

Рис. 5. График зависимости дисперсии от толщины стенки трубы в области дефекта

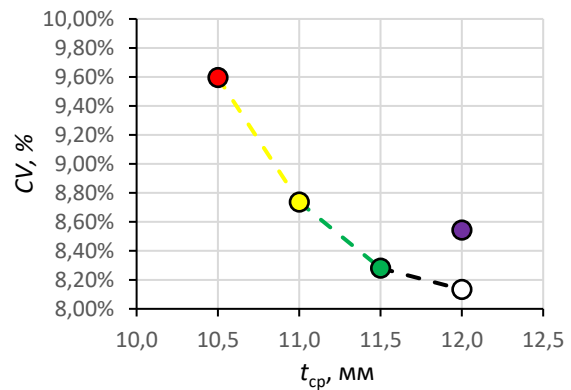


Рис. 6. График зависимости коэффициента вариации от толщины стенки трубы в области дефекта

Анализ результатов показывает, что средние значения твердости (\bar{H}) в каждой из выделенных зон дефекта, придефектной зоне и бездефектной зоне не существенно отличаются друг от друга (находятся в диапазоне 148,6...150,1 НВ), а их отклонения составляют не более 1%. При этом, значения дисперсии ($D(X)$) и коэффициента вариации (CV) по зонам отличаются существенно и с увеличением среднего значения толщины исследуемого образца уменьшаются (рис. 5, 6). Наибольшие значения $D(X)$ и CV выявляются в красной зоне (207,5 и 9,6 соответственно), т. е. в зоне с наименьшим средним значением толщины стенки ($t_{ср} = 10,5$ мм), а наименьшие в бездефектной (белой) зоне (147,3 и 8,13 соответственно) с наибольшим средним значением толщины стенки ($t_{ср} = 12,0$ мм). Более высокие значения ($D(X) = 161,1$; $CV = 8,54$) в придефектной (фиолетовой) зоне, можно объяснить тем, что она граничит с другими зонами и подвержена их влиянию.

На основании вышеизложенного, можно сделать вывод о наличии влияния дефекта потери металла на деградацию металла трубы в области дефекта, что необходимо учитывать при оценке остаточного ресурса трубопровода и назначении метода его ремонта.

Литература

1. Елагина О.Ю. и др. Оценка информативности контроля состояния трубопроводов газораспределительных станций методами твердометрии. // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина, № 3(308), 2022 год, 110-122.
2. Косихин З. С., Павлюк М. Е. Исследование текущего состояния металла магистрального трубопровода динамическим методом измерения твердости // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXVI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященный 90-летию со дня рождения Н.М. Расказова, 120-летию со дня рождения Л.Л. Халфина, 50-летию научных молодежных конференций имени академика М. А. Усова, Томск, 4-8 апреля 2022 г. Т. 2. – Томский политехнический университет, 2022. – Т. 2. – С. 242-243.
3. Михалев А. Ю. Разработка метода оценки остаточного ресурса основного металла труб нефтегазопроводов на основе измерения твердости с малой нагрузкой // Ухта: УГТУ. – 2012.

РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССА ОСУШКИ ПОСЛЕ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРОИСПЫТАНИЙ НА КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ

Волков А.В., Самусенко А.С.

Научный руководитель доцент О.В Брусник

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день продолжается активное формирование новых центров газодобычи и создание единой системы транспортировки газа, что обеспечит поставки газа потребителям регионов Восточной Сибири и Дальнего Востока на долгосрочную перспективу. Это послужит развитию нового мощного канала экспорта российского газа в страны Азиатско-Тихоокеанского региона. Согласно данным ПАО «Газпром», начальные суммарные ресурсы газа суши Востока России — 52,4 трлн куб. м, шельфа — 14,9 трлн куб. м, а запасы газа промышленных категорий (A+B+C1+C2) на лицензионных участках «Газпрома» в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке превышают 5 трлн куб. м. На текущий момент выделены три центра газодобычи: Сахалинский (941 млрд м³), Якутский (1,2 трлн м³), Иркутский (1,8 трлн м³). В 2022 году завершено строительство первой очереди магистрального газопровода «Сила Сибири», введено в эксплуатацию 8 компрессорных станций (первые цеха). Протяженность магистрального газопровода составила более 2000 километров.

В период с 2025 по 2030 гг. запланирована реализация «Восточной системы газоснабжения», которая подразумевает объединение существующих магистральных газопроводов в единую газотранспортную систему. При реализации проекта планируется строительство порядка 20 новых компрессорных станций, что потребует привлечения огромного количества человеческих и технико-технологических ресурсов в короткий промежуток времени.

Одним из ключевых этапов строительства компрессорной станции являются проведение гидроиспытаний и последующая осушка технологических трубопроводов компрессорного цеха. Правильно подобранный способ удаления остаточной влаги позволяет минимизировать временные затраты, так как проведение осушки выполняется в теплый период года. Помимо этого, качественная осушка необходима для соблюдения контрактных обязательств по химическому составу природного газа перед потребителями. Все эти факторы определяют значимость выработки комплексного решения, способного повысить эффективность процесса осушки [3].

На магистральных трубопроводах процесс удаления остаточной влаги проводится с помощью пропуска очистных поролоновых поршней, что неприменимо к сложной конфигурации технологической обвязки компрессорных станций. На обвязках газоперекачивающих агрегатов применяется продувка сухим воздухом или метод вакуумно-азотной осушки. Для производства работ по удалению остаточной влаги в технологическом оборудовании существуют специальные рабочие инструкции, однако документация не содержит математической модели и основывается на экспериментальных данных последовательность действий. В связи с этим возникает потребность в создании математической модели, которая позволит для каждого конкретного случая выявить оптимальные значения параметров и условий для наиболее энергоэффективного и наименее ресурсозатратного проведения процесса осушки технологического оборудования и трубопроводов [1].

Основные измеряемые параметры при осушке полости трубопровода и технические характеристики средств измерений представлены в таблице.

Таблица

Технические характеристики параметров, измеряемых при осушке полости трубопроводов

Способ осушки и консервация азотом	Наименование измерения параметров	Нормативное (проектное) значение
Продувка сухим воздухом с пропуском поршней после гидроиспытаний и удаления воды	ТТР по влаге, °С, не выше	Минус 20 при атмосферном давлении
	Вакуумирование	Минус 50 при атмосферном давлении
Заполнение азотом	Вакуумметрическое давление, мбар, не выше	0,04
	Концентрация кислорода, об%, не более	2,0
	Абсолютное давление, МПа	0,13

При оценке технологического процесса осушки важную роль играют следующие показатели:

- требуемое значение температуры точки росы в полости осушаемого трубопровода;
- протяженность осушаемого участка трубопровода;
- первоначальная масса влаги в трубопроводе и ее изменение во времени в процессе осушки;
- продолжительность осушки трубопровода;
- количество установок осушки;

Общее время осушки определяется по формуле:

$$t = t_1 + t_2 + t_3 + t_4 + t_5$$

в формуле: t_1 - время заполнения осушаемого участка трубопровода «сухим воздухом», ч; t_2 - время осушки трубопровода с момента включения установки осушки (УО) и до момента начала снижения ТТР более, чем на 2 °С (класс точности гигрометра), ч; t_3 - время осушки трубопровода, за которое произошло снижение ТТР до требуемого нормативного значения, ч; t_4 - время выдержки осушенного трубопровода в течение суток; t_5 - время доосушки трубопровода до достижения требуемого нормативного значения ТТР [2].

На данном этапе работы ведется построение математической модели обвязки ГПА в программном продукте (рисунок 1). Данная модель необходима для поиска зон, в которых возможен застой влаги и последующего ее удаления, определения параметров продувки, влияющих на конечный результат. Итогом всей проделанной работы станут разработанные мероприятия по повышению эффективности процесса удаления остаточной влаги из технологического оборудования.

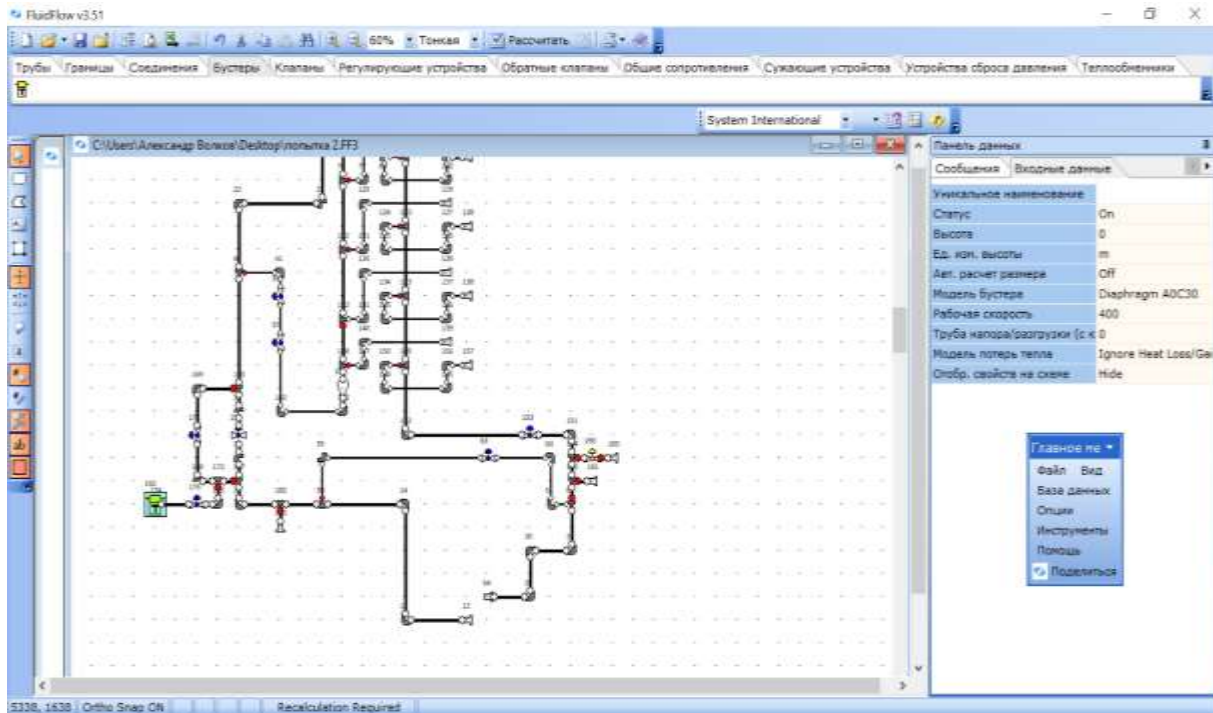


Рис. Модель обвязки ГПА в программном продукте

Литература

1. СТНГ-ОПИА-МГСС-КС-1. Специальная рабочая инструкция по проведению осушки и заполнению азотом технологических трубопроводов и оборудования компрессорной станции КС-1 «Салдыкельская» объекта: "Магистральный газопровод "Сила Сибири" Этап 5.1 Компрессорная станция КС-1 «Салдыкельская».
2. Дубинский В. Г., Лопатин А. С., Шотида К. Х. Испытания и осушка газопроводов (в примерах и задачах). – 2017.
3. Тухбатуллин Ф. Г., Короленок А. М., Колотилов Ю. В. Реализация эффективной работы компрессорной станции с соблюдением принципов промышленной безопасности техногенных объектов // Территория Нефтегаз. – 2015. – №. 6. – С. 110-112.

КОРРОЗИОННОГО СОСТОЯНИЯ НЕФТЕПРОВОДОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Волков Р.А.

Научный руководитель доцент Н.В. Чухарева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Современный трубопроводный транспорт углеводородов (УВ) характеризуется особенностями, связанными с технологиями перекачки, заданным расстоянием и объемами транспортировки. Исходя из принадлежности трубопровода определяется еще одна специфика, обусловленная составом перекачиваемых сред и местом расположения. Это формирует разнообразие трубопроводов по принадлежности их к видам, классам и категориям, что может оказывать влияние на условия и режимы эксплуатации опасных производственных объектов.

Если по магистральным трубопроводам осуществляют транспорт нефти и газа, которые уже подготовлены до товарных качественных характеристик, то промышленные трубопроводы (ПТП) соприкасаются с агрессивными нефтегазосодержащими средами, что негативно влияет на эксплуатационный ресурс объектов. И, в последнем случае, такой ресурс, как правило, короткий из-за интенсивного развития различных коррозионных процессов. Также необходимо отметить, что отрицательное воздействие нестационарных процессов усугубляет раскрытие микротрещин, возникающих при контактировании тела трубы с агрессивной средой.

Обзор статистических данных, в том числе отчетов Ростехнадзора, свидетельствует об отказах ПТП, 95 % из которых связано с коррозионными повреждениями различного характера и вида. Но общим для указанной статистики является то, что речь идет о нефтегазосборных коллекторах, по которым перекачивают один из самых агрессивных флюидов, в состав которого входят растворенные газы (такие как CO_2 и H_2S) и растворенные соли, входящие в пластовые воды, добываемые попутно с УВ. Поэтому важным становится вопрос, связанный с обеспечением надежности и сохранении (продлении) эксплуатационного ресурса опасных участков. Решение этого вопроса невозможно без мониторинга текущего состояния.

Как показывает литературный обзор [3-5], в настоящее время нашли применение множества вариантов методик и средств, позволяющих оценивать техническое состояние систем и объектов (рис. 1). Одна часть методов основана на чисто физических принципах измерения, а другая – на аналитических и математических. Тем не менее, широкий набор предлагаемых производителями сортаментов оборудования и технологий не всегда может гарантировать полное