

MaxCO₃ Acid System* – повышение продуктивности скважин в карбонатных коллекторах. Первый опыт применения в России

MaxCO₃ Acid System* – Production Stimulation of Carbonate Formation. First Using in Russia

И.Г. ПОЛЯКОВ, И.В. КУНАВИН, Р.Е. ЗОНТОВ, ООО «Газпром добыча Астрахань»

А.Н. СОРОКИН, К.В. БУРДИН, Шлюмберже

I.G. POLYAKOV, I.V. KUNAVIN, R.E. ZONTOV, Gazprom добыча Astrakhan

A.N. SOROKIN, K.V. BURDIN, Schlumberger

Данная статья содержит описание впервые проведенной в России технологии кислотной обработки призабойной зоны карбонатного пласта с использованием нового продукта компании Schlumberger – MaxCO₃ Acid System*.

Основными показателями успешности проведенной кислотной ОПЗ являются селективность обработки продуктивного интервала, оптимальные размеры проникаемых каналов, отсутствие остаточного загрязнения призабойной матрицы и т.д. Проектирование успешной кислотной ОПЗ – задача, требующая комплексного подхода и сбалансированности решений.

Проведение кислотной обработки призабойной зоны в газовых скважинах с мощностью продуктивной зоны до 200 м связано с рядом сложностей, и качественная обработка всего интервала является непростой задачей. Ситуация на Астраханском газоконденсатном месторождении усугубляется сложностью конструкции скважины – продуктивный интервал на 80–90% перекрыт неперфорированным хвостовиком НКТ, что ограничивает доступ к верхней и средней части интервала и вынуждает проводить обработку призабойной зоны через нижнюю часть интервала с подъемом жидкости обработки по затрубному пространству вдоль всего пласта. Такая операция невозможна без применения

This article shows the very first experience in Russia of using new Schlumberger technology of matrix acidizing of carbonate formation – MaxCO₃ Acid System*

Uniform stimulation, optimum wormhole penetration, lack of residual contamination etc. are main indicators of successful matrix acidizing. Comprehensive approach and optimal solution are required to design successful matrix acidizing.

Acid treatments of critical matrix can be complicated in gas wells with a net pay up to 200 meters. The main feature of AGKM wells is the presence of the tailpipe. It overlaps production zone up to 80–90% and closes direct access to the middle and upper production intervals. That forces to perform acidizing through the bottom zone of formation and lift up the treating fluid along the annulus. It is impossible to do without effective diverting taking in consideration thief zones and natural fractures which are normal for carbonate formation. The unique formation properties are addition complicates beside wells construction that apply additional limitation to the technologies used, materials and equipment. Formation C2b consist high sour gases concentration it is up to 27% and CO₂ up to 15%. BHST about 110degC and abnormally high formation pressure which is up to 612 bars.

качественных систем отклонения кислоты, особенно при наличии высокопроницаемых прослоек и трещиноватых зон, характерных для карбонатных коллекторов. Помимо сложности конструкций скважины и контрастности проницаемости карбонатных пород, уникальные физико-химические свойства пласта накладывают дополнительные ограничения на технологии, материалы и оборудование, применяемые при проведении работ, так как пластовая смесь пласта С2в содержит до 27% газа сероводорода и до 15% углекислого газа, а температура пласта достигает 110 °С при давлении до 61,2 МПа.

Технология MaxCO₃ Acid System* была разработана для обеспечения эффективного отклонения кислоты и максимизации эффекта кислотных обработок в скважинах, где применение только вязкоупругих систем неэффективно. Обычно это скважины с высоким контрастом проницаемости и/или при наличии естественных трещин.

Для обеспечения максимального эффекта отклонения жидкости обработки система MaxCO₃ Acid System* использует комбинацию механического и химического отклонения. Это позволяет обеспечить эффективное отклонение в трещиноватых продуктивных интервалах Астраханского ГКМ.

MaxCO₃ Acid System* – это комбинация самораспадающихся синтетических волокон J595 и вязкоупругой бесполимерной кислоты VDA. MaxCO₃ Acid System* предназначена для временной блокировки или ограничения поглощения в естественные трещины и проницаемые каналы в карбонатных пластах путем кольматации зоны поглощения синтетическими волокнами и одновременной блокировки каналов гелем высокой вязкости – конечным продуктом реакции кислоты VDA и карбонатов. Система может использоваться при кислотных ОПЗ или кислотных ГРП в скважинах с открытым стволом или в скважинах с перфорированным интервалом. MaxCO₃ Acid System* полностью распадается при реакции с пластовой жидкостью (углеводородами и водой) и под воздействием температуры.



Рисунок 1 – Самораспадающиеся волокна J595 и вязкоупругая кислотная система VDA

Figure 1 – Degradable fibers J595 and viscoelastic diverting acid

MaxCO₃ Acid System* was introduced to provide an effective diversion technique and maximize the acidizing effect when using of viscosity based systems is ineffective. Typically, this would be in wells with high injectivity contrast or with natural fractures.. Combination of “mechanical” diversion of solid part of MaxCO₃ System* with a chemical diversion of VDA* fluid can meet the requirements of highly fissured carbonate formation of Astrakhan filed in stronger diversion.

MaxCO₃ Acid* combines viscoelastic diverting acid (VDA) and degradable fibers J595. It is designed to temporary block or decrease leakoff into natural fractures and wormholes in carbonate reservoirs by creating fiber bridges in the perforation tunnels or in fractures and by increasing viscosity as the acid spends. In matrix acidizing, MaxCO₃ Acid* generates more

uniform stimulation of naturally fractured carbonate formations and reservoirs with high permeability contrast. It can be used in openhole or cased hole wells during matrix acidizing or acid fracturing. The MaxCO₃ Acid System* completely degrades after treatment is done by contact with formation water or hydrocarbons under formation temperature. Fibers J595 and VDA acid are polymer free components and don't create residual damage of formation. Because of all that unique properties MaxCO₃ Acid System* provides more uniform stimulation of carbonate formations.

The fiber component of MaxCO₃ Acid* is J595, a low density, nontoxic synthetic fiber. During the MaxCO₃ Acid* treatment, J595 generates a fibrous network which bridges across fissures and dominant wormholes,

Синтетические волокна и кислота VDA являются бесполимерными материалами и после распада не вызывают остаточного загрязнения пласта. Благодаря этим уникальным свойствам MaxCO₃ Acid System* обеспечивает высокую равномерность интенсификации в трещиноватых пластах.

Синтетические волокна J595 – легкие нетоксичные бесполимерные волокна. В процессе обработки волокна коагулируются вместе и образуют низкопроницаемую пробку в перфорационных тоннелях или в трещинах. Одновременно с этим кислота VDA, реагируя с карбонатами, увеличивает вязкость и блокирует высокопроницаемые каналы. В результате зоны, которые невозможно заблокировать исключительно химическим путем, блокируются системой MaxCO₃ Acid System*, и свежая кислота отклоняется в необработанные зоны пласта. MaxCO₃ Acid System* основана на соляной кислоте в качестве несущей жидкости и может быть применена как в качестве отклоняющих стадий, так и самостоятельно в качестве стадий обработки. Стандартные кислотные добавки, такие как ингибиторы коррозии, стабилизаторы железа, подавители эмульсии и т.д., могут использоваться в качестве добавок к системе MaxCO₃*.

Итак, о первом опыте применения системы в России. Скважина X1 была введена в эксплуатацию в 2009 году. В процессе эксплуатации скважины сформировались отложения, что привело к частичной блокировке НКТ на глубине 3936 м при глубине искусственного забоя 3985 м. Хвостовик был спущен до глубины 3943 м, оставляя прямой доступ только к 42 м открытого ствола скважины из 141 м общей длины открытого ствола. Для достижения максимального результата интенсификации было принято решение провести очистку ствола скважины и кислотную обработку по технологии MaxCO₃ Acid System* с применением комплекса ГНКТ компании «Шлюмберже».

Используя программное обеспечение компании «Шлюмберже» – WellBook, было смоделировано текущее состояние скважины и спрогнозирован возможный прирост дебита. В результате прогноз продуктивности показал возможность увеличения

causing flow restrictions. Simultaneously VDA gains viscosity as the acid is spending in-situ conditions. This result in high viscosity and temporary plugging the wormholes and fissures in the formation. As a result zones which cannot be blocked with only chemical diversion are blocked with MaxCO₃ Acid System*, thus, directing the fresh acid to un-stimulated lower permeability areas. The based fluid for MaxCO₃ Acid System* is HCl acid therefore it can be used as a diverting or as a single stage treatment fluid. MaxCO₃ Acid System* is compatible with most Schlumberger fluid systems such as corrosion inhibitors, iron stabilizers, non-emulsifiers etc.



Рисунок 2 – Расстановка флота ГНКТ при проведении обработки
Figure 2 – Coiled tubing fleet during the treatment

The well X1 have been used from Y2009. Some scales and precipitates have been formed since in production. It became a reason of temporary production tubing plugging at the depth 3936 m. The artificial bottom is 3985 m. End of tailpipe is at the depth 3943 m and it allows a direct access to 42 m of openhole section from 141 m total. To achieve maximum result of treatment it was decided to perform wellbore cleanout and MaxCO₃* matrix acidizing with Schlumberger Coiled Tubing Services.

Current production of the well have been modeled with Schlumberger software WellBook. Production forecast showed

дебита газа в 3,5 раза. Для получения оптимальной равномерности обработки продуктивной зоны и достижения минимально возможного значения скин-фактора расписание обработки было оптимизировано с помощью программного обеспечения WellBook. В результате было принято решение провести многостадийную обработку скважины, состоящую из трех основных стадий 15%-й соляной кислоты объемом 17 м³ каждая и трех отклоняющих стадий MaxCO₃ Acid System*/ VDA по 20 м³. Суммарный объем закачки кислотных стадий (стадий кислоты и стадий отклонителя на кислотной основе) составил 120 м³ с последующим вытеснением жидкости из ствола скважины.

Работа была проведена в несколько этапов, на первом этапе ствол скважины был полностью очищен от отложений с применением комплекса ГНКТ с проведением протравки ГНКТ и НКТ для удаления загрязнений и контроля содержания железа. После завершения этапа очистки скважины была проведена многостадийная кислотная обработка. В процессе проведения закачки велась запись и анализ критических параметров обработки, оценивалось соответствие параметров дизайну обработки и проводилась коррекция обработки. По окончании закачки скважина была закрыта на 11 часов для технического отстоя, необходимого для полного распада системы MaxCO₃ Acid System*. После завершения технического отстоя скважина была отработана и переведена в режим тестирования. Контроль отработки скважины подтвердил отсутствие каких-либо признаков наличия не распавшихся составляющих системы MaxCO₃ Acid System*, т.е. остатков синтетических волокон или вязкоупругой кислоты. Дебит скважины после обработки установился на отметке 3.4x от дебита перед обработкой, что соответствует запланированным параметрам. Говоря о долгосрочности эффекта, можно привести данные, что дебит скважины X1 на конец 2010 года, т.е. по прошествии 7 месяцев с момента обработки, остается на уровне 3.1x первоначального дебита.

Работа, проведенная на скважине X1, доказала эффективность системы отклонения новой технологии компании «Шлюмберже» MaxCO₃ Acid System* и экономическую эффективность данной обработки. В результате технология была высоко оценена руководством компании ООО «Газпром добыча Астрахань», и в данный момент идет подбор скважин – кандидатов для применения технологии MaxCO₃ Acid System*. ☉

* Марка Шлюмберже

possibility to increase gas production up to 3.5 times of current production. In terms of zone coverage and skin reduction, the schedule was optimized using WellBook software.

As a result of optimization the final multistage schedule consisted three HCl 15% stage 17 m³ each and three diverting stages based on MaxCO₃ Acid System*/ VDA 20 m³ each. Total volume of acid based stage was 120 m³.

The job was done in a few steps. During first stage well was cleaned out from scales and debris with CT service and production tubing

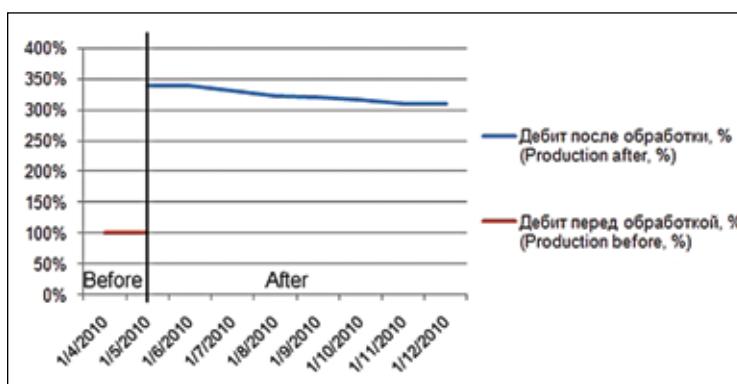


Рисунок 3 – Дебит скважины до и после ОПЗ
Figure 3 – Production rate before and after acidizing

was pickled at the end of clean out to reduce iron volume. After clean out was done the multistage acidizing have been performed. Critical parameters were recorded and analyzed and it was corrected and matched with design. After treatment has been done the well was closed for 11 hours for complete MacCO₃ Acid System* degradation. After that flowback was performed. No any residual elements of MaxCO₃ Acid System* such as gelled acid or fibers was observed during flowback. Production rate after stimulation was stabilized on the value of 3.4x of original production which is match design. As a long-term result production rate after 7 month of production is 3.1x of the production before stimulation.

Treatment performed on the well X1 proved efficiency of new Schlumberger technology MaxCO₃ Acid System*. Treatment results have highly valued by management of ООО “Gazprom добыча Астрахань”. Candidate selection for next MaxCO₃ Acid System* stimulation is performing at present time. ☉

* Mark of Schlumberger