

Проблемы насосной подачи ингибиторов солеотложений в осложненные скважины

В.В. Шайдаков,
А.Р. Людвиницкая,
Н.А. Рашитова
/УГНТУ, г. Уфа/,
Р.Б. Паливода
/ОАО "Славнефть-
Мегионнефтегаз", г. Белоярск/

Разработка большинства нефтяных месторождений, находящихся на поздней стадии разработки, осложняется отложением неорганических солей. Опасность представляет не только отложение солей в глубинно-насосном оборудовании, но и забивание рабочих органов шлангом, в составе которого преобладают соли. Эффективным способом предотвращения солеотложений является подача ингибиторов солеотложений в добывающую скважину на прием насоса, ниже насосного агрегата, но наиболее предпочтительна подача ингибиторов в зону перфорации.

В качестве ингибиторов солеотложений получили распространение неорганические полифосфаты - триполифосфат и гексаметафосфат натрия. Применение этих реагентов основано на их способности адсорбироваться на поверхности зарождающихся микрокристаллов карбонатных и сульфатных солей, чем достигается торможение их дальнейшего роста [1]. Адсорбционный слой ингибитора возникает и на поверхности защищаемого оборудования, микрокристаллы имеют плохую адгезию к металлу и легко уносятся потоком жидкости. Максимальная эффек-

тивность ингибиторов данного типа достигается при больших дозировках, однако основным недостатком неорганических полифосфатов является их малая термическая стойкость, приводящая к потере ингибирующих свойств, склонность к гидролизу до ортофосфатов с образованием и выпадением нерастворимых кальциевых солей.

Все большее распространение получают ингибиторы на основе комплексонов с фосфоновыми группами, обладающие "пороговым" эффектом. Этот эффект возникает тогда, когда реагент покрывает микрокристаллические ядра образовавшегося осадка, замедляет их рост и удерживает в растворе во взвешенном состоянии при концентрациях выше уровня осаждения. Наибольший интерес представляют такие комплексоны, как нитрилотриметилфосфоновая кислота (НТФ) и оксиэтилендифосфоновая кислота (ОЭДФ). Содержание этих ингибиторов в микродозах способствует уменьшению скорости зародышеобразования, увеличению индукционного периода кристаллизации солей. Органофосфоновые кислоты способны к комплексообразо-



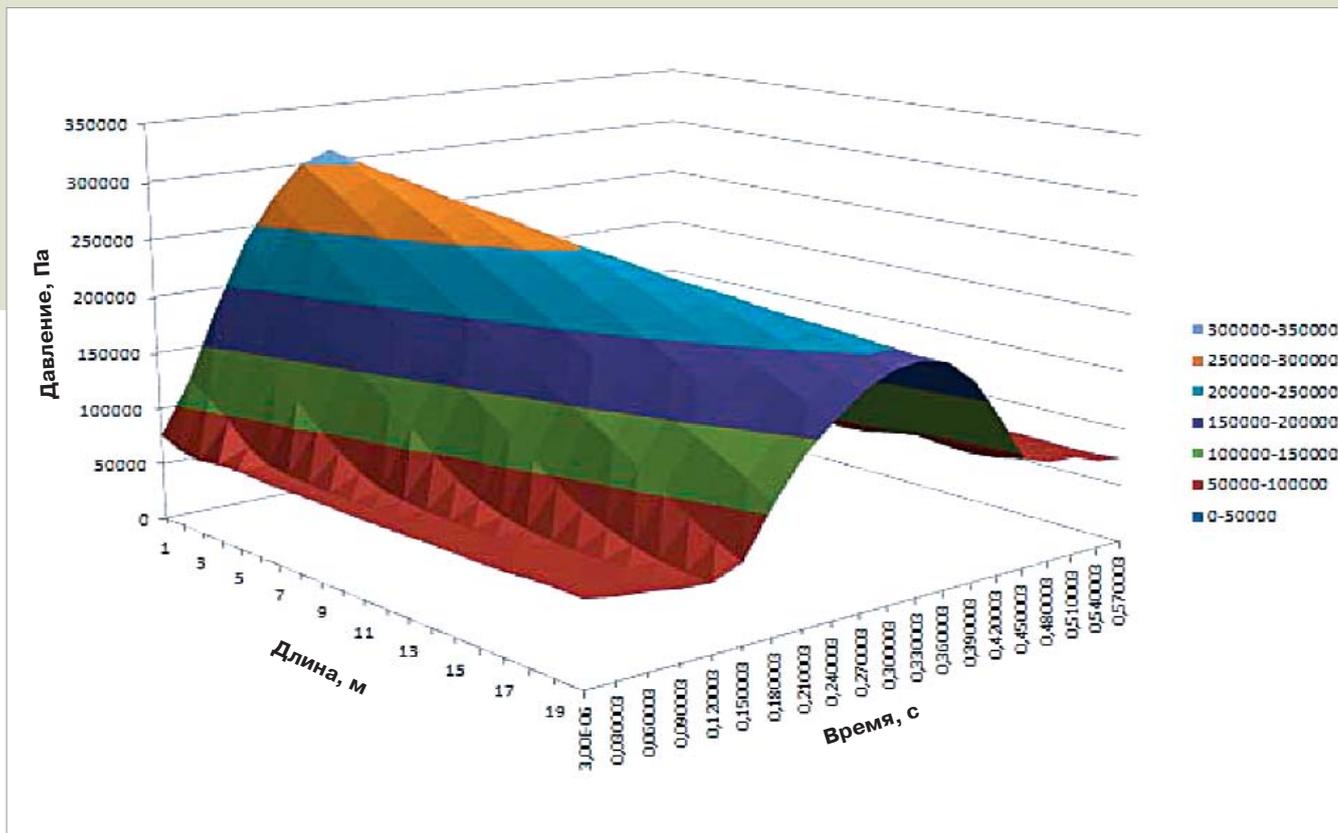


Рис. 1. Изменение давления в армированном полимерном трубопроводе при работе дозировочного насоса

ванию в растворе и поверхностному комплексообразованию, вследствие чего на поверхности оборудования образуется пленка, эффективно защищающая не только от отложения солей, но и от коррозии [2]. Также необходимо отметить, что ингибиторы на основе комплексонов обладают высокой термостойкостью (до 200 °С). Перспективной является разработка многокомпонентных ингибирующих составов, способных благодаря синергетическому эффекту действия компонентов уменьшить дозировку дорогостоящих ингибиторов и оптимизировать технологию их подачи в скважину. Так, например, для скважины Самотлорского месторождения с дебитом 40-50 т/сут. с целью предотвращения отложения кальцита вполне достаточна подача в интервал перфорации 1...2 л/сут. комплексного ингибитора солеотложений [3].

Появление новых высокоэффективных ингибиторов солеотложений существенно меняет технологию их подачи в скважину. Необходимо обеспечивать бесперебойную точную дозировку ма-

лых объемов реагента в требуемый интервал скважины: на прием насоса, в колонну насосно-компрессорных труб, в интервал перфорации, используя известные системы подачи реагентов по капиллярному трубопроводу (ТУ 3585-008-24118545-2006). Особенность подачи малых объемов реагентов по капиллярным системам заключается в увеличении динамической нагрузки на напорные трубопроводы малого диаметра, что приводит к разгерметизации соединительных элементов и усталостному разрушению. Это наиболее характерно для стальных трубопроводов.

Математическое моделирование неустановившегося процесса движения жидкости по трубопроводам малого диаметра при работе дозировочного насоса позволило решить ряд задач. Оценена величина неравномерности подач при использовании металлического и армированного полимерного трубопроводов. Результаты расчетов показали, что пульсация давления в полимерном трубопроводе более чем в 10 раз ниже по сравнению со стальным трубопрово-

дом (рис. 1, 2). Пульсация давления в стальном трубопроводе с незначительным гашением распространяется на длину более 2000 м.

Для снижения неравномерности пульсации давления было предложено использование полимерного армированного трубопровода на начальном участке нагнетания (компенсационные вставки) [4]. Установлено, что при подаче 40 л/час химического реагента длина компенсационной вставки, обеспечивающей эффективное гашение колебания давления, составляет примерно 20 м. С целью уточнения результатов расчетов проведены лабораторные исследования процессов подачи реагентов по полимерному трубопроводу с использованием дозировочного насосного агрегата. Лабораторный стенд включает дозировочный насосный агрегат НД 2.5-40/40-К14А, полимерный армированный трубопровод производства ОАО "Псковгеокабель". Измерительный комплекс, состоящий из двух цифровых датчиков давления ПДИ-01, шлюза передачи данных и программного продук-

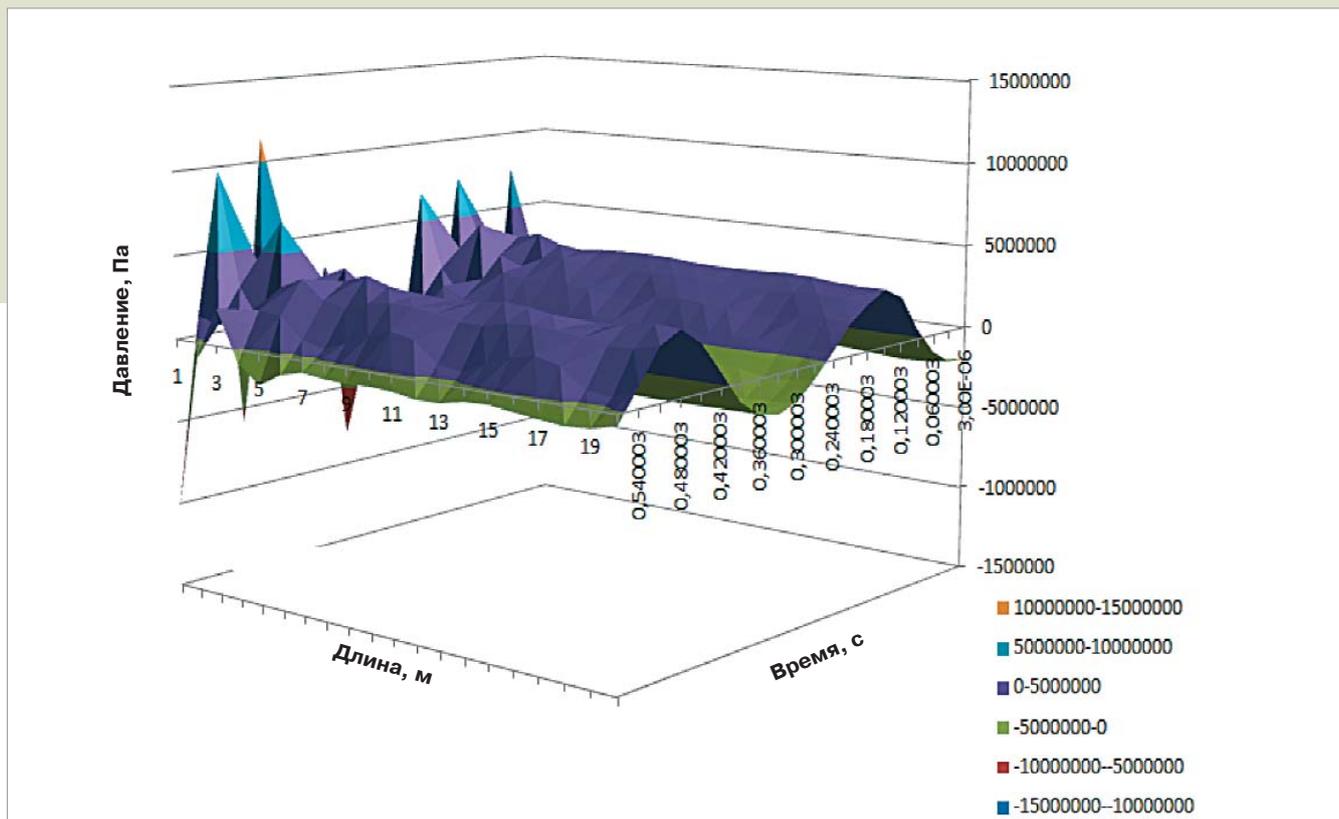


Рис. 2. Изменение давления в стальном трубопроводе при работе дозирующего насоса

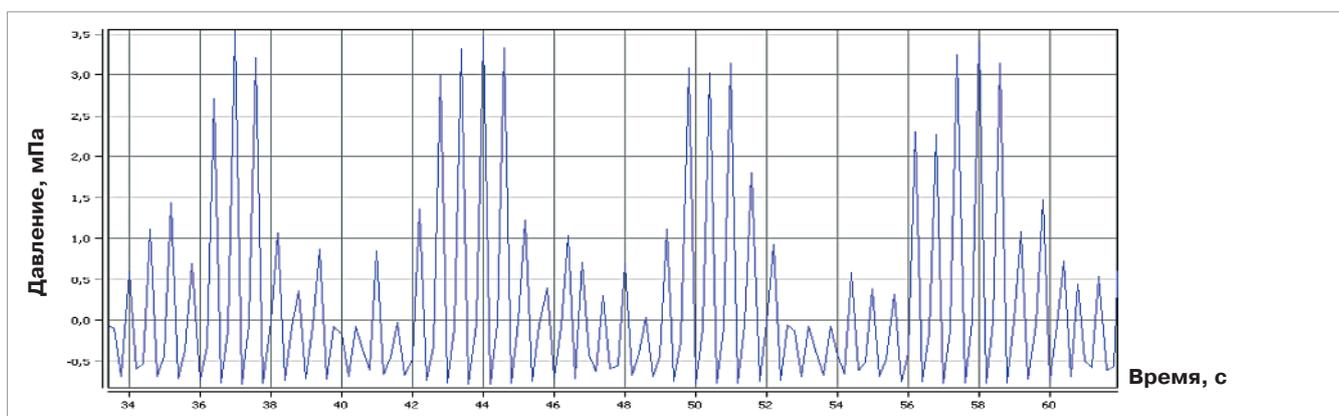


Рис. 3. Давление в напорном трубопроводе в начале линии нагнетания при работе дозирующего насоса

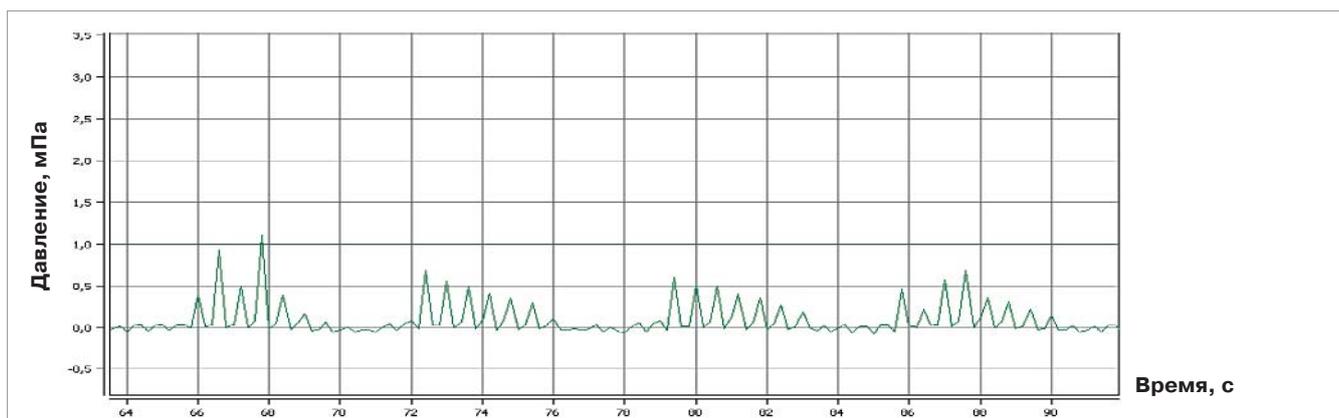


Рис. 4. Давление в напорном трубопроводе через 20 метров при работе дозирующего насоса



та для регистрации показаний в реальном времени, был поставлен ООО НПП "Грант". Измерительный комплекс позволяет регистрировать "пульсацию" давления в трубопроводе в реальном времени одновременно с двух датчиков.

На **рис. 3** представлена запись "пульсаций" давления на датчике, расположенном непосредственно после дозирующего насоса, а на **рис. 4** - запись давления в трубопроводе на расстоянии 20 метров от насоса. Время начала измерений на **рис. 3** и **рис. 4** не совпадает в связи с последовательным включением датчиков.

Как показывают записи, снижение "пульсаций" давления в полимерном армированном трубопроводе на расстоянии 20 метров почти в три раза меньше, чем на начальном участке трубопровода. По сравнению со стальным трубопроводом это значение ниже примерно в 30 раз.

Сравнительный анализ результатов лабораторных испытаний и математического моделирования показал, что отклонение составляет менее 5%. Это

подтверждает адекватность разработанной математической модели процессу волновых явлений, происходящих в трубопроводах малого диаметра при неустановившемся движении жидкости, которое возникает в связи с работой дозирующего насоса.

ВЫВОДЫ

1. Для предотвращения солеотложений в глубинно-насосном оборудовании наиболее перспективным является применение ингибиторов солеотложений на основе комплексонов.

2. Технические средства подачи реагентов должны обеспечивать бесперебойное дозирование малых объемов реагентов на прием насоса, в зону

перфорации. Данным требованиям в полной мере отвечают капиллярные системы подачи химреагентов в скважину.

3. Доказана способность полимерного армированного трубопровода гасить пульсацию давления, возникающую при работе дозирующего насоса. Этим обосновывается применение данных трубопроводов в капиллярных системах подачи химреагентов в скважину. Если невозможно использование армированного полимерного трубопровода по всей глубине скважины, то рекомендуется устанавливать компенсационную вставку длиной не менее 20 м, соединяющую дозирующую установку с устьем скважины.

Литература

1. Дятлова Н.М. , Темкина В.Я. , Попов К.И. Комплексоны и комплексоны металлов. - М.: Химия, 1988. - 544 с.
2. Чусов Ф.Ф. Эффективность фосфонатоцинкатных ингибиторов солеотложений и коррозии // Экология и промышленность России. - 2008. - №9. - С. 28-33.
3. Шайдаков В.В., Зотов А.Н., Гарифуллин И.Ш. и др. Повышение надежности работы установки электроцентробежного насоса с капиллярным трубопроводом // Нефтяное хозяйство. - 2008. - №1. - С. 100-101.
4. Патент RU №89603 U1. Устройство для дозированной подачи химических реагентов в скважину / В.В. Шайдаков, А.Р. Людвиницкая, О.Ю. Полетаева, Е.В. Шайдаков (Общество с ограниченной ответственностью Инжиниринговая компания "Инкомп нефть"). - №2009130750, заявлено 11.08.2009.