

В.Г. Куликов, председатель Совета директоров, **М.В. Заматаев**, исполнительный директор, **В.Н. Применко**, главный инженер к.т.н. (ЭКОВЭЙВ Технологии)

РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМЫ АВАРИЙНОСТИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ: СНИЖЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ЗАТРАТ И ЭКОЛОГИЧЕСКИХ РИСКОВ

В Российской Федерации общая протяженность подземных нефте-, водо- и газопроводов составляет около 17 миллионов километров, при этом из-за постоянных интенсивных волновых (колебаний давления, гидроударов) и вибрационных процессов, участки этих коммуникаций приходится постоянно ремонтировать и полностью заменять.

Весьма актуальны вопросы защиты от коррозии для нефтяной, нефтегазодобывающей, перерабатывающей и транспортирующей отраслей, вследствие металлоемкости резервуаров хранения нефтепродуктов и прочих сооружений, наличие здесь агрессивных сред и жестких условий эксплуатации металлоконструкций. Убытки, вызываемые гидроударами и коррозией, составляли для Минтопэнерго бывшего СССР несколько сотен миллиардов долларов и около 50 тыс. т. черных металлов в год. При общей динамике аварийности, по оценкам экспертов, причинами разрыва трубопроводов являются:

- 60% случаев — гидроудары, перепады давления и вибрации
- 25% — коррозионные процессы
- 15% — природные явления и форс-мажорные обстоятельства.

В течение всего срока эксплуатации трубопроводы испытывают динамические нагрузки (пульсации давления и связанные с ними вибрации, гидроудары и т.д.). Они возникают при работе нагнетательных установок, срабатывании запорной трубопроводной ар-

матуры, случайно возникают при ошибочных действиях обслуживающего

персонала, аварийных отключениях электропитания, ложных срабатывани-



ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ ЛЮБЫХ НАГРУЗОК В ЛЮБЫХ УСЛОВИЯХ



www.unifos.ru
ЮНИФОС

ДИНАМОМЕТРИЧЕСКИЕ КЛЮЧИ С РАЗЛИЧНЫМИ ПРИВОДАМИ

РОССИЯ, 197343, г. САНКТ - ПЕТЕРБУРГ, ул. БЕЛООСТРОВСКАЯ, 22, офис 310-312, телефон: +7 812 449 2721 (многоканальный)

ях технологических защит и т.п. Техническое же состояние эксплуатируемых по 20–30 лет трубопроводных систем оставляет желать лучшего. Замена изношенного оборудования и трубопроводной арматуры в последние 10 лет ведется крайне низкими темпами. Именно поэтому наблюдается устойчивая тенденция увеличения аварийности на трубопроводном транспорте на 7–9% в год, о чем свидетельствуют ежегодные Государственные доклады «О состоянии окружающей природной среды и промышленной опасности Российской Федерации». Участились аварии на трубопроводах, сопровождающиеся большими потерями природных ресурсов и широкомасштабным загрязнением окружающей среды. По официальным данным только потери нефти из-за аварий на магистральных нефтепроводах превышают 1 млн тонн в год и это без учета потерь при прорывах внутрипромысловых трубопроводов. Вот лишь несколько примеров аварий на нефтепроводах за 2006 г. В результате крупной аварии на магистральном нефтепроводе «Дружба» на территории Суражского района Брянской области на границе с Белоруссией нефтью загрязнены рельеф местности, водные объекты и земли государственного лесного фонда. Заместитель главы Росприроднадзора отметил, что на

участке нефтепровода «Дружба», где произошла авария, с весны 2006 года было обнаружено 487 опасных дефектов. Причиной аварии на нефтепроводе послужила коррозия труб. Крупная авария произошла на 326 км магистрального нефтепровода Узень - Атырау — Самара на юго-западе Казахстана. Как сообщает ИТАР-ТАСС, на месте происшествия начаты аварийно-восстановительные работы. Между тем пока ничего неизвестно о масштабах и причине аварии, площади загрязнения нефтью и объеме рекультивационных работ. За последнюю неделю это уже второе крупное происшествие на нефтепроводах Казахстана. 29 января в результате разрыва металла из-за гидроудара на 156 км магистрального трубопровода Каламкас — Каражанбас — Актау на землю вылилось около 200 тонн нефти. Поэтому полное устранение или существенное уменьшение интенсивности волновых и вибрационных процессов в трубопроводных системах позволяет не только в несколько раз уменьшить количество аварий с разрывами трубопроводов и выходом из строя трубопроводной арматуры и оборудования, повысить надежность их работы, но также значительно увеличить срок их эксплуатации. В настоящее время для борьбы с пульсациями и колебаниями давления и

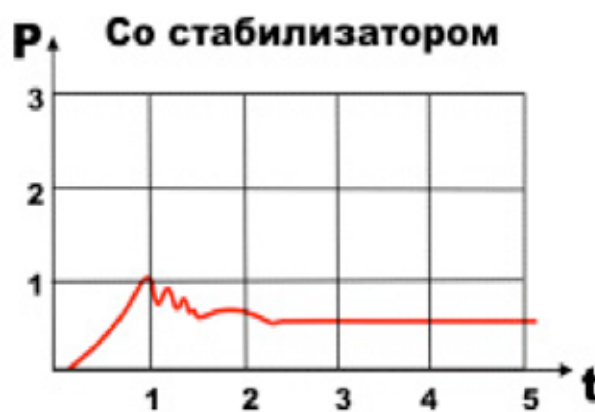
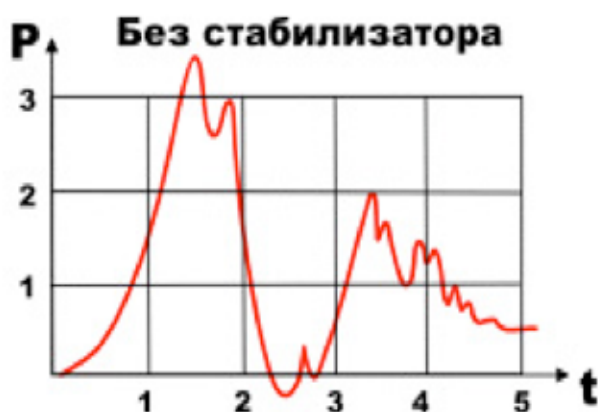
расхода в трубопроводных системах используют воздушные колпаки, аккумуляторы давления, гасители различных типов, ресиверы, дроссельные шайбы, клапаны сброса и т.п. Они морально устарели, не соответствуют современному развитию науки и техники, малоэффективны, особенно в случае гидроударов и динамики переходных процессов, не отвечают требованиям экологической безопасности, о чем свидетельствует статистика аварийности. На данный момент в России существуют новые технологии, противоаварийной защиты трубопроводов, которые позволяют гасить все внутрисистемные возмущения: гидроудары, колебания давления и вибрации. Принципиально новым высокоэффективным энергонезависимым техническим средством гашения колебаний давления, вибрации и гидроударов - являются стабилизаторы давления (СД). В отличие от перечисленных выше средств и устройств, стабилизаторы давления представляют однотипные конструкции, принцип действия которых основан на распределенном по длине трубопровода диссипативном и упругодемпфирующем воздействии на поток перекачиваемой среды. СД предназначены для использования в трубопроводных системах диаметром от 10 до 1200 мм, рабочим давлением до 25 Мпа и температурой рабочей среды до 250 °С. Установка СД обеспечивает

полное гашение или снижение до безопасного уровня амплитуд гидроударов, колебаний давления и связанных с ними вибраций трубопроводов, при этом полностью устраняются аварийные ситуации с разрывами труб от внутрисистемных возмущений транспортируемой среды, а общая аварийность трубопроводов и оборудования снижается на 85%. Отличительной особенностью СД является то, что данные устройства одинаково эффективно гасят гидроудары, волновые и вибрационные процессы, как в аварийном, так и в штатном режиме работы гидросистемы. Принцип их работы основан на распределенном по длине трубопровода диссипативном и упругодемпфирующем воздействии на пульсирующий поток перекачиваемой среды. Наибольший эффект гашения достигается при диссипации энергии пульсаций на перфорационных отверстиях, равномерно распределенных по длине стабилизатора, а также вследствие демпфирования, обусловленного податливостью упругих элементов стабилизатора, выполняемых в виде газовой подушки, камер и сильфонов со стенками из пружинистых и эластичных материалов. Дополнительные эффекты гашения обеспечиваются при расширении потока в предкамерах и коллекторах стабилизатора.

Отличительная особенность стабилизатора давления заключается в том, что они не изменяют проходное сечение трубопровода и имеет минимальное гидравлическое сопротивление: наибольшее распространение получила конструктивная схема стабилизатора в виде участка трубопровода с равномерно распределенной перфорацией, через которую перекачиваемая среда может перетекать из трубопровода в демпфирующую надстройку над перфорированной его частью. Отличительным конструктивным признаком пневмостабилизатора является разделение с помощью упругой мембраны его внутренней полости на жидкостную и газовую. Пневмостабилизатор состоит из металлического корпуса, в котором размещается участок трубопровода с равномерно распределенной по длине перфорацией. Для разделения жидкой и газовой сред в пневмостабилизаторе служит гибкий элемент, который может перемещаться между внутренней поверхностью стенки корпуса и наружной поверхностью стенки перфорированной трубы. Жидкостная полость пневмостабилизатора соединена посредством перфорации с основной гидромагистралью, а газовая - через штуцер с аккумулятором давления газа. В зависимости от агрессивности рабо-

чей среды гибкий разделитель может быть как неметаллическим (различные резины, каучуки, фторопласт), так и металлическим. Уплотнение разделителя производится при обжатии его концов между внутренней полусферой корпуса 2 и конусной поверхностью кольца, установленного на трубопроводе. Пневмостабилизатор работает следующим образом. В установленном режиме движения жидкость, протекающая по трубопроводу, через перфорацию заполняет полость, охватываемую разделителем. Полость между корпусом и разделителем заполнена газом с тем же давлением, что и в основной магистрали. При появлении в трубопроводе пульсаций, например, в результате работы механизмов запорной арматуры, давление в жидкостной полости пневмостабилизатора не совпадает с давлением в газовой полости, и разделитель под воздействием этого перепада испытывает упругие деформации, при которых объем жидкостной полости изменяется, т.е. обеспечивается податливость стабилизатора для демпфирования колебаний. Вследствие большой податливости разделителя и газовой полости происходит увеличение скорости перетекания среды из трубопровода в жидкостную полость (или наоборот), что приводит к диссипации

Типовые диаграммы, иллюстрирующие работу СД при гидроударе:



ЭнергоЖБИ

МЕТАЛЛИЧЕСКИЕ ОПОРЫ ВЛ 35 – 1500 кВ

ЖЕЛЕЗОБЕТОННЫЕ ИЗДЕЛИЯ И КОНСТРУКЦИИ ДЛЯ ЛЭП

Металлические опоры ЛЭП 35-1500 кВ (оцинкованные и черный лак)

Вибрированные предварительно напряженные стойки СВ-95, СВ-105, СВ-110 и СВ-164

Фундаменты под унифицированные металлические опоры ВЛ 35-500 и 750 кВ

Анкерные плиты и ригели для закрепления опор ЛЭП

Унифицированные элементы подстанций 35-500 кВ

Вибрированные стойки для порталов ОРУ Приставки ПТ-33 и ПТ-43

Центрифугированные стойки СК-22 и СК-26

РОЗНИЧНЫЕ ПОСТАВКИ СО СКЛАДА В ПОДМОСКОВЬЕ
ОПТОВЫЕ ВАГОННЫЕ ПОСТАВКИ ПО РОССИИ

Тел./ф

(495) 232-43-60

(многоканальный)

107113, Москва,
4-й лучевой просек,
КВЦ «Сокольники»,
павильон 5, офис 40

info@energogbi.ru

www.energogbi.ru

энергии колебаний давления на сосредоточенных сопротивлениях перфорационных отверстий. Выбором упругих характеристик разделителя, давления в газовой полости и её объёма, размеров перфорационных отверстий и их суммарной площади можно добиться требуемой степени уменьшения амплитуды колебаний.

Рассмотренная выше конструкция легко трансформируется в стабилизатор с упругой камерой. В этом случае, если газовую полость заполнить эластичным материалом, обладающим высокой податливостью, например пористой резиной, пенополиуретаном или каучуком, то такой стабилизатор также целесообразно использовать в гидромагистралях с рабочим давлением не выше 4 МПа. При описании динамических процессов в трубопроводах будем считать, что изменение расхода при закрытии запорной арматуры (клапана) имеет линейный характер.

Стабилизатор давления (СД) устанавливается в непосредственной близости от обратного клапана. Направим координатную ось OX вдоль продольной оси расходной магистрали против течения рабочей среды. При анализе динамических процессов будем считать среду однородной. При рассмотрении динамических процессов будем считать, что давление в ней изменяется по

линейному закону. Процесс включения и выключения насосного агрегата сопровождается интенсивными гидравлическими ударами, распространяющимися по всему трубопроводу.

Следует определить начальные условия для системы волновых уравнений, описывающей неустановившееся движение жидкости в трубопроводе. Система волновых уравнений решается без учета сил трения методом Даламбера в виде суммы прямой и обратной волн. Если промежуток времени в течение которого происходит изменение режима работы насоса, незначителен по сравнению с продолжительностью двойного пробега волны давления по трубопроводу будет наблюдаться прямой гидроудар, максимальное давление при котором (при отсутствии стабилизатора) определяется по формуле Жуковского.

Для гидросистемы, длина которой составляет несколько десятков километров, значение продолжительности двойного пробега волны давления по трубопроводу значительно превосходит продолжительность остановки или выхода насоса на режим. Поэтому при выключении насоса в трубопроводе происходит провал давления, а затем такое же по значению повышение давления над рабочим уровнем (гидроудар).

Как правило, пуск насоса осуществляет-

ся при закрытой задвижке запорной арматуры, поэтому волновые процессы в трубопроводе будут определяться динамикой изменения расхода при открытии задвижки. Задаваясь трубуемой степенью снижения амплитуды давления гидроудара можно определить частоту основного тона колебаний со стабилизатором, а затем требуемую величину массовой податливости СД, являющаяся одним из основных проектных параметров СД. По известной податливости определяем необходимый объем газовой полости пневматического СД. Использование стабилизаторов давления позволяет обеспечить безаварийную эксплуатацию трубопровода и уменьшить скорость коррозионных процессов в трубопроводной системе. По предварительным оценкам экспертов и ученых, ресурс действующего трубопровода может быть еще увеличен на 10–15 лет.

У практиков, эксплуатирующих трубопроводные системы, могут появиться сомнения, что такой эффект достижим. Здесь можно лишь сослаться на практический опыт, результат и эффективность использования новых технологий в системе нефтедобычи, например, когда для поддержания пластового давления (ППД) производится закачка в пласт послесепарационных вод. Для гашения вынужденных колебаний

давления в системе закачки ППД объединения «ТАТНЕФТЬ» были применены специально разработанные стабилизаторы давления СД-15-70 – для линии нагнетания и СД-2-150 – для линии всасывания (на рабочие давления до 15 МПа и 2 МПа соответственно). Это позволило уменьшить амплитуду пульсаций и вибраций в трубопроводах гидросистемы ППД с поршневыми насосами в 8 раз и обеспечить непрерывную безаварийную работу всей системы.

Внутрипромысловые трубопроводы для сбора водонефтегазовой смеси от скважин транспортировки ее до установок предварительного сброса воды (УПС), а затем до установок подготовки нефти (УПН) имеют достаточно большую протяженность, которая в одном НГДУ может достигать 2–3 тыс. км, а количество порывов на них до 400-800 в год.

При этом неизбежно происходят потери нефти, среднестатистический уровень которых оценивается в 0,15–0,2 т/сут. на один порыв. Кроме того, в окружающую среду попадают высокоагрессивные смеси, нанося ей значительный ущерб.

Как правило, в каждом НГДУ, несмотря на широкое применение средств противокоррозионной защиты (ингибирован-

ное, внутреннее покрытие трубопроводов), ежегодно ремонтируется и заменяется до 10% всех внутрипромысловых трубопроводов, а удельная аварийность остается практически неизменной (0,15–0,2 порыва на 1 км в год).

Всё это свидетельствует о том, что основной причиной аварий являются пульсации давления, гидроудары и вибрации трубопроводов, возникающие при работе нагнетательных установок центробежного и поршневого типа.

Широкое использование стабилизаторов давления на внутрипромысловых трубопроводах позволяет существенно уменьшить динамические нагрузки на них, значительно снизить аварийность и потери нефти, увеличить срок службы труб.

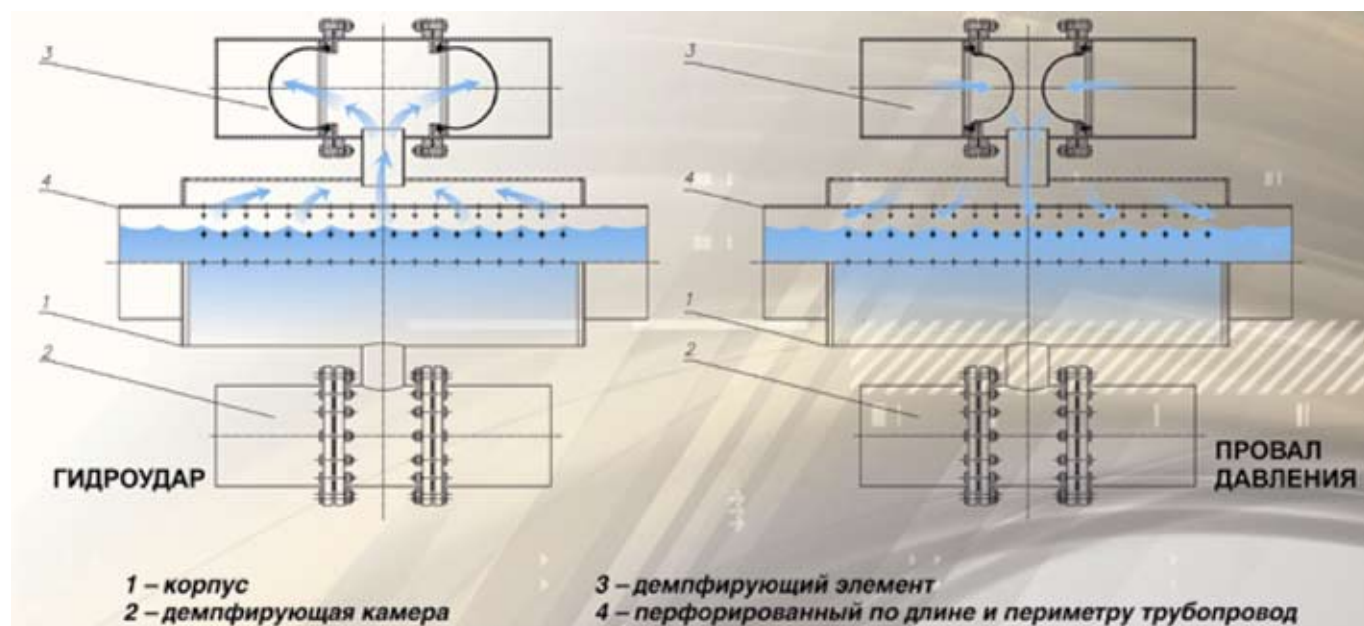
Защита скважинных насосов

При добыче нефти, в зависимости от производительности скважин используются погружные электрические центробежные насосы (ЭЦН) и поршневые штанговые гидронасосы «качалки». Погружные насосы являются сильными возбудителями колебаний давления. Так при включении и выключении ЭЦН возникают гидроудары значительной величины, а при прорыве газа из пласта они могут в 2–3 раза превышать

рабочее давление. Интенсивные динамические нагрузки, вызванные гидроударами и вибрацией из-за дисбаланса ротора и консольного крепления агрегата приводят к разрушению насосно-компрессорных труб (НКТ) и «полёту» насоса. В одном НГДУ происходит в среднем от 20 до 30 «полётов» насосов в год. В результате предприятия несут значительные экономические потери, наносится ущерб окружающей среде вследствие утечек водонефтегазовой смеси из разбираемых НКТ, а большинство скважин со сложным профилем становятся непригодными для дальнейшего использования.

Разработанные образцы стабилизаторов давления для погружных ЭЦН позволяют до 5 раз уменьшить динамические нагрузки на НКТ, а, следовательно, и количество их разрывов с «полётом» насоса.

При бурении скважин, технология разбуривания требует непрерывной закачки в скважину бурового раствора, в состав которого входят различные реагенты — каустическая сода, ущелочной реагент, нефть, барит и др. Буровая установка оснащается мощными насосами высокого давления, как правило, поршневыми, являющимися



генераторами интенсивных волновых и вибрационных процессов. Анализ экспериментальных исследований амплитудно-частотных характеристик волновых процессов в системе закачки бурового раствора с насосами УВН-600А, проводившихся в Бухарском управлении буровых работ, показывает, что при рабочем давлении около 5,0 МПа в системе наблюдаются пульсации давления на частоте 18 Гц (насосная частота) с амплитудой до 2,0 МПа. С ростом рабочего давления пропорционально возрастает амплитуда вынужденных колебаний. В результате этого трубопроводы подвергаются сильным знакопеременным нагрузкам, что приводит к вибрации, раскрытию фланцевых соединений трубопроводов, отрыву гибкого шланга в узлах крепления, разрушению породы и обсадных труб, выходу из строя турбобуров и нарушению резьбовых соединений насосно-компрессорных труб в результате изгибных колебаний.

Последствиями таких аварий являются травмы обслуживающего персонала, выход из строя турбобура, загрязнения окружающей среды, поверхностных и подземных вод компонентами бурового раствора.

После тяжёлых аварий некоторые скважины оказываются непригодными для дальнейших работ.

Испытания опытных образцов стабилизаторов давления для насосов подачи бурового раствора показали, что пульсации давления и вибрации трубопроводов могут быть уменьшены в 3-5 раз с соответствующим уменьшением негативных последствий воздействия динамических нагрузок на элементы системы.

При добыче нефти, в зависимости от производительности скважин используются погружные электрические центробежные насосы (ЭЦН) и поршневые

**ГЕОТЕКСТИЛЬНЫЕ ПОЛОТНА
ГЕОКОМ
ПРОИЗВОДСТВА ООО «КОМИТЕКС»**

- для обустройства нефтяных и газовых месторождений
- строительства автомобильных дорог
- усиления оснований под буровые вышки
- балластировки трубопроводов
- защиты откосов и склонов
- обустройства шламохранилищ, свалок ТБО и пр.

167981, Республика Коми, г. Сыктывкар, ул. 2-я Промышленная, 10
 телефон (8212) 286-513, 286-547, 286-575; факс (8212) 286-560
 market@komitex.ru www.komitex.ru

штанговые гидронасосы «качалки». Погружные насосы являются сильными возбудителями колебаний давления. Так при включении и выключении ЭЦН возникают гидроудары значительной величины, а при прорыве газа из пласта они могут в 2-3 раза превышать рабочее давление. Интенсивные динамические нагрузки, вызванные гидроударами и вибрацией из-за дисбаланса ротора и консольного крепления агрегата приводят к разрушению насосно-компрессорных труб (НКТ) и «полёту» насоса. В одном НГДУ происходит в среднем от 20 до 30 «полётов» насо-

сов в год. В результате предприятия несут значительные экономические потери, наносится ущерб окружающей среде вследствие утечек водонефтегазовой смеси из разбираемых НКТ, а большинство скважин со сложным профилем становятся непригодными для дальнейшего использования. Разработанные образцы стабилизаторов давления для погружных ЭЦН позволяют до 5 раз уменьшить динамические нагрузки на НКТ, а, следовательно, и количество их разрывов с «полётом» насоса.