SOCAR Proceedings

Reservoir and petroleum engineering

journal home page: http://proceedings.socar.az

ОСОБЕННОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ СКВАЖИН В СЛОЖНЫХ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЯХ: УЧЕТ СВОЙСТВ СКВАЖИНЫ И ОКОЛОСКВАЖИННОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА

В. П. Телков, С. С. Ситдиков

Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, Москва, Россия

Features of wells's acidizing in difficult geological and field conditions: taking into account the properties of the well and the near-wellbore area

V. P. Telkov, S. S. Sitdikov

Gubkin University, Moscow, Russia

ABSTRACT

Many production and injection wells do not operate at full capacity due to damage of the near-well zone of the formation. The most frequently used and at the same time effective means of combating this problem is acid treatment of wells. Unfortunately, there are certain geological and field conditions that significantly reduce the effectiveness of acid treatments. Among them we can list the complex composition of the reservoir, heterogeneity of the reservoir, high reservoir and bottomhole temperatures, low reservoir permeability and, conversely, the presence of highly permeable zones and fractures, high water cut in well production, asphalt, resin and paraffin deposits, formation of stable emulsions upon contact of an acid solution with reservoir fluids, insufficient well preparation for acid treatment, reservoir destruction, greater thickness of the treated interval in a vertical well and a large length of the horizontal section of the horizontal well, primary treatment or retreatment, etc. However, the «sour» result of such processing can be significantly «sweetened» using modern technologies of the oil and gas industry. This article examines these situations and suggests ways to solve these problems.

Keywords: acid treatment; improved oil recovery (IOR); well stimulation; high reservoir temperature; low permeability; high water cut; formation of stable emulsions; treatment of thick reservoirs.

© 2023 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Введение

Многие добывающие и нагнетательные скважины работают не в полную силу за счет различных процессов загрязнения околоскважинной зоны пласта. Наиболее часто применяемым и в то же время эффективным средством борьбы с этой проблемой является кислотная обработка скважины (и прилегающего к ней пласта).

К сожалению, существуют определенные геолого-промысловые условия, которые значительно снижают эффективность кислотных обработок. Среди них можно перечислить сложный состав коллектора, его неоднородность, высокие пластовые и забойные температуры, низкую проницаемость коллектора и, наоборот, наличие высокопроницаемых зон и трещин, высокую обводненность продукции скважин, асфальтосмолопарафиновые отложения, образование стойких эмульсий при контакте кислотного раствора с пластовыми флюидами, недостаточная подготовка скважины к обработке, разрушение коллектора, большая мощность обрабатываемого интервала в вертикальной скважине и большая протяженность горизонтального участка ствола горизонтальной скважины, первичность или повторность обработки, и т.д. Тем не менее, «кислый» результат такой обработки можно значительно «подсластить», используя современные технологии нефтегазовой промышленности. В этой статье разобраны эти ситуации и предложены пути решения указанных проблем.

Основные подходы к проведению современной кислотной обработки

Трудно спорить с тем, что в течение всего жизненного цикла месторождения, с момента ввода в разработку новой скважины и до стадии её истощения, проявляются факторы, нарушающие сообщение пласта со скважиной, снижая продуктивность или приемистость скважин [1]. Основными факторами, определяющими это снижение, являются низкая проницаемость пласта, способ вскрытия скважины и ухудшение проницаемости пласта в околоскважинной зоне. Кислотные обработки скважин начали применяться на промыслах практически одновременно с началом скважинной добычи нефти. Это оказалось важнейшее средство поддержания в нужном состоянии гидродинамической связи скважины с пластом, а следо-

E-mail: telkov_viktor@mail.ru

http://dx.doi.org/10.5510/OGP20230400923

вательно, и обеспечения нужного уровня добычи нефти. Обеспечить этот уровень было не всегда просто, до сих пор эффективность проводимых кислотных обработок недостаточно высока. Главная причина в стремлении к шаблонности операций, которая сокращает расходы на каждую отдельную операцию, но не учитывает характерных особенностей уникальных объектов обработки – пластов и скважин. Самая масштабная по количеству обработанных скважин операция воздействия выявила значительный круг проблем, которые нужно учитывать при её проведении и корректировать, ориентируясь на них, план обработки.

Дж. Паккалони, специалист компании Eni AGIP по интенсификации работы скважин, президент (2005 г.) общества инженеров-нефтяников (SPE), проанализировал результаты 650 кислотных обработок пласта, проведенных для компании Eni AGIP. Согласно результатам его многолетних исследований 12% работ оказалось однозначно неудачными [2], из них 73% – вследствие неправильного проведения работ на объекте и 27% – из-за неправильного подбора жидкостей и добавок. Успешность или неуспешность различных операций зависели от самих обрабатываемых скважин. Специалисты компании, руководствуясь определенными причинами неудач, провели повторные кислотные обработки почти по всем указанным скважинам, повысив их продуктивность и подтвердив причины неудачной обработки в каждом конкретном случае.

Подготовка скважины к обработке

Зачастую предварительная подготовка перед проведением основной кислотной обработки может быть настолько же затратным с точки зрения расхода времени и материалов этапом операции. Специалисты по праву считают [3], «что тщательная подготовка ствола скважины и фильтровой части прискважинной зоны пласта является началом того кратчайшего пути, который обеспечивает максимальный эффект от многообразных методов кислотной обработки прискважинной зоны пласта». Среди проблем, вызванных недостаточным вниманием к этому вопросу, В. Н. Глущенко и М. А. Силин перечисляют внесение в околоскважинную зону значительного объёма кольматирующего материала, ничем не оправданный перерасход объема кислотного состава, рост давления закачки. Всё это может негативно сказаться на фильтрационно-емкостных свойствах окружающей скважину породы, значительно снижая как технологически, так и экономически эффективность проводимой операции.

Наиболее эффективным способом подготовки ствола скважины перед проведением кислотной обработки является промывка специальным раствором на водной или на углеводородной основе с целью предотвращения последующих проблем при кислотной обработке. Во время этой промывки с поверхности скважины и фильтра смываются твердые отложения солей, АСПО. Этап нагнетания такого раствора, называемого в профессиональном жаргоне сервисных компаний «подушка», непосредственно предшествует основной кислотной обработке. В качестве добавок в этот раствор вводятся поверхностно-активные вещества, полимеры, кислоты, растворители.

В условиях плотных растворимых отложений на стенках скважины и в области перфорации рекомендуется использование кислотоструйного воздействия [4].

Образование стойких эмульсий и осадков при взаимодействии кислотных растворов с пластовыми флюидами

Для того, чтобы избежать проблем, связанных с образованием нежелательных продуктов или стойких эмульсий, необходимо перед проведением кислотной обработки оценить эти риски путем смешения кислотных растворов с пластовыми водой и нефтью, отстаивания в течение значительного времени для проверки на стойкие эмульсии и фильтрования при проверке на образование осадков (рис. 1.). Стойкость эмульсий зависит как от свойств кислотной композиции (состав, концентрация, pH), так и от свойств пластовой воды (минерализация, pH, дисперсность глобул) или нефти (вязкость, содержание растворенных асфальтенов, смол, парафинов), наличие стабилизаторов эмульсии – взвешенных солей, механических примесей, продуктов коррозии, а также температуры ОЗП. При наличии выпадающих в результате реакции компонентов необходима корректировка рецептуры для проведения относительно безопасной реакции.

При повышенной минерализации пластовых вод, насыщающих окружающую скважину породу, существует серьезный риск кольматации порового пространства осадками, например хлорида натрия. В терригенных коллекторах чрезмерная концентрация плавиковой кислоты приводит к нежелательным вторичным и третичным реакциям, сопровождающимся повышенным отложением плохорастворимых продуктов, таких как силикагель. В таком случае эффективность стимуляции при неблагоприятных концентрации и температуре может быть низкой и даже отрицательной (рис. 2) [6].

Использование колтюбинга

Эффективность проведения кислотной обработки можно значительно увеличить, если при проведении операции задействовать установку колтюбинга. Это позволяет значительно сократить время проведения опе-

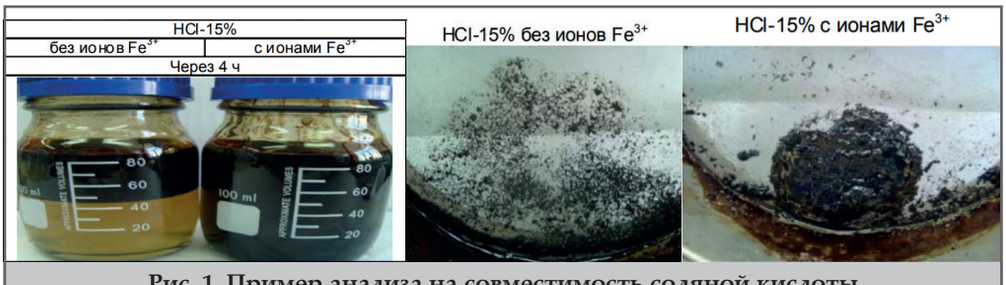

Рис. 1. Пример анализа на совместимость соляной кислоты с пластовыми флюидами [5]

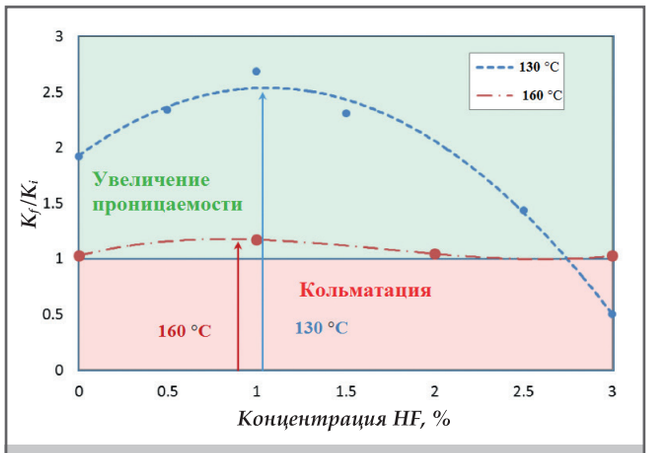

Рис. 2. K_f/K_i – отношение проницаемостей образца до и после обработки керна

рации, и тем больше выигрыш во времени, чем сложнее операция. Закачка кислотного раствора непосредственно на забой добывающей или нагнетательной скважины позволяет избежать предварительной промывки скважины и нагнетания кислотного раствора по маршруту устье-НКТ-забой, что позволяет значительно сократить количество смытых с НКТ, взвешенных в рабочей жидкости, а затем попавших в пласт окислов железа. Также гибкие насосно-компрессорные трубы – это эффективное средство для быстрого освоения скважины после проведения кислотной обработки. Упомянутый ранее Дж.Паккалони [2] рекомендовал применять гибкие НКТ везде, где это возможно, по причине задокументированной пользы от их применения – целенаправленная доставка кислоты на заданную глубину позволяет избежать продавки из НКТ на забой и с забоя непосредственно в пласт кольматирующих жидкостей.

В настоящее время наблюдаются отдельные случаи эксплуатации скважин со спуском колонны ГНКТ, обычно значительного диаметра, вместо традиционной системы НКТ. Обработки таких скважин значительно упрощаются. В условиях обработки горизонтальных скважин, имеющих значительную протяженность, возможность доставить кислотный раствор в нужный интервал ствола с помощью колтюбинга просто необходима, но зачастую недостаточна. Большая протяженность горизонтального ствола в этих условиях сопровождается значительной разницей фильтрационно-емкостных свойств. А это, в свою очередь, требует предварительной временной изоляции наиболее проводящих интервалов и трещин. Для временной изоляции могут использоваться полимерные

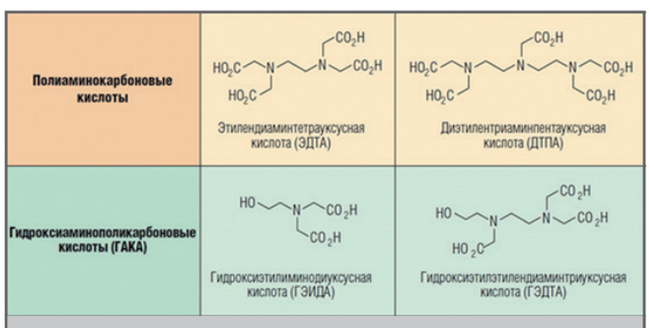

Рис. 3. Виды хелатных агентов (хелаторов)

волокна, полимерные растворы, нефтекислотные эмульсии и другие агенты.

К сожалению, добывающие компании недостаточно часто пользуются преимуществами, которые дает колтюбинг. По оценкам К.В. Бурдина [7], председателя российского отделения ICoTA (Ассоциация специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам) количество колтюбинговых установок, которые используются для проведения кислотной обработки в Российской Федерации, на порядок меньше, чем количество установок, используемых для операций гидроразрыва пласта. Это большой ресурс для общего повышения эффективности кислотных обработок.

Кислотные обработки в условиях высоких забойных и пластовых температур. Не секрет для специалистов, что более высокие температуры на забое скважин – объектов проведения кислотной обработки вызывают большие проблемы [8]: повышенный коррозионный износ скважинного оборудования и снижение времени нейтрализации кислотного раствора. В условиях, когда всё чаще кислотная обработка проводится при температуре 100 °C и выше, необходимо максимально защитить скважину от пагубного воздействия, даже снижения концентрации кислоты в растворе для этого недостаточно, защита достигается использованием добавок поверхностно-активных веществ, гидрофобизирующих поверхность оборудования, ингибиторов коррозии, эффективность которых достаточна для снижения скорости коррозии оборудования в десятки раз. При очень высоких температурах необходимо заменить сильные кислоты на относительно слабые, часто для этого используются хелатные агенты или комплексоны (рис. 3), это снижает скорость коррозии в несколько раз по сравнению с сильными кислотами (соляная кислота, глинокислота) при прочих равных условиях.

При высоких пластовых температурах кислотные растворы реагируют с породой очень быстро, не успевая пройти в пласт на глубину, достаточную для создания протяженных каналов травления (червоточин) в карбонатном коллекторе или для очистки загрязненного порового пространства в терригенном коллекторе на необходимом расстоянии от скважины. В результате непосредственно вокруг скважины наблюдаются активные реакции растворения – фронтальное растворение, характеризующееся невысокой эффективностью улучшения гидродинамической связи скважины с коллектором, зона пласта с пониженными фильтрационно-емкостными свойствами сохраняется в близком к предоперационному состоянии, а при неблагоприятном течении реакции связь может и ухудшиться.

Для снижения скорости реакции кислотного раствора используются различные варианты: например, указанные выше хелатные агенты, которые кроме замедления скорости реакции раствора с пластом и снижения коррозии оборудования выполняют важную задачу поддержания во взвешенном состоянии ионов железа при растворении железосодержащих коллекторов.

Кроме того, очень важно максимально замедлить непосредственное взаимодействие кислотного раствора с породой, для этого могут использоваться углеводородокислотные эмульсии, где кислотная фаза находится внутри углеводородной среды (дегазированная нефть, дизтопливо, керосин) (рис. 4). Эмульсия будет тем эффек-

тивнее, чем меньше размеры глобул кислоты. Снижение размеров глобул достигается с помощью специальных смесителей, при этом вязкость создаваемой эмульсии достигает нескольких сотен мПа·с. Для поддержания нужных свойств созданной эмульсии используются ПАВ, эмульгаторы и стабилизаторы.

В последнее время развиваются работы, непосредственно связанные с формированием кислотных композиций прямо на забое и даже в околоскважинной зоне, это позволяет избежать коррозии скважинного оборудования. При доставке на забой скважины нейтральных химических составов в пласте образуется смесь слабых кислот, для их создания используются различные соединения, например галойдозамещенные углеводороды, соли хлоркарбоновых кислот, алкилированные амиды кислот. Так, например, образование плавиковой кислоты в условиях пласта происходит при использовании бифторидфторид аммония в сочетании с соляной кислотой, порционное генерирование приводит к растягиванию во времени этого процесса. Также к образованию плавиковой кислоты в пластовых условиях приводит нагнетание борофтористой кислоты с последующим гидролизом с образованием плавиковой кислоты. При этом сама борофтористая кислота вступает в реакцию с алевритом и глинами, образуя боросиликаты, способствующие прилипанию мигрирующих частиц к крупным зернам.

Также повысить эффективность кислотной обработки при повышенных температурах позволяют следующие способы – использование органических кислот (муравьиная, лимонная, уксусная) или смесей сильных и слабых кислот. Применение этих кислот позволяет значительно снизить скорость реакции, но и растворяющая способность раствора значительно снижается. Использование этих кислот в качестве добавок к основным кислотам имеет большее распространение, особенно при обработке железосодержащих коллекторов.

Замедление реакции также характерно при разбавлении соляной кислоты в минерализованной пластовой воде с повышенным содержанием хлористого кальция.

Загущение кислотного раствора полимерами также снижает скорость реакции (рис. 5), но этот способ ограничен характеристиками полимерных растворов при повышенных температурах, необходимо учитывать температурную деструкцию полимеров. Современное состояние эволюции полимеров позволяет рассматривать это направление как перспективное в ближайшие годы.

Также снижение скорости может быть достигнуто использованием ингибированной концентрированной соляной кислоты (25-35 %), которое обусловлено уменьшением диссоциации при содержании соляной кислоты более 22%, это эффективно в первую очередь в низкопроницаемых пластах.

Использование кислотных пен (аэрированных растворов) не только характеризуется пониженной скоростью реакции с породой, но и имеет значительное количество ограничений для примценения, влияющих на стабильность пены: высокая температура пласта, минерализация пластовой воды и наличие в составе нефти естественных пеногасителей. В качестве области применения пенных кислотных растворов рекомендуются неглубокие коллектора, преимущественно трещиноватого типа, нагнетательные скважины.

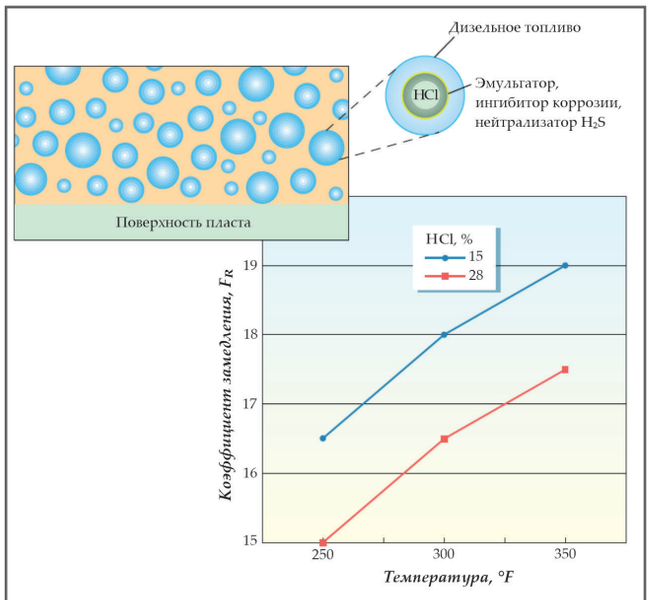

Рис. 4. Кислотная эмульсия, внешней средой которой является дизтопливо: внешний вид эмульсии, зависимость от температуры коэффициента замедления реакции для различных концентраций соляной кислоты [9]

Мало распространены такие способы повышения эффективности как использование больших объемов разбавленных кислотных растворов (концентрация до 0.5%), охлаждение забоя большими объемами закачиваемой воды.

Кислотные обработки в низкопроницаемых коллекторах

При обработке карбонатных коллекторов низкой проницаемости необходимо учитывать следующие особенности – одинаково важно как доставить кислотную композицию в пласт при повышенных сопротивлениях, так и оперативно удалить отработанный раствор с продуктами реакции.

Нагнетание в низкопроницаемый коллектор традиционных растворов кислоты сопровождается значитель-

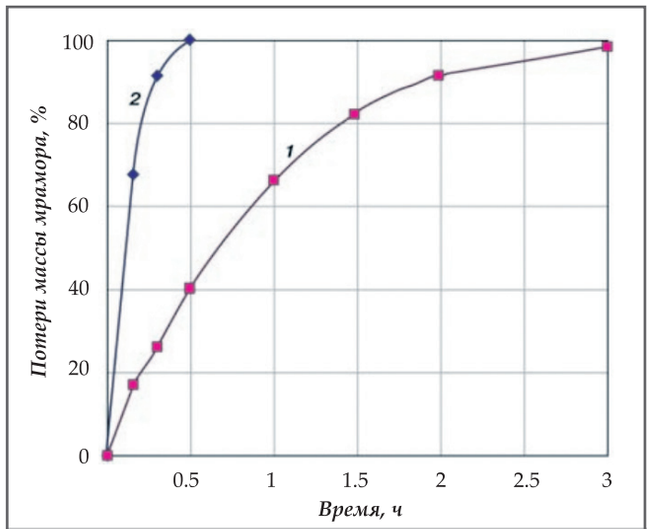

Рис. 5. Потеря массы мрамора (мраморного диска) при взаимодействии с соляной кислотой при добавлении загустителя (1) и без него (2)

ным повышением давления, распределением кислотного раствора внутри обрабатываемого интервала в пользу наиболее проводящих зон и в ущерб стимулированию менее проводящих зон. Для устранения этих проблем рекомендуется использовать кислотные растворы улучшенной проникающей способности, такие растворы содержат в себе специально подобранные к условиям обработки добавки – поверхностно-активные вещества и спирты, понижающие межфазное натяжение растворов. Например, спиртокислотная обработка с использованием метанола позволяет повысить эффективность обработки газовых и газоконденсатных скважин, сочетая преимущества растворения коллектора и выноса жидкой фазы, блокирующей пути притока газа к скважине. Эффективность снижающих межфазное натяжение добавок зависит от вида кислоты и её концентрации, от пластовых условий. Также в качестве повышающей проникновение кислотного раствора добавки используется, например, углекислый газ.

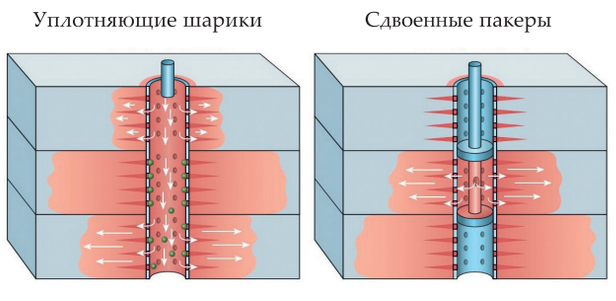

Рис. 6. Использование механических методов отклонения кислотного раствора

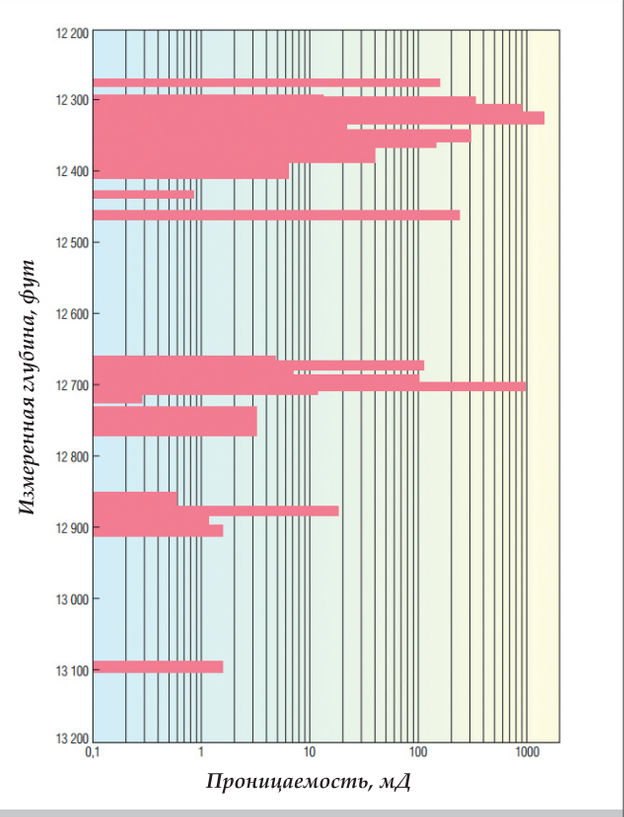

Рис. 7. Распределение проницаемости по разрезу скважины на катарском месторождении Норт, проницаемость различается на четыре порядка

Опасность от выпадения осадков в низкопроницаемом коллекторе, со статистически меньшими размерами фильтрационных каналов, значительно выше, чем при обработке коллекторов с хорошей проницаемостью. В этих условиях желательно подбирать не очень большие сроки выдержки кислотного раствора в пласте. Правильно подбираемые ПАВ, интенсификаторы, позволяют облегчить вынос продуктов реакции. Наличие в кислотном растворе газа при понижении давления облегчает вынос как продуктов реакции, так и отработанного кислотного раствора.

Кислотные обработки неоднородных коллекторов

Простые кислотные обработки в неоднородных средах приводят к увеличению неоднородности по продуктивности и к неравномерному поступлению воды. В этих условиях требуется селективное воздействие кислотными растворами как на один или несколько отдельных пластов, вскрытых одной скважиной, так и на отдельные зоны одного мощного пласта. Это требует выделения нужного интервала с помощью механических устройств – пакеров, сдвоенных пакеров на ГНКТ, либо временной изоляции наиболее проводящих пропластков добавкой механических шариков (рис. 6), перекрывающих перфорацию, или введением блокирующих твердых добавок (парафины, гильсонит, полимерные частицы и волокна) или загущенных кислотных растворов. Кислотные растворы могут менять свои свойства в пластовых условиях при реакции с пластовыми материалами, например при наличии в составе вязкоупругих поверхностно-активных веществ. Кроме того, практикуется перераспределение кислотного раствора в интервале обрабатываемого пласта за счет манипулирования плотностью перфорационных отверстий – напротив интервала, который планируют стимулировать большим объемом кислоты, создается повышенная концентрация перфорационных отверстий, по возможности с большей протяженностью каналов, для этого проводится дополнительная перфорация.

В коллекторах с большой мощностью продуктивного горизонта для более равномерного воздействия на различные зоны и для предотвращения перерасхода кислотного раствора необходимо разделить обработку на отдельные этапы со своими приоритетными целями, использовать различные подходы в обработке – адресную доставку кислоты с помощью колтюбинга, блокирование наиболее продуктивных зон пласта, закачку кислоты в различных композициях – в кислотном растворе, в кислотном геле или эмульсии, в твёрдо-жидком состоянии (например кристаллы сульфаминовой кислоты в растворе соляной кислоты), при чередовании с закачкой твёрдого тампонирующего материала, самозагущающейся кислоты и обычного кислотного раствора (рис. 7) [10].

В горизонтальных стволах большой протяженности используется технология MAPDIR (Maximum Pressure Differential and Injection Rates – максимальные перепад давления и скорость закачки). Максимальная скорость закачки (при этом давление не должно превышать давление разрыва пласта) превышает возможность наиболее проводящих зон пласта принимать кислотный раствор, в результате кислотный раствор под высоким давлением задавливается и в зоны пласта, при небольших давлениях кислотный раствор почти не принимающих.

Кислотные обработки в условиях повышенной обводненности продукции скважин

Повышенная обводненность продукции скважин обычно это серьезное осложнение при интенсификации работы коллектора добывающей скважины. Специалисты приводят результаты [11] статистического анализа простых кислотных обработок на нефтяных залежах с трещиновато-кавернозно-пористым коллектором, которые говорят о том, что в безводный период разработки и в период начального обводнения залежи (до 18%) операция по кислотной обработке наиболее эффективна, успешность на уровне 75-88 %. В период прогрессирующего обводнения продукции скважин (от 20 до 70%) успешность простых кислотных обработок составляет до 30%. Шаблонная кислотная обработка рискует значительно увеличить дебит по воде (обводненность вырастает на 5-22 % в каждом втором случае обработки), незначительно изменив дебит по нефти. Причиной этого является то, что вода находит лучший путь для движения к скважине – трещины или высокопроводящие зоны или пропластки, кроме того, вода и кислотный раствор очень близки по свойствам. В этих условиях кислотная обработка эффективна только при сочетании с водоизоляцией. Перед кислотной обработкой в скважину нагнетается раствор, создающий препятствие для последующей закачки кислотного раствора, в результате кислота попадает в нефтенасыщенный интервал, повышая продуктивность скважины без роста обводненности продукции. Традиционно в этих условиях применяются полимерные растворы, например гипан, гипано-формалиновая смесь, полиакриамид и др. Гипанокислотная обработка – операция, при которой для изоляции водоносного горизонта нагнетается раствор полимера гипана (гелеобразование и коагуляция полимера в водоносном интервале) с последующей кислотной обработкой [12]. Также на предварительном этапе используются отверждаемые в условиях обводненных зон составы, например реагенты серии АКОР и жидкое стекло.

В последние годы всё громче звучат предложения использовать традиционные недостатки, связанные с закупоркой пласта продуктами реакции, в процессе кислотной обработки обводненных объектов. Например, закачивать плавиковую кислоту в терригенный коллектор, кислотный раствор будет проникать в наиболее проводящие воду интервалы, образовавшийся в результате реакции фтористый кремний преобразуется в студнеобразный гель кремниевой кислоты, избирательно тампонирующий промытые водой интервалы. Также при воздействии концентрированной серной кислотой на карбонатный пласт в наиболее проницаемых каналах после реакции могут выпадать в большом объеме осадки, приводя к закупорке обводненных каналов, перераспределению потоков нагнетаемой воды, к временному снижению обводненности.

Кислотные обработки в условиях интенсивного отложения асфальтосмоло-парафиновых веществ

Повышенное содержание парафинов в нефти, забойные давления ниже давления насыщения нефти газом, а также забойные температуры ниже температуры кристаллизации парафина приводят к интенсивному отложению асфальтенов, смол, парафинов в околоскважинной зоне, на поверхности фильтра и скважинного оборудования. В этих условиях существует два основных способа повысить эффективность кислотной обработки:

1. сочетание кислотного воздействия на пласт и инициации реакции кислоты с магнием, с выделением значительного количества тепла, термокислотная обработка;
2. использование комплексных, многоэтапных обработок, с нагнетанием в области отложения растворителей и кислоты.

Указанная проблема может быть значительно осложнена привносом в ОЗП катионов трехвалентного железа или выносом из пласта в ОЗП мелких пластовых частиц, которые вместе с асфальтенами, смолами и парафинами формируют устойчивую, очень сложную для удаления систему – «сладж». Известно [13], что некоторые железосодержащие комплексы, например H[FeCl4], вызывают более интенсивное выпадение асфальтенов. Отдельные

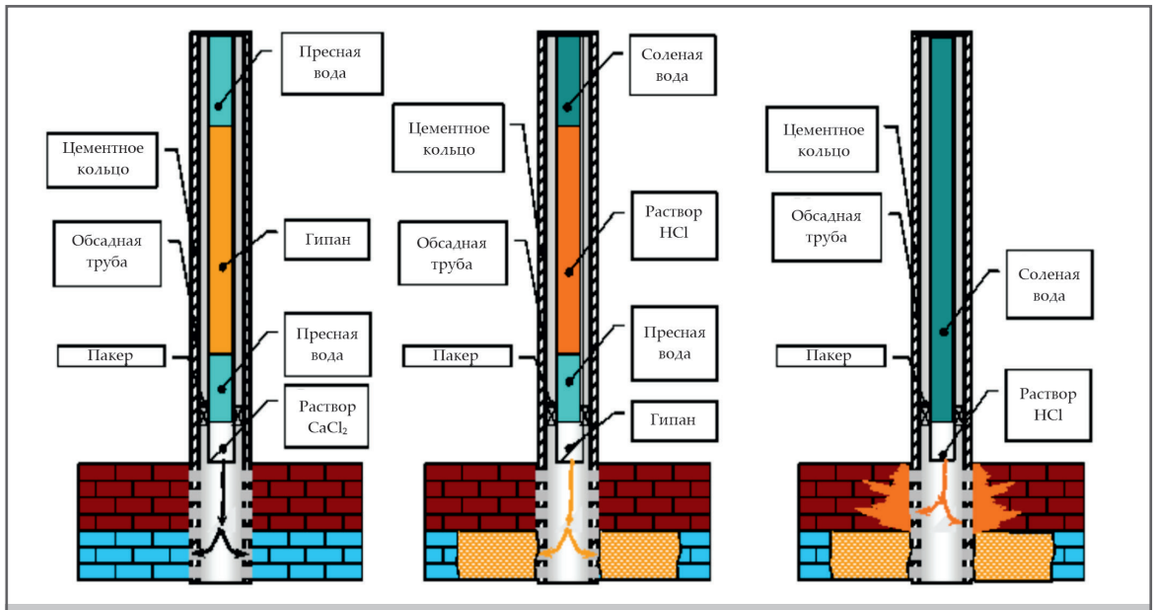

Рис. 8. Схема реализации гипанокислотной обработки

операции, в условиях интенсивного АСПО, проводятся с использованием в составе композиции угольной кислоты.

Кислотные обработки в коллекторах со сложным составом

Не бывает просто карбонатных коллекторов или просто терригенных коллекторов, зачастую окружающие скважину пласты – это мозаика уникальных по своим свойствам пород и минералов, имеющих свой химический, минералогический состав, свои особенности протекания реакций с выбранными инженерами кислотными растворами. Возможность даже лишь отчасти познакомиться с правилами «этой игры» позволит значительно повысить эффективность операции. Не зная правил «игры», выиграть можно, и не раз, но со временем будет расти и количество проигранных «партий».

Карбонатные коллектора (известняки, доломиты) и с высокой карбонатностью (от 20%) терригенные коллектора желательно обрабатывать соляной кислотой. Наличие в составе карбонатов железосодержащих пород приводит к риску выпадения плохорастворимых соединений железа в поровых каналах, снизить эти риски можно введением в состав кислотной композиции присадки уксусной кислоты, при значительных рисках – до полной замены соляной кислоты на уксусную. Также с этой целью может применяться присадка лимонной кислоты.

Терригенные коллектора с низкой карбонатностью в общих случаях обрабатываются глинокислотой. При контакте плавиковой кислоты с карбонатным материалом образуются нерастворимые фтористые соединения кальция и магния, поэтому уровень карбонатности терригенного коллектора 2% и выше требует обязательного этапа обработки соляной кислотой, перед обработкой глинокислотой. В терригенных коллекторах в качестве присадки может использоваться серная кислота, разбавление которой водой в пластовых условиях приводит к выделению большого количества теплоты, реакция этой кислоты с нефтью приводит к образованию ПАВ, повышая продуктивность скважины. Наличие в составе пласта карбонатов приводит к выпадению после реакции с серной кислотой в осадок плохорастворимых гипса или ангидрита.

Терригенные коллектора состоят из скелета, преимущественно сложенного зернами кварца и других меньших по размеру минералов (полевой шпат, ортоклаз, гидрослюда), и цементного материала различного состава. Цементный материал может состоять как из карбонатов, так и из алюмосиликатов различных видов (иллит, хлорит, монтмориллонит, каолинит, смектит и пр.). Часто цементирующий материал растворяется намного быстрее, чем скелет породы, что вызывает риск повышенного пескования скважин, и даже разрушения пласта вокруг ствола скважины. Снизить интенсивность пескования можно понижением концентрации плавиковой кислоты в глинокислоте, снижением объема закачиваемой глинокислоты.

В условиях наличия в пласте мигрирующих глинистых частиц, склонных к набуханию при контакте с водой, эффективно проведение спиртокислотных обработок, не вызывающих набухание глин и позволяющих бороться с водной блокадой в газовых пластах за счет низкого межфазного натяжения.

Первичность и повторность проводимых операций. При неуспешной операции верная оценка причины неуспешности позволяет значительно повысить эффективность повторных операций. И наоборот, часто эффективность последующих за успешной кислотной обработкой операций заметно снижается. Это обусловлено тем, что при нагнетании кислотного раствора в околоскважинную зону кислота транспортируется и вступает в реакции в пределах одних и тех же самых крупных, промытых каналов и трещин, мелкие поры и трещины практически не участвуют в процессе стимуляции. В этом случае нужно либо увеличивать объем и расход закачиваемой кислотной композиции (примерно в 1.5 раза по сравнению с первичной обработкой), что приведет к охвату воздействием новых, ранее незадействованных стимуляцией зон, либо модифицировать состав раствора (например, введением замедляющих скорость реакции добавок) или условия проведения обработки, что позволит достичь лучшего результата.

Выводы

1. Перед кислотной обработкой выбранных объектов необходимо четко представлять осложняющие факторы для каждой конкретной скважины и вскрытого пласта, знать основные пути повышения эффективности обработки, отойти от шаблонности обработки с присущей ей средней эффективностью по объекту.
2. Сочетание нескольких осложняющих кислотную обработку факторов требует учета всех особенностей процесса и нахождения комплексного решения этой задачи.
3. На практике многие пласты требуют использования в качестве основы раствора не одной кислоты, а композиции из нескольких кислот с различными добавками.
4. Рецептура адресно подобранной композиции должна зависеть от минералогического состава пласта, текущих характеристик пласта и скважины, степени и характера загрязнения пласта, истории проведенных ранее кислотных обработок и других проведенных операций.
5. Высокотехнологические операции кислотной обработки дорогостоящие, на скважинах с потенциально невысокой продуктивностью их сложно реализовать из-за невысокой экономической рентабельности. Для потенциально высокопродуктивных скважин экономить на качестве кислотной обработки нельзя.

Литература

1. Кристиан, М., Сокол, С., Константинеску, А. (1985). Увеличение продуктивности и приемистости скважин. *Москва: Недра.*

2. Кроуи, К., Масмонтейл, Ж., Тоубул, Э., Томас, Р. (1996). Тенденции в кислотной обработке матрицы. *Нефтегазовое обозрение*, Осень, 20-37.

3. Глущенко, В. Н., Силин, М. А. (2010). Нефтепромысловая химия. Том 4. Кислотная обработка скважин. *Мосвка: Интерконтакт Наука.*

4. Ибрагимов, Л. Х., Мищенко, И. Т., Челоянц, Д. К. (2000). Интенсификация добычи нефти. *Москва: Наука.*

5. Ахмерова, Э. Э., Шафикова, Е. А., Апкаримова, Г. И. и др. (2018). Подбор эффективного кислотного состава для обработки карбонатного коллектора. *Башкирский химический журнал*, 25(3), 86-92.

6. Abdelmoneim, Sh. S., Nasr-El-Din, H. A. (2015). Determining the optimum HF concentration for stimulation of high temperature sandstone formations. SPE-174203-MS. In: S*PE European Formation Damage Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineering.*

7. Бурдин, К. В. (2023, Октябрь – Ноябрь). Современные тренды и вызовы в индустрии. *Материалы Российского нефтегазового технического конгресса. Москва.*

8. Мищенко, И. Т. (2003). Скважинная добыча нефти. *Москва: Нефть и газ.*

9. Аль-Харти, С., Бастос, О. А., Сэмюэл, М. и др. (2008-2009). Возможности интенсификации притока в высокотемпературных скважинах. *Нефтегазовое обозрение,* Зима, 66-79.

10. Асири, Х. С., Атви, М. А., Буэно, О. Х. и др. (2013-2014). Кислотная обработка трещинных карбонатных коллекторов. *Нефтегазовое обозрение,* Зима, 48-65.

11. Амелин, И. Д., Сургучев, М. Л., Давыдов, А. В. (1994). Прогноз разработки нефтяных залежей на поздней стадии. *Москва: Недра.*

12. Альмухаметова, Э. М., Варисова, Р. Р. (2012). Применение обработок призабойной зоны скважин для поддержания базовой добычи нефти на Копей-Кубовском месторождении. *Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов*, 4(90), 33-39.

13. Давлетшина, Л. Ф., Толстых, Л. И., Михайлова, П. С. (2016). О необходимости изучения особенностей поведения углеводородов для повышения эффективности кислотных обработок скважин. *Территория «Нефтегаз»*, 4, 90–97.

14. Телков, В. П., Ламбин, Д. Н. (2019). Управление продуктивностью скважин. *Москва: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина.*

15. Силин, М. А., Магадова, Л. А., Цыганков, В. А. и др. (2011). Кислотные обработки пластов и методики испытания кислотных составов. *Москва: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина.*

16. Магадова, Л. А., Гаевой, Е. Г., Пахомов, М. Д. и др. (2010). Интенсифицирующий кислотный состав для обработки низкопроницаемых карбонатных коллекторов и терригенных коллекторов с высокой карбонатностью. *Нефтяное хозяйство*, 6, 80-82.

17. Гасумов, Р. А., Климов, А. А., Гасумов, Э. Р. (2010). Технология воздействия на продуктивный пласт с целью интенсификации притока флюидов из высокотемпературных скважин. *Вестник Северо-Кавказского государственного технического университета*, 3(24), 19-22.

18. Economides, M. J., Nolte, J. P. (2002). Reservoir stimulation. *Huston: Wiley.*

19. Furui, K., Burton, R. C., Burkhead, D. W., et al. (2012). A comprehensive model of high-rate matrix-acid stimulation for long horizontal wells in carbonate reservoirs: Part i-scaling up core-level acid wormholing to field treatments. *SPE Journal*, 17(1), 271–279.

20. Hall, B. E., Tinnemeyer, A. C., Underwood, P. J. (1981). Stimulation of the North Coles Levee field with a retarded HF-acid. SPE-9934-MS. In: *SPE California Regional Meeting, Bakersfield, California. Society of Petroleum Engineers.*

21. Kaflayan, L. (2008). Production enhancement with acid stimulation. *New York: PennWell.*

22. Shen, J., Shan, Q., Yang, Z., et al. (2011). The application of new diverted acidizing technology in Tarim oilfield DH1-H2 well. *Well Testing*, 20(5), 40–43.

References

1. Cristian, M., Socol, S., Constantinescu, A. (1985). Increasing productivity and injectivity of wells. *Moscow: Nedra.*

2. Crowe, C., Masmonteil, J., Touboul, E., Thomas, R. (1996). Trends in matrix acidizing. *Oilfield Review*, Autumn, 20-37.

3. Glushchenko, V. N., Silin, M. A. (2010). Oilfield chemistry. Vol. 4. Acid treatment of wells. *Moscow: Interkontakt Nauka.*

4. Ibragimov, L. Kh., Mishchenko, I. T., Cheloyants, D. K. (2000). Intensification of oil production. *Moscow: Nauka.*

5. Akhmerova, E. E., Shafikova, E. A., Apkarimova, G. I., et al. (2018). Selection of an effective acid composition for treating a carbonate reservoir. *Bashkir Chemical Journal*, 25(3), 86-92.

6. Abdelmoneim, Sh. S., Nasr-El-Din, H. A. (2015). Determining the optimum HF concentration for stimulation of high temperature sandstone formations. SPE-174203-MS. In: *SPE European Formation Damage Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineering.*

7. Burdin, K. V. (2023, October–November). Modern trends and challenges in the industry. *Proceedings of the Russian Oil and Gas Technical Congress. Moscow.*

8. Mishchenko, I. T. (25003). Well oil production. *Moscow: Oil and Gas.*

9. Al-Harthi, S., Bastos, O. A., Samuel, M., et al. (2008). Possibilities of influx stimulation in high-temperature wells. *Oilfield Review*, Winter, 66-79.

10. Asiri, H. S., Atwi, M. A., Bueno, O. H., et al. (2013). Acid treatment of fractured carbonate reservoirs. *Oilfield Review*, Winter, 48-65.

11. Amelin, I. D., Surguchev, M. L., Davydov, A. V. (1994). Forecast for the development of oil deposits at a late stage. *Moscow: Nedra.*

12. Almukhametova, E. M., Varisova, R. R. (2012). Application of treatments to the bottomhole zone of wells to maintain basic oil production at the Kopey-Kubovskoye field. *Problems of Collection, Preparation and Transport of Oil and Petroleum Products*, 4(90), 33-39.

13. Davletshina, L. F., Tolstykh, L. I., Mikhailova, P. S. (2016). On the need to study the behavior of hydrocarbons to increase the efficiency of acid treatments of wells. *Territory Neftegaz*, 4, 90–97.

14. Telkov, V. P., Lambin, D. N. (2019). Well productivity management. *Moscow: Gubkin University*.

15. Silin, M. A., Magadova, L. A., Tsygankov, V. A., et al. (2011). Acid treatment of formations and testing methods for acid compositions. *Moscow: Gubkin University.*

16. Magadova, L. A., Gaevoy, E. G., Pakhomov, M. D., et al. (2010). Intensifying acid composition for the treatment of low-permeability carbonate reservoirs and terrigenous reservoirs with high carbonate content. *Oil Industry*, 6, 80-82.

17. Gasumov, R. A., Klimov, A. A., Gasumov, E. R. (2010). Technology of influencing the productive formation in order to intensify the influx of fluids from high-temperature wells. *Bulletin of the North Caucasus State Technical University*, 3(24), 19-22.

18. Economides, M. J., Nolte, J. P. (2002). Reservoir stimulation. *Huston: Wiley.*

19. Furui, K., Burton, R. C., Burkhead, D. W., et al. (2012). A comprehensive model of high-rate matrix-acid stimulation for long horizontal wells in carbonate reservoirs: Part i-scaling up core-level acid wormholing to field treatments. *SPE Journal*, 17(1), 271–279.

20. Hall, B. E., Tinnemeyer, A. C., Underwood, P. J. (1981). Stimulation of the North Coles Levee field with a retarded HF-acid. SPE-9934-MS. In: *SPE California Regional Meeting, Bakersfield, California. Society of Petroleum Engineers*.

21. Kaflayan, L. (2008). Production enhancement with acid stimulation. *New York: PennWell.*

22. Shen, J., Shan, Q., Yang, Z., et al. (2011). The application of new diverted acidizing technology in Tarim oilfield DH1-H2 well. *Well Testing*, 20(5), 40–43.

Особенности проведения кислотной обработки скважин в сложных геолого-промысловых условиях: учет свойств скважины и околоскважинной зоны пласта

В. П. Телков, С. С. Ситдиков
Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

Реферат

Многие добывающие и нагнетательные скважины работают не в полную силу за счет загрязнения околоскважинной зоны пласта. Наиболее часто применяемым и в то же время эффективным средством борьбы с этой проблемой являются кислотные обработки скважин. К сожалению, существуют определенные геолого-промысловые условия, которые значительно снижают эффективность кислотных обработок. Среди них можно перечислить сложный состав коллектора, его неоднородность, высокие пластовые и забойные температуры, низкую проницаемость коллектора и, наоборот, наличие высокопроницаемых зон и трещин, высокую обводненность продукции скважин, асфальтосмолопарафиновые отложения, образование стойких эмульсий при контакте кислотного раствора с пластовыми флюидами, недостаточная подготовка скважины к обработке, разрушение коллектора, большая мощность обрабатываемого интервала в вертикальной скважине и большая протяженность горизонтального участка ствола горизонтальной скважины, первичность или повторность обработки, и т.д. Тем не менее, «кислый» результат такой обработки можно значительно «подсластить», используя современные технологии нефтегазовой промышленности. В этой статье разобраны эти ситуации и предложены пути решения указанных проблем.

Ключевые слова: кислотная обработка; интенсификация добычи нефти; стимуляция скважин; высокая пластовая температура; низкая проницаемость; высокая обводненность; образование стойких эмульсий; обработка мощных коллекторов.

Mürəkkəb geoloji-mədən şəraitində quyuların turşu ilə işləməsinin xüsusiyyətləri: quyunun və layın quyuətrafı zonasının xüsusiyyətlərinin nəzərə alınması

V. P. Telkov, S. S. Sitdikov
I. M. Qubkin adına Rusiya Dövlət Neft və Qaz Universiteti (MTU), Moskva, Rusiya

Xülasə

Bir çox hasilat və vurucu quyular, layın quyuətrafı zonasının çirklənməsi səbəbindən tam gücü ilə işləmir. Bu problemlə mübarizə üçün ən çox istifadə olunan və eyni zamanda effektiv vasitə quyuların turşu ilə işlənməsidir. Təəssüf ki, turşu ilə işləmələrin effektivliyini əhəmiyyətli dərəcədə azaldan müəyyən geoloji-mədən şərtləri mövcuddur. Bunların arasında kollektorun mürəkkəb tərkibini, qeyri-bircinsliliyini, yüksək lay və quyudibi temperaturlarını, kollektorun aşağı keçiriciliyini sadalamaq olar və əksinə, yüksək keçirici zonaların və çatlaqların olması, quyu məhsullarının yüksək sulaşması, asfalt-qətran-parafin çöküntüləri, turşu məhlulunun lay fluidləri ilə təmasda olduqda davamlı emulsiyaların əmələ gəlməsi, quyunun işləməyə kifayət qədər hazırlanmaması, kollektorun məhv edilməsi, şaquli quyuda işlənmiş intervalın böyük gücü və üfüqi quyunun gövdəsinin üfüqi hissəsinin böyük uzunluğu, işləmənin ilkinliyi və ya təkrarlığı və s. Bununla belə, bu cür işləmənin «turş» nəticəsini neft-qaz sənayesinin müasir texnologiyalarından istifadə etməklə əhəmiyyətli dərəcədə «şirinləşdirmək» olar. Bu məqalədə bu vəziyyətlər araşdırılır və qeyd olunan problemlərin həlli yolları təklif edilir.

Açar sözlər: turşu ilə işləmə; neft hasilatının intensivləşdirilməsi; quyuların stimullaşdırılması; yüksək lay temperaturu; aşağı keçiricilik; yüksək sulaşma; davamlı emulsiyaların əmələ gəlməsi; güclü kollektorların emalı.