

Сергей Матвеев, инженер производственного отдела ООО «НЕККО»

Опыт применения Комплексной Пластической перфорации скважин перед операциями гидроразрыва пласта

Проблемы, связанные с перфорацией скважин, существуют ровно столько, сколько существует сама нефтедобывающая отрасль. Многие специалисты бьются над созданием технологии, которая отвечала бы понятию «качественная перфорация». Качественная перфорация подразумевает одновременное решение ряда важнейших задач:

1. Вскрытие максимальной площади эксплуатационной колонны с сохранением её прочностных характеристик.
2. Сохранение целостности цементного кольца выше и ниже интервала перфорации, во избежание возникновения заколонных перетоков и, как следствие, предотвращение преждевременного обводнения добываемой нефти.
3. Восстановление фильтрационно-емкостных характеристик призабойной зоны скважин после бурения и при повторном вскрытии интервалов перфорации в скважинах, находящихся в длительной эксплуатации, с закольматиованной призабойной зоной пласта. Обеспечение хорошей гидродинамической связи скважины с продуктивным пластом.
4. Качественная перфорация способствует увеличению продолжительности эффектов от проведения мероприятий по интенсификации притока и увеличению нефтеотдачи, таких как кислотная обработка, гидроразрыв пласта (ГРП) и др.

На сегодняшний день существует всего одна технология, которая наиболее полно и одновременно решает эти задачи. Комплексная ПЛАСТИЧЕСКАЯ™ Перфорация максимально близка к определению «качественной перфорации».

Сервисное предприятие «НЕККО» специализируется в области комплексного щадящего вскрытия продуктивных интервалов скважин и обработки призабойной зоны пластов. Применяемая технология позволяет безударно достигать максимально большой площади вскрытия эксплуатационной колонны скважин, сохраняя при этом ее

механическую прочность, и производить намыв каверн в призабойной зоне скважин сквозь вскрытые щели гидромониторными струями перфораторов, осуществлять химико-кислотную обработку призабойной зоны через гидромониторы под давлением.

В чём же основные преимущества технологии Комплексной ПЛАСТИЧЕСКОЙ™ Перфорации скважин (КППС) перед стандартными методами перфорации? Почему так стремительно растет спрос на данный вид сервиса у нефтедобывающих компаний?

Вскрытие эксплуатационных колонн через образование продольных щелей не является новшеством в нефтяной истории. Однако применяемое ранее оборудование не могло обеспечить хорошие результаты в силу множества причин как технических, так и технологических. И до сих пор некоторые компании пытаются применять одностороннюю щелевую перфорацию, полагая, что экономят средства, на деле же – несут не оправданные расходы.

Инженеры компании НЕККО провели целый ряд значительных модернизаций в упомянутой технологии, односторонней щелевой перфорации, что позволило достичь значительных результатов в области перфорации скважин.

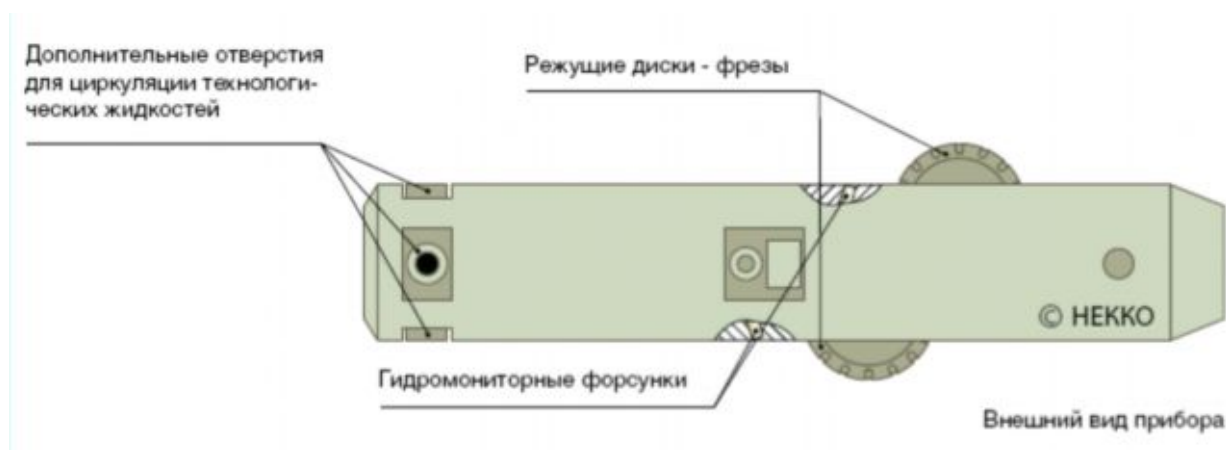


Рис.1 Внешний вид Пластического перфоратора

Во-первых, разработанный компанией НЕККО прибор Комплексный ПЛАСТИЧЕСКИЙ™ Перфоратор позволяет производить вскрытие эксплуатационной колонны с разу в двух проекциях с фазировкой на 180 градусов, следствием чего является сокращение времени производства работ.

Во-вторых, одной из особенностей КППС является возможность проведения ориентированной перфорации: вскрываемые щели можно ориентировать по азимуту в направлении естественной трещиноватости продуктивных горизонтов. Это позволяет компаниям повысить эффективность проведения гидравлического разрыва пласта. Ориентирование производится с привлечением геофизических партий.

Вскрытие щелей можно осуществлять в шахматном порядке с фазировкой на 60 или 90 градусов, что позволяет произвести круговой охват пласта перфорацией и совместить вскрытые щели с максимальным количеством флюидопроводящих трещин продуктивного пласта и зонами естественного стресса.

В-третьих, Перфоратор вскрывает за один спуск значительную площадь - до 30 м с шириной щели 10-12 мм (площадь вскрытия одного погонного метра колонны в 10-12 раз превышает площадь вскрытия кумулятивными зарядами), что позволяет максимально снизить вероятность получения «аварийных стопов» при проведении ГРП.

Технология Комплексной ПЛАСТИЧЕСКОЙ™ Перфорации успешно работает как в неперфорированных скважинах, выходящих из бурения, так и в скважинах, находящихся в длительной эксплуатации. Компанией НЕККО были произведены перфорации более чем на 400-х скважинах перед проведением ГРП на месторождениях Западной Сибири. Ни на одной из скважин не было зарегистрировано ни одного случая получения «стопа» по причине перфорации. Более того, успешно были проведены ГРП на скважинах, где до КППС использовалась кумулятивная перфорация зарядами типа Big Hole и Super Jet, при кумулятивной перфорации перед проведением ГРП были получены «стопы», на некоторых скважинах неоднократно.

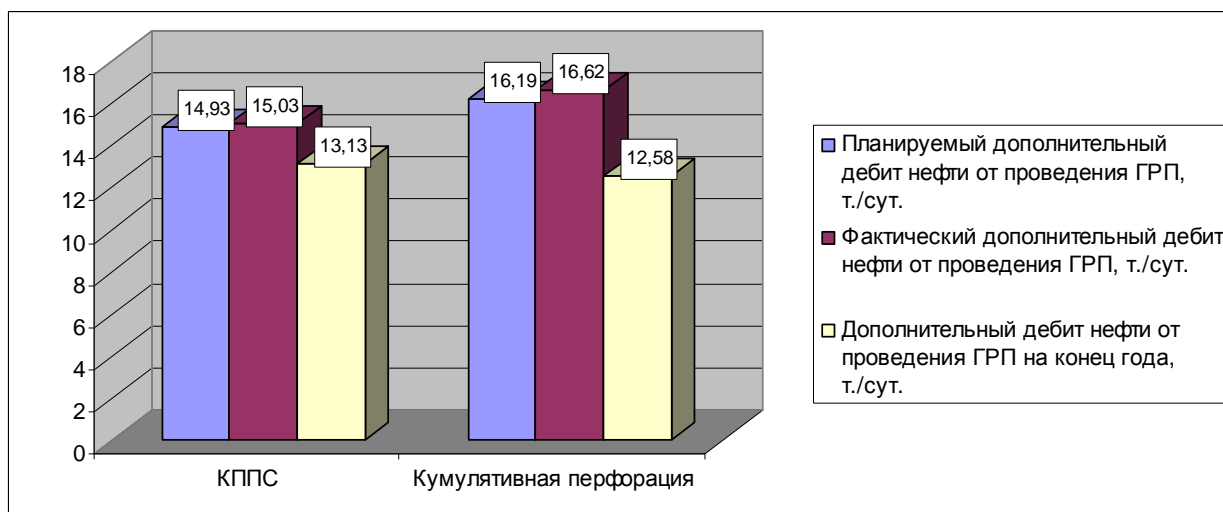
Так в течение 2006 года, на одном из месторождений Западной Сибири было проведено 115 ГРП с предварительным кумулятивным дострелом и 55 ГРП с применением технологии Комплексной ПЛАСТИЧЕСКОЙ™ Перфорации. Полученные ниже результаты основаны на анализе данных по 170-ти скважинам.

Большинство скважин, на которых проводился гидроразрыв пласта, длительное время простаивали. Сделать сравнительный анализ и оценить эффект в таких скважинах достаточно сложно, так как отсутствует база для сравнения. Поэтому для анализа был выбран такой параметр, как дополнительный дебит скважины по нефти от проведения ГРП и его изменение во времени.

Еще до начала работ специалисты компании-заказчика спрогнозировали прирост дебита нефти на одну скважину после ГРП с применением технологии КППС, он составил 14,93 т/сут., увеличение дебита нефти при кумулятивным достреле - в среднем 16,19 т/сут.

Различие планируемых приростов дебитов нефти, прежде всего, свидетельствует о том, что специалисты заказчика, зная преимущества КППС перед кумулятивной перфорацией, подбирали более сложные и ответственные скважины для проведения гидравлического разрыва пласта с предварительным повторным вскрытием интервалов перфорации с использованием технологии КППС.

Диаграмма 1. Сравнение дополнительных дебитов после Комплексной Пластической перфорации и кумулятивной перфорации



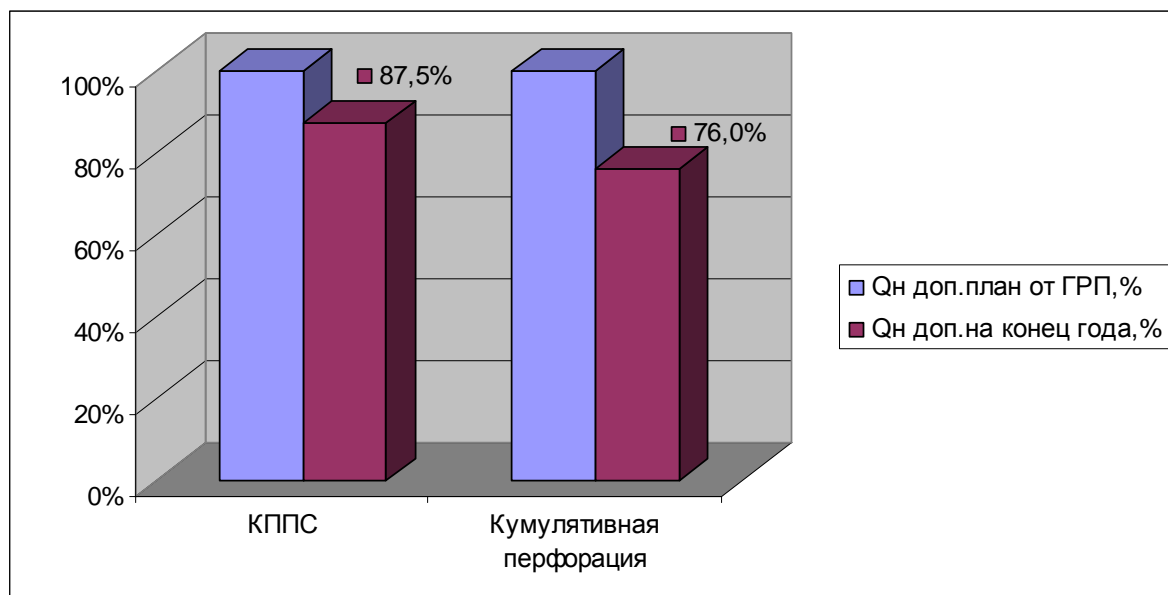
Как видно из диаграммы №1, в обоих случаях, как при использовании КППС, так и при кумулятивной перфорации, после проведения ГРП был достигнут плановый прирост дебита нефти, и его показатели даже несколько превысили ожидаемые значения, что говорит о правильном подборе скважин и высоком качестве проведения ГРП.

Однако в процессе эксплуатации скважин происходит засорение призабойной зоны скважины и, как следствие, увеличение гидравлических сопротивлений при фильтрации пластовых флюидов через призабойную зону пласта (ПЗП), что влечет за собой снижение дебитов добывающих скважин.

Каверны, намываемые в призабойной зоне пласта при проведении Комплексной ПЛАСТИЧЕСКОЙ™ Перфорации, заполняются проппантом при проведении ГРП, в результате чего образуется, своего рода, искусственно созданный песчаный фильтр с высоким качеством гидродинамической связи между скважиной и удаленной зоной продуктивного пласта. Очевидно, что засорение такой зоны происходит менее интенсивно, чем засорение ПЗП в скважинах после проведения ГРП с кумулятивным дострелом, что подтвердили и полученные результаты.

Необходимо отметить, что в период эксплуатации скважин после проведения ГРП с предварительной КППС не было отмечено увеличение показателей выноса механических примесей, что подтвердили пробы на коэффициент взвешенных частиц (КВЧ).

Диаграмма 2. Сравнение динамики снижения дополнительных дебитов при Комплексной Пластической перфорации и кумулятивной перфорации



Согласно последним показателям конца 2006 года, которые отражены в диаграмме №2, значение прироста дебита нефти от проведения ГРП с применением КППС снизилось на 12,5% от первоначального и достигло значения 13,13 т/сут. В то время как на скважинах, где проводился ГРП после кумулятивной перфорации, снижение произошло на 24 %, и дополнительный прирост дебита нефти на конец года составил только 12,58 т/сут.

Приведенные выше данные свидетельствуют о том, что эффективность проведения гидравлического разрыва пласта во многом зависит от качества дополнительной перфорации объекта воздействия.

На основании проведенного сравнительного анализа по 170 скважинам, можно сделать однозначный вывод, что проведение ГРП после Комплексной ПЛАСТИЧЕСКОЙ™ Перфорации приносит больший эффект, чем после стандартной кумулятивной перфорации. Дополнительные дебиты после КППС снижаются вдвое медленнее чем после кумулятивной перфорации. Вследствие чего длительность эффекта после КППС имеет более продолжительный характер. Общий объем дополнительно добытой нефти после проведения Комплексной Пластической перфорации и гидроразрыва пласта существенно превышает общий объем дополнительной нефти после кумулятивной перфорации.

К технологии Комплексной ПЛАСТИЧЕСКОЙ™ Перфорации с каждым днём проявляют интерес всё большее количество нефтедобывающих компаний, как флагманов отрасли, так и небольших предприятий, которые стремятся повысить эффективность добычи нефти и разработки месторождений.