытость трещин в таком положении будет длительно удерживаться в пласте упором из смеси высокопрочного шлифзерна тяжелого корунда и кварцевого песка, транспортируемых по стволу и укладываемых в трещине с помощью вязкой несущей жидкости. Также планируется процесс и в случаях, когда эксплуатационный забой скважины сложен породами, рассеянными зияющими микротрещинами, заполненными материнской нефтью (природным газом), но которые при вскрытии сомкнулись. Для восстановления первоначальной пропускной способности микротрещины необходимо раскрыть и закрепить твердым агентом на расстоянии от стенок не более 1 м, но уже по более простой технологической схеме без промежуточных работ по КО пласта.

Вариант 2. Сетка естественных микротрещин, которыми рассечена порода в зоне эксплуатационного забоя скважины, от главного направления их развития находится на некотором удалении, и микротрещины скважиной не пересекаются. О возможности рассеченности массива горных пород микротрещинами подобным образом можно заключить по многим фактам, часто встречающимся в практике нефтегазоразведок (осинский горизонт, Восточная Сибирь) [37]. В таких операциях КГРП основным видом разрушения горной породы, повышающим ее проницаемость, является уже не сплошное увеличение размеров живого сечения трещин, а формирование и развитие далеко уходящих в глубь пласта каналов связи, у которых кислота разъедает породу стенок микротрещин и растворяет минеральные образования, заполняющие микротрещины на большом удалении от эксплуатационного забоя. Для этого случая, очевидно, кислотный раствор нужно направлять по пути до встречи с главным направлением развития природных микротрещин, но, очевидно, не по нескольким каналам, а по одному-двум, имеющим значительную протяженность. Следовательно, отличительная особенность этого процесса заключается в том, что рабочая жидкость достигает зоны пласта с высокочастотной трещиноватостью, в результате чего у скважины с источником питания устанавливается устойчивая связь [37]. Технология КО закрытых трещин нашла развитие и в зарубежных работах. Показано, что в скважинах, в которых был ранее проведен ГРП, можно выполнять повторную обработку с использованием системы нагнетания кислоты в «закрытую» трещину при давлении ниже, чем давление, необходимое для раскрытия трещины. Этот метод называется технологией CFA (closed fracture acidizing – обработка закрытых трещин) [38–42]. Данный процесс нагнетания кислоты «в закрытую трещину» может рассматриваться для применения к любому карбонатному пласту, который уже имеет трещины, так как кислота «выбирает» каналы большей проводимости. Особенно это актуально в низкопроницаемых коллекторах. Эти трещины могут иметь следующее происхождение [38]: 1) трещины, созданные непосредственно перед обработкой закрытой трещины; 2) трещины, созданные ранее, в результате нагнетания кислоты в трещину или ГРП; 3) естественные трещины. На рис. 1 показано трехмерное изображение, полученное из набора двухмерных изображений сканер-томографа, результата

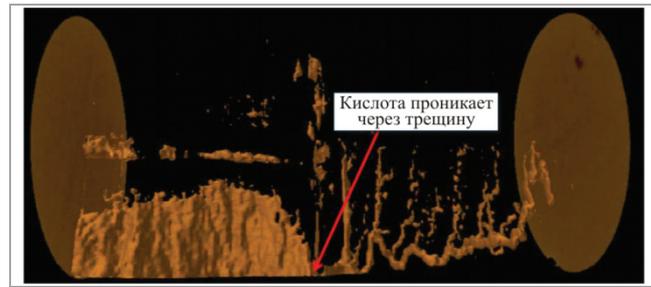


Рис. 1. Образец известняка после соляно-кислотной обработки

проникновения кислоты в перфорационное отверстие. Видно, что кислота практически не проникает в низкопористую матрицу, а распространяется по отверстию перфорации (аналог каверны) и трещине. Лишь после этого идет образование червоточин [56].

Метод нагнетания кислоты в «закрытые» трещины спроектирован так, чтобы позволить кислоте течь через существующие «закрытые» трещины при давлении ниже давления разрыва, путем образования каналов. По мере того как кислота закачивается низкими темпами и растворяет большие каналы потока, формируются широкие канавки или каналы на поверхности трещины. Эти канавки имеют тенденцию оставаться открытыми, сохраняя хорошую проводимость в жестких условиях смыкания, и они также позволяют легко выводить мелкие частицы или эмульсии. Кроме того, изначальная трещиноватая система может представлять собой естественные трещины, созданные через операцию гидроразрыва, или трещины, созданные и протравленные непосредственно перед «закрытой» обработкой. Метод основывается на нагнетании кислоты через закрытую или частично закрытую трещину на уровне или чуть ниже давления раскрытия трещины для предотвращения открытия трещины на заметную ширину. Кислота вытекает из этой закрытой трещины, возможно в турбулентном потоке, быстро растворяет большую часть поверхности породы, чем в случае течения по открытой трещине. Кроме того, для большинства карбонатных коллекторов существуют области или минеральные прожилки, которые имеют различные скорости реакции, в основном за счет различной растворимости в соляной кислоте, состава породы или проницаемости. Это условие обычно позволяет одной области растворяться быстрее, чем прилегающим областям. Участки или прожилки породы, растворяющиеся кислотой с большей скоростью, становятся больше, и в очень короткий период большая часть кислоты имеет тенденцию течь через них, создавая тем самым каналы или желобки. При определенных условиях эти каналы становятся настолько большими, что кислота больше не находится в турбулентном потоке. Эти легко растворимые области коллектора распространены в соответствии с плоскостью напластования [37], если таковая имеется, которая в большинстве случаев горизонтальная. Это, как правило, способствует тому, что кислота течет радиально, а не вертикально.

Как только кислота растворила малую часть поверхности трещины, создав относительно глубокие каналы или желобки, оставшаяся поверхность трещины может держать этот канал открытым в условиях высокого горного давления без полного разрушения канала травления. В работе [57] производится сравнение различных дизайнов сочетания этой технологии с технологией КГРП на месторождении LN провинции Тарин Китая с различной направленностью

трещин Ордовикского пласта. Следует также отметить недостатки метода CFA, которые необходимо принять во внимание: 1) пока не разработан способ моделирования или прогнозирования количества или протяженности протравленных каналов в случае данной технологии; 2) отклонение с помощью шариков может представлять проблему при низких скоростях закачки и дифференциальном давлении по перфорациям; однако обычно эту проблему можно преодолеть, если использовать уплотняющие шарики небольшого веса или сбалансированной плотности, и/или увеличивая скорость закачки, когда уплотняющие шарики находятся у перфорационных отверстий. Альтернатива – поинтервальная обработка. Метод нагнетания кислоты в закрытую трещину не сработает на определенных типах карбонатных пластов, и их трудно обозначить, спрогнозировать, если только не были проведены фильтрационные исследования на кернах. Так, когда пласт имеет несколько зон, которые не могут дренироваться вертикально, фактически нужно обработать каждую зону. Если одни перфорационные интервалы связаны с системой естественных трещин, а другие нет, то потокоотклонение при давлении, достаточное для разрыва несвязанных пропластков, является сложной задачей. Литературный обзор по обработке закрытых трещин показывает переменный успех обработок. Было найдено, что для достижения эффективности при обработке закрытых трещин для малопроницаемых пластов требуется увеличить длину трещины, в то время как для проницаемых коллекторов важно увеличение проводимости трещины [58]. Также скважины с хорошей начальной проницаемостью являются лучшими кандидатами для обработок [59]. Д.И. Пэрот и М.Г. Лонг [60] изучили как успешные, так неуспешные обработки по повторному раскрытию трещин в низкопроницаемом газовом коллекторе и сделали заключение, что скважины с хорошей изначальной продуктивностью являются лучшими кандидатами для повторного раскрытия трещин. Отличительные особенности поведения трещинного коллектора сформулированы в работах [37, 61]. При проведении обработки пласта с трещинным типом коллектора определяется не его приемистость, как в случае коллектора порового типа, а давление раскрытия трещин. В коллекторе трещинного типа давление раскрытия трещин важно прежде всего тем, что до его достижения в пласте приемистость практически отсутствует. В самом начале, когда начинают проявляться упругие свойства пласта, нагнетание жидкости производится при весьма малых расходах. Дальнейшее наращивание давления нагнетания приводит к новому качественному состоянию проницаемости ПЗП – возникает раскрытие естественных трещин: давление уже не растет, а скачкообразно начинает падать, сопровождаясь все увеличивающимся объемом закачиваемой в пласт рабочей жидкости [37]. Там же, где на контуре стенки скважины или вблизи его естественная трещиноватость пласта отсутствует, рабочая жидкость не будет поступать в пласт до давления ГРП.

### Выбор реагентов

После определения варианта технологии необходимо выбрать реагенты, содержащие кислотную составляющую. Это может быть сама кислота с различными добавками или кислотогенерирующая смесь веществ, которая в пласте выделяет кислоту, реагирующую с колматантом или породой пласта

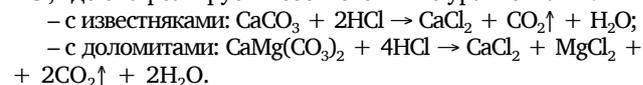


Рис. 2. Каналы после СКО в карбонатных образцах

коллектора. Поскольку карбонатные коллекторы по химической природе являются солями угольной кислоты, которые хорошо растворимы в кислотах, то основным методом стимуляции скважин в карбонатных коллекторах является кислотное воздействие. Базовым реагентом, используемым для восстановления или повышения проницаемости призабойной зоны скважин в карбонатных коллекторах, является соляная кислота (HCl), также применяются уксусная кислота (CH<sub>3</sub>COOH), аминосульфоновая кислота (NH<sub>2</sub>SO<sub>3</sub>H). Кроме того, для замедления реакции породы с кислотой используют вместо HCl реагенты, генерирующие кислоты в пласте (соли азотной и фосфорной кислот, сложные эфиры органических кислот), а также реагенты не кислотного типа (хелаты) – N,N-бис-(карбоксиметил)-L-глутаминовая кислота и ее соли, этилендиаминтетрауксусная кислота (ЭДТА), оксиэтилидендифосфоновая кислота (ОЭДФ), нитрилотриметилфосфоновая кислота (НТФ), растворяющие карбонатную породу при высоких температурах [62, 63]. Подавляющее большинство методов стимуляции скважин в карбонатных коллекторах основано на создании высокопроводящих каналов [12, 20, 23, 56, 64–68]. В зависимости от типа обработки и структуры порового пространства это могут быть как трещины, так и червоточины (рис. 2).

Необходимо отметить, что увеличение скорости нагнетания приводит к образованию более разветвленных червоточин и согласуется с экспериментальными и теоретическими результатами нескольких исследователей [69].

КО карбонатов обычно проводится с использованием HCl, где она реагирует в соответствии с уравнениями:



Хлористый кальций и хлористый магний, образующиеся в результате реакции, хорошо растворимы в воде. Углекислый газ также легко удаляется из скважины либо при соответствующем давлении (свыше 7,6 МПа) растворяется в той же воде [52]. Для обработки скважин обычно готовится 10–15%-ный раствор соляной кислоты, так как при большем ее содержании нейтрализованный раствор получается очень вязким, что затрудняет его выход из пор пласта. Однако для низкотемпературных доломитовых отложений концентрация соляной кислоты может быть увеличена до 20–24 %, так как доломиты требуют большего удельного расхода кислоты, и скорость растворения их существенно ниже, чем у известняков. Рассмотрим наиболее известные модификаторы, применяемые в кислотных составах для различных целей. Так, ингибиторы кислотной

коррозии (ИКК) используются для снижения коррозии скважинного оборудования кислотой. Они адсорбируются на поверхности труб, образуя защитную пленку, которая уменьшает скорость воздействия кислоты на сталь. Кислотная коррозия усиливается с увеличением температуры, при этом уменьшается способность ингибитора адсорбироваться на стали. Использование совместно двух ингибиторов оказывает синергетический эффект на уменьшение коррозии. Главные факторы, влияющие на коррозию, – это природа самой стали, тип кислоты, ее концентрация, перемешивание, температура, давление, растворимость ИКК и его концентрация, отношение площади металла к объему кислоты, время контакта, присутствие синергетического эффекта при ингибировании, влияние других добавок.

В качестве ингибитора кислотной коррозии в СССР в 1935–1936 гг. начали применять формалин [49]. Поверхностно-активные вещества (ПАВ) также используются при КО для снижения скорости реакции с горной породой, пенообразования, демульсации водонефтяных эмульсий (ВНЭ), снижения капиллярных давлений в пористой среде, улучшения растворимости нефтенасыщенных коллекторов, снижения гидравлических потерь на трение (эффект Томса), диспергирования и отмыва асфальтеномолопарафиновых отложений (АСПО), инверсии смачиваемости коллекторской поверхности [23, 65].

Количество используемых ПАВ зависит от цели их применения. ПАВ, используемые для снижения фазового натяжения и / или гидрофилизации, обычно применяются в количестве от 0,2 до 0,5 %. Другие цели требуют больших концентраций. Взаимные растворители (ВЗР) – группа полярных неэлектролитов, которые растворяются в нефти, кислоте, пресной воде, минерализованной воде. ВЗР в литературе также называют универсальными растворителями (УР) [12]. ВЗР глубже проникают, чем ПАВ, и используются для увеличения смешиваемости кислоты и нефти путем уменьшения межфазного или поверхностного натяжения. Они более эффективны, чем большинство ПАВ, в качестве гидрофилизаторов поверхности, для предотвращения эмульсообразования и минимизации образования сладжа (выпадения тяжелых компонентов нефти). Кроме того, ВЗР растворяют нефть в поровом пространстве пласта, делая поверхность пор гидрофильной. Таким образом, ВЗР позволяют регулировать скорость реакции кислоты с породой. Конечным результатом является то, что ВЗР улучшает извлечение израсходованной кислоты после обработки. Концентрация ВЗР зависит от цели использования и условий применения, но колеблется от 0,5 до 35,0 %. Несовместимость имеет место при смешивании разных ПАВ и / или ВЗР. В качестве ВЗР могут применяться алифатические спирты, карбоновые кислоты, ацетон, диоксан, сложные эфиры спиртов и органических кислот, простые эфиры спиртов и гликолей (целлозольвы). Основными неуглеводородными растворителями при КО ПЗП на российских месторождениях являются метанол, ацетон, изопропанол, бутанол, включая кубовые остатки, гликоли (полигликоли), производные диоксановых спиртов [12].

В зарубежной практике нефтегазодобычи предпочтение отдают растворителям именно класса ВЗР, при этом преследуют дифференцированное их действие в ПЗП. Наиболее часто исследуемым и широко используемым реагентом в составе КС на месторождениях США является монобутиловый эфир этиленгликоля (ЭГМБЭ, EGMBE, бутилцеллозольв) [12, 23]. Концентрация, в которой применяется ЭГМБЭ, варьируется от 1 до 10 %, но оптимальной считается

3–5 % [23]. Также следует отметить, что полярные растворители используются не только в качестве модификаторов КС, но и в качестве самостоятельной стадии, которую осуществляют перед закачкой КС. Для этой цели в основном используют растворители ароматического типа [4]. Добавки, так называемые стабилизаторы глин, представляют собой вещества, используемые для минимизации поглощения воды частицами алюмосиликатов. Применение добавок для алюмосиликатов позволяет предотвращать коагуляцию, эмульсообразование, снижая при этом давление обработки и время очистки ПЗП. В качестве стабилизаторов глин традиционно используются хлориды аммония или калия, но эти реагенты применяются в основном в качестве предоторочки перед закачкой КС. Также в качестве стабилизаторов используются четвертичные амины и четвертичные полиамины [4, 23]. Кроме того, для этой цели плавиковая кислота в составе грязевой кислоты может заменяться на борфтористоводородную для устранения вторичной коагуляции глинистыми частицами [4]. С целью доставки кислоты в необходимые интервалы пласта и увеличения глубины проникновения кислоты в пласт используют различные модификации КС – это НКЭ, пенокислоты, загеленные кислотные системы и самоотклоняющиеся кислотные системы. Известно, что вязкость и стабильность НКЭ зависят от многих факторов, таких как способ приготовления эмульсии, характеристики нефти, отношения количества кислоты к нефти, эмульгатора и др. [49].

Действие химических отклонителей на полимерной основе [48] связано с блокированием высокопроводящих каналов пласта с целью последующей стимуляции всей ПЗП [48]. В последнее время в зарубежной литературе появились сообщения о новых технологиях КО продуктивных пластов. Наибольший интерес из них представляют КО как с предварительной закачкой углекислого газа, так и с использованием вязкоэластичных СКК, в частности технология компании Schlumberger – VDA (viscoelastic diverting acids), представляющая собой смесь кислоты и мицеллообразующего ПАВ. Принцип действия VDA основан на изменении ее реологических свойств в зависимости от кислотности среды. В то время как система VDA (смесь HCl, вязкоупругого ПАВ, представляющего собой молекулу с головкой из положительной четвертичной аммониевой и отрицательной карбоксильной групп и длинным гидрофобным углеводородным хвостом, и обычных присадок, требуемых для КО) прокачивается вниз по стволу скважины через НКТ или обсадные трубы, она сохраняет низкую вязкость, затем загущается, блокируя каналы, и, наконец, при приближении концентрации кислоты к истощению вновь разжижается [70].

Уникальные реологические свойства системы VDA позволяют повысить темпы нагнетания при использовании гибких колонн НКТ и в то же время предоставляют исключительные возможности по отклонению агентов, которые требуются при закачке растворов на поглощение в более сложных условиях заканчивания скважин [52].

### Заключение

Рассмотрены различные технологии кислотных обработок карбонатных объектов, показано отсутствие единообразного подхода к выбору критериев применимости технологий в зависимости от геолого-физических условий продуктивных коллекторов. Анализ технологии замедления кислотных составов для условий

высокотемпературных карбонатных коллекторов показал перспективность применения кислотных составов, замедленных поверхностно-активными веществами, органическими кислотами, хелатными соединениями. Выполнен анализ технологий предотвращения

кольматации ПЗП, возникающей при проведении кислотных обработок. Показано отсутствие методик расчета рисков выпадения тяжелых компонентов нефти при проведении кислотной обработки в зависимости от геолого-физических условий объекта воздействия.

Библиографический список

1. Тенденции в обработке матрицы / К. Кроун, Ж. Масмонтейл, Э. Тоубул, Т. Рон // Нефтяное обозрение. – 1996. – № 10. – С. 20–37.
2. Грей Ф. Добыча нефти / пер. с англ. З.П. Свитанько. – М.: Олимп-Бизнес, 2001. – 416 с.
3. Fransh H. Increasing the Flow of Oil Wells. – US 556669. – 1896.
4. Rae Ph., di Lullo G. Matrix Acid Stimulation // SPE European Formation Damage Conference. – The Hague, The Netherlands, 13–14 May, 2003. Paper SPE 82260. – 2003. DOI: 10.2118/82260-MS
5. Комплексный подход к увеличению эффективности кислотных обработок скважин в карбонатных коллекторах / А.Г. Теллин, Т.А. Исмагилов, Н.З. Ахметов, В.В. Смыков, Н.И. Хисамутдинов // Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 8. – С. 69–74.
6. Патент № 7603261 США, МПК G 06 F 17/50, E 21 B 36/02. Method for Predicting Acid Placement in Carbonate Reservoirs / Philippe Tardy; заявитель и патентообладатель Schlumberger Technology Corporation. – № US 2008/0015832 A1; заявл. 29.11.06; опубл. 13.10.09. – 31 с.
7. Патент № 7774183 США, МПК G 06 F 7/48. Flow of Self-Diverting Acids in Carbonate Reservoirs / Philippe Tardy, Bruno Lecerf; заявитель и патентообладатель Schlumberger Technology Corporation. – № US 2008/0015831 A1; заявл. 11.07.06; опубл. 10.08.10. – 20 с.
8. Патент № 7853440 США, МПК G 06 F 7/48. Method for Large-Scale Modeling and Simulation of Carbonate Wells Stimulation / Charles Edouard Cohen, Didier Ding, Brigitte Bazin, Nichel Quintard; заявитель и патентообладатель Institut Francais du Petrole. – № US 2007/0244681 A1; заявл. 09.03.07; опубл. 14.12.10. – 15 с.
9. Патент № 7666821 США, МПК C 09 K 8/60. Self-Diverting Pre-Flush Acid for Sandstone / Diankui Fu; заявитель и патентообладатель Schlumberger Technology Corporation. – № US 2004/0009880 A1; заявл. 20.02.03; опубл. 23.02.10. – 26 с.
10. Патент № 7770644 США, МПК E 21 B 43/16. Self Diverting Matrix Acid / Diankui Fu, Mohan Panga, Slaheddine Kefi, Marieliz Garcia-Lopez de Victoria; заявитель и патентообладатель Schlumberger Technology Corporation. – № US 2007/0256835 A1; заявл. 27.06.07; опубл. 10.08.10. – 10 с.
11. Патент № 7902124 США, МПК C 09 K 8/52, E 21 B 37/06. Self-Diverting Acid Treatment with Formic-Acid-Free Corrosion Inhibitor / Syed Ali, Javier Sanchez Reyes, Mathew M. Samuel, Francois M. Auzeais; заявитель и патентообладатель Schlumberger Technology Corporation. – № US 2010/0056405 A1; заявл. 21.08.09; опубл. 08.03.11. – 9 с.
12. Глущенко В.Н., Пташко О.А., Харисов Р.Я. Кислотные обработки: составы, механизмы реакций, дизайн. – Уфа: АН РБ, Гилем, 2010. – 388 с.
13. Факторы, влияющие на эффективность кислотной стимуляции скважин в карбонатных коллекторах / Р.Я. Харисов, А.Р. Шарифуллин, А.Г. Теллин, А.Г. Загуренко // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2007. – № 1. – С. 18–24.
14. Pongratz R., Kontarev R., Robertson V. Optimizing Matrix Acid Treatments in a Multilayered Reservoir in Russia by Applying Different Diversion Techniques // SPE 94485. – 2005. – May, 27. DOI: 10.2118/94485-MS
15. Исследования кислотного воздействия с применением потокоотклонителей на карбонатные коллекторы месторождения им. П. Требса / С.А. Вахрушев, А.Е. Фоломеев, Ю.А. Котенев, Р.М. Набуллини // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 4. – С. 112–117.
16. Emulsified Acid Enhances Well Production in High-Temperature Carbonate Formations / R.C. Navarrete, B.A. Holms, S.B. McConnell, D.E. Linton // SPE 50612. – 1998. – October, 20–22. DOI: 10.2118/50612-MS
17. Field Application of Emulsified Acid-Based System to Stimulate Deep, Sour Gas Reservoirs in Saudi Arabia / H.A. Nasr-El-Din, J.R. Solares, S.H. Al-Mutairi, M.D. Mahoney // SPE 71693. – 2001. – September, 30–October, 03. DOI: 10.2118/71693-MS
18. Saxon A., Charagi B., Reda Abdel Rahman M. An Effective Matrix Diversion Technique for Carbonate Formations // SPE 37734. – 1997. – March, 15–18. DOI: 10.2118/37734-MS
19. Kalfayan L.J., Martin A.N. The Art and Practice of Acid Placement and Diversion: History, Present State, and Future // SPE 124141. – 2009. DOI: 10.2118/124141-MS
20. Gdansk R. Recent Advances in Carbonate Stimulation // IPTC 10693. – 2005. – November, 21–23. DOI: 10.2523/IPTC-10693-MS
21. Williams B.V., Gidley J.L., Schechter R.S. Acidizing Fundamentals // Soc. Petrol. Eng. of AIME. – New York, Dallas, 1979. – Ch. 10.
22. Economides M.J., Nolte K.G. Acid Fracture Propagation and Production, in Reservoir Stimulation. – Prentice Hall, Englewood Cliffs, NJ, 1989. – Ch. 18.
23. Economides M.J., Nolte K.G. Reservoir Stimulation. – 3 Ed. – John Wiley & Sons, Ltd, New York, 2000.
24. Экономидес М., Нолте К. Повышение продуктивности нефтегазовых коллекторов: в 2 т. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2011. – Т. 1. – 676 с.; Т. 2. – 674 с.
25. Economides M.J. Petroleum Production Systems / M.J. Economides, A.D. Hill, C. Ehlig-Economides. – Upper Saddle River, NJ 07458, 1993. – 611 p.
26. Экономидес М., Олини Р., Валько П. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта: от теории к практике: пер. с англ. А. Корнилов, И. Вафин; ОАО «НК «Роснефть». – М.: Ин-т компьютерных исследований, 2007. – 236 с.
27. Успешный кислотный гидроразрыв пласта (ГРП) в неблагоприятных условиях Харьгинского месторождения: полученный опыт и комплексная оценка работ / А. Пуатрено, П. Ферран, П. Пушет, Ж. Мэньер // SPE 102475. – 2006. DOI: 10.2118/102475-MS
28. Патент № 6772847 США, МПК E 21 B 7/04, E 21 B 7/18. Chemically Enhanced Drilling Methods / Rae Philip J., Di Lullo Arias, Gino F., Portman, Lance N.; заявитель и патентообладатель BJ Services Company. – № US 2003/0164252 A1; заявл. 26.02.02; опубл. 10.08.04. – 11 с.
29. Rae Ph., di Lullo G. Chemically-Enhanced Drilling With Coiled Tubing in Carbonate Reservoirs // SPE 67830. DOI: 10.2118/67830-MS
30. Portman L., Rae Ph., Munir A. Full-Scale Tests Prove it Practical to «Drill» Holes with Coiled Tubing Using Only Acid; No Motors, No Bits // SPE 74824. – 2002. DOI: 10.2118/74824-MS
31. Global Application of Coiled-Tubing Acid Tunneling Yields Effective Carbonate Stimulation / F.O. Stanley, L.N. Portman, J.D. Diaz, R.L. Darmawan, J.P. Strasburg, J.S. Clark, M.S. Navarro // SPE 135604. – 2010. DOI: 10.2118/135604-MS
32. Moss P., Portman Rae L., di Lullo G. Nature Had It Right After All! Constructing a «Plant Root» – Like Drainage System with Multiple Branches and Uninhibited Communication with Pores and Natural Fractures // SPE 103333. – 2006. DOI: 10.2118/103333-MS
33. Successful Offshore Application of Acid Tunneling Technology: Overcoming the Difficulties of High Depths, Temperatures, and Deviations / L.A.A. Perex, J.D. Diaz, M. Navarro, P. Moss, J. Curtis // SPE 113855. – 2008. DOI: 10.2118/113855-MS
34. Successful Implementation of Coiled-Tubing Acid Tunneling Gives Operator a Viable Alternative to Conventional Stimulation Techniques in Carbonate Reservoirs / J.D. Diaz, V. Espina, M. Guerrero, O. Colmenares, P. Moss // SPE 107084. – 2007. DOI: 10.2118/107084-MS
35. Akhukubekov A.E., Vasilyev V.N. Acid Tunneling Technology: Application Potential in Timan-Pechora Carbonates // SPE 135989. – 2010. DOI: 10.2118/135989-MS
36. Strasburg J., Clark J. Acid Tunneling Stimulation in Oklahoma Limestone Using Coiled Tubing // SPE 120772. – 2009. DOI: 10.2118/120772-MS
37. Овнатанов Г.Т. Вскрытие и обработка пласта. – М.: Недра, 1970. – 312 с.
38. Fredrickson S.E. Stimulating Carbonate Formations Using a Closed Fracture Acidizing Technique // SPE 14654. – 1986. DOI: 10.2118/14654-MS
39. Патент № 3768564 США, МПК E 21 B 43/27. Method of Fracture Acidizing Formation / S.E. Frederickson, J.A. Knox; заявитель и патентообладатель Halliburton Company. – 137625; заявл. 26.04.71; опубл. 30.10.73. – 5 с.
40. Патент № 3842911 США, МПК E 21 B 43/27, E 21 B 43/26. Method of Fracture Acidizing a Well Formation / Knox J.A., Frederickson S. E.; заявитель и патентообладатель Halliburton Company. – № 349909; заявл. 09.04.73; опубл. 22.10.74. – 4 с.
41. Sollman M.Y., Hunt J.L., Daneshi T. Well-Test Analysis Following a Closed-Fracture Acidizing Treatment // SPE 17972. – 1990. DOI: 10.2118/17972-PA
42. Field and Laboratory Experience in Closed Fracture Acidizing the Lisburne Field, Prudhoe Bay, Alaska / K.M. Bartko, M.W. Conway, T.E. Krawietz, R.B. Marquez, R.G.M. Oba // SPE 24855. – 1992. DOI: 10.2118/24855-MS
43. Pascaloni G., Tambini M. Advances in Matrix Stimulation Technology // JPT. – 1993. – № 43 (3). – P. 256–263. DOI: 10.2118/20623-PA
44. Bhalla K. Coiled Tubing Extended Reach Technology // SPE 30404. – 1995. DOI: 10.2118/30404-MS
45. A Novel Technique to Acidize Horizontal Wells with Extended Reach / H.A. Nasr-El-Din, N.S. Al-Habib, M. Jemmali, A. Lahmadi, M. Samuel // SPE 90385. – 2004. DOI: 10.2118/90385-MS
46. Novel Technique for Improved CT Access and Stimulation in an Extended-Reach Well / H.A. Nasr-El-Din, I.H. Arnaout, J.B. Chesson, K. Cawiezell // SPE 94044. – 2005. DOI: 10.2118/94044-MS
47. Glasbergen G., Buijse M. Improved Acid Diversion Design Using a Placement Simulator // SPE 102412-MS. – 2006. DOI: 10.2118/102412-MS
48. Nasr-El-Din H.A., Taylor K.C., Al-Hajji H.N. Propagation of Cross-Linkers Used in In-Situ Gelled Acids in Carbonate Reservoirs // SPE 75257. – 2002. DOI: 10.2118/75257-MS
49. Логинов Б.Г., Мальшев Л.Г., Гарифуллин Ш.С. Руководство по кислотным обработкам скважин. – М.: Недра, 1966. – 219 с.
50. Сучков Б.М. Соляно-кислотные обработки скважин в динамическом режиме // Нефтяное хозяйство. – 1987. – № 6. – С. 52–56.
51. Ибрагимов Г.З., Хисамутдинов Н.И. Справочное пособие по применению химических реагентов в добыче нефти. – М.: Недра, 1983. – 312 с.
52. Арбузов В.Н. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. – Томск: Изд-во ТПУ, 2011. – Ч. 1. – 200 с.
53. Magee J., Buijse M.A., Pongratz R. Method for Effective Fluid Diversion When Performing a Matrix Acid Stimulation in Carbonate Formation // SPE 37736. – 1997. – March, 17–20. DOI: 10.2118/37736-MS
54. Field Cases of a Zero Damaging Stimulation and Diversion Fluid from the Carbonate Formations in North Kuwait / M. Al-Mutawa, E. Al-Anzi, M. Jemmali, M. Samuel // SPE 80225. – 2003. – February, 5–8. DOI: 10.2118/80225-MS
55. Valhall Field: Horizontal Well Stimulation «Acid vs. Proppant» and Best Practices for Fracture Optimization / K.E. Olson, E. Olsen, S. Haidar, A. Boulatsel, K. Brekke // SPE 84392. – 2003, October. DOI: 10.2118/84392-MS
56. An Evaluation of the Impact of Reactive Perforating Charges on Acid Wormholing in Carbonates / N.J. Diaz, M.R.G. Bell, J.T. Hardesty, A.D. Hill, H.A. Nasr-El-Din // SPE 138434. – 2010. DOI: 10.2118/138434-MS
57. Optimization of Acid Fracturing to Improve Heavy Oil Production in Naturally Fractured Carbonates / Xugang Wang, Honglan Zou, Xingquan Zheng, Fuxiang Zhang, Yonghong Fan, Xingsheng Cheng, Rusheng Zhang // SPE 80897. – 2003. DOI: 10.2118/80897-MS
58. Pournik M., Mahmoud M., Nasr-El-Din H.A. A Novel Application of Closed-Fracture Acidizing // SPE 124874. – 2011. DOI: 10.2118/124874-MS
59. Reese J.L., Britt L.K., Jones J.R. Selecting Economic Refracturing Candidates // SPE 28490. – 1994. DOI: 10.2118/28490-MS
60. Parrot D.L., Long M.G. A Case History of Massive Hydraulic Refracturing in the Tight Muddy «J» Formation // SPE 7936. – 1979. DOI: 10.2118/7936-MS
61. Вадецкий Ю.В., Обморышев К.М., Окунь Б.И. Испытание трещинных коллекторов в процессе бурения. – М.: Недра, 1976. – 157 с.
62. Optimum Injection Rate of A New Chelate that Can Be Used to Stimulate Carbonate Reservoirs / M.A. Mahmoud, H.A. Nasr-El-Din, C.A. De Wolf, J.N. LePage // SPE 133497. – 2011. DOI: 10.2118/133497-MS
63. Stimulation of Carbonate Reservoirs Using GLDA (Chelating Agent) Solutions / M.A. Mahmoud, H.A. Nasr-El-Din, C.A. De Wolf, J.N. LePage // SPE 132286. – 2010. DOI: 10.2118/132286-MS
64. Hoefner M.L., Fogler H.S. Pore Evolution and Channel Formation during Flow and Reaction in Porous Media // AIChE J. – 1988. – Vol. 34, № 1. – P. 45–54. DOI: 10.1002/aic.690340107
65. Kalfayan L. Production Enhancement with Acid Stimulation. – 2 ed. – Tulsa Oklahoma: PennWell Corporation, 2008. – 270 p.
66. Fred C.N., Fogler H.S. The Influence of Chelating Agents on the Kinetics of Calcite Dissolution // J. Colloid Interface Sci. – 1998. – August. – № 204 (1). – P. 187–197. DOI: 10.1006/jcis.1998.5535

67. Fredd C.N., Fogler H.S. The Kinetics of Calcite Dissolution in Acetic Acid Solutions // *Chem. Eng. Sci.* – 1998. – October. – № 53 (22). – P. 3863–3874. DOI: 10.1016/S0009-2509(98)00192-4
68. Fredd C.N., Fogler H.S. Alternative Stimulation Fluids and Their Impact on Carbonate Acidizing // *SPE J.* – 1998. – № 813 (1). – P. 34. DOI: 10.2118/31074-MS
69. Abu-Syed I.S., Shuchart C.E., Gong M. Well Stimulation for Thick Carbonate Reservoirs // *IPTC 10647*. – 2005. DOI: 10.2523/IPTC-10647-MS
70. Impact of Acid Additives on the Rheological Properties of Viscoelastic Surfactants and Their Influence on Field Application / A.H. Al-Ghamdi, H.A. Nasr-El-Din, Al-Qahtani, A.A. Abdulqader, M. Samuel // *SPE 89418*. – 2004. DOI: 10.2118/89418-PA

## References

1. Kroui K., Masmonteil Zh., Toubul E., Ron T. Tendentsii v obrabotke matritsy [Matrix Processing Trends]. *Neftianoe obozrenie*, 1996, no. 10, pp. 20-37.
2. Grei F. Dobycha nefi [Oil production]. Moscow: Olimp-Biznes, 2001, 416 p.
3. Fransch H. Increasing the Flow of Oil Wells. US 556669, 1896.
4. Rae Ph. di Lullo G. Matrix Acid Stimulation. *SPE European Formation Damage Conference*. The Hague, The Netherlands, 13-14 May, 2003. Paper SPE 82260, 2003. DOI: 10.2118/82260-MS
5. Telin A.G., Ismagilov T.A., Akhmetov N.Z., Smykov V.V., Khisamutdinov N.I. Kompleksnyi podkhod k uvelicheniiu effektivnosti kislotnykh obrabotok skvazhin v karbonatnykh kolektorakh [An integrated approach to increasing the efficiency of acidizing wells in carbonate reservoirs]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2001, no. 8, pp. 69-74.
6. Tardy Philippe. Method for Predicting Acid Placement in Carbonate Reservoirs. Patent U.S. no. 7603261 (2009).
7. Tardy Philippe, Lecerf Bruno. Flow of Self-Diverting Acids in Carbonate Reservoirs. Patent U.S. no. 7774183 (2010).
8. Cohen Charles Edouard, Ding Didier, Bazin Brigitte, Quintard Nichel. Method for Large-Scale Modeling and Simulation of Carbonate Wells Stimulation. Patent U.S. no. 7853440 (2010).
9. Fu Diankui. Self-Diverting Pre-Flush Acid for Sandstone. Patent U.S. no. 7666821 (2010).
10. Fu Diankui, Panga Mohan, Kefi Slaheddine, Marieliz Garcia-Lopez de Victoria. Self Diverting Matrix Acid. Patent U.S. no. 7770644 (2010).
11. Syed Ali, Javier Sanchez Reyes, Mathew M. Samuel, Francois M. Auzezeris. Self-Diverting Acid Treatment with Formic-Acid-Free Corrosion Inhibitor. Patent U.S. no. 7902124 (2011).
12. Glushchenko V.N., Ptashko O.A., Kharisov R.Ia. Kislotnye obrabotki: sostavy, mekhanizmy reaktsii, dizain [Acid treatments: compositions, reaction mechanisms, design]. Ufa: AN RB, Gilem, 2010, 388 p.
13. Kharisov R.Ia., Sharifullin A.R., Telin A.G., Zagurenko A.G. Faktory, vliiaushchie na effektivnost' kislotnoi stimulatsii skvazhin v karbonatnykh kolektorakh [Factors affecting the effectiveness of acid stimulation of wells in carbonate reservoirs]. *Nauchno-tekhnicheskii vestnik OAO "NK "Rosneft"*, 2007, no. 1, pp. 18-24.
14. Pongratz R., Kontarev R., Robertson B. Optimizing Matrix Acid Treatments in a Multilayered Reservoir in Russia by Applying Different Diversion Techniques. *SPE 94485*, 2005, May, 27. DOI: 10.2118/94485-MS
15. Vakhrushev S.A., Folomeev A.E., Kotenev Iu.A., Nabiullin R.M. Issledovaniia kislotnoy vozdeistviia s primeneniem potokootklonitelei na karbonatnye kolektory mestorozhdeniia imeni R. Trebsa [Acid treatment with diverting on carbonate reservoirs of R. Trebs oil field]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2016, no. 4, pp. 112-117.
16. Navarrete R.C., Holms B.A., McConnell S.B., Linton D.E. Emulsified Acid Enhances Well Production in High-Temperature Carbonate Formations. *SPE 50612*, 1998, October, 20-22. DOI: 10.2118/50612-MS
17. Nasr-El-Din H.A., Solares J.R., Al-Mutairi S.H., Mahoney M.D. Field Application of Emulsified Acid-Based System to Stimulate Deep, Sour Gas Reservoirs in Saudi Arabia. *SPE 71693*, 2001, September, 30-October, 03. DOI: 10.2118/71693-MS
18. Saxon A., Chariag B., Reda Abdel Rahman M. An Effective Matrix Diversion Technique for Carbonate Formations. *SPE 37734*, 1997, March, 15-18. DOI: 10.2118/37734-MS
19. Kalfayan L.J., Martin A.N. The Art and Practice of Acid Placement and Diversion: History, Present State, and Future. *SPE 124141*, 2009. DOI: 10.2118/124141-MS
20. Gdanski R. Recent Advances in Carbonate Stimulation. *IPTC 10693*, 2005, November, 21-23. DOI: 10.2523/IPTC-10693-MS
21. Williams B.B., Gidley J.L., Schechter R.S. Acidizing Fundamentals. *Soc. Petrol. Eng. of AIME*. New York, Dallas, 1979, Ch. 10.
22. Economides M.J., Nolte K.G. Acid Fracture Propagation and Production, in Reservoir Stimulation. Prentice Hall, Englewood Cliffs, NJ, 1989, Ch. 18.
23. Economides M.J., Nolte K.G. Reservoir Stimulation. 3 Ed. John Wiley & Sons, Ltd, New York, 2000.
24. Ekonomides M., Nolte K. Povyshenie produktivnosti neftegazovykh kolektorov [Increasing the productivity of oil and gas reservoirs]. Moscow-Izhevsk: Institut kompiuternykh issledovaniy, 2011, vol. 1, 676 p., vol. 2, 674 p.
25. Economides M.J., Hill A.D., Ehlig-Economides C. Petroleum Production Systems. Upper Saddle River, NJ 07458, 1993, 611 p.
26. Ekonomides M., Olini R., Val'ko P. Unifitsirovannyi dizain gidrorazryva plasta: ot teorii k praktike [Unified Fracturing Design: From Theory to Practice]. Moscow-Izhevsk: Institut kompiuternykh issledovaniy, 2007, 236 p.
27. Puatreno A., Ferran P., Puzhet P., Men'er Zh. Uspeshnyi kislotnyi gidrorazryv plasta (GRP) v neblagopriatnykh usloviakh Khariaginskogo mestorozhdeniia: poluchennyi opyt i kompleksnaia otsenka rabot [Successful Acid-Fracturing in Adverse Conditions: Lessons Learnt and Integrated Evaluation in the Kharyaga Field]. *SPE 102475*, 2006. DOI: 10.2118/102475-MS
28. Rae Phillip J., Di Lullo Arias, Gino F., Portman, Lance N. Chemically Enhanced Drilling Methods. Patent U.S. no. 6772847 (2004).
29. Rae Ph., di Lullo G. Chemically-Enhanced Drilling With Coiled Tubing in Carbonate Reservoirs. *SPE 67830*. DOI: 10.2118/67830-MS
30. Portman L., Rae Ph., Munir A. Full-Scale Tests Prove it Practical to "Drill" Holes with Coiled Tubing Using Only Acid; No Motors, No Bits. *SPE 74824*, 2002. DOI: 10.2118/74824-MS
31. Stanley F.O., Portman L.N., Diaz J.D., Darmawan R.L., Strasburg J.P., Clark J.S., Navarro M.S. Global Application of Coiled-Tubing Acid Tunneling Yields Effective Carbonate Stimulation. *SPE 135604*, 2010. DOI: 10.2118/135604-MS
32. Moss P., Portman Rae L., di Lullo G. Nature Had It Right After All! Constructing a "Plant Root" – Like Drainage System with Multiple Branches and Uninhibited Communication with Pores and Natural Fractures. *SPE 103333*, 2006. DOI: 10.2118/103333-MS
33. Perex L.A.A., Diaz J.D., Navarro M., Moss P., Curtis J. Successful Offshore Application of Acid Tunneling Technology: Overcoming the Difficulties of High Depths, Temperatures, and Deviations. *SPE 113855*, 2008. DOI: 10.2118/113855-MS
34. Diaz J.D., Espina V., Guerrero M., Colmenares O., Moss P. Successful Implementation of Coiled-Tubing Acid Tunneling Gives Operator a Viable Alternative to Conventional Stimulation Techniques in Carbonate Reservoirs. *SPE 107084*, 2007. DOI: 10.2118/107084-MS
35. Akhkubekov A.E., Vasilyev V.N. Acid Tunneling Technology: Application Potential in Timan-Pechora Carbonates. *SPE 135989*, 2010. DOI: 10.2118/135989-MS
36. Strasburg J., Clark J. Acid Tunneling Stimulation in Oklahoma Limestone Using Coiled Tubing. *SPE 120772*, 2009. DOI: 10.2118/120772-MS
37. Ovnanov G.T. Vskrytie i obrabotka plasta [Opening and treatment of the formation]. Moscow: Nedra, 1970, 312 p.
38. Fredrickson S.E. Stimulating Carbonate Formations Using a Closed Fracture Acidizing Technique. *SPE 14654*, 1986. DOI: 10.2118/14654-MS
39. Fredrickson S.E., Knox J.A. Method of Fracture Acidizing Formation. Patent U.S. no. 3768564 (1973).
40. Knox J.A., Fredrickson S.E. Method of Fracture Acidizing a Well Formation. Patent U.S. no. 3842911 (1974).
41. Sollman M.Y., Hunt J.L., Daneshi T. Well-Test Analysis Following a Closed-Fracture Acidizing Treatment. *SPE 17972*, 1990. DOI: 10.2118/17972-PA
42. Bartko K.M., Conway M.W., Krawietz T.E., Marquez R.B., Oba R.G.M. Field and Laboratory Experience in Closed Fracture Acidizing the Lisburne Field, Prudhoe Bay, Alaska. *SPE 24855*, 1992. DOI: 10.2118/24855-MS
43. Paccaloni G., Tambini M. Advances in Matrix Stimulation Technology. *JPT*, 1993, no. 43(3), pp. 256-263. DOI: 10.2118/20623-PA
44. Bhalla K. Coiled Tubing Extended Reach Technology. *SPE 30404*, 1995. DOI: 10.2118/30404-MS
45. Nasr-El-Din H.A., Al-Habib N.S., Jemmali M., Lahmadi A., Samuel M. A Novel Technique to Acidize Horizontal Wells with Extended Reach. *SPE 90385*, 2004. DOI: 10.2118/90385-MS
46. Nasr-El-Din H.A., Amaout L.H., Chesson J.B., Cawiezel K. Novel Technique for Improved CT Access and Stimulation in an Extended-Reach Well. *SPE 94044*, 2005. DOI: 10.2118/94044-MS
47. Glasbergen G., Buijse M. Improved Acid Diversion Design Using a Placement Simulator. *SPE 102412-MS*, 2006. DOI: 10.2118/102412-MS
48. Nasr-El-Din H.A., Taylor K.C., Al-Hajji H.H. Propagation of Cross-Linkers Used in In-Situ Gelled Acids in Carbonate Reservoirs. *SPE 75257*, 2002. DOI: 10.2118/75257-MS
49. Loginov B.G., Malyshev L.G., Garifullin Sh.S. Rukovodstvo po kislotnym obrabotkam skvazhin [Acid Wells Guide]. Moscow: Nedra, 1966, 219 p.
50. Suchkov B.M. Soliano-kislotnye obrabotki skvazhin v dinamicheskom rezhime [Hydrochloric acid treatment of wells in dynamic mode]. *Neftianoe khoziaistvo*, 1987, no. 6, pp. 52-56.
51. Ibragimov G.Z., Khisamutdinov N.I. Spravochnoe posobie po primeneniui khimicheskikh reagentov v dobyche nefi [A reference manual for the use of chemicals in oil production]. Moscow: Nedra, 1983, 312 p.
52. Arbutov V.N. Eksploatatsiia nefiannykh i gazovykh skvazhin [Operation of oil and gas wells]. Tomsk: Tomskii politekhnicheskii universitet, 2011, part. 1, 200 p.
53. Magee J., Buijse M.A., Pongratz R. Method for Effective Fluid Diversion When Performing a Matrix Acid Stimulation in Carbonate Formation. *SPE 37736*, 1997, March, 17-20. DOI: 10.2118/37736-MS
54. Al-Mutawa M., Al-Anzi E., Jemmali M., Samuel M. Field Cases of a Zero Damaging Stimulation and Diversion Fluid from the Carbonate Formations in North Kuwait. *SPE 80225*, 2003, February, 5-8. DOI: 10.2118/80225-MS
55. Olson K.E., Olsen E., Haidar S., Boulatsel A., Brekke K. Valhall Field: Horizontal Well Stimulation "Acid vs. Proppant" and Best Practices for Fracture Optimization. *SPE 84392*, 2003, October. DOI: 10.2118/84392-MS
56. Diaz N.J., Bell M.R.G., Hardesty J.T., Hill A.D., Nasr-El-Din H.A. An Evaluation of the Impact of Reactive Perforating Charges on Acid Wormholing in Carbonates. *SPE 138434*, 2010. DOI: 10.2118/138434-MS
57. Wang Xugang, Zou Honglan, Zheng Xingquan, Zhang Fuxiang, Fan Yonghong, Cheng Xingsheng, Zhang Rusheng. Optimization of Acid Fracturing to Improve Heavy Oil Production in Naturally Fractured Carbonates. *SPE 80897*, 2003. DOI: 10.2118/80897-MS
58. Pournik M., Mahmoud M., Nasr-El-Din H.A. A Novel Application of Closed-Fracture Acidizing. *SPE 124874*, 2011. DOI: 10.2118/124874-MS
59. Reese J.L., Britt L.K., Jones J.R. Selecting Economic Refracturing Candidates. *SPE 28490*, 1994. DOI: 10.2118/28490-MS
60. Parrot D.I., Long M.G. A Case History of Massive Hydraulic Refracturing in the Tight Muddy "J" Formation. *SPE 7936*, 1979. DOI: 10.2118/7936-MS
61. Vadetskii Iu.V., Obmoryshev K.M., Okun' B.I. Ispytanie treshchinnnykh kolektorov v protsesse buremnia [Testing fractured reservoirs while drilling]. Moscow: Nedra, 1976, 157 p.
62. Mahmoud M.A., Nasr-El-Din H.A., De Wolf C.A., LePage J.N. Optimum Injection Rate of a New Chelate that Can Be Used to Stimulate Carbonate Reservoirs. *SPE 133497*, 2011. DOI: 10.2118/133497-MS
63. Mahmoud M.A., Nasr-El-Din H.A., De Wolf C.A., LePage J.N. Stimulation of Carbonate Reservoirs Using GLDA (Chelating Agent) Solutions. *SPE 132286*, 2010. DOI: 10.2118/132286-MS
64. Hoefner M.L., Fogler H.S. Pore Evolution and Channel Formation during Flow and Reaction in Porous Media. *AIChE J.* 1988, vol. 34, no. 1, pp. 45-54. DOI: 10.1002/aic.690340107
65. Kalfayan L. Production Enhancement with Acid Stimulation. 2 ed. Tulsa Oklahoma: PennWell Corporation, 2008, 270 p.
66. Fredd C.N., Fogler H.S. The Influence of Chelating Agents on the Kinetics of Calcite Dissolution. *J. Colloid Interface Sci.* 1998, August, no. 204(1), pp. 187-197. DOI: 10.1006/jcis.1998.5535
67. Fredd C.N., Fogler H.S. The Kinetics of Calcite Dissolution in Acetic Acid Solutions. *Chem. Eng. Sci.*, 1998, October, no. 53(22), pp. 3863-3874. DOI: 10.1016/S0009-2509(98)00192-4
68. Fredd C.N., Fogler H.S. Alternative Stimulation Fluids and Their Impact on Carbonate Acidizing. *SPE J.*, 1998, no. 813(1), 34 p. DOI: 10.2118/31074-MS
69. Abu-Syed I.S., Shuchart C.E., Gong M. Well Stimulation for Thick Carbonate Reservoirs. *IPTC 10647*, 2005. DOI: 10.2523/IPTC-10647-MS
70. Al-Ghamdi A.H., Nasr-El-Din H.A., Al-Qahtani A.A., Samuel M.M. Impact of Acid Additives on the Rheological Properties of Viscoelastic Surfactants and Their Influence on Field Application. *SPE 89418*, 2004. DOI: 10.2118/89418-PA