**Новый подход к методам химической очистки призабойной зоны ствола скважины при заканчивании открытым стволом**

Виктор Крылов, д.т.н., Вячеслав Крецул, к.т.н., РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина

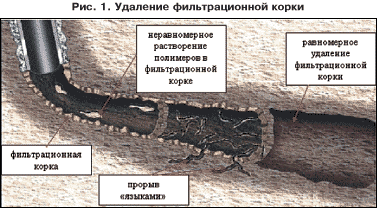
В скважинах, где традиционные методы их заканчивания непригодны по геолого-техническим и экономическим соображениям, в последние годы все больше используются современные системы заканчивания скважин открытым стволом. Проведенный авторами анализ применимости таких систем имеет не только теоретическое, но и чисто практическое значение.

В условиях, когда целесообразность применения традиционных методов заканчивания скважин по геолого-техническим и/или экономическим соображениям низка, важно достичь чистоты призабойной зоны ствола скважины (ПЗС). Это обусловлено тем, что в открытом стволе углеводороды просачиваются в скважину непосредственно через стенки скважины, в отличие от традиционных методов, когда перфорационные каналы или трещины, образованные гидроразрывом, позволяют сообщить ствол скважины с незагрязненным пластом.

При освоении скважины без химической очистки ПЗС достигаются удовлетворительные результаты, определенные, как правило, только по начальному этапу испытаний. В то же время для некоторых методов заканчивания (без спуска обсадной колонны, со спуском перфорированного или только сетчатого фильтра) длительность таких результатов с учетом времени работы скважины и/или управления разработкой залежи в целом остается труднопредсказуемой. В дополнение к простому ухудшению добычи нефти/газа неравномерная очистка ПЗС от фильтрационной корки (особенно в протяженных участках открытого ствола и системах заканчивания гравийной набивкой) способна привести к снижению эффективности нагнетания, неравномерному дренажу коллектора, снижению эффективности обработок пласта и/или преждевременному прорыву воды или газа.

**Очистка ПЗС**

Достижение равномерной и полной очистки ствола скважины от фильтрационной корки вдоль всего участка открытого ствола является необходимым и приводит к высоким результатам добычи, особенно в протяженных горизонтальных стволах (рис. 1). Основными сдерживающими факторами широкого применения технологий очистки ПЗС на месторождениях России являются: различия характеристик фильтрационных корок, образованных разными жидкостями первичного вскрытия; использование быстрореагирующих брекеров (разрушителей, растворителей); трудности вытеснения/замещения (вследствие ограничений для оборудования и инструментов заканчивания) и технические сложности успешного выполнения операции. Во многих случаях невозможность достижения требуемой очистки ПЗС при освоении скважины в дальнейшем ведет к необходимости применения дорогостоящих повторных операциий и КРС, экстенсивных химических и механических способов очистки ПЗС. Несмотря на то, что некоторые современные системы жидкостей и техника замещения позволяют улучшить очистку ствола, зачастую их эффективность зависит от специфических пластовых условий, минералогических и петрофизических свойств коллектора, конфигурации ствола скважины и характеристик жидкости для вскрытия продуктивного пласта.



Проектирование освоения скважины дожно включать полное удаление фильтрационной корки со стенок ствола скважины (рис. 1, фото 1). Поскольку многие способы заканчивания открытым стволом толерантны к высокому уровню загрязнения пласта фильтрационной коркой, удаление корки может и не являться необходимостью. В таких условиях комплексная реализация проектов (и в первую очередь системный анализ специалистов по заканчиванию скважин и разработке месторождений) может помочь в принятии соответствующего решения, где применять или не применять специальные операции по удалению фильтрационной корки, а также как наилучшим образом оптимизировать использование технологий по очистке ПЗС.



Такие инженерные решения должны учитывать множество факторов, наиболее важными из которых являются:

состав и условия работы и образования промывочных жидкостей и фильтрационных корок;

характеристики и реакционная способность пород продуктивных пластов и их насыщающих жидкостей;

способ заканчивания и характеристики оборудования;

чувствительность оборудования к реагентам и методам очистки ПЗС;

оборудование, методы и методики, которые доступны.

**Определение необходимости удаления фильтрационной корки**

Фильтрационные корки, образованные специальными промывочными жидкостями для вскрытия продуктивных пластов, обычно являются тонким и практически непроницаемым барьером между НКТ и продуктивным пластом. Таким образом, это ограничивает эффективность добычи нефти (нагнетания воды) из скважины.

Знание необходимых параметров освоения скважины в соответствии с оборудованием заканчивания является важным этапом в разработке технологии очистки ПЗС. Разные методы заканчивания обычно имеют различные диапазоны потенциальных значений скин-фактора. Высокие значения скин-фактора недопустимы, однако не все они могут быть отнесены к фильтрационной корке.

Потенциальное негативное влияние жидкостей для вскрытия пластов и фильтрационных корок обусловливает:

снижение проницаемости коллектора и, соответственно, снижение дебита скважины;

некачественную гравийную набивку;

закупорку перфорированного или сетчатого фильтра;

повышенные (локальные) скорости освоения (риск эрозии оборудования по заканчиванию);

повышенную депрессию при освоении/добыче;

увеличение риска прорыва воды или газа.

На скважинах, где проектирование заканчивания, симуляция освоения или данные по предыдущим скважинам показывают ухудшение состояния призабойной зоны пласта за счет фильтрационной корки, очистка ПЗС способна значительно улучшить производительность скважины.

Репрессия промывочной жидкости является причиной формирования фильтрационной корки и зоны кольматации, через которые происходит отфильтровывание жидкой фазы промывочной жидкости. Величина репрессии влияет на степень деформации пород в ПЗП и на изменение величины естественного раскрытия трещин. При репрессии возможно задавливание промывочной жидкости в естественные или принудительно (искусственно) раскрытые трещины. Негативные последствия репрессии промывочной жидкости усугубляются при значительных колебаниях гидродинамического давления в стволе скважины. Интенсивность колебаний давления возрастает с увеличением глубины скважины и протяженности горизонтального участка ствола, скорости спуска или подъема бурильной колонны, реологических и структурно-механических свойств промывочной жидкости, а также с уменьшением зазора между стенкой скважины и бурильной колонной.

Длительность вскрытия продуктивного пласта оказывает негативное влияние в основном на глубину проникновения фильтрата промывочной жидкости, т.е. определяет размер зоны возможного поражения пласта. Отрицательное воздействие проникшего в продуктивный пласт фильтрата проявляется следующим образом:

образование водонефтяных эмульсий, которые существенно снижают проницаемость ПЗП;

набухание глинистых частиц, содержащихся в породах, слагающих коллектор, в результате чего снижается проницаемость ПЗП;

удерживание фильтрата в пористой среде капиллярными силами и вытеснение его из поровых каналов возможно лишь при значительных перепадах давления, что затрудняет продвижение нефти к стволу скважины. Данное явление особенно характерно для низкопроницаемых коллекторов;

при взаимодействии фильтрата промывочной жидкости с пластовыми флюидами могут образовываться нерастворимые осадки в поровом пространстве коллектора.

В зависимости от физико-химической природы пористой среды, содержания ПАВ в фильтрате и нефти, наличия или отсутствия набухающих глинистых минералов, характера репрессии на пласт и других причин ухудшение проницаемости ПЗП может быть обусловлено влиянием всех выше перечисленных факторов одновременно или некоторых из них.

В случае, когда продуктивный пласт характеризуется значительной глинистостью и неоднородностью свойств, требуется особый подход к его вскрытию. Проникновение фильтрата промывочной жидкости в ПЗП вызывает набухание глинистых минералов и вследствие диспергирования и перемещения глинистой фазы потоком жидкости ведет к снижению диаметра поровых каналов, или к полному их смыканию. Для предотвращения набухания глинистых пород в практике ведения буровых работ на месторождениях Западной Сибири нашли применение ингибированные минеральными солями (хлористый калий, известь, хлористый кальций и др.) или специальными реагентами (Kla-Cure, Kla-Gard, Hibtrol и др.) промывочные жидкости. Для каждого конкретного горизонта можно выделить ряд ограничивающих факторов, которые, в сочетании с доступностью материалов, оборудования и желаемых результатов, могут существенно сузить «круг поиска» при выборе оптимальной рецептуры и технологии вскрытия продуктивного пласта. Например, при наличии минерализованной пластовой или остаточной воды сульфатного или карбонатного типа использование солей кальция должно быть исключено.

Особого подхода требует выбор реагентов, применяемых для стабилизации свойств промывочной жидкости и оценки их влияния на характеристики фильтрата. Согласно результатам многочисленных исследований водные растворы многих реагентов, применяемых буровыми подрядчиками для обработки промывочных жидкостей, снижают проницаемость пород, слагающих продуктивные пласты в большей степени, чем техническая вода. При этом механизм снижения проницаемости различается. Например, обработка промывочной жидкости такими реагентами, как жидкое стекло, акрилаты, КССБ, может привести к образованию студнеобразных или нерастворимых осадков при взаимодействии фильтрата с пластовым флюидом. С другой стороны, несбалансированные концентрации реагентов-диспергаторов, таких как едкий натр, УЩР, карбонат натрия, способны увеличить набухаемость глинистых минералов, присутствующих в продуктивном пласте.

Содержащиеся в нефти асфальтосмолистые вещества, являющиеся эмульгаторами, способствуют образованию «бронирующих» эмульсий, которые закупоривают поровые каналы коллектора и препятствуют продвижению нефти к стволу скважины. Величину капиллярного давления и, следовательно, эффект Жамена можно уменьшить в случае применения ПАВ с целью снижения поверхностного натяжения на границе раздела сред фильтрат—углеводородная среда, увеличения эффективного радиуса поровых каналов за счет сокращения толщины адсорбционных оболочек и пленок на поверхности породы.

На месторождениях Западной Сибири при обработке промывочных жидкостей для вскрытия продуктивных пластов некоторые буровые подрядчики применяют неионогенные (ОП-7, ОП-10), анионные (сульфонол) и катионные ПАВ (катапин). Наибольшее распространение нашли неионогенные ПАВ. Такие реагенты мало адсорбируются на поверхности горных пород и при этом значительно снижают поверхностное натяжение на границе водный фильтрат—нефть при малой концентрации, в результате эффект может быть достигнут при небольшом количестве ПАВ. Многие неионогенные ПАВ полностью растворимы и сохраняют высокую поверхностную активность как в пресной, так и в пластовой жидкости, при этом они являются высокоэффективными деэмульгаторами.

Однако применение ПАВ-деэмульгаторов не всегда приводит к ожидаемым результатам. Так, например, анионактивный сульфонол при контакте с пластовой водой может утратить поверхностную активность и привести к образованию хлопьевидного осадка, который закупоривает поровые каналы и снижает проницаемость ПЗС. Это свидетельствует о том, что большинство рекомендаций по применению ПАВ носит эмпирический характер и не базируются на глубоких комплексных исследованиях.

**Особенности горизонтальных скважин**

Аналитические исследования лабораторных и промысловых данных показывают, что основной причиной снижения продуктивности многих нефтяных и газовых пластов является их загрязнение в процессе вскрытия. В то же время использование результатов исследований влияния качества вскрытия продуктивных пластов вертикальными скважинами не всегда применимо для анализа горизонтальных скважин, т.к. не учитывает существенных различий в формировании околоскважинных зон:

геологическая неоднородность по простиранию пласта существенно влияет на формирование околоскважинных зон горизонтальных скважин;

в отличие от вертикальных скважин воздействие циркуляционных агентов на продуктивный пласт, вскрытый горизонтальным стволом, осуществляется в течение значительно более длительного периода;

ствол горизонтальной скважины испытывает более сложные и интенсивные деформационные процессы по сравнению со стволом вертикальной скважины;

технология бурения и заканчивания горизонтальных скважин обусловливает специфику околоскважинных зон.

При формировании призабойной зоны горизонтальных скважин характерной особенностью является влияние ограниченной толщины пласта и проявление гравитационных эффектов. Отличительной особенностью ПЗП горизонтальных скважин являются малые градиенты давления, и значительную роль приобретают процессы, связанные с проникновением фильтрата промывочной жидкости в пласт в результате их длительного контакта.

Гравитационные силы оказывают влияние на скорость движения фильтрата промывочной жидкости в вертикальном направлении. Под действием гравитации усиливаются дополнительные поступления фильтрата к подошве пласта, увеличивая водонасыщения (в случае вскрытия продуктивного пласта жидкостью на водной основе) вблизи нее. Это приводит к вертикальной неравномерности зоны проникновения и появлению характерных языков обводнения, которые появляются в зоне подошвы пласта для нефтей повышенной вязкости. При этом языки обводнения практически не возникают в пластах с маловязкой нефтью и газом. Сложный неравномерный характер распределения фильтрата в околоскважинной зоне вызывает соответствующие изменения абсолютных и фазовых проницаемостей и отражается на продуктивности горизонтальных скважин.

**Определение необходимых реагентов для очистки ПЗС**

Какую систему выбрать для очистки ствола от фильтрационной корки, зависит от забойных условий и условий образования корки. С точки зрения повышения производительности скважин оптимальная промывочная жидкость для вскрытия продуктивного пласта должна содержать только такие компоненты, которые легко растворяются и диспергируются при освоении скважины. Тем не менее необходимо учитывать, что фильтрационная корка ведет себя иначе, чем жидкость для вскрытия пластов, и может не растворяться и не диспергироваться.

Варианты химической очистки ПЗС могут отличаться в зависимости от способа заканчивания, характеристик пласта и типа промывочной жидкости. Растворы брекеров (жидкости химической обработки) реагируют не только с фильтрационной коркой, но также с породой коллектора и его насыщающими флюидами, оборудованием в стволе скважины. В то же время эти «дополнительные» реакции способны привести к снижению качества вскрытия продуктивного пласта и заканчивания скважины в целом. Таким образом, все эти факторы необходимо учитывать при проектировании и оптимизации программы очистки ПЗС.

Существует 4 основных метода очистки ПЗС:

освоение (очистка) без химической обработки;

обработка с целью удаления полимерных составляющих фильтрационной корки;

очистка ПЗС путем растворения сводообразующего материала (частицы мела, соли) фильтрационной корки;

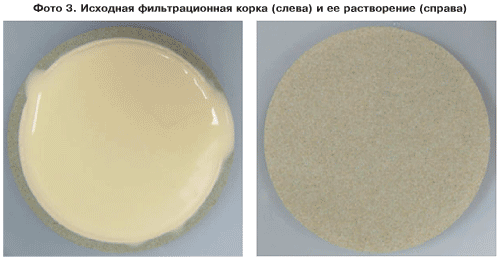
обработка для удаления как полимерных составляющих, так и твердых частиц.

Обычно химическая обработка используется для удаления фильтрационной корки, когда компоновка оборудования заканчивания уже находится в стволе скважины. Поэтому оборудование должно обеспечивать контакт растворов очистки с фильтрационной коркой. Это может быть специальное промывочное устройство (труба), гибкая или обычная НКТ, осуществляющая изоляцию остального оборудования с помощью промывочных манжет, которые позволяют разместить жидкость очистки в необходимом месте.

Целью обработки является разрушение фильтрационной корки и предотвращение закупорки оборудования заканчивания остатками реакций жидкости очистки. Химические реагенты могут реагировать с полимерами, которые связывают твердые частицы, чтобы разрушить и полимеры и структуру, образованную твердой фазой корки.



Частицы бурового шлама, входящие в структуру корки, способны снизить эффективность действия растворов специальных реагентов. Эффективность обработки часто определяется временем (временем реакции), необходимым для прорыва корки и потерями жидкости. Быстрый прорыв корки может являться неэффективным и даже опасным, т.к. раствор брекеров может быстро просачиваться сквозь высокопроницаемые зоны, не разрушая фильтрационную корку по всей поверхности ствола в продуктивном пласте (рис. 1, фото 2). Раствор брекеров с долгим временем реакции может способствовать достижению последующих высоких дебитов скважины за счет равномерной обработки во всем интервале, в т.ч. и на участках с различной проницаемостью (фото 3).



Химические брекеры (разрушители, растворители) могут быть разделены на 4 основные группы:

кислоты;

оксиданты;

энзимы;

хелаты.

Выбор соответствующего брекера будет зависеть от типа фильтрационной корки, которую необходимо удалить, компонентов корки, на которые предполагается воздействовать, состава жидкости заканчивания, забойной температуры и способа заканчивания. Поэтому треуется проведение лабораторных исследований с целью определения эффективности брекеров. Такие исследования должны включать совместимость раствора брекера как с жидкостью заканчивания, так и оценку возможных реакций с промывочной жидкостью, пластовым флюидом и породами (минералами) продуктивного пласта.

Поскольку фильтрационная корка образуется в процессе фильтрации промывочной жидкости для вскрытия продуктивных пластов, то необходим критический анализ компонентов, входящих в состав этой жидкости. Критическими компонентами являются:

1. Сводообразующие материалы (твердая фаза):

карбонат кальция (Safe-Carb) — растворители: кислоты, чиланты;

фракционированные частицы соли (Flo-Wate) — растворители: пресная вода, ненасыщенные растворы солей.

2. Загустители-структурообразователи (полимеры):

ксантовая смола (XC-биополимер, Duovis, Flo-Vis Plus) — растворители: окислители;

склероглюканы (Biovis) — растворители: окислители.

3. Реагенты для снижения фильтрации (полимеры):

модифицированный крахмал (Flo-Trol, Dual-Flo и др.) — растворители: кислоты, окислители, энзимы.

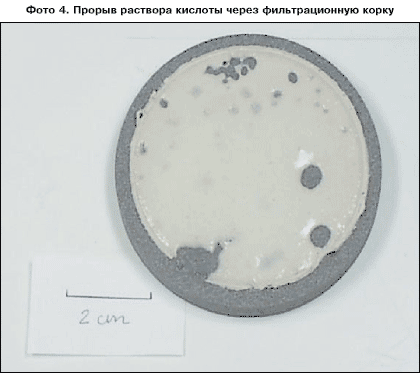
4. Буровой шлам:

песок: обычно не представляет проблемы, поскольку он нерастворим;

глинистые частицы: трудноудалимы. Лучше всего поддерживать их минимальную концентрацию в промывочной жидкости с помощью оборудования по удалению твердой фазы или разбавлением. Глинистые частицы могут быть растворены специальными «глинокислотными» системами, однако такие обработки, как правило, способны привести к повреждению оборудования заканчивания. Обработки растворами ПАВ могут улучшить удаление глинистой фазы, однако в некоторых типах оборудования заканчивания это способно привести к его закупорке.

**Обработка ПЗС растворами кислот**

Кислоты традиционно используются для очистки после полимерных буровых растворов на водной основе. Растворы кислот действуют и на биополимеры, входящие в состав фильтрационной корки и на карбонат кальция. Они разрушают полимеры путем гидролиза. Обработка ПЗС растворами кислот требует проведения анализа начала действия кислот, т.к. часто кислоты прорывают фильтрационную корку «языками», идя по пути наименьшего сопротивления (рис. 1, фото 4).



Кислоты малоэффективны при обработке ПЗС после растворов на углеводородной основе. Однако их также применяют при очистке ПЗС после обратимой эмульсионной системы (Faze-Pro). Диапазон температуры применения большинства растворов кислот находится в пределах 45-120°С. Наиболее распространенным на нефтяных месторождениях является раствор соляной кислоты концентрацией 5-28%. Он может использоваться одиночно или совместно с органическими кислотами.

**Недостатки киcлот**

В нефтегазовой промышленности применяют растворы минеральных и органических кислот. Для избежания образования налета и осадка необходимо проводить исследования на совместимость кислот с другими технологическими жидкостями. Растворы кислот также представляют опасность при их практическом использовании:

минеральные кислоты реагируют со многими материалами, особенно при повышенных температурах. При кислотных обработках как в процессе освоения скважины, так и при последующих опрерациях по стимуляции возможна коррозия забойного оборудования. Кислотная коррозия может привести к авариям с НКТ или повреждениям забойного оборудования по контролю песка;

при проникновении в пласт кислота может реагировать и растворять цемент породы, увеличивая таким образом проницаемость. С другой стороны, разрушение цемента способно привести к образованию мелких частиц, которые при движении могут закольматировать поровое пространство и ухудшить коллекторские свойства продуктивного пласта;

агрессивное действие минеральных кислот делает точную установку ванн проблематичной. Кислоты начинают разрушительный процесс как только контактируют с фильтрационной коркой, т.е на забое скважины. После разрушения фильтрационной корки кислота может проникнуть вглубь породы быстрее, чем она будет вымыта на поверхность. Это также может привести к неполной очистке ПЗС;

кислоты теряют реакционную способность при разбавлении или нейтрализации (возможно также путем разбавления) или реакции с породами пласта или остатками промывочной жидкости. В результе использования недостаточного количества или недостаточной концентрации кислоты фильтрационная корка может быть разрушена не полностью;

слабые (истощенные) растворы кислот могут приводить к осадкообразованию частиц, которые растворимы при низких значениях рН, однако становятся нерастворимыми в истощенных растворах кислот. Например, железо может осаждаться как желеобразный материал в кислотном растворе, истощенном при растворении карбоната кальция. Поэтому кислотные составы часто содержат железохелатирующие реагенты.

Как кислоты, так и окислители являются агрессивными, высокореактивными химикатами, и с ними необходимо обращаться в соответствии с правилами техники безопасности.

Высокие концентрации кислот при повышенных температурах способны привести к быстрому прорыву корки и проникновению раствора кислоты вглубь коллектора (фото 4). При этом кислота может фильтроваться в пласт и не участвовать в дальнейшем разрушении фильтрационной корки. Другими негативными последствиями применения кислотных обработок может являться флокуляция и диспергирование глинистых частиц, находящихся в коллекторе.

Кислоты несовместимы со многими синтетическими полимерами, например такими, как полиакриламиды.

**Применение окисляющих брекеров (окислителей, оксидантов)**

Окислители включают гипохлориты, пербораты, пероксиды и персульфаты. Эти химикаты реагируют с органическими полимерами, и диапазон их реакционной способности достаточно широк. Они могут вступать в реакции как с металлическими поверхностями труб, так и с породами продуктивных пластов. Эффективность (реакционная способность) химикатов снижается после реакции. Температура применения окислителей находится в диапазоне от 25 до 95°С. Некоторые растворы окислителей имеют узкие температурные диапазоны, в то время как другие работают во всем диапазоне температур.

Окислители «отдают» кислород при высоких температурах, который химически взаимодействует и разлагает полимерные составляющие фильтрационной корки. Они применяются самостоятельно или как стадия двустадийной очистки с кислотной обработкой.

Принято считать,что персульфатные брекеры реагируют только дважды. Действительно, при реакции они могут образовать только 2 гидроксил-радикала, однако эти 2 радикала могут реагировать снова и снова сотни и тысячи раз. Эта реакция представляет собой истинный процесс катализа, с помощью которого персульфаты являются эффективными брекерами для полимеров полисахаридной группы, например таких, как ХС-биополимеры.

Скорость, при которой молекулы персульфатов образуют 2 радикала, зависит от температуры. При температурах ниже 50°С этот процесс происходит достаточно медленно. Согласно исследованиям в общем случае окисляющие брекеры работают в 3,7 раза быстрее при увеличении температуры на ~10°C.

**Недостатки окислителей**

Основные недостатки окислителей заключаются в том, что:

гипохлориты агрессивны по отношению к стали, включая 13-хромированную сталь. Растворенное железо образует коллоидные частицы «ржавчины», которые являются потенциально опасным загрязнителем коллектора твердой фазой;

высоко- и низкощелочные жидкости растворяют силикаты или микропоровые кремнистые сланцы, которые образуют мелкие частицы. Эти подвижные частицы способны закупорить поровые каналы. Низкопроницаемые коллектора обычно являются более чувствительными к такому загрязнению;

окислители могут реагировать с глинами или образовывать эмульсии. Большинство окислителей характеризуются высоким уровнем рН и могут диспергировать глинистые частицы;

окислители не должны применяться в комбинациях с кислотами, поскольку в этом случае могут образовываться ядовитые газы;

агрессивные окислители способны привести к быстрому прорыву фильтрационной корки и обходу фильтрационной корки (фото 4);

при разрушении полимерной составляющей фильтрационной корки окислителями возможно проникновение компонентов промывочной жидкости в коллектор.

**Применение энзимов**

Обычно энзимы определяются как природные катализаторы, т.к. большинство биологических процессов включают энзимы. Энзимы являются большими молекулами белков, состоящих из цепочек аминокислот. Простые энзимы состоят менее чем из 150 аминокислот, при этом сложные (типичные) энзимы имеют 400-500 аминокислот.

Энзимы, применяющиеся в нефтегазовой промышленности, являются специфичными для определенных групп полимеров. Энзимы, разрушающие амилазу (крахмал), не воздействуют на ксантановые биополимеры и наоборот, что позволяет селективно разрушать фильтрационную корку в зависимости от ее состава. Как и гипохлориты, энзимы не растворяют карбонат кальция, поэтому если удаление кольматанта является одной из основных задач, обработку ПЗП энзимами необходимо комбинировать с обработкой хелатными соединениями.

Энзимы являются коррозионно-безопасными реагентами — они не реагируют с железом и не образовывают нерастворимых осадков «ржавчины», которые являются потенциально опасными соединениями, закупоривающими поры породы-коллектора. Т.к. энзимы являются катализаторами, то они практически не расходуются в реакции, вследствие чего могут разрушать полимеры до тех пор, пока не изменится среда реакции.

Обычно закачка пачки на основе энзимов в зону продуктивного пласта не вызывает сложностей, поскольку энзимы действуют достаточно медленно, в результате достигается более полное удаление фильтрационной корки (рис. 1).

**Недостатки энзимов**

Недостатки энзимов обусловлены тем, что:

энзимы весьма чувствительны к среде реакции. Температура, рН, содержание ионов кальция (жесткость) и др. способны как улучшить, так и ухудшить эффективность обработки ПЗС энзимами;

используемые в отрасли реагенты имеют достаточно узкий температурный диапазон применимости — от 4 до 95°C.

**Очистка ПЗС с помощью хелатов**

Хелатные соединения (хелаты, внутрикомплексные соединения, клешневидные соединения), представляющие собой комплексные соединения, в которых лиганд присоединен к центральному атому металла посредством двух или большего числа связей, позволяют достаточно эффективно разрушать карбонат кальция, связывая его в органическое соединение. Наиболее часто в промывочных жидкостях используются хелатные соединения, производные от этилендиаминтетрауксусной кислоты.

Хелаты работают гораздо медленнее и «мягче» кислот, не склонны к активным химическим реакциям с пластовыми флюдами или минералами, слагающими коллектор, что позволяет существенно снизить риск загрязнения ПЗП. К дополнительным преимуществам хелатных соединений относится низкая коррозионная активность, малая токсичность, легкость транспортировки и хранения.

Для повышения эффективности очистки ПЗП хелаты могут применяться совместно с другими реагентами, такими как кислоты или энзимы. Низкощелочные растворы хелатов также эффективны при удалении фильтрационной корки, образованной обратимыми эмульсионными РУО [1].

**Выводы**

Так как стоимость хелатных реагентов остается пока относительно высокой, энзимы в сочетании с хелатными реагентами рекомендуется использовать там, где требуется удаление карбоната кальция (например при заканчивании скважин щелевыми или гравийными фильтрами).

В общем случае при выборе раствора брекера необходимо учитывать:

экологическую безопасность и токсичность реагентов;

коррозионную активность брекеров;

скорость реакции растворов разрушителей;

вероятность загрязнения коллектора продуктами реакции.

На месторождениях Западной Сибири широкое распространение нашли биополимерные промывочные жидкости, использующие фракционированную мраморную крошку для контроля фильтрации жидкости в пласт. Энзимы разрушают связующее вещество фильтрационной корки, образованной такими жидкостями — модифицированный крахмал. Это позволяет разрыхлить и разрушить корку, что помогает снизить давление отрыва от поверхности ПЗП и дезинтегрировать корку с тем, чтобы легко вынести ее потоком пластового флюида при вызове притока.

Основными критериями, на которые необходимо обратить внимание при выборе способа химической очистки забоя, являются:

после удаления фильтрационной корки исчезает барьер, препятствующий неконтролируемой фильтрации жидкости заканчивания в пласт. Репрессия на пласт после разрушения фильтрационной корки перед спуском ЭЦН в процессе заканчивания составит около 4,5-5,0 МПа, что может спровоцировать существенные потери жидкости заканчивания в коллектор;

при использовании «грязной» (содержащей большое количество твердой фазы) жидкости заканчивания твердые частицы, содержащиеся в ней, могут закольматировать поровые каналы ПЗП и привести к снижению производительности скважины.

Поэтому для достижения максимальной эффективности химической обработки и во избежание повреждения коллектора после проведения такой обработки мы рекомендуем более внимательно проработать вопросы заканчивания скважин в целом. На основании проведенных исследований можно утверждать, что существующие способы химической очистки забоя способны эффективно удалять фильтрационную корку современных жидкостей для первичного вскрытия. Выбор того или иного метода обработки ПЗС будет зависеть от используемого забойного оборудования, метода заканчивания, наличия или отсутствия на забое отсекающего клапана и пакера, устойчивости забойного оборудования к коррозии и действующих в регионе ограничений в области промышленной безопасности.

**Список литературы**

1. Patel A. D. Reversible Invert Emulsion Drilling Fluids — A Quantum Leap in Technology. IADC/SPE 47772 Paper. 1998 IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology.

2. Ибрагимов Л.Х., Мищенко И.Т. Интенсификация добычи нефти. М., 1996.

3. Morgenthaler L. N., McNeil R.I., Faircloth R.J., et al. Optimization of stimulation chemistry for openhole horizontal wells. SPE 49098. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, 27-30 September 1998.