DOI: 10.17122/ntj-oil-2019-4-111-128

УДК 622.692.4.053

А.Ф. Бархатов (ПАО «Транснефть», г. Москва, Российская Федерация), **А.Г. Гумеров**,
А.М. Шаммазов, **Р.А. Фазлетдинов** (Уфимский государственный нефтяной технический
университет, Уфа, Российская Федерация)

ОСОБЕННОСТИ ВНЕДРЕНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМ СГЛАЖИВАНИЯ ВОЛН ДАВЛЕНИЯ В ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ НЕФТИ

Aleksandr F. Barkhatov (Public Joint Stock Company «Transneft», Moscow,
Russian Federation), **Asgat G. Gumerov**, **Ayrat M. Shammazov**,
Rustem A. Fazletdinov (Ufa State Petroleum Technological University,
Ufa, Russian Federation)

FEATURES OF IMPLEMENTATION AND OPERATION OF PRESSURE WAVES SMOOTHING SYSTEMS IN OIL PIPELINE TRANSPORTATION

Введение

Масштабы деятельности ПАО «Транснефть» предполагают высокую загрузку и практически непрерывную работу трубопроводной сети. При этом в ходе ее эксплуатации возможны отклонения от штатных режимов транспортировки, пульсации давления и гидроудары, последствия которых способны вывести из строя оборудование или привести к повреждению трубы и истечению нефти в окружающую среду. Штатное или нештатное отключение агрегата или целой промежуточной нефтеперекачивающей станции (НПС) в процессе перекачки сопровождается ростом давления, в результате чего образуется крутая волна давления, распространяющаяся вверх по потоку, в направлении к предыдущей станции. Вследствие потерь на трение исходное возмущение затухает, т.е. его крутизна и амплитуда уменьшаются по абсолютной величине.

Background

The scale of PJSC Transneft activities implies a high load and almost uninterrupted operation of the pipeline network. At the same time, during its operation, deviations from the standard modes of transportation, pressure pulsations and hydraulic shocks are possible, the consequences of which can damage equipment or cause damage to the pipe and oil outflow into the environment. A regular or abnormal shutdown of an aggregate or an entire intermediate oil pumping station (OPS) during pumping is accompanied by an increase in pressure, resulting in a steep pressure wave propagating upstream in the direction of the previous station. Due to friction losses, the initial perturbation decays, i.e. its slope and amplitude decrease in absolute value.

Достигая предыдущей станции, волна повышения давления приводит к повышению давления на выходе станции. Для поддержания заданного значения уставки на выходе НПС система автоматического регулирования (САР) давления создает волну снижения давления (разряжения). Если быстроедействие САР недостаточно для погашения волны повышения давления, то давление на выходе НПС может достигнуть уставок срабатывания соответствующих общестанционных защит станции по избыточному давлению. Действие общестанционных защит сводится к отключению одного насоса или целой станции. При срабатывании данной защиты навстречу пришедшей волне повышения давления вниз по потоку начинает распространяться волна снижения давления. В результате интерференции волн происходит снижение давления по линейной части трубопровода. Однако, прежде чем волна достигнет предыдущей НПС, давление на участке между станциями может превысить допустимое рабочее давление секций труб, что может привести к разгерметизации трубопровода.

В большинстве случаев в системе ПАО «Транснефть» защита секций труб линейной части от превышения давления в переходных процессах, вызванных отключением магистрального насосного агрегата или целой НПС, осуществляется с помощью систем сглаживания волн давления.

Цели и задачи

Цели исследования - изучение вопросов предохранения объектов магистральных нефтепроводов от волн повышенного давления, возникающих из-за пульсаций давления, гидроударов при штатном или нештатном отключении насосных агрегатов или промежуточной нефтеперекачивающей станции в целом, при несанкционированном закрытии запорной арматуры и т.д.

Результаты

Рассмотрены основные аспекты внедрения систем сглаживания волн давления и определены экономические критерии их установки на действующих и проектируемых нефтепроводах. Приведен пример расчета нестационарных процессов, необходимого для обоснования целесообразности применения ССВД на промежуточных нефтеперекачивающих станциях. Представлены основные виды конструкций систем, особенности их эксплуатации и планового обслуживания.

Reaching the previous station, the increase in pressure wave leads to an increase in pressure at the station outlet. To maintain the setpoint at the LPS outlet, the automatic control system (ACS) of the pressure creates a wave of pressure reduction (vacuum). If the speed of the ACS is not enough to offset the surge pressure, the pressure at the outlet of the pump station can reach the setpoint for the operation of the corresponding station overpressure protection. The action of general station protection comes down to shutting down a single pump or an entire station. When this protection is triggered, a wave of pressure reduction begins to propagate towards the incoming wave of pressure increase downstream. As a result of wave interference, the pressure decreases in the linear part of the pipeline. However, before the wave reaches the previous OPS, the pressure in the section between stations may exceed the allowable working pressure of the pipe sections, which can lead to depressurization of the pipeline.

In most cases, in the Transneft system, the protection of line pipes sections from overpressure in transient processes caused by the disconnection of the main pumping unit or the whole pumping station is protected by means of pressure wave smoothing systems.

Aims and Objectives

The study aim is study of the issues of protection of trunk pipeline facilities from high-pressure waves arising from pressure pulsations, water hammer during normal or abnormal shutdown of pumping units or an intermediate pumping station as a whole, with unauthorized closure of valves, etc.

Results

The main aspects of the implementation of pressure wave smoothing systems are considered and the economic criteria for their installation on existing and projected oil pipelines are defined. An example is given of the calculation of non-stationary processes necessary to substantiate the expediency of using the high pressure pump at intermediate oil pumping stations. Presents the main types of system designs, features of their operation and planned maintenance.

Ключевые слова: система сглаживания волн давления, нестационарный режим перекачки, допустимое рабочее давление, магистральный нефтепровод, нефтеперекачивающая станция

Key words: pressure wave smoothing system, non-stationary pumping mode, permissible operating pressure, main oil pipeline, oil pumping station

Введение

Нефтепроводный транспорт Российской Федерации характеризуется высокой степенью сложности и разветвленности трубопроводной сети.

ПАО «Транснефть» - крупнейший национальный оператор по доставке жидкого углеводородного сырья - обеспечивает транспортировку 83 % всей добываемой российской нефти. В состав компании входят свыше 68 тыс. км магистральных нефтепроводов, более 500 нефтеперекачивающих станций (НПС), 24 млн м³ резервуарных емкостей [1].

Масштабы деятельности компании предполагают высокую загрузку и связанную с этим обстоятельством, практически беспрепятственную работу трубопроводной сети.

При этом в ходе ее эксплуатации возможны отклонения от штатных режимов транспортировки, пульсации давления и гидроудары, последствия которых способны вывести из строя оборудование или привести к повреждению трубы и истечению нефти в окружающую среду.

Так, штатное или нештатное отключение агрегата или целой промежуточной нефтеперекачивающей станции (НПС) в процессе перекачки сопровождается ростом давления, в результате чего образуется крутая волна давления, распространяющаяся вверх по потоку, в направлении к предыдущей станции. Вследствие потерь на трение исходное возмущение затухает, то есть его крутизна и амплитуда уменьшаются по абсолютной величине. Достигая предыдущей станции, волна повышения давления приводит к повышению давления на выходе станции. Для поддержа-

ния заданного значения уставки на выходе НПС система автоматического регулирования (САР) давления создает волну снижения давления (разряжения). Если быстродействие САР недостаточно для погашения волны повышения давления, то давление на выходе НПС может достигнуть уставок срабатывания соответствующих общестанционных защит станции по избыточному давлению. Действие общестанционных защит сводится к отключению одного насоса или целой станции. При срабатывании данной защиты навстречу пришедшей волне повышения давления вниз по потоку начинает распространяться волна снижения давления. В результате интерференции волн происходит снижение давления по линейной части (ЛЧ) трубопровода. Однако, прежде чем волна достигнет предыдущей НПС, давление на участке между станциями может превысить допустимое рабочее давление (ДРД) секций труб, что может привести к разгерметизации трубопровода.

В большинстве случаев в системе ПАО «Транснефть» защита секций труб ЛЧ от превышения давления в переходных процессах, вызванных отключением магистрального насосного агрегата (МНА) или целой НПС, осуществляется с помощью систем сглаживания волн давления (ССВД).

Опыт внедрения ССВД

Первое описание в литературе способов защиты магистральных нефтепроводов (МН) от повышения давления в переходных процессах было представлено в работах R.R. Burnett (1960 г.) [2, 3]. В данной работе рассматривался Транс-Аравийский МН диаметром 750/775 мм. Защита участка, приле-

гающего к отключившейся НПС, осуществлялась за счет сброса части потока нефти через программируемый клапан в резервуар объемом 800 м³. После отключения НПС клапан быстро открывался, и затем поддерживалась заданная величина давления на входе НПС. По истечении заданного интервала времени клапан закрывался с фиксированной скоростью [3].

Однако данный способ защиты не мог быть применен на отечественных станциях, поскольку основной причиной (более 90 % [4]) их нештатного отключения являлось прекращение подачи электроэнергии, а для функционирования системы необходим бесперебойный подвод электроэнергии. В связи с чем, возникала задача адаптации данной идеи для ее использования на отечественных станциях.

Идею адаптации способа, описанного в работе [2], выдвинул в 1968 г. Ю.М. Дронговский, сотрудник Государственного института по проектированию магистральных трубопроводов («Гипротрубопровод»).

Суть идеи заключалась в том, что клапан сброса должен функционировать без внешних управляющих воздействий и исклю-

чительно за счет использования энергии жидкости. Данное устройство было названо ССВД.

В 1970 г. в АО «Гипротрубопровод» были сформулированы технические требования к ССВД [5].

В 1972 г. в г. Брянск впервые были проведены испытания четырех систем подобного типа различных производителей, и по решению комиссии была выбрана ССВД «Аркрон-1000» фирмы «Грове» (Италия).

«Аркрон-1000» (рисунок 1) представляет собой гидравлически связанные сообщающиеся сосуды. ССВД состоит из разделительной емкости, в которую заливается антифриз, в роли которого выступает этиленгликоль, плотность которого выше, чем плотность нефти. За счет этого жидкость создает изоляционный барьер против загрязнения элементов ССВД механическими примесями и парафином, содержащимися в нефти. Разделительная емкость через регулирующий дроссель связана с гидропневмоаккумулятором (ГПА), который заполнен этиленгликолем и воздухом под давлением 5-6 кгс/см² [6]. В свою очередь, ГПА связан с клапаном «Флекс-Фло».

Рисунок 1. Схема системы сглаживания волн давления «Аркрон-1000»

Клапан «Флекс-Фло» представляет собой сердечник с прорезями, на который натянут резиновый чулок. В стационарном состоянии давление в газовой полости клапана равно давлению в трубопроводе. При отключении МНА или целой НПС давление на входе клапана поднимается значительно быстрее, чем давление в воздушной камере клапана. Рост давления в камере определяется сопротивлением регулирующего дросселя и объемом газового пространства аккумулятора. В результате резиновый чулок растягивается, и нефть из трубопровода через прорези в сердечнике сбрасывается в безнапорный резервуар. В дальнейшем давление в воздушной камере повышается, и резиновый чулок постепенно перемещается к сердечнику.

Фотография действующей ССВД «Аркрон-1000» представлена на рисунке 2.

После того как был определен поставщик ССВД в нормы технологического проектирования нефтепроводов, а впоследствии и в СНиП 2.05.06-85* [7], включен следующий пункт: «на промежуточных НПС МН наружным диаметром 720 мм и выше должны предусматриваться ССВД для их защиты от волн

повышения давления, возникающих при внезапной остановке станции. Необходимость применения ССВД на нефтепроводах меньшего диаметра обосновывается расчетами». После введения данного требования ССВД проектировались на всех промежуточных станциях МН с диаметром более 720 мм.

Результаты исследований, на основании которых было сформулировано данное требование, представлены в работе [8]. Цель расчетов сводилась к определению величины превышения давлений между нестационарными и стационарными режимами эксплуатации магистральных нефтепроводов. Методика, на основании которой выполняются данные расчеты, описана в исследовании [9].

Расчеты выполнялись на пропускную способность МН номинальными диаметрами 1200, 1000, 800, 700 мм без учета индивидуальных особенностей каждого МН: уставок САР на станциях, ДРД секций труб ЛЧ и реологических свойств нефти. В связи с этим, результаты расчетов, полученные в работе [8], не могут быть унифицированы для всех МН, но они послужили основой для формирования требований о применении ССВД.

- 1 - разделительная емкость;
- 2 - регулирующий дроссель;
- 3 - газовый аккумулятор;
- 4 - сбросной клапан

Рисунок 2. Система сглаживания волн давления «Аркрон-1000»

В настоящее время в ПАО «Транснефть» эксплуатируется около 180 ССВД, большая часть из которых установлена на основании требований нормативных документов, имевших силу до введения в действие нормативных документов [10-12], согласно которым необходимость установки ССВД на НПС должна подтверждаться расчетом нестационарных процессов, учитывающих индивидуальные характеристики МН.

При этом возникает вопрос о необходимости действующих ССВД, установленных на НПС по нормативным требованиям [7] действующим до ввода документов [10-12], а также об экономической целесообразности эксплуатации данных ССВД. В целях снижения затрат на реконструкцию и эксплуатацию действующих ССВД в АО «Гипротрубопровод» проводится работа по определению необходимости существующих ССВД, установленных по старым нормативным требованиям.

*Обоснование необходимости ССВД
с помощью расчета нестационарных
процессов*

Для выполнения расчетов нестационарных процессов, в том числе выполняемых с целью проверки необходимости наличия блока ССВД на промежуточной НПС, применяется специализированное программное обеспечение (ПО), например, в АО «Гипротрубопровод» для этих целей используют Stoner Pipeline Simulator. С целью подтверждения корректности математической модели, заложенной в ПО, и выполняемых на ней расчетов данное ПО проходит аттестацию и верификацию с обязательным проведением испытаний в соответствии с требованием [13]. При положительных результатах испытаний ПО вносится в реестр расчетного программного обеспечения ПАО «Транснефть».

Процесс проведения расчетов нестационарных процессов делится на следующие этапы:

- построение математической модели нефтепровода;
- выполнение расчетов переходных процессов.

На этапе построения математической модели создаются гидравлическая модель и модель автоматики технологического участка нефтепровода. Гидравлическая модель описывает гидродинамические процессы, происходящие в трубопроводе, и включает различные комбинации размещения ССВД на промежуточных НПС технологического участка магистрального нефтепровода, являющегося единой гидравлической системой. Модель автоматики описывает работу общестанционных защит НПС по избыточному давлению. Действия и выдержки данных защит принимаются в соответствии с требованиями норм автоматизации [14]. На этапе расчета переходных процессов моделируются различные нештатные ситуации в работе МН, например, отключение НПС, закрытие задвижки на ЛЧ и т.д. Методика проведения расчетов переходных процессов определена РД-75.180.00-КТН-255-14 [15].

В качестве примера проверки необходимости установки ССВД на технологическом участке МН представлены результаты расчетов нестационарных процессов действующего нефтепровода, выполненных по одному из возможных вариантов: ССВД установлена на промежуточной НПС-4, на остальных станциях ССВД отсутствует.

Характеристики моделируемого магистрального нефтепровода:

- номинальный диаметр - 1000 мм;
- протяженность технологического участка - 1000 км;
- количество промежуточных НПС в работе - 3.

Реологические свойства перекачиваемой нефти:

- плотность - 870 кг/м³;
- кинематическая - 18 сСт.

Положение НПС по трассе и отметки высот приведены в таблице 1.

Параметры проектного режима с производительностью 37,0 млн т/год (5062 м³/ч), а также количество и тип применяемых насосных агрегатов приведены в таблице 2.

САР давления на НПС реализована на базе метода дросселирования. Диаметр, количество регуляторов в работе и время полного хода затворов представлены в таблице 3.

Таблица 1. Положение по трассе и отметки высот НПС

Наименование НПС	Положение по трассе, км	Отметка высот, м
НПС-1	0	209,3
НПС-2	253,31	212,4
НПС-3	505,67	205,9
НПС-4	762,85	43,9
НПС-5	1000	25,9

Таблица 2. Параметры проектного режима

Наименование НПС	Давление, кгс/см ²		Подпорная насосная		Магистральная насосная	
	Вход НПС	Выход НПС	Кол-во, шт.	Тип насоса	Кол-во, шт.	Тип насоса
НПС-1	-	45,1	2	НГПНА-3600-120	3	НМ 3600/1,25-230
НПС-2	4,5	57,5	-	-	3	НМ 7000-210
НПС-3	5,0	45,5	-	-	3	НМ 10000/0,5-210
НПС-4	4,5	64,0	-	-	3	НМ 7000-210
НПС-5	3,8	-	-	-		

Таблица 3. Характеристики затворов узлов дросселирования НПС

Наименование НПС	DN. мм	Количество регуляторов в работе, шт.	Время полного хода затвора, с
НПС-1	350	2	8
НПС-2	500	2	8
НПС-3	500	2	8
НПС-4	500	2	8

Уставки автоматических защит по избыточному давлению приняты согласно требованиям РД-35.240.50-КТН-109-13 [14]. Значения уставок регулирования и автоматических защит приведены в таблице 4.

Для определения целесообразности установки блока ССВД, согласно методике [15], требуется выполнить расчет переходных процессов, возникающих после отключения промежуточных НПС на максимальном режиме перекачки для варианта без наличия ССВД и с учетом установки ССВД. Результа-

ты, полученные после построения математической модели трубопровода и выполнения необходимого сценария аварийной остановки НПС без установки и с учетом установки ССВД, приведены в таблице 5.

Графики изменения давления на входах и выходах НПС, эпюра давлений в переходных процессах представлены на рисунках 3-5 соответственно.

Объем сброса нефти в емкости через узел ССВД, для случая ее наличия, представлен на рисунке 6.

Таблица 4. Уставки регулирования САР и автоматических защит

НПС	Давление на приеме станции			Давление после регулирующих заслонок		
	Уставка САР	Уставка защиты/время выдержки		Уставка САР	Уставка защиты	
		Предельная (отключение 1-го МНА)	Аварийная (отключение НПС)		Предельная (отключение 1-го МНА)	Аварийная (отключение НПС)
		кгс/см ²	кгс/см ² // с		кгс/см ²	кгс/см ²
НПС-1	4,5	4,05 // 10	3,8 // 15	45,1	47,4	49,2
НПС-2	4,5	4,05 // 12	3,8 // 20	57,5	60,4	61,5
НПС-3	5,0	4,5 // 12	4,3 // 20	45,5	47,8	49,6
НПС-4	4,5	4,05 // 12	3,8 // 20	64,0	67,5	68,0

Таблица 5. Расчетные максимальные давления на входе промежуточных станций

Наименование НПС	Допустимое давление в переходных процессах*, МПа	Максимальное давление в переходном процессе без ССВД, МПа	Максимальное давление в переходном процессе с ССВД, МПа
НПС-2	3,78	3,99	3,09
НПС-3	3,67	3,47	3,49
НПС-4	3,78	3,12	3,09

Примечание. * - 110 % величины максимального допустимого давления при работающей НПС

Рисунок 3. Изменение давления на входе промежуточных НПС при аварийном отключении НПС-4

Рисунок 4. Изменение давления на выходе промежуточных НПС при аварийном отключении НПС-4

Рисунок 5. Эпюра максимальных давлений при аварийном отключении промежуточных НПС

Рисунок 6. Изменение объема сброса ССВД на НПС-4

По результатам выполненных расчетов можно сделать следующие выводы:

1) при аварийной остановке НПС-4 без установки ССВД:

- отсутствует превышение ДРД секций труб линейной части;
- максимальное давление в переходном процессе в подводящих трубопроводах НПС-2 - 40,70 кгс/см², что превышает максимальное допустимое давление согласно карте защит - 35 кгс/см² на 14 %;

2) при аварийной остановке НПС-4 с учетом установки узла ССВД на НПС-4:

- отсутствует превышение ДРД секций труб линейной части;
- отсутствует превышение номинального давления оборудования и подводящих трубопроводов НПС-2.

Отсутствие превышения номинального давления на входе НПС-3 обусловлено различием протекания переходного процесса в случаях наличия и отсутствия узла ССВД на отключаемой НПС-4.

Сценарий моделирования, а также перечень основных событий, происходящих в переходном процессе, описаны в таблицах 6 и 7.

Анализ событий переходных процессов показывает, что при наличии ССВД на НПС-4

максимальное давление на выходе НПС не достигает уставки аварийного давления, не приводит к одновременной аварийной остановке всех насосных агрегатов и позволяет снизить максимальное давление на входе станции во избежание превышения ДРД секций труб линейной части. Также в переходном процессе возможно меньшее (в отличие от случая отсутствия ССВД) количество отключаемых по автоматическим защитах МНА, что позволит избежать полной остановки технологического процесса перекачки или снижения производительности нефтепровода.

Остальные комбинации установки ССВД на промежуточных НПС должны рассчитываться аналогично.

Для обоснования применения ССВД должен производиться технико-экономический расчет для этих всех комбинаций с учетом возможности увеличения ДРД потенциально опасных участков трубопроводов.

Результаты расчета действительны в узком диапазоне расходов, что приводит к необходимости расширения поля вариантов использования ССВД при увеличении пропускной способности магистрального нефтепровода, например при вводе новых месторождений.

Таблица 6 . События в переходном процессе при остановке НПС-4 (без ССВД)

№ п/п	НПС	Событие по результатам моделирования	Действие МПСА НПС	Время, с
1	-	Стационарный режим перекачки с проектной производительностью 37.0 млн. тонн/год (5062 м ³ /ч)	-	0
2	НПС-4	Аварийное отключение НПС-4	Одновременная остановка всех работающих МНА	60
3	НПС-3	Срабатывание защиты «Аварийное давление на выходе НПС»	Одновременная остановка всех работающих МНА	326
4	НПС-2	Срабатывание защиты «Аварийное давление на выходе НПС»	Одновременная остановка всех работающих МНА	620

Таблица 7. События в переходном процессе при остановке НПС-4 (с ССВД)

№ п/п	НПС	Событие по результатам моделирования	Действие МПСА НПС	Время, с
1	-	Стационарный режим перекачки с проектной производительностью 37,0 млн т/год (5062 м ³ /ч)	-	0
2	НПС-4	Аварийное отключение НПС-4	Одновременная остановка всех работающих МНА	60
3	НПС-3	Срабатывание защиты «Аварийное давление на выходе НПС»	Одновременная остановка всех работающих МНА	348
4	НПС-2	Срабатывание защиты «Предельное давление на выходе НПС»	Остановка первого по потоку МН	635
5	НПС-2	Срабатывание защиты «Предельное давление на выходе НПС»	Остановка первого по потоку МН	1230

Технические схемы реализации ССВД

В настоящее время ССВД выпускаются в двух исполнениях [16].

Первому исполнению соответствует ССВД «Аркрон-1000» со шланговыми клапанами типа «Флекс-Фло», упрощенная технологическая схема которой представлена на рисунке 1. Принцип работы данного типа ССВД описан выше.

Второму исполнению соответствуют отечественные ССВД-3х2000-4,0, ССВД-3х4000-4,0 и т.д. производства завода «Транснефтемаш», упрощенная технологическая схема которой представлена на рисунке 7.

Основные элементы в данном типе ССВД соответствуют «Аркрон-1000». Однако имеются некоторые различия, например, разделительная емкость (2) в отличие от «Аркрон-1000» напрямую связана с предохранительными клапанами углового типа (3). Задержки в линии между разделительной емкостью и клапаном обеспечиваются за счет изменения проходного сечения регулирующего дросселирующего клапана (3) и изменения количества включенных в работу гидропневмоаккумуляторов (4). ГПА представляет собой цилиндрическую емкость, частично за-

полненную азотом. ГПА в данном случае выполняет функцию газового колпака. На стационарном режиме работы нефтепровода давление в ГПА равно давлению в линии, к которой он подключен. После начала развития переходного процесса давление в линии начинает расти, в результате газ сжимается, и часть тосола начинает перетекать в полость ГПА.

На стационарном режиме работы МН поршень клапана ССВД находится в закрытом положении за счет усилия пружины и давления тосола, подводимого от разделительной емкости. При задержках в линии, создаваемых за счет изменения количества подключенных гидропневмоаккумуляторов и степени открытия дросселирующего клапана, давление над поршнем клапана становится ниже давления, обеспечивающего его закрытое положение, в результате клапан открывается, тем самым обеспечивая сброс части нефти и снижение скорости роста давления на входе НПС. По мере возврата разделительной жидкости из ГПА перепад давления на запирающем элементе клапанов сброса уменьшается, в результате клапан ССВД закрывается [12, 16].

Фотография ССВД-3х2000-4,0 представлена на рисунке 8.

- 1 - технологический трубопровод НПС;
- 2 - разделительная емкость;
- 3 - дросселирующий клапан;
- 4 - гидропневматический аккумулятор;
- 5 - предохранительный клапан углового типа;
- 6 - сбросной резервуар

Рисунок 7. Технологическая схема ССВД в исполнении № 2

- 1 - разделительная емкость;
- 2 - регулирующий дроссель;
- 3 - газовый аккумулятор;
- 4 - сбросной клапан

Рисунок 8. ССВД-3х2000-4,0 производства завода «Транснефтемаш»

Особенности эксплуатации и технического обслуживания систем сглаживания волн давления

Оценка работоспособности ССВД проводится согласно инструкциям заводов-изготовителей, в частности, контролируется уровень жидкости в разделительной емкости. Если при давлении в приемном трубопроводе ниже 1,5 МПа из открытого среднего вентиля потечет антифриз, уровень считается допустимым [17]. Кроме того, производится контроль исправности клапанов сброса нефти и подпорного устройства, обеспечивающего прижатие втулок клапана в закрытом положении.

Причиной нештатного повышения уровня жидкости в манифольде может служить неисправность клапана сброса нефти, возникающая вследствие разрыва камеры клапана, диафрагмы аккумулятора, утечек антифриза, чрезмерный приток воздуха (газа) в аккумулятор.

Причинами выхода ССВД из строя также могут быть: засорение фильтров перепускных клапанов, отказ в работе насоса системы заправки антифризом и компрессора заполнения газовой полости приемного бака.

Определенные трудности возникают при обслуживании и ремонте клапанов «Арктрон-1000» старого образца. Это связано с необходимостью проводить регламентные работы по поддержанию работоспособности оборудования после полного отключения НПС, т.к. на клапанах отсутствуют задвижки, отсекающие линии с клапанами ССВД от технологических трубопроводов станции.

Невозможность проведения своевременного ремонта клапанов может повлечь за собой неконтролируемые утечки нефти и наполнение безнапорной емкости ССВД, используемой для аварийного сброса нефти при распространении ударной волны.

Впрочем, этого недостатка лишены ССВД, соответствующие требованиям нормативного документа ОТТ-23.040.01-КТН-160-13 «Системы сглаживания волн давления. Общие технические требования» [12].

Кроме того, условия работы по ремонту/замене шланговых клапанов «Флекс-Фло»

стеснены. Демонтаж-монтаж эластичной камеры клапана требует от ремонтного персонала значительных физических усилий и определенного навыка. Иногда камеру целесообразнее срезать, чем демонтировать [16].

Вместимость резервуаров для сброса нефти от блока ССВД определяется (вне зависимости от исполнения) по требованиям норм проектирования НПС [11]. Например, для нефтепровода DN 700 вместимость резервуара должна быть не менее 150 м³, DN 800 - 200 м³ и т.д. В настоящее время в качестве резервуаров для сброса нефти от ССВД используют емкости подземные. Однако на НПС, построенных в 70-х годах прошлого века, для целей снижения затрат на емкости использовали секции труб, из которых соорудили манифольды (рисунок 9). Данное сооружение имеет весьма существенные габаритные размеры, что накладывает определенные сложности на его техническое обслуживание. Кроме того, после срабатывания ССВД и сброса ударной волны в манифольд происходит образование больших объемов паров нефти, которые через дыхательную арматуру стравливаются в атмосферу. Данное обстоятельство требует проведения огневых работ вблизи площадки клапанов только при отключенной ССВД и НПС, поскольку на старых ССВД отсутствовала возможность отсечения клапанов от трубопроводов НПС.

Капитальные затраты на системы сглаживания волн давления

В настоящее время необходимость установки ССВД должна подтверждаться расчетом. Если результаты расчетов подтверждают необходимость установки ССВД, то в соответствии с требованиями нормативного документа [15] для действующих МН выполняется технико-экономическое сравнение (ТЭС) варианта установки/реконструкции ССВД или замены секций трубопроводов ЛЧ, в которых возможно превышение давления в переходных процессах выше допустимого.

Для сопоставления затрат на ССВД и замену секций действующих трубопроводов ЛЧ, в которых возможно превышение давле-

ния в переходных процессах выше допустимого, было выполнено сравнение для основных DN нефтепроводов по ранее реализованным объектам ПАО «Транснефть».

Затраты на ССВД и замену секций трубопроводов ЛЧ соответствующего диаметра определялись как среднее арифметическое по массиву анализированных объектов в ценах 2016 г.

Результаты сравнения представлены в относительных единицах в таблице 8.

Для проектируемых МН затраты на установку ССВД необходимо сравнивать с затратами на увеличение толщины стенки секций трубопровода, в которых возможно превышение давления выше допустимого. Результаты сравнения также представлены в таблице 8.

1 - блок ССВД;
2 - манифольд

Рисунок 9. Блок ССВД и манифольд

Таблица 8. Сравнение затрат на ССВД и трубопроводы ЛЧ

№ п/п	DN, мм	Действующие МН	Проектируемые МН	
		Протяженность участка трубопровода по стоимости равная одной ССВД, км	Протяженность (км) участка трубопровода по стоимости равная одной ССВД при увеличении толщины стенки трубы:	
			на 1 мм	на 2 мм
1	1200	3,93	43,21	21,61
2	1000	5,40	54,01	27,00
3	800	8,35	66,80	33,40
4	700	9,22	73,73	36,86

Из таблицы 8 следует, что одна ССВД по капитальным затратам эквивалентна полной замене 3,93 км ЛЧ нефтепровода DN 1200 или 9,22 км - нефтепровода DN700. В таком случае ССВД целесообразно устанавливать, если протяженность участка, на котором она позволяет снизить давление в переходных процессах ниже допустимого больше, чем в приведенной оценке. В остальных случаях установка ССВД нецелесообразна.

На проектируемых МН вместо установки ССВД можно увеличить толщину стенки трубопровода на 1 мм на участке протяженностью 43,21 км (DN1200).

При этом вариант увеличения ДРД секций труб будущего МН более целесообразен, поскольку позволит повысить срок службы трубопровода и в целом надежность трубопроводной системы.

Кроме того, в случае применения ССВД возникают дополнительные эксплуатационные затраты на её техническое обслуживание, которые в вышеприведенной оценке не

учитывались, но их необходимо учитывать при выполнении ТЭС.

Таким образом, с экономической точки зрения при проектировании новых трубопроводов возможен вариант увеличения толщины стенок секций, в которых возможно превышение давления в переходных процессах выше допустимого, вместо установки ССВД.

Выводы

1. Использование ССВД позволяет снизить давление в переходных процессах, вызванных отключением промежуточных станций или отдельных агрегатов на них, во всех случаях обоснованным расчетом переходных процессов.

2. С экономической точки зрения при эксплуатации действующих и проектировании новых трубопроводов возможны варианты, при которых увеличение ДРД секций, в которых возможно превышение давления в переходных процессах выше допустимого, будет целесообразнее, чем установка ССВД.

Список литературы

1. ПАО «Транснефть». URL: <https://www.transneft.ru/about/> (дата обращения: 30.04.2019).
2. Burnett R.R. Controlling Transient Surges When 5, OOO-HP Turbine Drops Off Line // *Pipe Line Industry*. 1960. Vol. 12. No. 5.
3. Вязунов Е.В. Системная защита магистральных нефтепроводов по давлению // *Трубопроводный транспорт нефти*. 2008. № 12. С. 36-38.
4. Голосовкер Б.И., Голосовкер В.Н., Чаков В.Г. Защита трубопровода от порыва // *Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов*. М.: ВНИИОЭНГ, 1970. № 2. С. 6-9.
5. Дронговский Ю.М. Технические требования к устройствам защиты трубопроводов от повышения давления при переходных процессах // *Нефтяное хозяйство*. 1973. № 9. С. 50.
6. Шаммазов А.М. Проектирование и эксплуатация насосных и компрессорных станций. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. 404 с.
7. СНиП 2.05.06-85. Магистральные трубопроводы. URL: <http://docs.cntd.ru/document/871001207> (дата обращения: 30.04.2019).
8. Беккер Л.М. Расчет повышения давления в нефтепроводах при переходных режимах // *Нефтяное хозяйство*. 1973. № 9. С. 48-49.

References

1. PAO «Transneft» [PJSC «Transneft»]. Available at: <https://www.transneft.ru/about/> (accessed 30.04.2019) [in Russian].
2. Burnett R.R. Controlling Transient Surges When 5, OOO-HP Turbine Drops Off Line. *Pipe Line Industry*, 1960, Vol. 12, No. 5.
3. Vyazunov E.B. Sistemnaya zashchita magistral'nykh nefteprovodov po davleniyu [The System of Protection of Oil Pipelines Pressure]. *Truboprovodnyi transport nefii – Oil Pipeline Transportation*, 2008, No. 12, pp. 36-38. [in Russian].
4. Golosovker B.I., Golosovker V.N., Chakov V.G. *Zashchita truboprovoda ot poryva. Transport i khraneniye nefii i nefteproduktov* [To Protect the Pipeline from the Rush. Transportation and Storage of Oil and Petroleum Products]. Moscow, VNIIOENG, 1970. No. 2, pp. 6-9. [in Russian].
5. Drongovskii Yu.M. Tekhnicheskie trebovaniya k ustroystvam zashchity truboprovodov ot povysheniya davleniya pri perekhodnykh protsessakh [Technical Requirements for Pipeline Protection Devices against Pressure Increase during Transients]. *Neftyanoe hozyajstvo – Oil Industry*, 1973, No. 9, pp. 50. [in Russian].
6. Shammazov A.M. *Proektirovaniye i ekspluatatsiya nasosnykh i kompressornykh stantsii* [Design and Operation of Pumping and Compressor

9. Вязунов Е.В. Методика расчета перегрузок трубопровода по давлению в переходных процессах // Нефтяное хозяйство. 1973. № 9. С. 45-47.

10. РД-91.020.00-КТН-335-06. Нормы проектирования нефтеперекачивающих станций.

11. РД-91.200.00-КТН-175-13. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования.

12. ОТС-23.040.01-КТН-160-13. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Системы сглаживания волн давления. Общие технические требования.

13. ОР-35.240.50-КТН-106-13. Реестр расчетного программного обеспечения. Формирование и ведение. Организация экспертизы и применения расчетного программного обеспечения.

14. РД-35.240.50-КТН-109-13. Автоматизация и телемеханизация технологического оборудования площадочных и линейных объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Основные положения.

15. РД-75.180.00-КТН-255-14. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Методика расчета нестационарных технологических режимов работы магистральных трубопроводов.

16. Коломенсков С.А., Мурашов О.В. Системы сглаживания волн давления // Трубопроводный транспорт нефти. 2009. № 12. С. 11-13.

17. Гумеров А.Г., Гумеров Р.С., Акбердин А.М. Эксплуатация оборудования нефтеперекачивающих станций. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. 475 с.

Stations]. Moscow, LLC «Nedra-Business Center», 2003. 404 p. [in Russian].

7. SNiP 2.05.06-85. *Magistral'nye truboprovody* [SNiP 2.05.06-85. Trunk Pipelines]. Available at: <http://docs.cntd.ru/document/871001207> (accessed 30.04.2019). [in Russian].

8. Bekker L.M. Raschet povysheniya davleniya v nefteprovodakh pri perekhodnykh rezhimakh [Calculation of Pressure Increase in Oil Pipelines under Transient Conditions]. *Neftyanoe hozyajstvo - Oil Industry*, 1973, No. 9, pp. 48-49. [in Russian].

9. Vyazunov E.V. Metodika rascheta peregruzok truboprovoda po davleniyu v perekhodnykh protsessakh [Method of Calculation of Pipeline Pressure Overloads in Transient Processes]. *Neftyanoe hozyajstvo - Oil Industry*, 1973, No. 9, pp. 45-47. [in Russian].

10. РД-91.020.00-КТН-335-06. *Normy proektirovaniya nefteperekachivayushchikh stantsii* [RD-91.020.00-КТН-335-06. Design Standards Pump Stations]. [in Russian].

11. РД-91.200.00-КТН-175-13. *Magistral'nyi truboprovodnyi transport nefti i nefteproduktov. Nefteperekachivayushchie stantsii. Normy proektirovaniya* [RD-91.200.00-КТН-175-13. Trunk Pipeline Transportation of Oil and Oil Products. Pumping Station. Design Standards]. [in Russian].

12. ОТС-23.040.01-КТН-160-13. *Magistral'nyi truboprovodnyi transport nefti i nefteproduktov. Sistemy sglazhivaniya voln davleniya. Obshchie tekhnicheskie trebovaniya* [OTS-23.040.01-КТН-160-13. Trunk Pipeline Transportation of Oil and Oil Products. Pressure wave Smoothing Systems. General Technical Requirements]. [in Russian].

13. ОР-35.240.50-КТН-106-13. *Reestr raschetnogo programmnogo obespecheniya. Formirovanie i vedenie. Organizatsiya ekspertizy i primeneniya raschetnogo programmnogo obespecheniya* [OR-35.240.50-КТН-106-13. Register of Settlement Software. Formation and Maintenance. Organization of Examination and the Application of Current Software]. [in Russian].

14. РД-35.240.50-КТН-109-13. *Avtomatizatsiya i telemekhanizatsiya tekhnologicheskogo oborudovaniya ploshchadochnykh i lineinykh ob'ektov magistral'nykh nefteprovodov i nefteproduktoprovodov. Osnovnye polozheniya* [RD-35.240.50-КТН-109-13. Automation and Telemechanization of Technological Equipment of Site and Line Facilities of Oil Trunk Pipelines and Oil Product Pipelines. Fundamentals]. [in Russian].

15. РД-75.180.00-КТН-255-14. *Magistral'nyi truboprovodnyi transport nefti i nefteproduktov. Metodika rascheta nestatsionarnykh tekhnologicheskikh rezhimov raboty magistral'nykh truboprovodov* [RD-75.180.00-КТН-255-14. Main Pipeline Transportation of Oil and Oil Products. Method of Calculation of Non-Stationary Technological Modes of Operation of Main Pipelines]. [in Russian].

16. Kolomenskov S.A., Murashov O.V. Sistemy sglazhivaniya voln davleniya [Pressure Wave Smoothing Systems]. *Truboprovodnyi transport nefti*

– *Oil Pipeline Transportation*, 2009, No. 12, pp. 11-13. [in Russian].

17. Gumerov A.G., Gumerov R.S., Akberdin A.M. *Ekspluatatsiya oborudovaniya nefteperekachivayushchikh stantsii* [Operation of Oil Pumping Station Equipment]. Moscow, LLC «Nedra-Business Center», 2001. 475 p. [in Russian].

Авторы

• Бархатов Александр Федорович, канд. техн. наук
ПАО «Транснефть»
Главный специалист департамента инвестиционных проектов
Российская Федерация, 123112, г. Москва, Пресненская набережная, д. 4, стр. 2
e-mail: transneft@ak.transneft.ru,

• Гумеров Асгат Галимьянович, д-р техн. наук, профессор
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Профессор кафедры «Сооружение и ремонт газонефтепроводов и газонефтехранилищ»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1
e-mail: gumerov@anrb.ru

• Шаммазов Айрат Мингазович, д-р техн. наук, профессор
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Президент
Российская Федерация, 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1
e-mail: ashammazov@mail.ru

• Фазлетдинов Рустем Айратович, канд. техн. наук
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Доцент кафедры «Транспорт и хранение нефти и газа»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1
e-mail: thng@mail.ru

The Authors

• Barkhatov Aleksandr F., Candidate of Engineering Sciences
PJSC «Transneft»
Chief Specialist of Investment Projects Department
4 bld. 2, Presnenskaya Embankment, Moscow, 123112, Russian Federation
e-mail: transneft@ak.transneft.ru,

• Gumerov Asgat G., Doctor of Engineering Sciences, Professor
Ufa State Petroleum Technological University
Professor of Construction and Repair of Gas and Oil Pipelines and Gas and Oil Storage Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062, Russian Federation
e-mail: gumerov@anrb.ru

• Shammazov Ayrat M., Doctor of Engineering Sciences, Professor
Ufa State Petroleum Technological University
President
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062, Russian Federation
e-mail: ashammazov@mail.ru

• Fazletdinov Rustem A., Candidate of Engineering Sciences
Ufa State Petroleum Technological University
Assistant Professor of Oil and Gas Transportation and Storage Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062, Russian Federation
e-mail: thng@mail.ru