

В Когалымском регионе применение ГРП продолжает играть одну из важнейших ролей. В первую очередь это обуславливается структурой запасов нефти, большинство из которых с полным основанием следует отнести к трудноизвлекаемым. Метод применяется с 1993 г., и на сегодняшний день проведено порядка 4,5 тыс. операций, охвачены огромные участки залежей.

ДООСВОЕНИЕ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

ПОСЛЕ ПРОВЕДЕНИЯ ГРП ОБРАБОТКОЙ КИСЛОТНЫМИ СОСТАВАМИ В КОГАЛЫМСКОМ РЕГИОНЕ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Ф.С.САЛИМОВ

заместитель начальника отдела мониторинга
ТПП «Когалымнефтегаз».

г. Когалым

Львиная доля гидроразрывов проводится с использованием полимерного геля на гуаровой основе, что имеет определенные минусы. Как показывает промысловый анализ, высокая эффективность дополнительных геолого-технических мероприятий на скважинах после ГРП¹ (кислотные обработки призабойных зон, форсирование отборов, реперфорация) связана с неполным раскрытием потенциала продуктивности трещины, созданной при ГРП.

Имеется несколько основных факторов, приводящих к снижению проводимости трещины разрыва:

1. Кольматация стенок трещины гелем в процессе ГРП при фильтрации жидкости разрыва в пласт.
2. Разрушение зерен проппанта, вмятины их в породе на стенках трещины.
3. Засорения проппантовой пакки сухим остатком после разложения гелей. Закупорка пор смолоасфальтенами, парафинами, эмульсиями и др. при фильтрации жидкости по трещине.

Но, как выяснилось при промысловом анализе работы скважин после ГРП и других видов интенсификации притока, главной причиной снижения эффективности гидроразрыва является неполное разрушение полимерных гелей в пласте, даже по истечении нескольких лет.

Данная ситуация ярко выражена на Повховском месторождении, так как имеет наибольший охват фонда гидроразрывом; внедрение метода в регионе началось также с него. Так, при анализе работы добывающих скважин, подвергшихся ГРП в разное время, была отмечена тенденция получения более высоких приростов по нефти и жидкости от проведения ОПЗ² различными кислотными составами. Промысловая практика показывает, что продуктивность таких скважин после кислотной обработки увеличивается в среднем в 1,5-3 раза, нередки случаи повышения в 5-7 раз. Факт интересен тем, что эффективность ОПЗ на скважинах, где за историю эксплуатации ГРП не проводили, в

среднем не дотягивает до 1 т/сут по нефти (граф. №1), продолжительность эффекта редко превышает 8 мес.

В 2005 году впервые на предприятии ТПП «Когалымнефтегаз» целенаправленно провели кислотную обработку для полного разложения геля после ГРП на скважине № 940 ЦДНГ-1 Повховского месторождения (рис. №1). Гидроразрыв пласта проводился 2 раза: в 1992 г. и 1998 г. Эффективность повторного ГРП составила 49 т/сут по нефти продолжительностью 1 год, в последующем скважину перевели на штанговый способ эксплуатации. На момент ОПЗ глино-кислотой скважина добывала 8,3 т/сут нефти при обводненности 5%. Эффективность обработки составила +18 т/сут, коэффициент продуктивности пласта увеличен в 7 раз. В течение года провели 2 оптимизации ГНО³ и на конец 2005 г совокупный прирост по нефти от ОПЗ составлял 90 т/сут. Последний раз скважина давала продукцию в том же объеме после первого ГРП 1992 г (рис. №2).

С этого момента началось масштабное проведение кислотных обработок на скважинах, ранее подвергшихся ГРП. Обработывались все скважины при отказах ГНО, ежемесячно планировались ГТМ⁴ по скважинам, снижающим дебит жидкости. За счет высокой эффективности удалось длительное время поддерживать уровень добычи нефти по цеху. За 2005 г по ЦДНГ провели 52 обработки кислотой на эксплуатационном фонде со средней эффективностью 5 т (граф. №2).

ОПЗ на скважинах, где ГРП ранее не проводили, свели к минимуму.

Необходимо отметить, что какой-либо зависимости эффективности ОПЗ от давности проведения ГРП, объема закачанного проппанта, накопленных отборов жидкости и нефти на момент ГТМ, не выявлено. Что еще раз указывает на основные факторы, снижающие эффективность ГРП.

Не менее важно было выявление причин неудачных кислотных обработок, составивших за 2006г 17% от общего количества. Приведем основные из них:

1. Повторная кислотная обработка за историю эксплуатации скважин после ГРП, на момент проведения которых в призабойной зоне пласта остатков сшитого геля уже не наблюдалось. Анализ первых ОПЗ показал среднюю эффективность по нефти в 20 т/сут. с продолжительностью эффекта 2 года и более.
2. Низкая энергетика пласта. Компенсация отборов закачкой участков скважин на момент ОПЗ составляла порядка 70% и ниже. Данная ситуация характерна тем, что происходит более глубокое проникновение кислотного состава в пласт и затрудняет быстрый вынос остатков и продуктов реакции. Происходит выпадение нерастворимых осадков солей, кольматирующих поровое пространство.

Был собран достаточный объем информации, доказывающей несовершенство полимерных гелевых систем и применяемых деструкторов, широко используемых подрядными организациями при ГРП. В довершение в лабораторных условиях подрядчика ООО «КАТКОнефть», выполняющего основной объем ГРП на Повховском месторождении, провели тестовые эксперименты по воздействию плавиковой ($\text{HF}+\text{HCl}$) и соляной кислот (HCl) 12% концентрации на водный сшитый полимерный гель. Опыты проводились под руководством заведующего лабораторией Я.Б.Кузьмичева и заместителя начальника ЦДНГ-1 ТПП «Когалымнефтегаз» по геологии Ф.С. Салимова. Полученные результаты:

- тест №1: на 100 мл сшитого геля добавили 0.5 мл. плавиковой кислоты. Через 10 сек. произошло полное разложение геля до состояния линейного расширения, вязкостью 24 сПз, pH-2,2.
- тест №2: на 100 мл сшитого геля добавили 0.5 мл. соляной кислоты. Разложение геля до состояния линейного произошло в течении 25 сек., вязкость составила 24сПз, pH-2,3.

В обоих случаях при проверке геля через 2 часа изменений вязкости, pH, ►

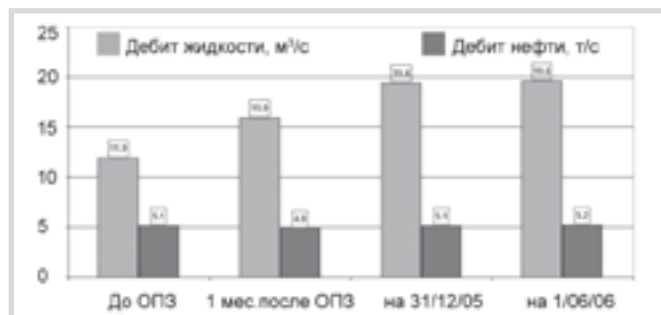


График 1 Средние показатели работы скважин до и после ОПЗ за 2005г, где ранее ГРП не проводили

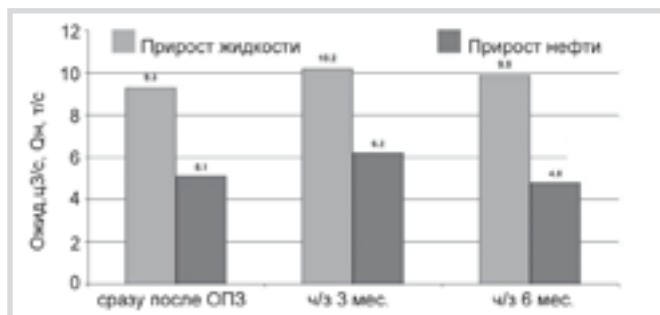


График 2 Эффективность ОПЗ за 2005г на скважинах с проведенными ранее ГРП

какого-либо повторного частичного сшивания не произошло.

Назрело решение проведения ОПЗ непосредственно после ГРП, позволяющего эксплуатировать скважину с максимальной эффективностью. Для опытных работ выбрали скважину № 2, расположенную в южной краевой части месторождения (рис. №2). В августе 2006г провели ГРП с закачкой в пласт 60т проппанта. По данным ГИС⁵, приток после разрыва составил 18,7м³/сут при коэффициенте продуктивности 0,3 м³/сут*атм, что оказалось в 3 раза ниже предполагаемого. Провели обработку ПЗП⁶ кислотой серии КСПЭО (соляная кислота с добавкой спиртов и модификаторов) 12 % концентрации в объеме 6м³. Скважина вышла на режим с дебитом жидкости 49м³/с, коэффициент продуктивности составил 0,8 м³/сут*атм., прирост по нефти – 39 т/сут. Эффект от ГРП и ОПЗ продолжается до настоящего времени. По аналогичной схеме до конца 2006г. непосредственно после ГРП обрабатывали еще 5 скважин, получен средний прирост нефти 22 т/сут.

В 2007г для более точного определения влияния кислотного воздействия на трещину разрыва и ее проводимости на 6 скважинах провели геофизические исследования сразу после ГРП и после ОПЗ. Определяли профиль притока и продуктивность пласта при компрессировании. По результатам ГИС, на всех скважинах отмечается увеличение охвата пласта дренированием в среднем на 30%, подключение в работу проппантов, не участвовавших в притоке на момент первого ГИС, повышение продуктивности в 1,5 раза.

Главная причина недостаточного разложения сшитого геля после проведения ГРП заключается в неравномерном распределении деструктора (брэйкера) по всему объему жидкости песконосителя ввиду ограниченности технических возможностей. Имеет место некачественный подбор концентрации из-за перестраховки инженеров ГРП сервисных компаний с целью избежания преждевременного «разваливания» геля во время закачки и аварийной остановки процесса. Также длительная эксплуатация месторождения с активным применением заводнения неизбежно приводит к изменениям начальной пластовой температуры и изменениям свойств пластового флюида, что пока не учитывается при подборе рецептуры жидкости разрыва.

На сегодняшний день технология проведения ОПЗ во время освоения скважины после ГРП прочно закрепляется в НК «ЛУКОЙЛ», количество обработок кислотными составами после ГРП возросло до 3-5 в месяц. Вовлечены все месторождения, на которых проводится гидроразрыв по Когалымскому региону. Полученная прибыль исчисляется десятками миллионов рублей. Основным критерий выбора скважин-кандидатов – это получение низких притоков жидкости из пласта после ГРП и отсутствие притока из основной части коллектора, подверженной стимуляции.

Экономическая выгода проведения ОПЗ непосредственно после ГРП очевидна, это:

- увеличение приростов по нефти после ГРП на 30-150%, соответственно сокращается время окупаемости ГТМ в

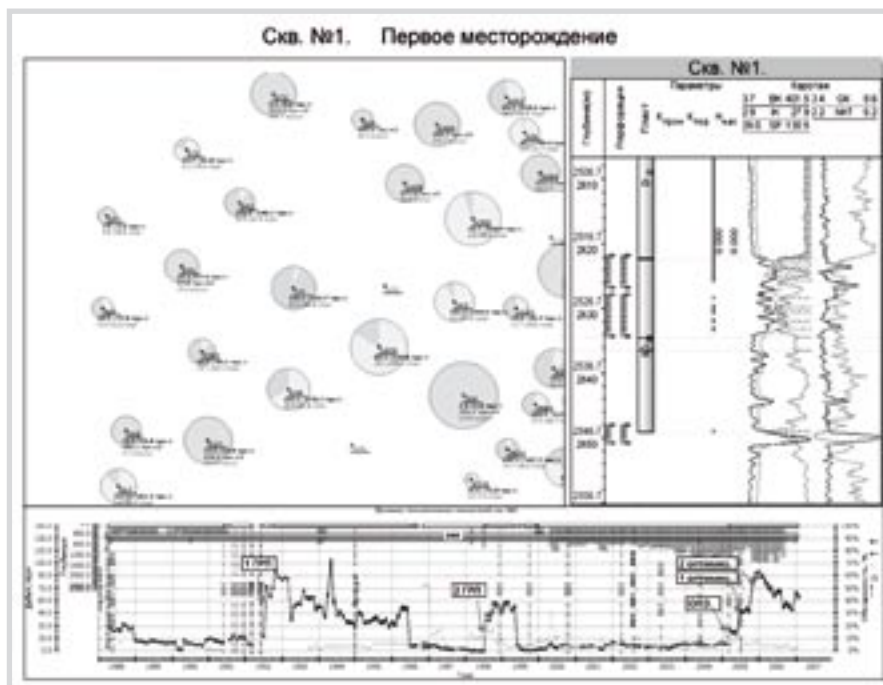


Рис. 1

- среднем в 1,7 раза. Продолжительность эффекта от гидроразрыва возрастает;
- увеличивается охват пласта дренированием, соответственно повышается коэффициент нефтеотдачи;
 - сокращается количество ремонтов.

ВЫВОДЫ:

- Одной из основных причин снижения эффективности ГРП является неполное разрушение водных полимерных гелей на гуаровой основе в трещине разрыва.
- Проведение ОПЗ после ГРП позволяет восстановить начальную проводимость трещины, разрушая остатки неразложившегося геля, повышая тем самым эффективность основного мероприятия. Увеличивается охват дренированием по мощности, соответственно КИН⁷ по залежи.
- На скважинах с низким пластовым давлением после ОПЗ необходимо проводить

дополнительные мероприятия по своевременному выносу продуктов реакции кислоты и ее остатков из пласта, например свабирование.

- Подрядным организациям, выполняющим ГРП, необходимо более качественно проводить подбор химреагентов и рецептур жидкостей разрыва для обеспечения наиболее полного разложения сшитого полимерного геля в пласте. ■

СОКРАЩЕНИЯ:

- ¹ГРП - гидроразрыв пласта
²ОПЗ - обработка призабойной зоны
³ГНО - глубинно-насосное оборудование
⁴ГТМ - геолого-технические мероприятия
⁵ГИС - геофизическое исследование скважины
⁶ПЗП - призабойная зона пласта
⁷КИН - коэффициент извлечения нефти

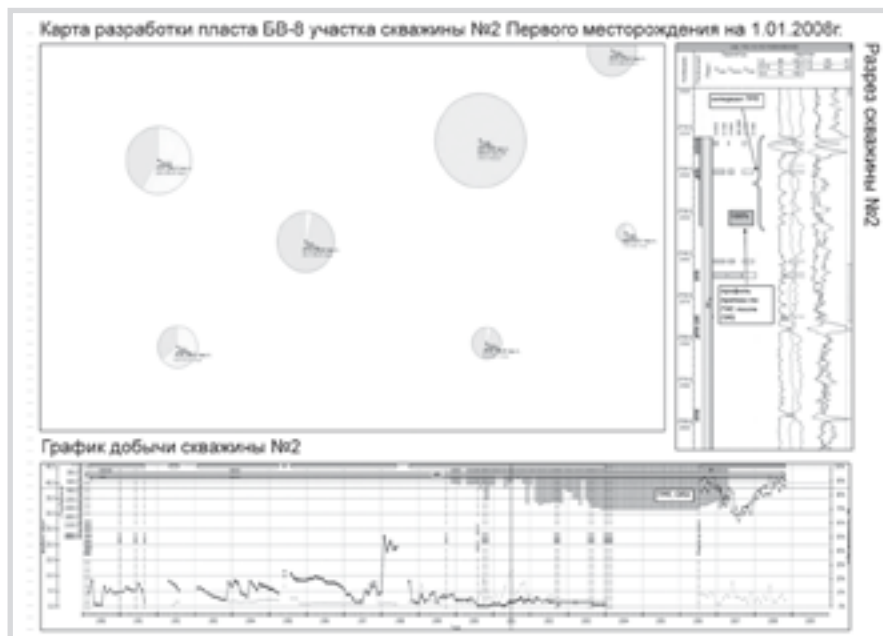


Рис. 2