

КОМПЛЕКСНЫЙ МЕТОД ТЕРМОБАРОХИМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

Аглиуллин М.М.

ООО НПФ «ИКЭС-нефть», г. Уфа

Абдуллин В.М.

ДООО «Геопроект», г. Уфа

Абдуллин М.М., Курмаев С.А.

Уфимский государственный нефтяной технический университет

Кусакин Ю.Н.

ФГУП НИИПМ, г. Пермь

В данной статье рассмотрен комплексный метод термобарохимической обработки (ТБХО) призабойной зоны нефтяных скважин твердотопливными пороховыми зарядами с позиции геолого-технической безопасности работ и геологической эффективности - двух факторов, находящихся в определенном противоречии друг с другом.

Одним из наиболее эффективных методов поддержания максимальной продуктивности скважины является термогазохимическое воздействие (ТГХВ) на призабойную зону пласта сжиганием твердотопливных пороховых зарядов в интервале перфорации. При этом обеспечивается тепловое, механическое и солянокислотное воздействие. Основным действующим фактором - механическое воздействие при образовании большого объема пороховых газов за доли секунды в малом объеме ствола скважины, заполненной жидкостью. Образующиеся трещины в ближней зоне пласта в совокупности с повышенной температурой, расплавляющей органические отложения, и хлористым водородом, растворяющим карбонатную составляющую породы, обеспечивают высокую эффективность метода ТГХВ. Основным недостатком метода ТГХВ является разрушающее воздействие на скважину от трудно контролируемого ударного механического воздействия. Это становится особенно актуальным в последнее десятилетие, когда большое количество месторождений входят в позднюю стадию эксплуатации. Ухудшенное состояние эксплуатационной колонны в интервале перфорации, негерметичность заколонного цементного кольца, подтягивание депрессионной воронки от водоносных пластов в процессе эксплуатации, высокая обводненность продукции вынуждают промысловых геологов отказываться от ТГХВ этих скважин.

В 1996 году группой российских специалистов - нефтяников и разработчиков твердого топлива были созданы комплексные технологии термобарохимической обработки (ТБХО) призабойной зоны скважин, позволившие исключить ударное механическое воздействие на обсадную колонну и цементный камень скважины [1,2,3,4].

В технологиях ТБХО сведены в один комплекс три метода обработки скважин: метод термогазохимического воздействия (ТГХВ) с использованием пороховых зарядов длительного горения, химического воздействия, методы гидроимпульсного и депрессионного воздействия с использованием различных депрессионных устройств. Особенности метода ТБХО следующие.

1) Отсутствует одноразовое ударное механическое воздействие на пласт, поскольку в качестве термогазоисточника используются твердотопливные заряды торцевого горения с регулируемым временем работы от 1,5 мин до 15 мин и регулируемым газоприходом. Например, сборка из твердотопливных шашек длиной 4,5 м при давлении на забое скважины 14 МПа и температуре 65 °С сгорает в течение 7,5 мин.

2) При горении пороховых шашек на их стыке горение из послыного кратковременно переходит в объемное с резким ускорением газовыделения и образованием небольшого ударного механического импульса. Например, при сборке из пяти шашек АДС-5 наблюдается шесть затухающих кратковременных импульсов давления амплитудой 2...5 атм (фиг.1, участок 1-2). Тем самым обеспечивается многократное маломощное ударно-репрессионное механическое воздействие, безопасное для колонны и цемента, но достаточно эффективно разрушающее отложения в призабойной зоне пласта.

3) Термогазовое воздействие при ТБХО усилено химическим воздействием химреагента, доставляемого в одном контейнере с топливом, нагреваемого и вытесняемого в пласт при горении заряда. В качестве химреагента могут использоваться любые электронепроводящие вещества (растворители АСПО и др.), разрешенные для применения в нефтяной промышленности. В частности, на Узеньском месторождении, при обработке первых 20 скважин, удачно применялся гидрофобизатор «Полисил» в смеси с обычным бензином. Положительные результаты были получены при использовании бензиновых фракций Узеньского ГПЗ.

4) Обеспечивается продавка горячей смеси пороховых газов и химреагента в пласт. Это достигается герметизацией скважины (превентором) или интервала перфорации (пакером). При этом также исключается опасность фонтанирования скважины или выброса жидкости при горении заряда.

5) После термогазохимического воздействия на пласт открывается депрессионная камера и создается депрессионное воздействие на пласт с вызовом притока и удалением из пласта отложений смол, парафинов и минеральных отложений.

6) Исключается опасность забивания клапанов и выхода из строя глубинно-насосного оборудования вязкими остывшими продуктами органических отложений после проведения ТБХО. Это достигается выносом отложений из

скважины в контейнере депрессионной камеры, а также подбором вышеуказанных химреагентов, обладающими диспергирующими свойствами и исключающими повторное затвердевание парафинов и смол, извлеченных из пласта и оставшихся в стволе скважины.

Метод ТБХО может быть реализован оборудованием, спускаемым на забой скважины на насосно-компрессорных трубах (технологии ТБО-02, ТБО-03) или на геофизическом кабеле (технология ТБО-01).

Трубные варианты метода ТБХО (ТБО-02, ТБО-03) [3,4] в данной статье не рассматриваются, т.к. несмотря на большую геологическую эффективность, в условиях массового производства работ из-за относительной сложности технологий оказалось целесообразнее применение кабельного варианта ТБО-01.

Технологии ТБХО опробованы и применяются на нефтяных месторождениях Волго-Уральского региона РФ (более 120 скв.) и Западного Казахстана (более 100 скв.).

Наиболее успешно технологии ТБХО в кабельном варианте ТБО-01 используются на месторождениях филиалов «Узеньмунайгаз» и «Эмбамунайгаз» нефтяной компании ОАО «Разведка - Добыча Казмунайгаз» Республики Казахстан.

Технология ТБО-01 включает подъем глубинно-насосного оборудования из скважины, шаблонирование эксплуатационной колонны для обеспечения проходимости компоновки ТБО, сборку и спуск на кабеле в обрабатываемый интервал компоновки ТБО и термобарохимическая обработка пласта. Компоновка содержит два контейнера из 89 мм НКТ [5,6,7,8]: первый - термогазохимический - с твердотопливным зарядом и химреагентом, второй - служит депрессионной камерой и заполнен воздухом при атмосферном давлении. В корпусе термогазохимической камеры размещены выпускные и впускной клапанные узлы. Общая длина компоновки не более 9 м.

Компоновка устанавливается в обрабатываемом интервале скважины, производится долив скважины до устья, устье герметизируется превентором и подсоединяется к линии откачки нефти. Электрическим током запускается воспламенитель топлива. При горении топлива в течение 5...10 минут в закрытой скважине осуществляется процесс термобарохимического воздействия. Процесс включает термогазохимическое воздействие и депрессионное воздействие (фиг.1). Многократные репрессивные импульсы давления (рис. 1, участок 1-2) обеспечивают достаточно глубокое проникновение горячей смеси пороховых газов и химреагента в пласт. Серия депрессионных импульсов давления (фиг.1, участок 2-3) при срабатывании депрессионной камеры также разрушают твердые неорганические отложения в интервале перфорации, потерявших сцепление со стенкой скважины в результате расплавления парафинов. При этом подвижные органические и неорганические отложения выносятся через перфорационные каналы в скважину и частично попадают в депрессионную камеру.

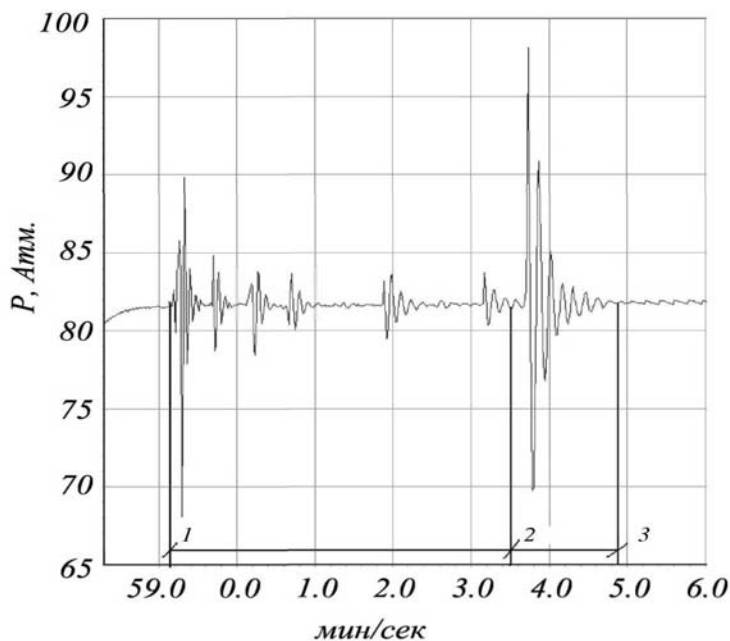


Рисунок 1

Диаграмма давления при ТБХО пороховыми зарядами АДС-5М
(скв.41, мест-е В. Магат, ПФ «Эмбаунайгаз», Респ. Казахстан)

1-2 -термогазохимическое воздействие при горении АДС-5(комплект из 5 шашек)
2-3 – имплозионно-депресссионное воздействие.

Для более полного удаления отложений из пласта применяется следующий технологический прием. Через расчетное время после сгорания топлива открывается устьева задвижка. Горючие газы, поднимаясь вверх и расширяясь, вытесняют скважинную жидкость в линию откачки нефти - обычно 20-25 % столба жидкости. При достаточно высоком пластовом давлении (не менее 90% от гидростатического давления столба воды) снижение уровня приводит к созданию депрессии на пласт и вызову притока. Поток пластовой жидкости из призабойной зоны пласта выносятся оставшиеся отложения, разогретые до текучего состояния. Уровень в скважине восстанавливается до выравнивания с пластовым давлением. После подъема компоновки сразу спускается насосное оборудование, и скважина сдается в эксплуатацию.

Противоречие между геолого-технической безопасностью и эффективностью заключается в том, что, выполнение требований безопасности сужает фонд скважин, где ТБХО может быть выполнен с максимальной эффективностью. По этой причине ТБХО рекомендуется для обработки пластов с относительно хорошими коллекторскими свойствами. Для фонда скважин, которые имеют изначально низкие коэффициенты продуктивности, для их увеличения необходимы методы гидравлического разрыва пласта или газогидро разрыва пороховыми зарядами АДС-6, ПГД-БК, ЗГРП и пр. Эти методы позволяют повысить фильтрационные свойства коллектора и увеличить приток нефти.

Однако, как показывает опыт применения пороховых зарядов для газогидро разрыва пласта (ЗГРП) в России, обработку низкопродуктивных

скважин безопаснее и эффективнее производить в 2 этапа. На 1-м этапе необходимо выполнить щадящее термогазовое воздействие без резкого повышения давления, например, описанным выше методом ТБХО или маломощным твердотопливным зарядом небольшого веса. Это позволяет очистить стенки скважины от отложений, обеспечить большую приемистость пласта. На 2-ом этапе выполняют газогидро разрыв пласта зарядами повышенной мощности. Тем самым исключается опасность разрыва обсадной колонны и цементного кольца при отсутствии приемистости пласта, обеспечивается более глубокий радиальный разрыв пласта и используется меньшая масса пороховых зарядов.

Т.о., использование твердотопливных зарядов для термобарохимического воздействия на нефтяные пласты должно осуществляться с тщательным подбором скважин с учетом приведенных требований.

Выводы

1. Геологическим службам нефтедобывающих предприятий, эксплуатирующим старый фонд скважин, рекомендуется применение метода ТБХО, основанного на использовании пороховых зарядов торцевого горения с регулируемым временем горения и регулируемым газоприходом и технологических приемов, обеспечивающих в комплексе геолого-техническую безопасность обработок скважин.

2. Метод ТБХО рекомендуется в первую очередь для поддержания максимальной продуктивности «хороших» коллекторов (например, в условиях Узеньского месторождения это около 50% скважин)

3. Для увеличения продуктивности пластов с ухудшенными коллекторскими свойствами щадящие методы малоэффективны. Здесь необходимы методы гидро- и газоразрыва пласта. Перед проведением этих работ во избежание нарушений колонны и цементного кольца рекомендуется выполнять щадящие ТБХО для удаления отложений со стенок скважины в интервале перфорации.

Литература

1. Аглиуллин М.М., Фазылов Р.Г., Абдуллин В.М., Курмаев А.С. Техника и технология интенсификации нефтяных скважин комплексным термобаровоздействием. - НТВ «Каротажник», вып. 38, 1998.

2. Еникеев М.Д., Фусс В.А., Андреев В.К. и др. Обработка скважин термобаровоздействием на месторождениях Пермской области. - «Нефтяное хозяйство». № 4, 1999

3. Аглиуллин М.М., Абдуллин В.М., Шувалов А.В., Плотников И.Г. и др. Новые термобарохимические технологии обработки призабойной зоны пластов. - НТВ «Каротажник», вып. 92, 2002.

4. Родионов И. Интенсификация добычи нефти на месторождениях ОАО «ЛУКОЙЛ». - «Нефть и капитал», № 5, спец. приложение «Нефтеотдача», - 2002.

5. Геолого-технический отчет «Опытно-промышленные работы по обработке призабойной зоны нефтяных скважин по термобарохимическим технологиям». - г. Жанаозен. РК, 2002.

6. Аглиуллин М.М., Абдуллин В.М., Абдуллин М.М., Курмаев С.А. Разработка и внедрение термобарохимического метода увеличения продуктивности нефтегазовых скважин. - Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2004, http://www.ogbus.ru/authors/Agliullin/Agliullin_1.pdf.

7. Патент РФ № 2240425 «Устройство для термобарохимической обработки призабойной зоны скважины».

8. Предварительный патент на изобретение в РГКП НИИС Республики Казахстан по заявке № 2005/2003.1 от 04.02.05 г. «Способ термобарохимической обработки призабойной зоны пласта и устройство для его осуществления» (решение о выдаче от 19.01.2006г. № 12-2/244).