Оглавление

Введение

Раздел 1. Факторы, обуславливающие эффективность кислотной обработки скважин

1.1 Кольматация ПЗП твердыми неорганическими частицами и органическими отложениями

Раздел 2. Глубина проникновения кислотных составов в пласт и охват кислотным воздействием ПЗП

Раздел 3. Составы для кислотной обработки скважин

3.1 Кислотные составы на водной основе

3.2 Пенокислоты

3.3 Прямые кислотосодержащие эмульсии

3.4 Обратные кислотосодержащие эмульсии

Раздел 4. Способы соляно – кислотного воздействия

4.1 Кислотные ванны

4.2 Простые кислотные обработки

4.3 Термокислотная обработка скважин

Вывод

Литература

Введение

На протяжении последнего десятилетия происходит непрерывное ухудшение качества запасов сырьевой базы страны. Это объясняется в первую очередь стремлением многих нефтедобывающих компаний вести первоочередную выработку наиболее продуктивных объектов и сокращением объемов геологоразведочных работ. Дальнейший прирост извлекаемых запасов может происходить только за счет увеличения нефтеотдачи пластов.

В условиях снижения объемов добычи нефти в мире на разрабатываемых месторождениях СНГ реальным выходом из такого кризисного состояния являются скорейшее техническое и технологическое перевооружение отрасли, обеспечение ее новыми техническими реагентами и составами, использующимися на всех этапах строительства и эксплуатации нефтяных скважин.

Эффективным методом увеличения дебитов скважин является обработка их призабойных зон (ОПЗ) как наиболее уязвимого места в системе пласт – скважина.

Превалирующим видом ОПЗ скважины являются модификации кислотных обработок (КО).

Однако на большом количестве промыслового материала доказано, что успешность применения традиционных составов и технологических приемов КО в отрасли невысока и имеет устойчивую тенденцию к снижению, особенно при повторном применении на одних и тех же объектах. Это приводит к неоправданному расходованию рабочего времени и материальных ресурсов, в том числе и дорогостоящей техники, по ряду причин приносит непоправимый вред фонду скважин, сокращая срок их безаварийной работы. Вместе с тем успешное проведение КО позволяет быстро окупить затраты, а также себестоимость добываемой нефти.

Повысить эффективность КО можно путем совершенствования технологии их проведения, а также использования новых кислотных составов. При этом второй путь более плодотворен, так как позволяет не только повысить качество самих составов, но и расширить спектр технологий КО на их основе. В условиях возрастающей послойной неоднородности пластов, обводненности скважин, увеличении радиуса их ухудшенной проницаемости и интенсивности выпадения асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), с одной стороны, и в связи со значительным ростом стоимости обработки скважин – с другой, следует стремиться к максимально возможной унификации рекомендуемых и используемых кислотных составов.

Целью данной работы является ознакомление с кратким анализом основных факторов, вызывающих необходимость проведение КО и в то же время зачастую нивелирующих их успешность, а также с новыми кислотными составами для повторных обработок скважин на поздней стадии их эксплуатации.

Раздел 1. Факторы, обуславливающие эффективность кислотной обработки скважин

Основной задачей КО скважин является восстановление коллекторских свойств пласта в призабойной зоне за счет разрушения, растворения и выноса в ствол скважины кольматирующих твердых частиц естественного и техногенного происхождения, улучшения фильтрационных характеристик ПЗП путем расширения существующих и создания новых флюидопроводящих каналов предпочтительно по всей перфорированной толщине пласта. При этом рядом отечественных и зарубежных исследователей доказано, что значимость первого фактора существенно превалирует над вторым. Между тем различная химическая природа кольматантов ПЗП, неравномерность их распределения по толщине и глубине пласта, а также неоднородность литологического характера горных пород и разреза продуктивной толщи требуют тщательного анализа, увязки с историей эксплуатации скважин для принятия обоснованного решения о выборе соответствующего состава и технологии КО.

В связи с этим представляет интерес краткое дискретное рассмотрение ряда основных факторов, влияющих на продуктивность и приемистость скважин, а также на прогнозируемую успешность ОПЗ скважин кислотными составами.

1.1 Кольматация ПЗП твердыми неорганическими частицами и органическими отложениями

Твердые кольматанты неорганической природы по отношению к кислотным составам можно разделить на растворимые (карбонаты металлов, глина, песок, гидроокиси металлов, цемент, фосфаты кальция) и нерастворимые (гипс, барит). В свою очередь растворимые частицы делятся на истинно растворимые (карбонаты и гидроокиси щелочно-земельных металлов) и обладающие реверсивной растворимостью, т.е. способные при повышении рН среды вновь осаждаться (гидроокись железа, сидерит, фосфаты кальция), или приводящие по мере растворимости в кислотах к образованию осадков новой химической природы (глины, песка, цемента). В том или ином количестве большинство таких кольматантов присутствует в ПЗП.

Глубина нахождения кольматантов в околоскважинной зоне может исчисляться от нескольких сантиметров до метров. Причем по мере снижения проницаемости коллектора глубина его кольматации уменьшается. Из-за различия естественной проницаемости коллекторов имеют место также неравномерность притока пластовых флюидов в ствол скважины по толщине пласта и, наоборот, фильтрация жидкостей вглубь пласта. Поэтому на практике, как правило, имеет место преимущественное поступление закачиваемых низковязких технологических жидкостей в одни и те же проницаемые участки перфорированной толщины пласта, улучшая еще более их проницаемость.

Снижение проницаемости ПЗП происходит не только в результате искусственного отрицательного воздействия на пласт, но и является следствием отложения на поверхности порового пространства различного рода органических осадков (например, АСПО), выделяющихся из состава нефти вследствие изменения термобарических, гидродинамических и химических условий. Естественно, отложения АСПО происходят не в чистом виде, а включают в себя и неорганическую часть (окислы железа, водонерастворимые соли, горную породу и др.). В результате этого эффективного растворения кольматантов неорганической природы кислотными растворами резко снижается и обработки не приводят к желаемым результатам.

Раздел 2. Глубина проникновения кислотных составов в пласт и охват кислотным воздействием ПЗП

В первом разделе упоминалось о значительной глубине проникновения кольматантов в ПЗП.

Известно, что глубина проникновения активной кислоты в пласт определяется при прочих равных условиях темпом ее нагнетания и скоростью реагирования с горной породой.

Поскольку темп нагнетания кислотного раствора является довольно стабильной величиной и ограничен прочностью НКТ, то основное внимание исследователей привлекает параметр скорости реагирования кислотных растворов с горной породой.

*VP г/(м2ч)*

15 804 *2**3*

*1 4*

12 312 *5*

8 789

5 328

857 HCl, %

10 20 30

Рис. 1 - Изменение скорости реакции (Vp) раствора HCl с мрамором при 26,7 0С и 7,75 Мпа в зависимости от его массовой концентрации (%): 1 –15; 2 – 22; 3 – 28; 4 – 34; 5 - 37

На рис. 1 показано, что наиболее активными в отношении карбонатов являются кислотные растворы с 20…25 %-й концентрацией HCl, которые и поставляются для нефтегазовой промышленности. Сплошная линия соответствует начальным скоростям реакции, а пунктирная – изменению скорости по мере нейтрализации кислоты.

Вместе с тем следует учитывать, что более концентрированные растворы HCl реагируют с карбонатной породой более длительное время, растворяют при прочих равных условиях большую массу породы, продуцируют большой объем CO2 и в меньшей степени теряют свою активность с разбавлением пластовой водой при движении в глубь пласта.

Фактором, оказывающим заметное влияние на скорость нейтрализации кислотного раствора в пласте, является соотношение реагирующей с кислотой поверхности с ее объемом (С). На рис.2 показано, что увеличение этого соотношения довольно резко усиливает скорость нейтрализации кислотного раствора за одно и то же время, что подтверждается в прямых экспериментах.

*Vp г/(м2ч)*

100 С=22:1С=8:1

80

40 С= 1:1

20

0 10 20 30 *ч, мин*

Рис. 2 - Изменение скорости реакции (Vp) 15 %-го раствора HCl с мрамором при 26,7 0С и 7,0 МПа во времени в зависимости от соотношения его поверхности и объема кислотного раствора (С)

Например, исследованиями В.П.Шалинова и др. (1985 г.) на образцах естественных карбонатных кернов проницаемостью 0,52 мкм2 при скорости закачки 1 см3/мин 20%-го раствора HCl на выходе из керна (длиной 2,3 см и диаметром 2,5 см) была зафиксирована кислота 0,1 %-й концентрации через 2 мин. На керне же проницаемостью 0,052 мкм2 – через 5 мин.

Эти данные свидетельствуют о том, что для увеличения глубины проникновения активной кислоты в пласт по мере снижения его проницаемости (увеличения С) следует замедлять скорость ее реакции. Особенно это касается глинокислотных обработок в низкопроницаемых пластах.

В общем по данным ряда авторов глубина проникновения обычных кислотных растворов в ПЗП исчисляется от долей до нескольких сантиметров в зависимости от темпа закачки и их концентрации.

Эффективный путь устранения этого недостатка в уменьшении поверхности контакта кислотного раствора с горной породой за счет адсорбции на ней компонентов, предварительно закачиваемых в пласт или содержащихся в нагнетательном кислотном составе (ПАВ, гидрофобизаторов и др.), снижении подвижности ионов кислоты за счет придания повышенной вязкости составу или бронировании кислоты в составе эмульсий, а также обратимой кольматации части разветвленной сети фильтрационных каналов с целью уменьшения интенсивности утечек в них кислоты.

Другим немаловажным фактором успешности кислотных обработок является охват пласта кислотным воздействием по его толще. Одной из значимых величин в формуле притока нефти к забою скважин является эффективная толщина пласта. Согласно расчетам Ю.А. Балакирова и И.В. Кривоносова (1971 г.) чем больше толщина охвата пласта кислотным воздействием, тем выше эффективность обработки при прочих равных условиях. В силу гидродинамики потоков закачиваемого обычного кислотного раствора этого достичь практически нельзя.

В целях повышения охвата пласта кислотным воздействием существует множество составов и эффективных технологических приемов, основным моментом которых являются блокировка высокопроницаемых зон и перераспределение активного кислотного раствора в менее проницаемые и более закольматированные участки ПЗП, а так же применение загущенных кислотных составов, о чем будет сказано ниже.

Раздел 3. Составы для кислотной обработки скважин

Разработанные и использующиеся в нефтепромысловой практике кислотные составы условно можно разделить на две большие группы: водные растворы кислот и сложные кислотные составы. В свою очередь сложные кислотные составы классифицируют на кислотные пены, прямые и обратные эмульсии, мицеллярные растворы с различными переходными структурами между ними.

3.1 Кислотные составы на водной основе

Наиболее широкое применение получили обычные соляно-кислотные растворы, как правило, содержащие HCl 10…18%-й концентрации, и глинокислотные с концентрацией HF 3…5%. Они находятся на этапе освоения скважин и при первичных обработках.

В целях увлечения проникающей способности таких составов в пласт при обработках низкопроницаемых коллекторов, улучшении их нефтеотмывающих свойств, а также замедлении скорости реакции с карбонатами вводят различные ПАВ типа ОП-10, Аф9-12, МЛ-72 и др. Так, с добавкой лишь 0,25% ОП-10 10%-й раствор HCl имеет скорость реакции с карбонатами около 7000 г/(м2🞗ч) при 25 0С.

При обработках железосодержащих коллекторов с целью удержания ионов Fe3+ в растворенном состоянии дополнительно вводят туда до 5% уксусной или до 1% лимонной кислоты. Применение других комплексообразователей ионов железа в отечественной практике затруднено из-за их дефицитности и высокой стоимости.

Одними из эффективных составов для кислотной обработки низкопроницаемых обводненных пластов являются ацетоно-, гликоле- или спиртокислотные растворы, которые широко используются в районах Западной Сибири, Средней Азии и Астрахани.

Введение спирта или ацетона позволяет снизить межфазное натяжение на границе с нефтью, улучшить проникающую способность состава в пласт, эффективно удалить влагу из пор пласта и замедлить скорость реакции с горной породой. К недостаткам таких кислотных растворов относятся их высокая пожаро- и взрывоопасность, токсичность, а так же высокая коррозионная активность с отсутствием комплексирующей способности в отношении ионов Fe3+.

Альтернативным решением в этом плане является разработка таких кислотных составов, которые содержали бы поверхностно-активный компонент с высокими ингибирующими и железокомплексирующими свойствами.

Одной из причин низкой эффективности повторных кислот и глинокислотных обработок ПЗП является проникновение низковязких кислотных растворов в одни и те же высокопроницаемые интервалы пласта с прорывом кислот вплоть до нагнетательных скважин. При этом в разработку не подключаются перфорированные толщины пласта, которые закольматированы в процессе вскрытия и эксплуатации скважин. Для устранения этого недостатка широко практикуют предварительное нагнетание в скважины вязких изолирующих материалов до начала роста давления закачки с целью перекрытия дренированных зон и перераспределения потоков кислоты в менее проницаемые нефтегазонасыщенные интервалы. Такие технологии отличаются, как правило, используемым блокирующим материалом.

Практическое осуществление такого процесса в нашей стране предложено в начале 70-х гг. путем попеременной закачки порций 3…5%-х растворов КМЦ (карбоксиметилцеллюлоза) или загущенных хлористым натрием до 500…700 мПа\*с растворов лигносульфонатов технических.

3.2 Пенокислоты

Пенокислотные обработки (ПКО) скважин имеют несомненные преимущества перед обычными КО. В пенокислотном составе замедляется в 10…18 раз скорость реакции с карбонатами в связи с уменьшением поверхности контакта между активной кислотой и горной породой, а также ограничением диффузии свежих порций кислоты и ее обратного раствора. За счет повышенной вязкости пенокислоты значительно увеличивается охват пласта кислотным воздействием. Наличие в пене дисперсной газовой фазы с большой удельной поверхностью способствует эффективному выносу из ПЗП твердых кольматантов.

Исследованиями В.С.Уголева и др. (1978 г.) установлено, что наибольшей стабильностью обладают кислотные пены на основе 10% HCl, содержащие традиционно использующиеся для этой цели ПАВ.

Кроме того, согласно зарубежным данным при прокачке через карбонатные керны вспененной кислоты образуется густая сеть протяженных каналов растворения в отличие от нескольких неглубоких каналов для обычного кислотного раствора.

Опыт проведение пенокислотных обработок на месторождениях Пермской области в 70-х гг. позволил повысить успешность КО в два раза при одновременном расширении профиля притока примерно в 1,5 раза.

В дальнейшем технология ПКО получила некоторое видоизменение в целях придания ей более направленного воздействия на низкопроницаемые толщины. При этом перед пенокислотой в пласт закачивают временно закупоривающий состав (ВЗС) со степенью аэрации 1,5…3,0 в пластовых условиях. Массовое содержание компонентов в составе ВЗС следующее (%)6 химически осажденный мел – 30…40, алебастр – 2…6, ПАВ – 1…2, вода – остальное.

При обработке шести скважин имели место тенденции снижения обводненности и увеличения дебита скважин.

В ПО Юганскнефтегаз на полимиктовых коллекторах используют предварительную закачку пеноглинокислотного состава, состоящего из (%): HCl – 28, HF – 5, ОП-10 – 3, КМЦ-600 – 1,5 и вода – остальное, который продавливают в пласт глинокислотным раствором без КМЦ-600.

В США применяют циклическую закачку вспененной воды для блокирования трещин с наращиванием объема газа (N2) от 40 до 80 %, а затем 40-кратной вспененной азотом кислоты.

В последние годы положительные качества пенокислот используются при генерировании их в забойных и пластовых условиях. При этом используют реакции газовыделения, происходящие в контакте HCl и реагентов газовыделения (мочевина, нитрит аммония, нитрит натрия и хлористый аммоний). Такие обработки широко используются на месторождениях Западной Сибири и Северного Кавказа.

3.3 Прямые кислотосодержащие эмульсии

В условиях интенсивного отложения АСПО на стенках фильтрационных каналов, сопряженных с неоднородностью пластов, применение кислотных растворов без углеводородных растворителей неэффективно. Для трещиноватых же коллекторов в таких условиях требуется еще и равномерное поступление углеводородных растворителей с кислотой в ПЗП.

Одним из решений этой проблемы является применение прямых кислотосодержащих эмульсий (ПКЭ) с внутренней углеводородной фазой. При их закачке создаются условия для повышения охвата ПЗП воздействием по толщине и глубине, равномерного продвижения растворителя без их быстрой диффузии по радиусу проникновения, предотвращению преждевременного осаждения диспергированных кольматантов, а также снижается скорость коррозии подземного оборудования.

Кроме того, более низкие значения плотности эмульсии позволяют им с большей долей вероятности фильтроваться в верхние, менее водонасыщенные интервалы, снижая объем попадания эмульсии в зоны, граничащие с подошвенной водой.

Ассортимент известных композиций таких эмульсий невелик и по составу практически идентичен.

Так, известна ПКЭ, которая включает (%): керосин – 30…55, 10…13 %-й раствор HCl – 40…65, 30 %-й раствор сепарола в воде и 5,8 %-й раствор ПАА в воде – 0,01…0,1. эмульсия имеет эффективную вязкость 13…35 мПа🞌с и за 6 ч растворяет 30…65 % мрамора, успешно испытана на месторождениях Азербайджана.

В промысловых экспериментах эмульсию закачивали из расчета 0,5…1,0 м3 на 1 м вскрытой толщины пласта и продавливали в ПЗП углеводородным растворителем. Однако в ряде случаев отмечалось увеличение обводненности продукции. Это, очевидно, свидетельство преимущественного поступления эмульсии в водонасыщенные интервалы ввиду ее гидрофильности и невысокой вязкости. Массовое содержание второго состава эмульсии следующее: 0,2…1,0 % ОП-10 или 0,7…1,5 % смеси ОП-10 и МЛ-80 и остальное – нефть и 12…24 %-й раствор HCl в соотношении 1:1.

При промышленном применении эмульсий на месторождениях Мангышлака в добывающих скважинах успешность составила более 50 %, а в нагнетательных – более 70 %.

Известные зарубежные составы прямых кислотных эмульсий, кроме углеводорода, ПАВ и кислоты, включают не менее 5 г/дм3 антифильтратов полимерной природы (Пат. 3934651 США, МКИ Е 21 В 43/27).

Следует отметить, что недостатками прямых эмульсий, стабилизированных, как правило, неионогенными ПАВ, являются трудность регулирования стабильности в пластовых условиях и их кислотная внешняя среда. При температуре, повышающей точку помутнения ПАВ, происходит их инактивация и эмульсия сразу разрушается с освобождением активного кислотного раствора. Попадание в состав эмульсий нефти при движении по нефтенасыщенным каналам может вызвать рост их вязкости, что ограничивает дальнейшую фильтрацию в глубь пласта.

3.4 Обратные кислотосодержащие эмульсии

Как упоминалось ранее, кислотной системой, эффективно обеспечивающей комплексную обработку ПЗП и повышающей охват пласта воздействием по толщине и глубине, является обратная кислотосодержащая эмульсия (ОКЭ).

При приготовлении ОКЭ на основе высоковязких нефтей имеют место их повышенная стабильность и очень медленная реакция с карбонатной породой. С этой целью предложено введение в состав нефти углеводородных растворителей, например, дизельного топлива. В результате «время жизни» ОКЭ сокращается до 2…4 ч, а вязкость – до 15…80 мПа🞌с. технологически этот прием также трудно воспроизвести на практике из-за многообразия состава нефтей и растворителей.

Таким образом, известные составы ОКЭ отличают неравномерность обработки пласта по глубине из-за преимущественного увеличения диаметра крупных каналов, высокая активность кислотного раствора, освобождающегося из эмульсии, трудность разрушения при низких температурах, которая еще более возрастает при растворении в них десорбированных с поверхности горной породы АСПО.

Лучшим составом ОКЭ был бы такой, который позволял бы доставить «бронированный» в углеводородной среде кислотный раствор за радиус цементного камня, довольно быстро разрушался в пласте, но при этом освободившийся кислотный раствор обладал бы низкой скоростью реакции с горной породой и незначительной инфильтрацией по радиусу движения. В свою очередь углеводородная составляющая ОКЭ должна обладать высокой активностью в отношении АСПО как при движении по лифтовым трубам, так и в пласте.

Вместе с тем накопленный опыт применения известных составов ОКЭ в различных нефтяных регионах страны позволяет сделать вывод о их высокой эффективности, особенно при повторных операциях.

Так, на месторождениях Северного Кавказа из десяти повторных обработок в 60-х гг. семь были успешными.

На месторождениях НГДУ Ишимбайнефти до 1975 г. было проведено 616 обработок с применением ОКЭ. При этом в среднем на одну обработку получено 220 т дополнительной нефти, а при простых СКО – 73 т.

В ПО Пермнефть из 10 обработок ОКЭ успешными оказались 7. по ним дебит возрос примерно в 2,1 раза, что в 1,7 раза превышает показатели при обычных СКО на этих объектах.

Успешными были и обработки ОКЭ 56 высокотемпературных скважин месторождений Ставрополя.

В последние годы в связи с незначительным ассортиментом составов ОКЭ, трудностью управления процессами их проникновения в пласт и нейтрализации кислоты в коллекторе, а также разложения при низких температурах объем применения ОКЭ в отрасли снизился и имеет место практически на высокотемпературных объектах Северного Кавказа и Ставрополя.

**Раздел 4. Способы соляно - кислотного воздействия**

**4.1 Кислотные ванны**

Наиболее простыми кислотными обработками, предназначенными для очистки стенок и забоя скважин от остатков цементной и глинистой корок, продуктов коррозии, смолистых веществ, парафина и т.д. являются кислотные ванны.

Необходимое условие установления кислотной ванны - присутствие раствора кислоты в интервале обработки для чего разработаны определенные технологические приемы закачки и продавки раствора кислоты в скважину.

Исходя из опыта работы, рекомендованы к применению кислотные обработки на основе как соляной и грязевой кислот, так и различных ПАВ, выступающих ингибиторами коррозии. Функции ПАВ при СКО не ограничиваются только защитой металла от коррозии. Добавление ПАВ к рабочему раствору кислоты обеспечивает также более полное удаление из пласта отработанной кислоты и продуктов реакции за счет снижения поверхностного натяжения на границе «нефть – отработанный раствор соляной кислоты», а также за счет гидрофобизации (гидрофобность – свойство поверхности тела не смачиваться водой) поверхности породы пласта. Наиболее эффективными гидрофобизирующими реагентами являются гидрофобизатор ИВВ-1 и Нефтенол-ГФ, концентрация которых составляет 0,5-1,5%.

Технологический процесс осуществляется следующим образом. Колонну НКТ спускают до нижней отметки зоны перфорации и поддерживают циркуляцию воды до устойчивого перелива ее из затрубного пространства. При открытом затрубном пространстве в НКТ закачивают расчетное количество раствора соляной или грязевой кислоты с добавками гидрофобизатора или других ПАВ от башмака НКТ до верхней границы обрабатываемого пласта или интервала перфорации, а затем без остановки продавочную жидкость. После закачивания продавочной жидкости в объеме, равном объему НКТ, закрывают задвижки в НКТ и выкиде затрубного пространства, и скважина оставляется на реагирование на 0,5-6 часов. По истечении времени реагирования производят промывку скважины через затрубное пространство (обратная промывка) водой или через НКТ (прямая промывка) нефтью с целью удаления с забоя продуктов реакции. В нефтяных добывающих скважинах, находящихся в эксплуатации, при обратной промывке в затрубное пространство закачивают нефть.

Динамические солянокислотные и грязекислотные обработки проводятся аналогичным образом, но с меньшей выдержкой кислоты на реакцию. Расчетное количество соляной или грязевой кислоты с добавками гидрофобизатора закачивается в НКТ, доводится до зоны перфорации расчетным количеством промывочной жидкости (нефть, вода) выдерживается 0,5-1 час. После выдержки закачивается еще 1-1,5 м3 продавочной жидкости, выдерживается 0,5-1 час и т.д. Таких циклов необходимое количество раз, а затем производится промывка скважины, обратная или прямая.

кислотный обработка скважина пласт

**4.2 Простые кислотные обработки**

Применяются наиболее часто в практике для интенсификации притока нефти. Технологически этот метод осуществляется так же, как и кислотная ванна, с той лишь разницей, что кислота закачивается в пласт под давлением.

Основная цель такой обработки - повышение проницаемости призабойной зоны за счет растворения привнесенных в пласт взвесей и увеличение проходного сечения поровых каналов при частичном растворении карбонатных пород.

Наибольшая эффективность достигается при проведении простых кислотных обработок после проведения кислотных ванн.

**4.3 Термокислотная обработка скважин**

Плотные малопроницаемые доломиты и некоторые другие породы плохо растворяются в холодной кислоте. Взаимодействию кислоты с породой часто мешают отложения на забое скважины парафина, смол и асфальтенов. Поэтому для повышения эффективности обработки скважин применяют нагретую кислоту.

Кислоту нагревают химическим путем, т. е. за счет экзотермической реакции взаимодействия соляной кислоты с реагентами, загружаемыми в специальный наконечник, опускаемый на трубах в скважину. Лучший реагент для термокислотных обработок - магний, при растворении которого в соляной кислоте выделяется большое количество теплоты (19,1 МДж или 4662,5 ккал на 1 кг Мg), а продукты реакции хорошо растворяются в воде.

На промыслах применяют два технологических варианта обработки скважин нагретой кислотой. По первому варианту количество кислоты и магния берут в соотношении, обеспечивающем при полном растворении металла нагревание всей соляной кислоты до оптимальной температуры. Такую обработку называют термохимической. Ее применяют для расплавления парафина и асфальтовых отложений на забое скважины и обработки приствольной части пласта, так как вследствие высокой активности кислота нейтрализуется в призабойной зоне вблизи ствола скважины.

По второму варианту берут значительно больше кислоты, чем ее нужно для растворения магния. Скважину обрабатывают в две стадии, непрерывно следующие одна за другой. Первая стадия - термическая обработка, вторая - обычная кислотная обработка. После воздействия нагретой кислотой забой скважины очищается, поэтому холодная кислота активно воздействует на породу. Такую обработку принято называть термокислотной.

Для проведения термокислотных и термохимических обработок применяют специальные наконечники. Магниевые стержни помещают в верхнюю часть наконечника - в трубку, которая соединена переводником и муфтой с насосно-компрессорными трубами. В этой трубе происходит взаимодействие магния с кислотой. Нагретая кислота, пройдя через решетку*,* попадает в нижнюю трубу,которая служит для выброса кислоты через нители, размещенные попарно в шахматном порядке. Для удаления выделяющегося водорода в наконечнике устанавливают воронку-газоотбойник, а в верхней части нижней трубы просверливают отверстия. Нижний конец нижней трубы наглухо закрывают пробкой. В нижней трубе на растянутых пружинах устанавливают регистрирующий термометр в защитном кожухе.

Во время термической обработки важно установить правильный режим закачки кислоты в скважину. При быстрой подаче кислота не успевает реагировать с магнием и температура ее не повышается до необходимой величины. Режим нагнетания кислоты, соответствующий количеству магния и необходимой температуре нагревания кислоты, можно подобрать путем стендовых испытаний или расчетным способом. Количество 15%-ной кислоты обычно берут из расчета 100 дм3 на 1 кг магния. При этом температура раствора кислоты с остаточной концентрацией НСL, равной 11-12%, повышается на 60-70° С. На одну обработку расходуется несколько десятков килограммов магния.

Эффективность термохимической обработки призабойных зон скважин можно повысить, если экзотермическая реакция будет происходить не в скважине, а в пласте. Это достигается путем предварительного введения порошкового магния в пористую среду с последующим нагнетанием в пласт кислоты. Доставка его в пласт производится с помощью магниеносителя, в качестве которого используется жидкость на крахмальной основе (с концентрацией технического крахмала 1-2% в 2%-ном растворе NaОН и КОН). В этой жидкости порошок магния остается во взвешенном состоянии. Эта жидкость предварительно нагнетается в пласт в качестве подушки, оттесняющей нефть от забоя и закрывающей дренированную часть пласта. Нефть удаляют, чтобы избежать загрязнения ею поверхности частиц магния, препятствующего полному развитию экзотермической реакции при нагнетании в пласт соляной кислоты.

Вывод

Обобщение изложенных экспериментальных и промысловых данных свидетельствует о необходимости расширения работ в отрасли по применению прогрессивных технологий и типов кислотных составов для повышения эффективности КО скважин.

На поздней стадии разработки месторождений предпочтение следует отдавать комплексным технологиям обработки ПЗП, включающим проведение работ по ограничению водопритоков или изменению профиля нагнетания воды с последующей закачкой кислотно-углеводородных композиций пролонгированного действия, или использовать загущенные поверхностно-активные кислотные составы.

Кроме того, на этапе проектирования КО серьезное внимание должно уделяться вопросам ингибирования коррозии подземного оборудования и креплению скважин, удлинению срока активности кислот в пластовых условиях, предотвращению образования новых нерастворимых осадков, снижению скорости рассеивания составов вблизи ствола скважин, подбору эффективных растворителей АСПО, гидрофобизации фильтрационной поверхности, а также сопряженной проблеме быстрого и максимально возможного выноса на дневную поверхность обработанных составов.

Новые типы кислотных композиций на основе химических соединений с высокой поверхностной, гидрофобизирующей и железокомплексирующей активностью позволяют надеяться на существенный прогресс в вопросах повышения эффективности КО скважин на поздней стадии их эксплуатации.

Литература

1. Шевкунов Е.Н. Изучение радиальной глубины кислотной обработки в пластах с зоной внутренней глинизации // Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Межвуз. науч.-тем. сб. УФНИ. – 1989. – С. 136-138.
2. Южанинов П.М., Вилисов В.Н. Рациональные условия применения сульфаминовой кислоты при обработках скважин // Интенсификация процессов добычи нефти на месторождениях Пермского Прикамья: Тр. / ПермНИПИнефть. – 1983. – С. 49-53.
3. Внедрение спецтехнологий СКО для интенсификации добычи нефти в низкопроницаемых карбонатных коллекторах Белоруссии / В.А. Санников, Г.М. Москалева, С.А. Конюшенко, И.В. Ивлев // Прогрессивные технологии освоения нефтяных месторождений Украины и Белоруссии: Сб. науч. тр. УкргипроНИПИнефти. – 1990. – С. 35-41.
4. Сучков Б.М. Влияние кратности соляно-кислотных обработок на их эффективность // НТИС. Научно-производственные достижения нефтяной промышленности в новых условиях хозяйствования. – М.: ВНИИОЭНГ, 1989. – Вып.2. – С.11-14.
5. Крылов Д.А., Батырбаев М.Д., Розницын В.В. Соляно-кислотные обработки добывающих скважин на месторождении Узень // Нефт.хоз-во. – 1990. - № 6. – С. 69-71.
6. Орлов Г.А., Кендис М.Ш., Глущенко В.Н. Применение обратных эмульсий в нефтедобыче. – М.: Недра. 1991. – 224 с.
7. Макеев Г.А., Санников В.А., Москалева Г.М. Эффективность и границы применимости соляно-кислотных обработок // Нефт. хоз-во. – 1986. - № 7. – С. 41-44.
8. А.с. 1624134 СССр, МКИ5 Е 21 В 43/27. Способ обработки карбонатного продуктивного пласта / Г.А. Орлов, В.Н. Глущенко, М.Х. Мусабиров и др. – Опубл. БИ, 1991. - № 4.
9. Результаты применения комплексной технологии обработки призабойной зоны скважин/ Ш.Г. Гарифуллин, И.М. Галлямов, Р.С. Аптикаев, В.С. Асмоловский // Пути интенсификации добычи нефти: Сб. науч. тр. БашНИПИнефти. – 1989. – Вып.80. – С. 24-29.
10. Кудинов В.И., Сучков Б.М. Интенсификация текущей добычи нефти // Нефт.хоз-во. – 1990. - № 7. – С.63-66.
11. Применение загущенных кислотных растворов для обработки призабойной зоны скважин // Экспресс-информ./ВНИИОЭНГ. Сер. «Нефтепромысловое дело»: зарубеж.опыт. – 1984. – Вып.23. – С. 18-22.
12. Давутов В.А., Сорокин А.Я. Некоторые результаты применения способа направленной пенокислотной обработки на месторождениях Удмурдии // Экспресс-информ./ ВНИИОЭНГ. Сер. «Нефтепромысловое дело». – 1986. – Вып.1. – С.15-18.
13. Долгих Г.М., Петухов В.А., Юртаев А.В. Исследование механизма влияния пенокислотной обработки на коллекторские свойства полимиктовых пород месторождений ПО Юганскнефтегаз // Экспресс-информ./ ВНИИОЭНГ. Сер. «Нефтепромысловое дело». – 1987. – Вып.1. – С. 1-4.
14. Опыт применения инвертных кислотных эмульсий / В.Г. Гусев, Н.А. Пономаренко, М.Е. Гришин, А.Н. Прохоренко // Экспресс-информ./ ВНИИОЭНГ. Сер. «Нефтепромысловое дело». – 1986. – Вып.7. – С. 4-6.
15. Р.С. Хисамов, Г.А. Орлов, М.Х. Мусабиров. Концепция развития и рационального применения солянокислотных обработок скважин // Нефт. хоз-во. – 2003. - № 4. – С. 43-45.
16. Мищенко И.Т. Расчеты в добыче нефти. – М.: Недра. 1989. – 209 с.