

КОНЦЕПЦИЯ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ЗАКАНЧИВАНИЯ И КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Петров Н.А., Алексеев Л.А.

*ООО «Специальные технологии Западной Сибири», г. Ноябрьск
Уфимский государственный нефтяной технический университет*

Для повышения эффективности технологий по ограничению водопритоков необходимо всестороннее рассматривать и распознавать в каждом конкретном случае механизм возникновения перетоков пластовых флюидов. Стендовые и промысловые исследования показали, что помимо известных путей происхождения перетоков через цементный камень и зазоры в контактных зонах «обсадная колонна-цементное кольцо-глинистая корка-горная порода» возможны еще пути: через вновь образовавшиеся в процессе обработок призабойных зон трещины и промытые каналы (возникшие еще при гидроразрыве пластов) в горной породе и негерметичные резьбовые соединения обсадной колонны.

В технологии ремонтно-изоляционных работ целесообразно предусмотреть комплекс подготовительных работ по очистке: призабойной зоны от осадков и поверхности каналов от углеводородов.

Значительный рост объема скважин, выходящих в капитальный ремонт, и усложнение горно-геологических условий для выявления причин их неудовлетворительной работы требуют использования передовых достижений научно-технического развития и применения новых высокоэффективных технологий.

Для выбора и повышения эффективности технологий по ограничению водопритоков необходимо знать предысторию заканчивания и эксплуатации скважины, в том числе и разработки месторождения в целом. Знание различных способов формирования водопритоков способствует более точной диагностике каждой конкретной ситуации. Это требует проведения разносторонних исследований и установления новых факторов, прямо или косвенно влияющих на обводнение продукции скважин.

Эффективность ремонтно-изоляционных работ (РИР) зависит от свойств применяемых изолирующих композиций и от ряда других факторов. К ним относятся состояние ствола скважины, ее крепи и призабойной зоны пласта (ПЗП). Они характеризуются наличием капиллярных и крупных (промытых) каналов, трещин, степенью загрязненности органическими и неорганическими

осадками, глубиной (удаленностью, протяженностью) проникновения технологических жидкостей при заканчивании скважин и обработках призабойных зон (ОПЗ).

Под крепью скважины традиционно подразумевают систему, включающую обсадную колонну и цементный камень в кольцевом пространстве. Под герметичностью подразумевают герметичность обсадных труб, резьбовых соединений, цементного камня и контактных поверхностей: «обсадная колонна – цементный камень» и «цементный камень – горная порода». Герметичность крепи может быть только относительной и во многом она зависит от режима работы скважины.

Во введении в московское издание журнала «Нефтегазовое обозрение» компании Шлюмберже (весна 1998 г.) Потаповым А.Г. также было отмечено, что для оперативного управления стратегией разработки месторождений и оптимизации добычи следует отслеживать миграцию флюидов в коллекторе, выявлять прорывы воды и распознавать барьеры для перемещения флюидов. Особо подчеркивалось, что оптимизация эффективной разработки месторождений закладывается на стадии проектирования, строительства и освоения скважин. Именно надежное разобщение (в соответствии с условиями работы крепи) пластов при цементировании эксплуатационных колонн обеспечивает длительность и безопасность эксплуатации скважины. Возможность прогнозирования и предупреждения миграции и перетоков пластовых флюидов базируется на понимании причин, вызывающих их. Можно еще добавить выявление критических величин движущей силы, инициирующих перетоки. Кроме того, важно уточнять и расширять знания о механизмах появления, протекания и угасания данных процессов.

Ниже приводятся факты, установленные при проведении разносторонних (промысловых, стендовых и лабораторных) исследований в горно-геологических и технико-технологических условиях Ноябрьского нефтегазового района Западной Сибири и Урало-Поволжского региона.

Анализ результатов ОПЗ добывающих скважин, проведенных в конце 80-х годов на месторождениях Ноябрьского региона, показал, что потенциальные возможности методов и технологий реализуются не в полной мере. Две трети

ОПЗ проводилось с применением кислот, эффективность которых оказалось тоже не высокой [1].

Тот факт, что основным показателем, определяющим эффективность кислотных воздействий на ПЗП, является относительная амплитуда ПС (самопроизвольная поляризация), - указывает на растворение в порах и трещинах в основном привнесенных осадков техногенного происхождения (исходя из минералогического анализа остатков забойных отложений на ситах). Однако это не исключает и того, что осадки могли быть привнесены в ПЗП добывающей скважины не только со стороны последней, но и с другой стороны – по направлению от нагнетательной скважины. Впрочем, также можно рассуждать по отношению к обнаруженной на забое воде. Высота столба застойной воды и пульпы в ПЗП остановленных скважин достигала 500-700 м [2].

Независимо от того, с какой стороны были привнесены осадки или вода, при меньших величинах $\alpha_{ПС}$ (особенно менее 0,65), когда повышается глинистость и карбонатность полимиктового коллектора, снижается эффективность кислотного воздействия. Кислотный раствор просто не поступает в низкопроницаемые участки (согласно теории синергетики и капиллярных условий). А гидратированный глинистый и карбонатный материал высокогидрофильного коллектора при наличии воды в ПЗП уменьшает до минимума и без того небольшие размеры пор.

Проведенный гранулометрический состав отложений с забоя и взвешенных частиц в пробах показал, что свыше 60% частиц составляют размером менее 0,1 мм, причем они способны к самоуплотнению.

Следовательно, привнесенные осадки в большинстве своем были предварительно гидратированы. Но под воздействием существующих в скважине перепадов давления рыхлые осадки все же не способны настолько сильно уплотняться, чтобы снизить проникающую способность кислотных растворов ниже, чем в участках с повышенной глинистостью и карбонатностью (где $\alpha_{ПС}$ меньше 0,65).

Поэтому для повышения эффективности кислотных обработок широко практикуются следующие добавки и буферные жидкости, улучшающие свойства композиций:

- понизители поверхностного натяжения (ПАВ и др.);
- загустители (полимеры, эмульсии и др.);
- «осушители» (спирты, гликоли и пр.).

При проведении РИР на скважинах нецелесообразно оставлять столь непрочный тампон из скопившихся осадков в высокопроницаемой части. Данный тампон сам по себе способен к постепенному размыву, а с другой стороны, все же существенно снижает проникающую способность для закачиваемых герметизирующих составов. Поскольку техногенные осадки хорошо удаляются при проведении солянокислотных или глинокислотных обработок (СКО или ГКО), данную операцию и следует проводить перед РИР. Так, растворимость отложений в 12%-ой соляной кислоте достаточно высокая и составляет 32-37%, а в глинокислоте – 52-59%. Растворяющаяся в соляной кислоте часть отложений состоит в основном из соединений железа и алюминия (до 90%).

Таким образом, анализ кислотного воздействия на ПЗП показал, что основным фактором, влияющим на эффективность ОПЗ, является текущее состояние призабойной зоны скважины. В процессе эксплуатации добывающих скважин на забое и в стволе накапливаются вода, растворы, различного рода осадки и взвешенные частицы, попадание которых в нефтяной пласт ведет к снижению продуктивности скважин.

Поэтому при проведении любых операций (будь то по интенсификации, или восстановлению продуктивности скважин, или РИР) необходимо осуществлять предварительную промывку ствола до искусственного забоя. Причем промывку следует осуществлять с применением растворов (полимерных или полимерсолевых) с повышенными песконесущими (пескоудерживающими) свойствами. Далее важно установить солянокислотную ванну (СКВ) и вновь промыть ствол скважины. После этого комплекса предварительных работ проводят СКО или ГКО.

Необходимость проведения этих многочисленных работ продиктована практикой. Так в работе [3] указывается, что гидроразрыв с предварительным

гидропескоструйным вскрытием желательно проводить как для повышения продуктивности нефтяных или приемистых нагнетательных скважин, так и при водоизоляционных работах.

Успешные результаты от гидроразрыва пласта в сочетании с гидропескоструйным вскрытием получены при водоизоляционных работах еще в 1960-х г.г. на промыслах НПУ «Азнакаевскнефть». По 9-и операциям средняя обводненность продукции уменьшилась с 64 до 30%, а дебит нефти увеличился в среднем от 8 до 27 т/сут на скважину.

Из вышеизложенного следует, что перед проведением РИР следует максимально расширить имеющиеся в пласте трещины и каналы, а также латентные (потенциально возможные).

Но проведение как гидроразрыва, так и гидропескоструйной операции даже в отдельности являются очень трудоемкими и дорогостоящими операциями. А с другой стороны, следует все же выполнять необходимый минимум работ для повышения эффективности РИР. Именно к таким альтернативным технологическим операциям (простым и обыденным, недорогим) относятся СКО ГКО.

Здесь еще можно сделать несколько предложений. По сути, в процессе бурения скважины (долбления), при спускоподъемных операциях (СПО) бурильной колонны, при спуске обсадной колонны, при промывке скважины и в период цементирования обсадной колонны вполне возможны минигидроразрывы и микроразрывы ствола скважины. В трещинах разрывов при их смыкании остается твердая фаза технологических растворов. Именно она в первую очередь и будет растворена при кислотных обработках. Но повышения притока после СКО в скважинах с $\alpha_{\text{ПС}}$ менее 0,65 не отмечено.

Следовательно, пласты с $\alpha_{\text{ПС}}$ менее 0,65 более устойчивы к минигидроразрывам. Для них необходимы более высокие давления при операциях гидроразрыва пластов. Вероятно, данные пласты способны к «самозалечиванию» возникших после разрыва трещин. Например, за счет гидратации глинистых компонентов коллектора. В итоге, либо данные пласты не подвержены минигидроразрывам при строительстве скважин, либо все равно это никак не отражается на увеличении их проницаемости.

С другой стороны, при проведении анализа эффективности кислотных обработок в основном рассматривались не первичные обработки, а последующие. Так как то, что уже могло (куда проникла кислота) раствориться в порах трещинах гидроразрыва, уже было растворено и вынесено из каналов. Поэтому дальнейшего улучшения, кроме как за счет растворения вновь привнесенных осадков, не происходило. Значит, раствор в другие новые участки не поступает. Это может быть объяснено учением о фрактальных объектах в синергетике и неравномерном проникновении в них жидкостей [4].

Выше говорилось о необходимости очистки ПЗП перед проведением РИР от осадков, как привнесенных, так и сформировавшихся непосредственно в зумпфе и ПЗП. Но при проведении РИР часто используются композиции с селективным действием. Их адгезия на поверхностях во многом зависит еще и от наличия нефти в ПЗП. Прорывы воды на начальных этапах происходят по нефтеводоносным участкам. Незакрепленный изолирующий материал на смоченных нефтью поверхностях в последующем легко вымывается. Поэтому эффективность многих изоляционных работ с различными композициями непродолжительна. Важное значение в таком случае для повышения адгезии герметизирующих композиций имеет операция по очистке от нефти поверхностей металла, цементного камня, коллектора.

В случаях использования водомасло- и маслорастворимых сульфонов максимальная степень вытеснения остаточной нефти из керна достигается растворами, находящимися в состоянии близком к высаливанию.

Регулировать растворимость анионных поверхностно-активных веществ (ПАВ) в воде (растворителе) для перевода системы в состояние перед высаливанием ПАВ и углеводорода можно двумя путями. Первый – это введение электролитов – для гидрофильных ПАВ. И второй – соразстворением плохорастворимых в воде гидрофобных ПАВ с помощью гидрофильных содетергентов.

В качестве анионного ПАВ использовался реагент Сумирол, полученный из масел Рязанского НПЗ, состоящий из сульфонов, сульфата натрия, масел и гидроокиси натрия. Реагент Сумирол был испытан в середине 90-х г. на Сосновском месторождении НГДУ «Кинельнефть» ПО «Куйбышевнефть» при

обработке ПЗП двух нагнетательных скважин. В них закачивалась сточная вода с установок подготовки нефти. В результате этой закачки естественная приемистость скважин снизилась ввиду присутствия остаточной нефти в закачиваемой сточной воде. После закачки мицеллярного раствора (МР) из реагента Сумирол приемистость скважин увеличилась примерно на треть [6]. Проведенные исследования МР опытных партий реагента Сумирол показали их хорошую (70-90%) нефтевытесняющую способность из кернов уже в простейших составах на пресной воде без каких-либо добавок. В комплексе технологических операций РИР мицеллярные растворы анионных ПАВ можно применить после СКО. Но желательно в этом случае не подвергать отмыву чисто нефтяные зоны. Однако также здесь в дальнейшем целесообразно отмыть ПЗП и от МР, например пресной водой, либо применять изоляционные композиции, совместимые с аниноактивными ПАВ.

Таким образом, только комплексный подход в подготовке ПЗП, заключающийся в удалении накопившихся осадков и травлении поверхностей кислотными растворами (СКВ, СКО, ГКО, АКО и др.) во всех участках по насыщенности флюидами, промывке растворами с повышенной песконесущей способностью, отмыве углеводородов в водонефтенасыщенных и водонасыщенных пропластках мицеллярными растворами ПАВ, и отмыве от остатков самих химреагентов водой и буферным раствором, может в итоге существенно повысить эффективность последующих РИР.

Анализ результатов ОПЗ на месторождениях Ноябрьского района в конце 80-х и начале 90-х годов показал, что потенциальные возможности применяемых технологий не были реализованы полностью еще по ряду причин: отсутствие достоверной информации о состоянии ПЗП; неправильный выбор способов воздействия; использование недостаточно научно обоснованных объемов закачиваемых химреагентов.

Глубины расположения зон с различными коллекторскими свойствами могут быть определены по данным исследований скважины методом кривой падения давления (КПД) в нагнетательных скважинах или методом восстановления давления (КВД) в добывающих скважинах.

Известно, что скорость восстановления давления зависит от физических параметров пласта и насыщающей его жидкости. Кроме того, правильная расшифровка КВД с достаточной для практики точностью дает возможность вычислять гидродинамические параметры как призабойной, так и удаленной зоны продуктивного горизонта. После вычисления гидродинамических параметров могут быть рассчитаны и глубины зон неоднородностей.

По данным КВД, снятых в добывающих скважинах Вынгапуровского месторождения, были выделены по два и три условно прямолинейных участка [2]. Рассмотренные скважины расположены на разных участках месторождения, дебиты по жидкости варьировались в пределах 5-86 м³/сут, суммарная перфорированная толщина менялась от 3,0 до 16,5 м, количество нефтенасыщенных пропластков изменялась от 2-3 до 10-11.

Одной из особенностей исследования скважин Вынгапуровского месторождения методом КВД является то обстоятельство, что практически во всех случаях установлен факт больших значений приведенного радиуса по сравнению с номинальной величиной диаметра долота (и даже с учетом каверн пробуренного ствола). Одной из причин больших значений приведенных радиусов является наличие системы трещин с различной раскрытостью в первой зоне продуктивного горизонта, прилегающей к стволу скважины.

Другой особенностью является то обстоятельство, что гидродинамические параметры первого участка почти всегда больше этих параметров наиболее удаленного третьего участка. Проникшая в трещины гидроразрыва и зацементированная в 1-ом участке твердая фаза технологических растворов (буровых, цементных, перфорационных) сравнительно легко удаляется при СКО и ГКО.

Сложнее дело обстоит со вторым переходным участком. По имеющимся данным, он распространяется на удаление от 0,67 до 16,63 м. Наиболее вероятно, что трещины гидроразрыва в данную область не доходят, как, впрочем, и твердая фаза технологических растворов. А если и проникают частицы, то коллоидных размеров. В основном данный участок подвержен негативному влиянию фильтратов буровых, цементных, буферных и перфорационных растворов. Отрицательное влияние этих фильтратов может быть как индивидуальным, так и комплексным. В первом случае это приводит к набуханию глинистых материалов

полимиктового коллектора, а во втором – к выпадению осадков в поровом пространстве.

Некоторое сомнение вызывает устоявшееся мнение, что третий участок не подвергается изменениям из-за удаленности. Действительно, он вряд ли подвергается самопроизвольному физико-химическому воздействию со стороны добывающей скважины. Но в обратном направлении это вполне возможно. Причинами тому являются пониженные температуры, давления в добывающей скважине и наличие именно второго переходного участка. Последний является своеобразным барьером пониженной проницаемости для нефти. В результате ее тяжелые компоненты – асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) и минеральные соли отлагаются перед и непосредственно во 2-м участке. В итоге проницаемость переходного участка продолжает снижаться и его удаленность в глубь пласта увеличивается.

В Западной Сибири горные породы продуктивных пластов высокогидрофильны. Проникший во второй переходный участок фильтрат гидратирует его глинистый материал и прочно связывается с ним. В последующем извлечь связанную воду без методов осушки очень сложно. На данном участке фазовая проницаемость для нефти существенно снижена, но фазовая проницаемость высокогидрофильного участка для воды сравнительно высокая. При таких условиях ускоренно формируется конус обводнения скважины со всеми вытекающими отсюда последствиями – обводнения продукции.

В дальнейшем при закачивании пресной воды в нагнетательные скважины для поддержания пластового давления (ППД), продолжает усугубляться положение в ПЗП. Пресная вода по ходу движения от нагнетательной к добывающей скважине вымывает глинистые и карбонатные цементирующие материалы в полимиктовом пласте, а также минеральные соли и осадки, следствием чего и являются вынос песка. Одновременное действие пресной воды и твердых частиц в ней приводит к дальнейшей закупорке 2-го участка. Некоторое понижение его фазовой проницаемости по воде компенсируется увеличением проницаемости в глубине пласта. В итоге нефть основательно блокируется на подступах к скважине.

Для того чтобы удалить 2-й участок, следует провести как минимум, одну из операций: химическую обработку ПЗП с увеличенным объемом раствора; непосредственно дегидратацию участка; более мощный гидроразрыв пласта; глубинную перфорацию; пробурить боковой ствол и др.

На некоторых скважинах было выявлено только два участка. Третий участок видимо остался за пределами досягаемости определений КВД. Первый участок на этих скважинах заканчивался на относительно большем удалении – в пределах 1,47-8,14 м, тогда как в скважинах с тремя участками первый участок распространялся только до 0,67-6,92 м.

Условия бурения и цементирования скважин были примерно одинаковые, поэтому основной причиной являются различия в выборе метода перфорации скважины. А именно: часть скважин перфорировалась на репрессии, а большинство на депрессии (ПР-43 и ПР-54 на нефти). При проведении перфорации на репрессии перфораторы спускались на насосно-компрессорных трубах (НКТ), а в качестве перфорационной жидкости использовались солевые растворы NaCl и CaCl₂.

Несмотря на то, что мощность кумулятивных зарядов, спускаемых на кабеле, выше, чем корпусных, радиусы первой зоны, именно на этих скважинах несколько меньше. То есть при условии депрессии в скважине дальность распространения трещин гидроразрыва имеет тенденцию снижаться.

При проведении перфорации на репрессии с «чистыми» жидкостями происходит глубинное неконтролируемое проникновение солевых растворов на значительное расстояние. Вместе с этим данные солевые растворы вытесняют вглубь пластов и ранее проникшие пресные и щелочные фильтраты буровых и цементных растворов. К тому же ингибирующая способность солевых растворов не столь высока, чтобы продолжительное время (до нескольких месяцев) от момента перфорации до вызова притока противостоять набуханию глинистых материалов в полимиктовом коллекторе.

В итоге на этих скважинах 2-й переходный участок оказался значительно больше (распространяется более чем на 20 м), поэтому применение «чистых» жидкостей при перфорации – это скорее условия минимума для достижения положительного результата. Целесообразнее все же вводить в солевые

перфорационные жидкости кислоторастворимый наполнитель и модифицировать гидрофобизирующими добавками (например, катионными ПАВ). Для придания раствору седиментационной устойчивости можно добавить полимерные реагенты, либо компоненты, которые при взаимодействии образуют гель.

Несмотря на то, что в процессе строительства скважины первый участок оказывается надежно закольматированным глинистой фазой бурового раствора и цементными частицами тампонажного раствора, после проведения первых СКО и ГКО проницаемость его практически восстанавливается. С одной стороны, данное обстоятельство для добывающей скважины является положительным. Но с другой стороны, с этого момента открывается возможность для появления заколонных перетоков.

Причиной многих заколонных перетоков является не только наличие трещин и каналов в цементном камне и на контактных зонах «колонна – камень – порода». Наряду с этим существует еще один механизм возникновения перетоков непосредственно по проницаемой горной породе, так как вертикальная фильтрация в коллекторе имеет место. А в данном случае уточним, что она усиливается наличием очищенных кислотным воздействием трещин гидроразрыва, которые чаще всего имеют вертикальное распространение.

Таким образом, кислотные обработки могут сыграть и положительную и отрицательную роль. Для повышения эффективности операции, важно, особенно при первичных обработках, вводить в кислотный раствор гидрофобизирующие добавки (например, катионные ПАВ) или композиции (гидрофобные инвертно-эмульсионные растворы (ГИЭР) и пр.). Гидрофобизация очищенных трещин позволит предупредить заколонные перетоки.

О необходимости проведения СКВ и СКО или ГКО перед РИР ранее говорилось. В этом случае так же, как и после гидроразрыва, увеличивается расход жидкости через очищенные каналы, что достигается менее трудоемкими путями и с меньшими затратами времени и средств. Для многих случаев этого увеличения дополнительно проникшей изоляционной композиции на большее удаление вглубь пласта может быть достаточно, чтобы достигнуть необходимого уменьшения обводнения продукции.

Проведенная оценка состояния ПЗП по данным КВД показала, что перед выполнением работ по их интенсификации или ограничению обводнения следует рассчитывать приведенный радиус и радиусы зон неоднородности пласта, и конкретно для каждой скважины в зависимости от ее состояния определять объемы реагентов (композиций) для химического воздействия или изоляции.

Так же следует учитывать, что после кислотного воздействия в промытые зоны будет закачиваться изоляционная композиция. Поэтому желательно предусмотреть еще и ввод присадок в кислотные растворы, повышающие проникающую способность в последующем герметизирующих композиций, в том числе их последующую адгезию к горной породе, цементному камню и обсадной колонне.

Для повышения эффективности изоляционных работ, можно закачивать первую порцию с пониженной вязкостью в объеме порового пространства 2-го переходного участка. Вторую порцию – в объеме порового пространства 1-го участка с учетом трещин, необходимо закачивать повышенной вязкости и с кольтирующим наполнителем. Последний целесообразно использовать комбинированным.

Проведенные промысловые испытания по закачке в нагнетательные скважины раствора хлористого калия подтверждают, что в процессе закачки до этого пресной воды происходит вымыв диспергирующих в ней материалов горной породы [2].

Нефтяные коллектора Вынгапуровского месторождения представлены чередованием песчаников мелкозернистых и крупнозернистых алевролитов и аргиллитов. Среднее содержание глинистой фракции по данным гранулометрического анализа составляет до 13%.

С начала заводнения в 1984 г. применялись воды реки Еты-Пур. В 1990-е г.г. закачивались также попутно-добываемые с нефтью очищенные воды. Пластовые воды относятся к хлоридно-кальциевому типу, а речная – к гидрокарбонатнонатриевому.

Было обнаружено, что приемистость нагнетательных скважин при закачке речных вод уменьшается, отключаются отдельные пропластки как в пластах основного нефтеносного горизонта БВ₈, так и в пластах БВ₈ и БВ₅. Поввысились

давления нагнетания в скважинах, а также давления в системе ППД. Для поддержания необходимых объемов закачки воды потребовалось увеличение числа насосных агрегатов, а также строительство водоводов предназначенных для большего давления в системе ППД.

Опытные работы проведены на 9-и скважинах, закачивали 5%-ый раствор хлористого калия. Закачка (по 60 м³ раствора KCl в каждую скважину) велась одним цементировочным агрегатом. При этом в ряде скважин наблюдалось изменение расхода закачиваемой жидкости и давления нагнетания. По данным геофизических исследований произошло изменение профиля приемистости нагнетательных скважин. Подключились к работе не принимавшие до этого воду пласты, и происходило как качественное, так и количественное перераспределение воды по пластам и пропласткам. Суммарная приемистость девяти нагнетательных скважин увеличилась на 1058 м³/сут.

Солевые растворы в отличие от пресной воды имеют меньшие межфазные натяжения на границах разделов с нефтью. Так же они обладают способностью сжимать гидратные слои на поверхностях пор. Эти два фактора способствуют проникновению солевого раствора в менее проницаемые участки коллектора. Однако данные факторы были проявлены и в промытых зонах, хотя и в меньшей степени, поскольку цементирующего материала коллектора на этих участках меньше.

Кроме того, важную роль сыграл и третий фактор. А именно: солевые растворы вызывают коагуляцию глинистых частиц. Они преимущественно мигрируют по промытым каналам. При воздействии на них солевого раствора коллоидные частицы слипаются и скапливаются в местах сужений. Тромбообразование (закупоривание) промытых каналов приводит в последующем к существенному перераспределению потока.

В свою очередь, свойство хлористого калия ингибировать гидратацию глин позволяет приостановить процесс пептизации цементирующего материала терригенного коллектора. Стабилизация горной породы замедляет вынос и миграцию незакрепленных песчинок, которые также принимают участие в кольматации каналов.

Обнаруженные факты позволяют качественно судить об объемах продиспергировавших и мигрирующих по пласту коллоидных глинистых частиц и песка, способных вместе к уплотнению на подступах к ПЗП добывающих скважин.

Большой объем лабораторных, стендовых и промысловых исследований эмульсионных растворов дает основание утверждать о многих преимуществах данных технологических жидкостей при контактах с продуктивными пластами и проникновении в них [2, 5, 6].

Наибольшее значение для данного случая имеют результаты стендовых исследований на модели коллектора из размолотого керна водонасыщенной части продуктивного пласта Суторминского месторождения. Внутренний диаметр линейной модели был равен 0,03 м, а длина модели – 0,444 м.

Остаточный фактор сопротивления, характеризующий тампонирующие и гидрофобизирующие свойства эмульсий с различными эмульгаторами, в экспериментах варьировался от 1,39 до 2,42. Отмечено стойкое увеличение коэффициента нефтевынесения на 6,9-9,7%. Нефтеотмывающие свойства эмульсий проявляются благодаря повышенным реологическим свойствам составов и наличию в их составе углеводородного растворителя и ПАВ, снижающего поверхностное натяжение на границах раздела фаз «нефть - вода».

При закачке эмульсий на начальном этапе происходит увеличение перепада давления в модели вследствие вязкоупругих свойств эмульсии. В дальнейшем при прокачке оторочкой воды происходит разрушение оторочки эмульсии и, как следствие, снижение перепада давления. Однако конечное значение перепада давления превышает первоначальное. Очевидно, поровое пространство тампонируется вследствие адсорбции гидрофобных компонентов эмульсии на стенках поровых каналов и закупорки отдельными стойкими глобулами эмульсии определенной части пор.

Особо следует отметить, что в ходе экспериментов со всеми эмульгаторами в отобранной на выходе из керна продукции не было обнаружено собственно эмульсии. Ранее на этот счет многими исследователями давалось заключение, что эмульсионные оторочки, обладая хорошими тампонирующими свойствами, тем не менее, в процессе фильтрации по породе полностью

разрушаются, а это исключает возможность попадания эмульсии на забои добывающих скважин.

Поскольку эмульсия из нагнетательной скважины, находящейся на удалении примерно 500 м от добывающей скважины, не попадет в нее, является, безусловно, положительным моментом. Но, по сути, при наличии равномерного порового пространства оторочкой эмульсии на промыслах отмылась бы от нефти (примерно до 10%) только ПЗП нагнетательной скважины. То есть несколько лучше бы отмылась бы зона порового пространства, равная объему оторочки эмульсии плюс еще объем порового пространства на радиальном удалении, примерно 0,5 м вглубь пласта. Причем нет никакой гарантии, что эти дополнительно отмытые около 10% нефти не адсорбируются потом на стенках пор по пути к добывающей скважине, находящейся в нескольких сотнях метров.

В связи с вышеизложенным, проведенные эксперименты на стенде с равномерным распределением порового пространства все же не показательны для истинного продуктивного пласта. Но на практике после закачек эмульсий действительно повышается эффективность добывающих скважин. В частности, снижается обводненность продукции, и повышаются дебиты нефти. Значит, причина эффективности данных технологических операций кроется в том, что трещины и каналы большего сечения, являющиеся источниками неравномерности, находятся не только в ПЗП скважин, а простираются по всему продуктивному пласту.

Что касается каналов, то они могут быть зафиксированы в керне. А с трещинами возникает много вопросов. Их наличие замечают, но обычно относят к возникшим по причине вибрации и ударных нагрузок при отборе керна. В то же время несцементированный керн (нескрепленный песчаник) практически не отбирается. В результате чего процент выноса керна снижается, и это традиционно относят к низкому качеству отбора керна буровым персоналом по технико-технологическим причинам.

Между тем, именно при наличии естественных трещин вероятнее всего происходят сколы при раскате бурового снаряда по отбору керна. В итоге сложно выяснить размеры естественных трещин и их соотношение с трещинами технологического происхождения.

Кроме того, повышенный вынос песка объясняют, в основном, в связи с разупрочнением цементирующего материала водами при разработке месторождений. Но не учитывалось, что, несмотря на длительный генезис горных пород, вполне возможно песчаник и на больших глубинах может быть изначально нецементированным. Отсутствие данной точки зрения как раз и объясняется тем, что данный песчаник в глубоких скважинах практически не отбирался и, как следствие, не изучался.

Естественные трещины в процессе разработки месторождения могут увеличиваться и создаются новые. Движущей силой для хода этих процессов является в большей степени уменьшение температуры продуктивного пласта, а также изменение давлений. Учитывая большое простираие пластов, даже незначительное, казалось бы, изменение термобарических величин может существенно повлиять на процессы трещинообразования.

Следовательно, эффективность технологических операций по выравниванию профилей приемистости скважин с применением эмульсий в начальный период эксплуатации месторождений будет несколько меньшей, чем в последующем, когда разовьется сеть и расширятся латентные трещины не только в непосредственной близости от нагнетательной скважины, но и вплоть до эксплуатационной (разумеется, по убывающей от первой ко второй). Уменьшение температуры пласта – это условие для уменьшения объема твердого вещества. В результате термического генезиса трещин у геологической структуры усиливаются фрактальные свойства. Причинами могут быть также тектонические движения, неравномерность испытываемых пластом вертикальных нагрузок, концентраторы напряжений и др.

Применяемые при первичном и вторичном вскрытиях эмульсионные растворы позволяют относительно надежно заблокировать трещины и крупные каналы. В целом же при фильтрации через равномерное поровое пространство на протяжении примерно не более 0,5 м, эмульсия разлагается на ее составляющие. Тогда скоалисцировавшие капли воды будут работать по тому же механизму, что и фильтраты буровых и перфорационных растворов на водной основе. Таким образом, применение эмульсий не исключает формирование 2-го участка неоднородности.

Достижимая эффективность от применения гидрофобно-эмульсионных растворов (ГЭР) при глушении скважин обусловлена, в первую очередь, уменьшением проникновения жидкости глушения и задавочного (пресного или солевого) раствора в ПЗП. Наиболее вероятно, что ГЭР проникают в промытую зону ПЗП на большее удаление, что и приводит в последующем к уменьшению обводнения продукции.

Эмульсии могут применяться и при проведении РИР, но надежность изоляции от водопритоков будет невысокой и непродолжительной (несколько дней, недель или, в лучшем случае, месяцев). Поэтому совершенствовать эмульсии придется еще долго, в том числе и в более перспективном их применении в комплексе с другими составами.

Результаты стендовых исследований процессов гидроперфорации и негерметичных резьбовых соединений (НГРС) позволили выявить дополнительные причины, описать новые механизмы возникновения водопритоков и наметить пути по их предупреждению и борьбе с ними [2, 7, 8].

Стендовые исследования процессов гидроперфорации выявили очень важное обстоятельство. Даже при сравнительно низких перепадах давления (до 10 МПа/м), возникающих при гидравлической резке металла и цементного кольца, происходит нарушение полученного в благоприятных условиях сцепления цементного камня и обсадной колонны.

При кумулятивной перфорации давления развивается кратно и на порядок выше. Следовательно, при проведении протрелочно-взрывных работ, особенно с репрессией на пласт, о каком бы то ни было остаточном сцеплении цементного камня с эксплуатационной колонной в скважинных условиях, не может быть и речи, не говоря уже и о многих других известных отрицательных последствиях (растрескивание цементного камня, оплавление вновьобразованных поверхностей, смятие колонны и пр.).

После гидроперфорации на глинистом буровом растворе вместе со сбросом давления в смыкающих зазорах защемляется глинистая фаза, в том числе с ее коллоидной составляющей. И это в какой-то мере герметизирует вновь возникшие каналы на контактных поверхностях. По крайней мере, практика показала, что такой герметизации хватает на работу скважины в необходимом в течение

месяца и малообводненном режиме в следующем месяце при наличии аргиллитовой перемычки между продуктивным пластом БВ₇ и водоносным горизонтом, равным 1 м на скв. 5068 Суторминского месторождения. Необходимо также отметить, что глинистый раствор был модифицирован добавкой гидрофобизатора ИВВ-1. Поэтому герметизирующий эффект был получен в результате совместного действия глинистых частиц и катионного ПАВ.

После кумулятивной перфорации с применением «чистых» жидкостей последующей герметизации образованных каналов в контактной зоне не происходит. Как следствие, на практике довольно часто получают высокий процент обводненности продукции в момент вызова притока и сразу же (в первые дни эксплуатации скважин). Конечно, применение азотсодержащих катионных ПАВ в пресных и солевых растворах позволяет снизить процент обводненности продукции, но без твердой фазы полностью не исключает наличие воды в добываемой нефти.

При проведении стендовых испытаний негерметичного резьбового соединения было обнаружено, что, в процессе прокачки цементного раствора, цемент проникает на 2-3 нитки, а фильтрат цементного раствора продолжает фильтроваться.

Кроме того, при изучении герметизирующих свойств смазок Р-416, ГС-1 в том же НГРС выяснилось, что они не выдерживают при повышенных температурах (75 °С) давления более 1,5-3,8 МПа. Превышение указанного давления приводит к течи в резьбовом соединении.

Экспериментально выявленные два факта свидетельствуют о том, что на практике в процессе цементирования обсадной колонны возможен прорыв внутриколонного раствора или, как минимум, его фильтрата через НГРС в заколонное пространство. Вероятность данного процесса наиболее велика в период продавки цементного раствора после момента выравнивания его уровня во внутритрубном и в затрубном пространствах. Поскольку плотность бурового глинистого раствора обычно превышает плотность продавочной жидкости (технической воды), то указанный момент является начальным для развития перетоков в НГРС.

Максимальные перепады давлений возникают по окончании цементирования, в частности, в последний период продавки цементного раствора и при получении «стоп». Поэтому пиковые величины перетоков через НГРС, надо полагать, будут в данные моменты.

Исходя из вышеуказанного, по сути, может идти речь о технико-технологическом механизме формирования заколонных перетоков на границе контактов наружной поверхности обсадной колонны с цементным камнем непосредственно в процессе цементирования из-за наличия одного или нескольких НГРС. Вначале фильтрат цементного раствора, проникнув через НГРС, загущает (коагулирует) глинистый раствор, что приводит при продавке к повышению потерь давления в кольцевом пространстве. Затем продавочная жидкость, проникнув через НГРС в затрубное пространство, может разжижить цементный раствор и ухудшить в последующем качество цементного раствора. Если же в колонном пространстве в период ожидания затвердения цемента (ОЗЦ) поддерживалось давление (из-за негерметичности обратного клапана), то в данном случае отфильтрованная через НГРС продавочная жидкость будет локально и в больших объемах оказывать влияние на ограниченное количество цементного раствора.

Локальное (напротив НГРС) оттеснение цементного раствора продавочной жидкостью и на некотором удалении от НГРС приведет к существенному разжижению цементного раствора.

В этих условиях, естественно, не будет контакта цементного камня с обсадной колонной. Больше времени уйдет на твердение цементного раствора. Как следствие, качество цементного камня будет значительно ниже.

В экспериментальном варианте отфильтрованная через НГРС продавочная жидкость оттеснит в кольцевом пространстве цементный раствор полностью и будет в дальнейшем фильтроваться в коллектор напротив. Учитывая, что толщина кольцевого зазора составляет всего 25-35 мм (без учета кавернозности ствола скважины), то это немаловажная ситуация.

При опрессовке обсадной колонны вышеуказанные процессы усугубляются. К тому же низкокачественный цементный камень (в зоне смешения с продавочной жидкостью) в дальнейшем может легко быть разрушен.

Поэтому, для условий возможного наличия НГРС на обсадной колонне приходится корректировать и требования к технологической операции цементирования. В частности, не следует прибегать к большим давлениям при продавке растворов для ускорения процесса цементирования. Целесообразнее вводить добавки в цементный раствор, которые увеличивают сроки его схватывания. Высокой степенью надежности должны обладать обратные клапана, причем различающиеся по конструкции. Это позволит гарантированно сбросить давление в трубном пространстве при ОЗЦ.

Следующим мероприятием для уменьшения отрицательных последствий существования НГРС является загущение продавочной жидкости и ввод в нее наполнителей. Перед и в процессе спуска обсадной колонны следует уделить внимание качеству резьбовых соединений и смазки.

Кроме того, при проверке герметичности обсадной колонны после ОЗЦ желательно не опрессовывать, а проверять ее целостность снижением уровня жидкости в колонном пространстве.

Каждое из перечисленных профилактических мероприятий в отдельности, по сути, является полумерой. Но в комплексном применении может быть получен вполне удовлетворительный результат.

Перетоки через НГРС после схватывания цементного раствора сохраняются или возобновляются после нарушений в контактных зонах. Причем направление перетока может поменяться – из кольцевого пространства в трубное.

О том, что резьбовые соединения являются наиболее слабым звеном обсадной колонны в плане ее герметичности, свидетельствует и тот факт, что на практике со временем (после длительной эксплуатации скважин) при проведении опрессовок низа обсадной колонны по мере увеличения длины от забоя до пакера также увеличивается величина спада давления в единицу времени. То есть степень негерметичности прямо пропорциональна количеству попавших в участок опрессовки резьбовых соединений. Так же отмечено увеличение негерметичности обсадной колонны от степени искривленности ствола скважины. Видимо, дополнительные нагрузки, испытываемые резьбовыми соединениями при прохождении искривленных участков, приводят к частичному выдавливанию

смазки и деформированию металла, что в дальнейшем ускоряет разгерметизацию (в том числе и за счет усилия и ускорения процессов коррозии).

Таким образом, помимо известных каналов перетоков через цементный камень и зазоры в контактных зонах «колонна – цемент – пласт» возможны еще пути: через образовавшиеся трещины и промытые вертикальные каналы в горной породе, негерметичные резьбовые соединения, присутствующие на обсадной колонне сразу и возникшие в последующем. Всесторонне рассматривая данные пути миграции, можно выработать эффективную стратегию первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов, крепления и цементирования скважин, реагентных обработок призабойных зон при освоении скважин и, наконец, ремонтно-изоляционных работ.

Литература

1. Петров Н.А., Селезнев А.Г., Есипенко А.И. и др. Совершенствование технологии солянокислотных и глинокислотных обработок нефтяных и нагнетательных скважин. – М.: ВНИИОЭНГ, 1995. – 96 с. (Обзор. информ.).
2. Механизмы формирования и технологии ограничения водопритоков / Петров Н.А., Идиятуллин Д.Н., Сафин С.Г., Валиуллин А.В.; Под ред. проф. Л.А. Алексеева. – М.: Химия, 2005. – 172 с.
3. Усачев П.М. Исследования и усовершенствования технологии гидравлического разрыва пласта // Техн. добычи нефти: Сб. науч. тр. /ВНИИ. Вып. LI. – М., 1967. – С. 79-85.
4. Стромберг А.Г., Селиченко Д.П. Физическая химия: Учеб. для хим. спец. вузов / Под ред. А.Г. Стромберга. – 4-е изд., испр., - М.: Высш. шк., 2001. – 527 с.
5. Петров Н.А., Ибрагимов А.Х. Исследования эмульсий, предназначенных для повышения нефтеотдачи пластов // НТЖ. Башк. хим. журн. – 2005. – Т. 12;. №4. – С. 57-64.
6. Муняев В.М., Муняев С.В., Селезнев А.Г., Петров Н.А. Термостойкий буровой раствор на углеводородной основе // Пути повышения эф-сти и качества стр-ва нефт. скважин Зап. Сибири: Сб. науч. тр./ СибНИИНП – Тюмень, 1990. – С. 38-42.

7. Петров Н.А., Коренько А.В., Струговец Е.Т., Селезнев А.Г. Точечная гидроперфорация скважин малоабразивными жидкостями. – М.: ВНИИОЭНГ, 1995. – 60 с. (Обзор. информ.)

8. Повторная герметизация резьбовых соединений обсадных колонн нефтяных скважин / Н.А. Петров, А.В. Коренько, Ф.Н. Янгиров, О.И. Елизаров; Под общей ред. проф. Г.В. Конесева. – Уфа: Монография, 2005. – 88 с.