

## Секция 12

# МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТИ И ГАЗА

### ПОДГОТОВКА КАДРОВ ДЛЯ ТРУБОПРОВОДНОЙ ОТРАСЛИ

**А.В. Рудаченко, доцент**

*Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Топливо-энергетический комплекс РФ является основой развития всех отраслей экономики страны. Важнейшая составляющая этой основы – система магистральных трубопроводов для транспортирования нефти, нефтепродуктов и газов на большие расстояния; предприятия по накоплению, хранению и распределению этих продуктов потребителям. Географическое расположение главных месторождений нефти и газа в России и их потребителей ставит трубопроводный транспорт на первое место в мире среди всех остальных видов доставки.

В настоящее время проектируется и сооружается ряд мощных трубопроводных систем. В первую очередь – магистральный нефтепровод Восточная Сибирь – Тихий океан протяженностью более 4,4 тыс. км и пропускной способностью 80 млн т в год. Этот проект не только освоение и развитие месторождений Восточной Сибири, но и создание новых крупнейших промышленных центров Сибирского и Дальневосточного регионов. Не менее важны новые международные проекты трубопроводов, например, нефтепровод «Бургас – Александруполис», газопровод «Северный поток», «Южный поток», газопровод на Китай и др.

Это в свою очередь требует большого числа новых, молодых высококвалифицированных специалистов трубопроводного транспорта, способных выполнять поставленные задачи не только в срок, но и с должным качеством, отвечающим современным требованиям, предъявляемым к специалистам данного класса. А сжатые сроки и сложные технологии строительства требуют и особого подхода к конкурсному отбору будущих работников компаний – молодых специалистов, выпускников ВУЗов Российской Федерации. Ведь качественное проектирование и строительство, грамотная, надежная эксплуатация и ремонт этих объектов по плечу только людям, имеющим специальное техническое и инженерное образование.

Одним из вузов, ведущих подготовку таких специалистов, является Томский политехнический университет. Реализацию образовательной программы 130501 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ» поручено кафедре транспорта и хранения нефти и газа (ТХНГ) Института геологии и нефтегазового дела, которая была создана приказом ректора Томского политехнического университета № 111/од от 21.05.2003.

Кафедра ТХНГ – это 15 преподавателей, 3 из которых являются докторами наук и 8 – кандидатами наук, учебно-вспомогательный персонал, аспиранты.

Изучив опыт подготовки специалистов данного профиля в ведущих вузах страны, выбраны основные направления и приоритеты в организации учебного процесса. За основу принята подготовка по многоуровневой траектории, предусматривающей первоначальную подготовку бакалавров техники и технологии по направлению нефтегазовое дело, а затем дипломированного специалиста и магистров.

При формировании учебных планов основное внимание уделено более углубленному изучению вопросов промышленной и экологической безопасности трубопроводного транспорта. С этой целью в дополнение к дисциплинам, предусмотренным государственным образовательным стандартом включен ряд дополнительных общепрофессиональных и специальных дисциплин по обеспечению надежности машин и оборудования газонефтепроводов как на этапе проектирования, так и в процессе эксплуатации. К ним следует отнести – надежность и долговечность машин, контроль и диагностика трубопроводов, повышение надежности трубопроводных систем, основы технической диагностики. В основе организации учебного процесса лежит развитие существующих форм обучения и внедрение новых, например, интерактивных лекционных курсов, практических и лабораторных занятий с участием специалистов производственных подразделений, выполнение реальных курсовых и дипломных работ по тематике предприятий.

Несмотря на столь малый срок своего существования, вся организаторская и учебно-методическая работа по обучению студентов ведется коллективом кафедры на должном современном требованиям уровне.

В мае 2005 г. кафедра ТХНГ успешно прошла лицензионную государственную экспертизу, в ходе которой проведена оценка содержания профессиональной образовательной программы, условий ее реализации, а также качества подготовки обучающихся и выпускников по специальности, представленной к экспертизе на соответствие требованиям государственного образовательного стандарта высшего профессионального образования. В результате экспертизы Томский политехнический университет получил лицензию на право проведения образовательной деятельности по данной программе сроком на 5 лет.

## ТЕПЛОВАЯ ДЕФОРМАЦИЯ ТУРБУЛЕНТНОГО ПОТОКА В ТРУБАХ И ЕГО ИНТЕГРАЛЬНЫЕ ПАРАМЕТРЫ

Р.А. Альгинов

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов  
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Явление ламинаризации потока наблюдается в тех случаях, когда в турбулентном пограничном слое присутствует определенный (и весьма значительный) градиент давления. Этот эффект не объяснен до конца, однако условия, при которых он обычно проявляется, известны. Так, например, ламинаризацию потока мы можем наблюдать при превышении коэффициентом ускорения потока

$$K = \frac{\nu}{u_m^2} \frac{du_m}{dx} \quad (1)$$

определенного значения на достаточно протяженном участке течения. Параметры, используемые для описания процесса ламинаризации, и их критические значения у разных авторов [1–3] в значительной степени варьируются. Тем не менее, в целом, ламинаризация наблюдается в случае значительного увеличения скорости течения в пограничном слое, причем первоначальные значения критерия Рейнольдса в области стенки не оказывают принципиального влияния на процесс перехода.

Имеется также и другой механизм, посредством которого нагреваемый газовый поток может ламинаризоваться. Как известно, вязкость газовых сред возрастает с ростом температуры, так что турбулентные вихри ослабляются при наличии подвода тепла к границам транспортируемой среды. В том случае, если тепловой поток является очень слабым, переход начинается примерно при тех же средних числах Рейнольдса, что и при отсутствии подвода тепла. Если же тепловой поток достигает значений, сопровождающихся существенной деформацией профиля скорости, переход в ламинарную форму течения может произойти и при значительных осредненных по потоку числах Рейнольдса.

Исторически первыми исследованиями, в которых было отмечено явление преждевременной ламинаризации нагреваемого газового потока, были работы Бэнкстона [1, 2]. Представляется весьма вероятным, что преждевременный переход турбулентного течения в ламинарный режим определяется ламинаризацией пограничного слоя, подвергшегося ускорению. В обоих случаях акселерация течения сопровождается заметным истончением вязкого подслоя и выпрямлением профиля скорости вне подслоя по сравнению с логарифмическим законом у стенки. Т.о. комбинированный эффект от увеличения вязкости и ускорения потока при подводе тепла может иметь те же следствия, что и ускорение при внешнем обтекании. И, действительно, было обнаружено, что параметры, используемые для описания зарождающегося ламинарного движения при обтекании тел могут быть использованы для внутренних течений при условии незначительной модификации их критических значений.

В работе [2] автором были представлены результаты по прокачке водорода в диапазоне изменения чисел Рейнольдса 2000–12500 и приведенного теплового потока 0,002–0,006

$$q^+ = \frac{q}{\rho \bar{v} c_p T} \quad (2)$$

причем в этой формуле и ниже используются общепринятые обозначения. На рис. 1 показана широко используемая для представления результатов процессов теплопереноса зависимость числа Стэнтона от числа Рейнольдса, преимуществом которой является указание зависимости температуры на стенке от изменений критерия Re, при этом следует учитывать обратную зависимость Re от приведенной осевой координаты  $x/D$  (т.е.  $x$  растет справа налево). Поясним также, что линии, соединяющие точки, соответствуют определенному значению числа Рейнольдса на входе, а число Стэнтона определяется как:

$$St = \frac{Nu}{Pe} \quad (3)$$

где  $Nu$  и  $Pe$  – числа Нуссельта и Пекле соответственно.

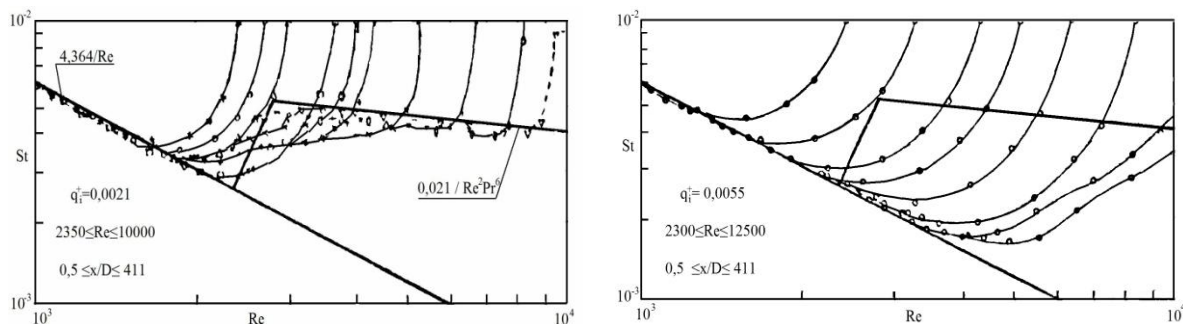


Рис. 1. Зависимость числа Стэнтона от числа Рейнольдса при разных значениях приведенного теплового потока: левый рисунок соответствует докритическому  $q^+=0,0021$ , правый - сверхкритическому  $q^+=0,0055$

На левом графике на рис. 1 видно, что при малых значениях теплового потока имеет место нормальный переход, т.е. когда за входной турбулентной областью можно наблюдать как область ламинаризованного движения, так и переходный режим или область турбулентного течения. Переход имеет место примерно при тех же числах Рейнольдса, что и в случае адиабатического движения газа. Соответственно, для наибольших входных чисел Рейнольдса режим течения остается турбулентным на всем протяжении канала.

Для теплового же потока  $q^+ = 0,0055$ , являющегося надкритическим, имеет место переход, принципиально отличный от рассмотренного выше. Ни для каких входных чисел Рейнольдса не наблюдается сохранения турбулентного режима течения. Даже для максимального  $Re = 12500$  характеристики теплообмена становятся идентичными ламинарным. Более того, даже для высших входных  $Re$  переход к ламинарной форме движения завершается при локальных значениях  $Re$  порядка 4000.

Анализ построенных во всем диапазоне изменения  $q^+$  графиков дает следующее значение для приведенного теплового потока перехода:  $q_c^+ \approx 0,004$ . Несмотря на то, что это значение варьируется в малой степени в зависимости от входного  $Re$ , переход остается весьма внезапным, и это позволяет предполагать существование критического значения теплового потока, определяющего режим течения после подвода тепла.

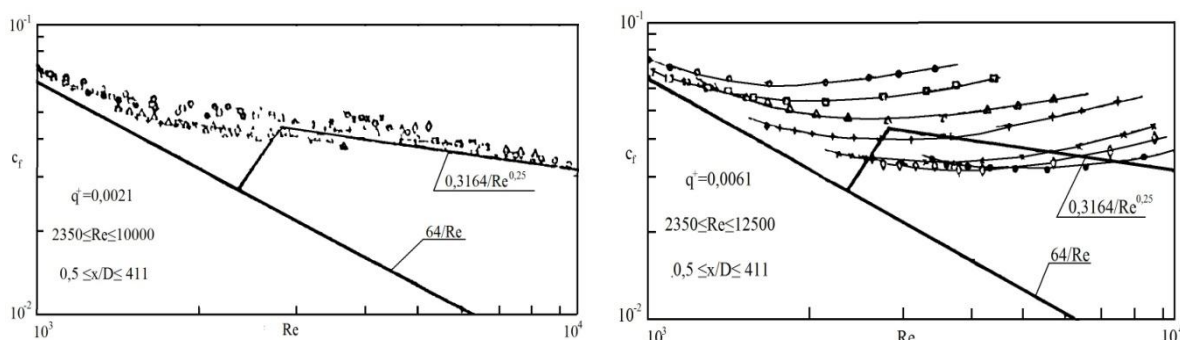


Рис. 2. Зависимость коэффициента трения от числа Рейнольдса при разных значениях приведенного теплового потока: левый рисунок соответствует  $q^+ = 0,0021$ , правый -  $q^+ = 0,0061$

На рис. 2 дана зависимость коэффициента трения в зависимости от устанавливающегося режима (т.е. по длине канала). Очевидно, что коэффициент трения в области перехода в значительной степени определяется значением  $q^+$ . Так при его значениях, меньших критического, имеет место ламинаризация за счет обыкновенного нарастания гидравлического сопротивления, что не представляет интереса для возможного приложения в практику.

Качественно иные результаты получаются в случае превышения приведенным тепловым потоком значения  $q_c^+ \approx 0,004$ . Правый график на рис. 2 демонстрирует, что для всех входных значений  $Re$  имеет место минимум коэффициента трения, приходящийся на  $Re = 2000-4000$ , так что дальнейшее воздействие на газ с целью понижения его числа Рейнольдса оказывается нецелесообразным.

Резюмируя результаты по теплопередаче и трению, можно отметить доказанным существование критической величины теплового потока, при превышении которой происходит ламинаризация течений с любой входной структурой. Тем не менее, понижение  $Re$  до минимального значения нельзя признать целесообразным, поскольку минимум коэффициента трения достигается при критерии Рейнольдса, лежащем в диапазоне от 2000 до 4000, соответствует зоне ламинаризованного течения.

Современные исследования, как экспериментальные, так и численные, устанавливают критическое значение приведенного теплового потока равным 0,00364 [5]. В литературе можно встретить следующую аппроксимационную формулу для  $q_c^+$  (нашедшую достаточное признание):

$$q_c^+ = 0,00494 \cdot Re^{0,05} \left[ 1 - \left( \frac{C}{Re} \right)^{0,75} \right], \quad C = 340, \quad (4)$$

задающую его зависимость от чисел Рейнольдса на входе в диапазоне их изменения от  $3 \cdot 10^3$  до  $3 \cdot 10^4$ .

С целью приложения в практику данного метода ламинаризации и снижения коэффициента трения требует детального исследования процесс обратной турбулизации потока при выходе из области тепловой деформации. Нахождение таких параметров области сохранения ламинарного движения, как ее длина, для изначально задаваемых технических условий позволило бы дать конкретные указания к применению данного способа снижения гидравлического сопротивления для протяженных объектов. Большой научный интерес представляет нахождение значений критического теплового потока в области  $Re = 10^4-10^6$ , широко представленной в технической практике. Наконец, должно быть рассмотрено влияние подвода тепла на режим и условия течения жидкостей. Данный подход может оказаться вполне применимым ввиду значительно меньшей (по сравнению с газом) теплопроводности жидкости, позволяющей оказывать целенаправленное воздействие на пограничный слой.

Экспериментальные исследования на данном пути представляют значительные экономические трудности, поэтому нами опять-таки может быть рекомендован численный метод. Ввиду требования высокой точности результатов планируется использовать модели переноса рейнольдсовых напряжений [4], сохранив статистическую динамическую  $k-L$  модель для  $Re > 10^6$ .

Тем не менее, данный метод уже может быть рекомендован к приложению в технику для случая непротяженных участков, нуждающихся в установлении ламинарного режима течения.

## Литература

1. Bankston. C.A. The transition from turbulent to laminar gas flow in a heated pipe // Journal of Heat Transfer, 1970. – P. 569 – 579.
2. Bankston C.A., Sibbit W.L., Skoglund V.J. Stability of gas flow distribution among parallel heated channels // AIAA paper, 1966. – P. 66 – 589.
3. Koizumi. H. Laminar-turbulent transition behavior of fully developed air flow in a heated horizontal tube // International Journal of Heat and Mass Transfer, 2002. – P. 937 – 949.
4. Бубенчиков А.М., Харламов С.Н. Математические модели неоднородной анизотропной турбулентности во внутренних течениях. – Томск: Изд-во Томского государственного университета, 2001. – 448 с.

## ЯВЛЕНИЕ РЕЛАМИНАРИЗАЦИИ ТУРБУЛЕНТНОГО ГАЗОВОГО ПОТОКА В УСЛОВИЯХ ПРОСТРАНСТВЕННОЙ ДЕФОРМАЦИИ РАБОЧЕЙ СРЕДЫ В ОСЕСИММЕТРИЧНЫХ КАНАЛАХ

Р.А. Альгинов

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов  
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В работе представлены результаты исследований перехода турбулентного режима течения в ламинарный. Явление ламинаризации внутреннего турбулентного течения в результате подогрева и/или ускорения потока на сужающихся сечениях (конфузорах) представляет значительный интерес для многих областей науки и техники, занимающихся разработкой и совершенствованием установок, включающих в качестве конструктивного элемента трубу и ориентированных на транспорт сред, а не на достижение максимальной теплоотдачи во внешнюю область. Более того, ламинаризация потока приводит не только к значительному уменьшению гидравлического сопротивления, но и делает процесс проведения измерений характеристик потока, как основных, так и тонких, проще, а его результаты – надежнее и точнее.

Основная цель настоящей работы состоит в изучении физических особенностей указанного выше процесса перехода турбулентного течения в ламинарное как опираясь на современные публикации по заданной тематике [1-3, 5], так и с помощью расчетов на основе  $k-L$  модели турбулентности, представленной в работах [3, 4], где  $k$  – кинетическая энергия турбулентности, а  $L$  – поперечный масштаб турбулентности. Все это должно способствовать более глубокому пониманию физического механизма изучаемого явления. Отметим так же, что если говорить о задаче улучшения модели турбулентности, то использование этой модели для описания процесса восстановления в потоке турбулентной формы движения представляет собой решающую апробацию модели, позволяющую судить о ее применимости для расчета течений при малых числах Рейнольдса.

Механизм ламинаризации течения имеет следующее объяснение. Обычно предполагается, что ламинаризация внутреннего течения газа при теплоотводе, по существу, обусловливается тем же самым механизмом, что и в случае течения во внешнем турбулентном пограничном слое, когда происходит сильное ускорение газа на его границе. В случае же внутреннего течения газа увеличение средней скорости вызывается тепловым расширением газа. Когда происходит существенное возрастание скорости внешнего потока или средней скорости газа  $u_m$  в осевом направлении, то напряжение трения  $\tau$  в непосредственной окрестности от стенки, где несущественны инерционные эффекты, приближенно определяется выражением:

$$\tau - \tau_w \approx \frac{dp}{dx} y \approx -\rho u_m \frac{du_m}{dx} y, \quad (1)$$

где  $p$  – давление,  $\rho$  – плотность,  $X, Y$  – осевая и радиальная (измеряется от стенки) координаты соответственно. Данное выражение преобразуется к виду:

$$\tau / \tau_w = 1 - (c_f / 2)^{-3/2} K y^+, \quad (2)$$

где  $c_f = 2\tau_w / \rho u_m^2$  – коэффициент трения,  $y^+ = y(\tau_w / \rho \nu)^{1/2}$  – безразмерная поперечная координата,  $K = (\nu / u_m^2)(du_m/dx) = 2\beta / Re$  – параметр ускорения потока,  $Re$  – число Рейнольдса,  $\beta$  – тангенс угла наклона стенки конфузора к оси потока,  $w$  – значение величины на стенке.

Если за пороговое значение параметра  $K$ , при котором течение оказывается турбулентным, принять значение  $K_c = 3 \cdot 10^{-6}$ , а коэффициент трения  $c_f$  положить равным 0,005, то путем экстраполяции выражения (2) можно найти, что напряжение трения становится равным нулю при  $y^+ = 42$ . Поэтому, если параметр ускорения потока превосходит величину  $K_c$ , то напряжение трения принимает малые значения в той части пристеночного слоя, где производство турбулентности  $-\overline{\rho u'v'}(\partial \bar{u} / \partial y) = \mu_t (\partial \bar{u} / \partial y)^2$  обыкновенно достигает больших значений. Таким образом, производство турбулентности будет уменьшаться, что вызывает ламинаризацию течения.

Подобный результат был получен экспериментально в работе [5]. Авторы рассматривали плоское течение, в качестве рабочей среды был взят воздух, числа Рейнольдса варьировались от 7000 до 10000.

Поведение чисел Нуссельта в ускоряющей секции показано на рис. 1.

$$Nu = \frac{h q}{\lambda T_w - \bar{T}}, \quad (3)$$

где  $h$  – высота канала,  $\lambda$  – коэффициент теплопроводности,  $q$  – плотность теплового потока от стенки к газу. Видно, что при параметре  $K = 3,69 \cdot 10^{-6}$ , числа Нуссельта стремительно уменьшаются по всей длине конфузора. Различие

режимов еще более отчетливо иллюстрирует рис. 2, на котором для упомянутого режима коэффициент трения падает по всей длине секции.

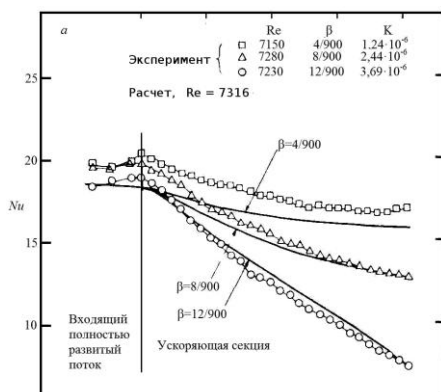


Рис. 1. Числа Нуссельта в ускоряющей секции

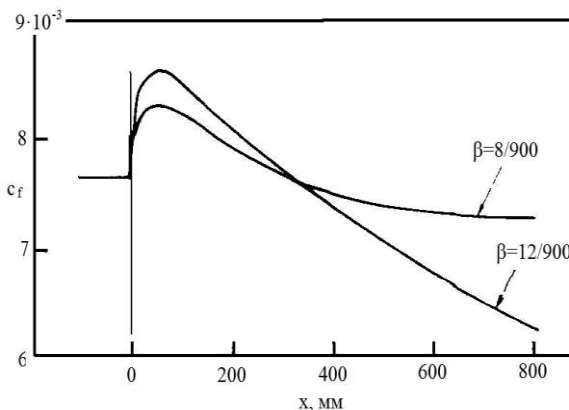


Рис. 2. Коэффициент трения в ускоряющей секции

На рис. 3,4 представлен расчет кинетической энергии турбулентности от поперечной координаты для различных сечений ускоряющей секции. Так, при докритическом значении параметра ускорения потока  $K = 2,43 \cdot 10^{-6}$  имеем развитое течение начиная с сечения 600 мм (слияние линий). С другой стороны, случай  $K = 3,64 \cdot 10^{-6}$  характеризуется следующей особенностью: если построить профили  $ku_m^2$ , то они будут монотонно и неограниченно убывать при увеличении осевой координаты.

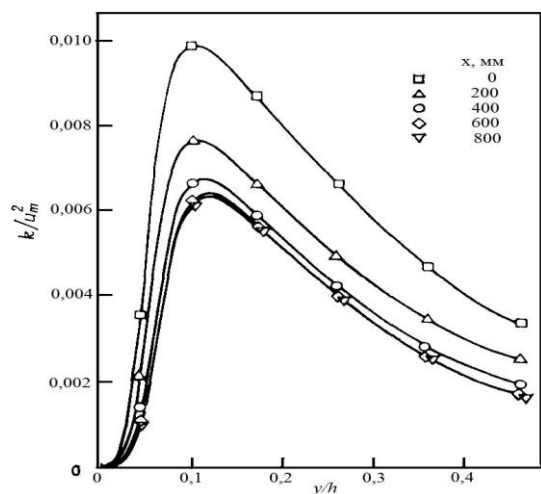


Рис. 3. Расчетные профили кинетической энергии турбулентности в асимптотическом течении при  $Re = 7316$  и  $K = 2,43 \cdot 10^{-6}$

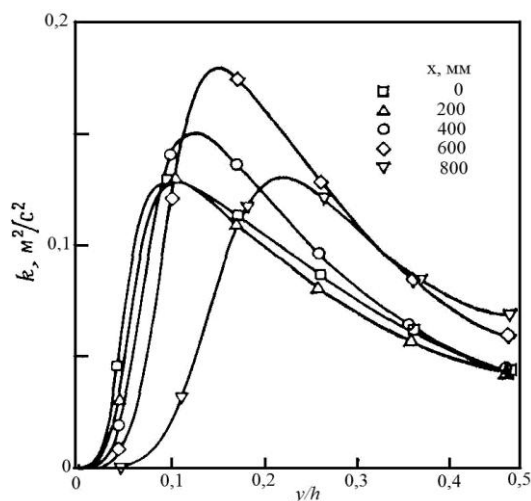


Рис. 4. Расчетные профили кинетической энергии турбулентности в асимптотическом течении при  $Re = 7316$  и  $K = 3,64 \cdot 10^{-6}$

Результаты, представленные в данной работе, свидетельствуют о том, что турбулентный характер движения уже не может сохраняться при параметре ускорения потока  $K > 3 \cdot 10^{-6}$ . Т.о. мы имеем ламинаризацию процесса транспортировки газовой среды. Отметим так же, что возникающие углы наклона конфузорной секции являются малыми, так что данные сужения могут привести лишь к незначительному росту давлений транспортируемых сред. За счет этого нагрузка на материал труб практически не изменится, так что проведение прочностных расчетов не представит никаких трудностей. Полученные результаты уже могут быть рекомендованы к приложению в практику для импользования перед установками и узлами, чувствительными к пульсациям и анизотропии потока, как то ультразвуковые расходомеры.

Целью дальнейшего исследования в этой области является процесс обратной турбулизации потока, наблюдающийся при выходе из конфузорной секции, поскольку результаты, определяющие область сохранения ламинарного течения, отсутствуют. На данном пути экспериментальные методы встречают значительные трудности (ввиду протяженности выходной секции), так что акцент должен быть сделан на численный расчет. Нами

предполагается использовать для этих целей модели переноса напряжений Рейнольдса, как более адекватные к описанию тонких параметров потока. Также большой практический интерес представляет исследование применимости данного метода к жидкостям.

#### Литература

1. Bankston. C.A. The transition from turbulent to laminar gas flow in a heated pipe // *Journal of Heat Transfer*, 1970. – P. 569 – 579.
2. Koizumi. H. Laminar-turbulent transition behavior of fully developed air flow in a heated horizontal tube // *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 2002. – P. 937 – 949.
3. Бубенчиков А.М., Харламов С.Н. Математические модели неоднородной анизотропной турбулентности во внутренних течениях. – Томск: Изд-во Томского государственного университета, 2001. – 448 с.
4. Бёрч С.Ф., Лебедев А.Б., Любимов Д.А., Секундов А.Н. Моделирование турбулентных трехмерных струйных и пограничных течений // *Известия РАН «Механика жидкости и газа»*. – М., 2001. – №5. – С. 48 – 63.
5. Танака Х., Кавамура Х., Татено А., Хатамия С. Влияние ламинаризации потока и его последующей турбулизации на теплообмен в случае течения при малых числах Рейнольдса в канале, состоящем из конфузорной секции и следующей за ней секции с постоянным поперечным сечением // *Труды американского общества инженеров-механиков «Теплопередача»*. – М., 1982. – №2. – С. 144 – 153.

### ИССЛЕДОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДНОЙ ОБВЯЗКИ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ

**С.С. Байкин**

Научный руководитель доцент А.В. Рудаченко

*Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Технологические трубопроводы нефтегазовых производств являются неотъемлемой частью технологических установок, к надежности и безопасности эксплуатации которых предъявляются повышенные требования. Это связано с тем, что аварии технологических трубопроводов сопровождаются потерями, обусловленными разрушением оборудования, зданий и сооружений, прекращением производственного процесса на продолжительный срок, значительным экологическим ущербом.

Обеспечение безаварийности эксплуатации технологических трубопроводов основано на проведении технической диагностики и мониторинга технического состояния конструкций.

Комплекс работ по оценке технического состояния обычно ограничивается дефектоскопией и поверочным расчетом на внутреннее давление.

Между тем, значительная часть аварий обусловлена воздействием на конструкцию непроектных нагрузок. В связи с этим при определении технического состояния технологических трубопроводов необходимо контролировать изменение напряженно-деформированного состояния (НДС) в процессе эксплуатации.

Анализ НДС является неотъемлемым и основным этапом оценки технического состояния трубопроводов и включает в себя экспериментальную и расчетную оценки уровня действующих напряжений.

Нормативными документами установлены предельные уровни вибрации трубопроводов в зависимости от частоты колебаний. Нормирование только одного параметра – амплитуды колебаний является простым и надежным средством контроля, однако, такой метод не учитывает ряда специфических особенностей конкретного трубопровода (диаметр, конфигурация, наличие стыков и сосредоточенных масс в виде арматуры и т.д.). Кроме того, данный метод не позволяет оценить ресурс трубопроводной системы. Оценку остаточного ресурса можно сделать только в том случае, если получены данные о параметрах напряженного состояния на всех участках и узлах трубопровода. Задача оценки надежности трубопроводной системы осложняется тем, что, как правило, точки приложения динамических нагрузок, например, от пульсации среды не совпадают с точками наибольших перемещений, а максимально напряженные точки трубопровода не совпадают ни с первыми, ни со вторыми.

Ресурс трубопроводов, испытывающих вибрационное воздействие, определяется уровнем циклически изменяющихся напряжений, которые приводят к накоплению повреждений в наиболее нагруженных местах и последующему усталостному разрушению или нарушению герметичности соединений. Поэтому для прогнозирования ресурса необходимо правильно определить напряженно-деформированное состояние (НДС) эксплуатируемых трубопроводных систем.

Для определения фактического напряженного состояния предлагается подход, основанный на конечно-элементном моделировании трубопроводной системы с последующей идентификацией. При этом исходными данными для идентификации служат результаты комплексного обследования вибрационного состояния трубопроводной системы. Методика построения идентификационной модели включает следующие основные этапы:

- проводятся обмерочные работы и устанавливается фактическая конфигурация трубопровода, строится его трехмерная компьютерная геометрическая модель, уточняются жесткостные и массовые характеристики сечений трубопровода, опорных конструкций, арматуры и т.д.;
- строится конечно-элементная модель трубопроводной системы (включая конструкции податливых опор) с использованием стержневых, а при необходимости оболочечных и объемных конечных элементов;
- определяются частоты и формы свободных колебаний трубопроводной обвязки и назначаются точки для измерения виброперемещений;

- проводится детальное виброисследование трубопроводной системы (в намеченных точках виброизмерения осуществляются в трех ортогональных направлениях с цифровой записью результатов виброизмерений);
- на основе анализа данных виброобследования выделяются наиболее характерные частоты вынужденных колебаний, для каждой частоты решается задача идентификации, и в результате определяются формы фактических вынужденных колебаний на основе синтеза расчетных форм свободных колебаний;
- по найденным фактическим формам вынужденных колебаний определяется напряженное состояние в точках трубопровода и может быть определен остаточный ресурс трубопроводной системы.

При построении идентификационной модели желательно использовать многоканальную виброизмерительную аппаратуру, поскольку только в этом случае можно определить фазы перемещений различных точек трубопроводной системы. В наших исследованиях мы использовали устройство виброизмерительное АДП-3101.

Прочностной анализ производится на основе расчетов напряженно-деформированного состояния (НДС) трубопроводов с помощью метода конечных элементов (МКЭ).

При прочностном расчете учитываются следующие нагрузки на трубопровод: избыточное внутреннее давление; термдеформации; распределенные и сосредоточенные силы от воздействия грунта; статические и динамические нагрузки от наземных источников; начальные напряжения при сварке швов трубопровода; остаточные напряжения упруго-изогнутых труб.

Расчет НДС трубопроводной обвязки проводится МКЭ, реализованном в программном комплексе ANSYS.

В данной работе используем значения вибродиагностических исследований насосных агрегатов и трубопроводной обвязки.

При исследовании мы получили следующие значения параметров вибрации:

- данные вибродиагностического обследования насосного агрегата (НА):  
осевая виброскорость НА 14,33 мм/с,  
вертикальная виброскорость НА 6,42 мм/с,  
горизонтальная виброскорость НА 12,05 мм/с
- данные вибродиагностического обследования трубопроводной обвязки:  
вертикальная виброскорость 8,46 мм/с,  
горизонтальная виброскорость 57,97 мм/с.

Полученные значения вибрации превышают допустимые значения. С помощью ANSYS определяем НДС, из которого видно, что при данных параметрах вибрации трубопровод испытывает предельные напряжения. Снижение вибрации производится путем уменьшения или устранения возмущающих воздействий и регулированием параметров механической системы, - с целью устранения резонансных колебаний. Для этого в данных исследованиях мы использовали центровку и балансировку валов. После этого мы вновь провели замеры параметров вибрации, а полученные данные исследовали с помощью ANSYS. Из полученных результатов видно, что НДС трубопроводной обвязки снизилось (рис).

С целью повышения эксплуатационной надёжности технологического оборудования, а также для оценки технического состояния и прогнозирования долговечности с наибольшей точностью необходимо своевременно проводить техническую диагностику и анализировать напряжённо-деформированное состояние, используя метод конечных элементов.

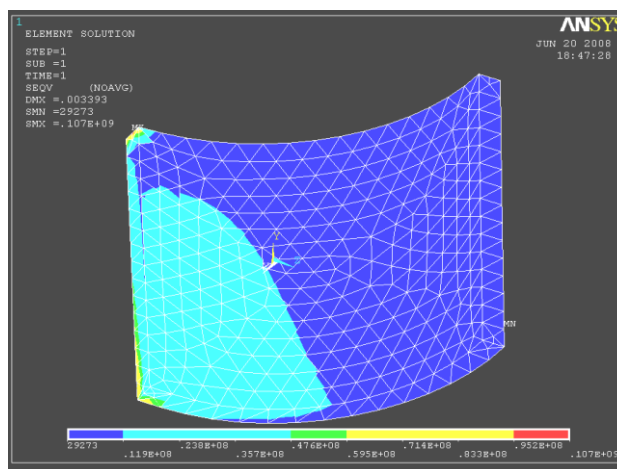


Рис. Напряжённо-деформированное состояние участка трубы с цветовой дифференциацией

## Литература

1. Басов К.А. ANSYS в примерах и задачах. – М.: Компьютер Пресс, 2002. – 224 с.
2. Биргер И.А. Техническая диагностика. – М.: Машиностроение, 1978. – 239 с.
3. Геншин М.Д., Соколова А.Г. Виброакустическая диагностика машин и механизмов машиностроения. – М.: Машиностроение, 1987. – 238 с.
4. Гумеров А.Г., Гумеров Р.С., Акбердин А.М. Диагностика оборудования нефтеперекачивающих станций. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 347 с.
5. Писаревский В.М. Основы вибрационной диагностики роторных машин. – М.: Нефть и газ, 2004. – 120 с.
6. Писаревский В.М. Эксплуатация и диагностика насосных агрегатов магистральных трубопроводов. – М.: Нефть и газ, 2004. – 128 с.
7. Чигарёв М.А. ANSYS для инженеров. – М.: ООО «Издательство машиностроение-1», 2003. – 320 с.
8. Неразрушающий контроль и диагностика / Под редакцией В.В. Клюева: Справочник. – М.: Машиностроение, 1995. – 448 с.
9. Диагностика в системе технического обслуживания объектов трубопроводного транспорта / Под общ. ред. Ю.Д. Земенкова: Учебное пособие. – СПб.: Недра, 2007. – 385 с.

### ПУТИ СНИЖЕНИЯ СТРЕСС-КОРРОЗИОННОЙ ПОВРЕЖДАЕМОСТИ ДЕЙСТВУЮЩИХ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ

А.Ф. Бархатов

Научный руководитель доцент В.И. Хижняков  
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одним из самых опасных видов разрушения магистральных нефте- и газопроводов является коррозионное растрескивание под напряжением (КРН) металла внешней катодно-защищенной поверхности труб. В настоящее время эта проблема для ряда нефтегазотранспортных предприятий стала одной из самых острых в связи с участвовавшими случаями аварий и инцидентов по причине зарождения и развития коррозионных трещин в металле труб [4].

Судя по данным литературных источников и накопленными авторами, КРН развивается под воздействием трех факторов: коррозионной среды, металлургической неоднородности металла трубы, растягивающих напряжений.

Механизм повреждений при КРН может быть различным. Различают два альтернативных механизма: активное анодное растворение или водородное охрупчивание. На рис. представлен механизм водородного охрупчивания.

Коррозионное растрескивание развивается с внешней, катодно-защищенной поверхности трубы, под отслоившейся изоляцией, вблизи ее нижней образующей. В качестве коррозионной среды выступают соли угольной кислоты (карбонаты и бикарбонаты), образующиеся при воздействии токов катодной защиты. Такая среда пассивирует приэлектродную поверхность трубы и замедляет общую коррозию стали. В местах пробоя пассивирующей пленки возникают участки локальной коррозии и, в частности, КРН.

Стресс-коррозия идет по неметаллическим включениям, которые есть в металле. Гипотеза Карла Фридриховича Отта состоит в том, что неметаллические включения выедают микробы. И эта гипотеза имеет место быть, потому что биологическая коррозия - доказанный наукой факт. Там, где почва более агрессивная, там и стресс-коррозия более активна [2].

Как показал аналитический обзор данных по отказам нефтегазопроводов, включая работы авторов, металл участков образования и распространения стресс-коррозионных трещин имеет равные прочностные показатели с основным металлом и соответствует требованиям ТУ на поставку труб и, как правило, трещины не имеют жесткой привязки к поверхностным концентраторам напряжений. Характерной особенностью КРН является то, что трещины зарождаются на участках металлической поверхности, не содержащих дефекты, и в стороне от монтажного сварного шва.

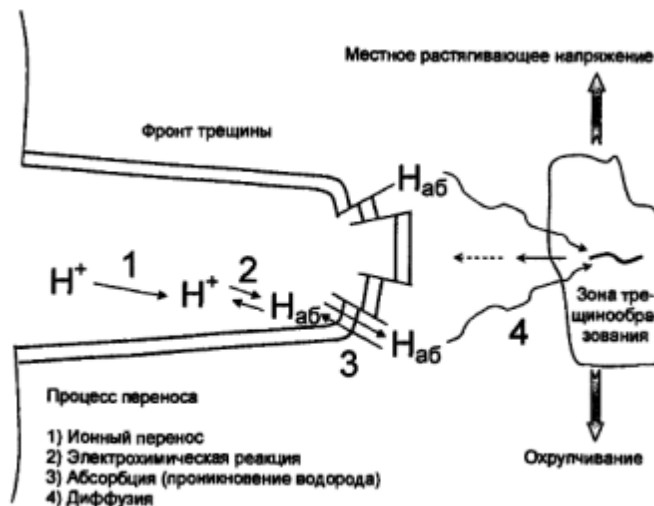


Рис. Модельный механизм «водородное охрупчивание»



Приоритетными факторами, определяющими возникновение и протекание стресс-коррозии на магистральных нефте- и газопроводах, являются следующие:

- качество металла труб наличие «плато» скоплений неметаллических включений (НВ) свыше 2-го балла по ГОСТ 1770-70 на отдельных трубах в партии поставки (плавке);
- наличие коррозионно-активной среды, ее доступ к поверхности металла, взаимодействие среды со структурой металла;
- соответствующий уровень действующих напряжений с учетом внутренних остаточных напряжений в структуре металла;
- воздействие почвенных микроорганизмов (прокариот) на «плато» скоплений НВ [1].

#### *Пути снижения стресс – коррозии*

Необходимо проведение испытаний трубной стали по методике испытания разрывных образцов до разрушения в условиях медленной деформации (SSRT-метод) в грунтовой среде с наложением защитного электрического потенциала. При подтверждении высокой вероятности стресс-коррозионных повреждений выбранной стали создается возможность изменения трассы газопровода минуя опасный участок с агрессивным грунтом, выбора другой марки трубной стали либо искусственного изменения состава грунта на опасных участках небольшой протяженности.

Одним из основных условий стресс-коррозионного повреждения катодно-защищаемых трубопроводов становится отслоение, образование гофр и складок изоляционного покрытия. Адгезия покрытия по ГОСТ 25812-83 не характеризует эксплуатационную способность изоляционных покрытий на трубопроводах. Полнее характеризует величину адгезии изоляционного покрытия предел прочности на сдвиг, так как наиболее значительным сдвиговым нагрузкам в процессе эксплуатации покрытие трубопровода подвергается при взаимодействии с грунтом. Учитывая, что максимальная сдвиговая прочность мелкодисперсного грунта, на который укладывается трубопровод, составляет  $2,5 \text{ кг/см}^2$ , адгезионную прочность покрытия при сдвиге следует установить на уровне  $3,0-3,5 \text{ кг/см}^2$  при максимальной температуре эксплуатации трубопровода.

При строительстве магистральных нефтегазопроводов необходимо отказаться от нанесения изоляции труб в трассовых условиях и применять трубы с изоляцией, нанесенной только в заводских условиях. Для изоляции же сварных стыков оптимальный вариант - использовать подтвердившие свою высокую надежность и широко применяемые за рубежом термоусаживающиеся муфты. Перспективным направлением следует считать разработку многофункциональной изоляции, наносимой в заводских условиях. Она должна состоять из нескольких слоев или включать в состав ингредиенты, каждый из которых обладает максимальными защитными свойствами от воздействия внешних факторов - продуктов жизнедеятельности сульфатовосстанавливающих бактерий, агрессивных ионов, растворенных в воде газов.

Применение дефектоскопов, которые в процессе капитального ремонта трубопровода производит наружную диагностику. Потому что внутренняя диагностика может обеспечить обнаружение только 85% дефектов. В оставшиеся 15 % среди прочих попадают дефекты, которые лежат за пределами чувствительности снарядов-дефектоскопов по причине малых размеров и дефекты, которые образуются в месте перехода «продольный шов – тело трубы» по причине неоднородности структуры металла в сварном шве.

При ремонте труб с допустимыми стресс-коррозионными дефектами рекомендуется использовать современные эффективные методы «залечивания»: герметизацию дефектов анаэробными герметиками, упрочнение самополимеризующимися композиционными материалами, применение сварных муфт. Анаэробные герметики, заполняя дефекты и полимеризуясь, надежно изолируют их от внешней агрессивной среды, предотвращая дальнейшее развитие дефектов по механизму стресс-коррозии. Применение упрочняющих самополимеризующихся композиционных материалов и сварных муфт позволит снизить уровень напряжений на дефектных участках до значений, безопасных для дальнейшего образования и развития стресс-коррозионных дефектов.

В результате рассмотрения производственного опыта и современных достижений науки обосновывается необходимость снижения стресс-коррозионной повреждаемости действующих нефтегазопроводов. Проведен анализ и выявлены эффективные методы снижения стресс-коррозионной повреждаемости трубопроводов в процессе эксплуатации и прежде всего это применение нанесения трубной изоляции в условиях завода, а также применение методики испытания разрывных образцов до разрушения в условиях медленной деформации (SSRT-метод) в грунтовой среде с наложением защитного электрического потенциала, рассмотрение экономических аспектов показывает большие перспективы применения методов «залечивания», что позволит дать трубопроводу вторую жизнь [3].

#### Литература

1. Конакова М.А., Теплинский Ю.А. Коррозионное растрескивание под напряжением трубных сталей. – СПб: Недра, 2004. – 356 с.
2. Лапынин Ю.Г. Проблемы коррозионного растрескивания под напряжением трубных сталей // Альманах Волгоградского отделения международной академии авторов научных открытий и изобретений. – Волгоград, 2005. – С. 278 – 284.
3. Тоут А.И. Защита трубопроводов от стресс-коррозии. – М., 2006. – 345 с.
4. Хижняков В.И. Противокоррозионная защита объектов трубопроводного транспорта нефти и газа: Учебное пособие. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2005. – 188 с.

## СПОСОБЫ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ЛОПАТОК ГАЗОВЫХ ТУРБИН

А.Ф. Бархатов

Научный руководитель доцент Н.В. Чухарева  
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Высокий уровень силовых и температурных воздействий газового потока из камеры сгорания на рабочие и направляющие лопатки предъявляет жесткие требования к конструкции лопаток [1].

Основные факторы воздействующие на лопатки в процессе их эксплуатации рассмотрены ниже.

Под воздействием температурно-силовых факторов через газопламенную среду происходит деградация структуры металла и образование в нем внутренних напряжений, статических напряжений от центробежных сил, термомеханических напряжений. Следствием этого является возникновение дефектов в виде микротрещин и микропор. Повышается плотность вакансий и дислокаций, появляются линии скольжения и двойники, происходит выделение  $\sigma$ -фаз и карбидов, а также растворение, коагуляция и т.д. В результате наступает предельное состояние материала, при котором возможно разрушение. Лопатки подвержены абразивному, коррозионному и термоусталостному разрушению [2, 3].

В связи с очень жесткими условиями и режимами эксплуатации, лопатки первой ступени турбины высокого давления (ТВД) являются особо ответственными деталями газотурбинных двигателей, поэтому повышение их долговечности и надежности является актуальной задачей в среде современных технических решений.

Основные повреждения. Трещины в вершине пера лопаток являются главными их дефектами, носят термическо-усталостный характер и связаны с циклическим изменением температуры по сечению пера при эксплуатации. Основную роль в их возникновении играет конструктивный фактор – месторасположение 3-го газывыводящего отверстия и нарушение равнопрочности перемычек  $\delta_c, \delta_k$  (рис.). Наличие раковин металлургического характера является потенциальным источником возникновения более серьезных дефектов типа трещин. Микропоры в системе жаростойкого покрытия служат основной причиной высокотемпературной газовой коррозии лопаток и их газозероизионного износа, а, следовательно, причиной уменьшения ресурса [2].

Методы повышения долговечности:

1). Известно, что уменьшение высоты микронеровностей приводит к уменьшению концентраторов напряжения на поверхности. Для этих целей используется процесс электролитно-плазменного полирования (ЭПП). Сущность заключается в том, что лопатки помещаются в подогретый до 80-85 °С раствор нейтральных солей (NaCl). К ним подается отрицательный потенциал, а ванна является анодом. При погружении лопаток в раствор NaCl у поверхности возникает бурный поток восходящих пузырьков, через которые на выступающие микронеровности ударяет кратковременный разряд плазмы, приводящий к их сглаживанию [4].

2). Прочностные характеристики можно увеличить за счет разработки новых высокожаропрочных сплавов, обеспечивающих увеличение температуры газа перед турбиной, а также эффективных технологических процессов получения деталей из них.

Для обеспечения высоких жаропрочных свойств при изготовлении рабочих лопаток современных ГТД в России и за рубежом используется технология высокоградиентной направленной кристаллизации, обеспечивающая получение монокристаллической структуры с заданной кристаллографической ориентацией. Она повышает качество структуры, обеспечивает ее однородность, уменьшает дендритную ликвацию, пористость.

Особенность процесса заключается в том, что при повышении температурного градиента на фронте роста обеспечивается уменьшение высоты жидко-твердой зоны в интервале температур TS (солидус) - TL (ликвидус), в которой непосредственно формируется дендритная структура [5].

Кроме того, существует ряд других методов, позволяющих увеличить ресурс лопаток турбин ГТУ. Так, проведенный литературный анализ, позволил выделить основные конструктивные и технологические решения, данные по которым представлены в таблице.

Проведем анализ основных конструктивных и технологических решений представленных в таблице. Для изготовления лопаток могут применяться различные виды сплавов например: никелевый сплав марки ЧС70 - ВИ методом точного литья по выплавляемым моделям в вакууме. Сплав имеет оптимальный состав: 0,09 % С, 15,9 % Cr, 10,5 % Co, 2,0 % Mo, 5,3 % W, 4,6 % Ti, 2,8 % Al, 0,2 % Nb, Ni – основа сплава IN 738. Марочный оптимальный химический состав сплава следующий: 16 % Cr, 8,5 % Co, 2,6 % W, 1,75 % Mo, 3,4 % Al, 3,4 % Ti, 0,9 % Nb, 1,75 % Ta, 0,17 % C, 0,01 % B, 0,1 % Zr [2, 6].

Основные виды покрытий. Жаростойкие покрытия комбинированные и имеют два слоя. Внутренний состоит из твердого раствора элементов Cr, Al, Y в кобальте (светлая фаза) и интерметалида Co, Al (темная фаза). Подслоя толщиной – 1,5 мкм состоит из сложного легированного кобальта и карбидов. Наружный – представляет собой диоксид циркония  $ZrO_2$  с вкраплениями чистого циркония (светлая фаза). Керамическое покрытие имеет в своем составе SiC, BN, AlN,  $Al_2O_3$  [2].

Методы определения ресурса. Рентгеноспектральный анализ основан на облучение вещества потоком электронов или фотонов высокой энергии. Количественный металлографический анализ основан на распределение



Рис. Внешний вид лопатки 1 ступени турбины высокого давления

температур по поверхности лопатки в опасном сечении, рассчитанном на основе температурных зависимостей диффузионных характеристик элементов в покрытии [3].

Методы восстановления. Термическая обработка - например закалка при температуре 1100 °С, выдержка 2 часа, охлаждение на воздухе, старение при температуре 850 °С в течение 24 часов, охлаждение на воздухе. Нанесение новых покрытий из ZrO<sub>2</sub> газоплазменным методом с предварительным нанесением связующего покрытия [6].

Таблица

**Основные конструктивные и технологические решения**

Конструктивные решения				Технологические решения	
Основные способы крепления	Конструктивные назначения	Материал	Покрытия	Определение ресурса	Методы восстановления
Елочнообразный паз Т-образный паз	Лопатки: регулирующей ступени (РС) (ЧВД), (ЧСД), (ЧНД).	С, Cr, Co, M, W, Ti, Al, Nb, Ni	Жаростойкое покрытие Керамическое покрытие	Рентгеноспектральный анализ Количественный металлографический анализ	Термообработка Нанесение новых покрытий

В результате рассмотрения производственного опыта и современных достижений науки обосновывается необходимость повышения надежности лопаток газовых турбин. Проведен анализ и выявлены эффективные методы повышения надежности и долговечности лопаток в процессе эксплуатации и прежде всего это применение ЭПП для лопаток первой ступени ТВД, а также применение технологии высокоградиентной направленной кристаллизации, рассмотрение экономических аспектов показывает большие перспективы применения методов восстановления: по данным журнала ГТТ повышение работоспособности и долговечности газотурбинного двигателя возможно за счет значительного увеличения (в 2–3 раза) общего ресурса турбинных лопаток, которое может быть обеспечено за счет применения основных методов повышения долговечности и полной регенерации структуры материала. Внедрение данных методов позволит повысить надежность и снизить затраты на эксплуатацию.

Литература

1. Байкин С.С., Рудаченко А.В., Чухарева Н.В. Газотурбинные установки: Учебное пособие. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 139 с.
2. Кривина Л.А., Сорокин В.А., Тарасенко Ю.П. Постэксплуатационное состояние лопаток первой ступени ТВД двигателя ДЖ59 и особенности их восстановления // Газотурбинные технологии. – М., 2005. – №8. – С. 29 – 32.
3. Можайская Н.В., Гецов Л.Б., Рыбников А.И. Новый метод определения остаточного ресурса лопаток ГТУ с покрытием // Газотурбинные технологии. – М., 2007. – №9. – С. 34 – 39.
4. Смыслов А.М., Седов В.В., Павлинич С.П., Иванов В.Ю. Упрочнение лопаток газотурбинных приводов газоперекачивающих агрегатов и энергоустановок // Газотурбинные технологии. – М., 2006. – №6. – С. 32 – 35.
5. Темонис И.М., Бондаренко Ю.А., Каблов Е.Н. Высоградиентная направленная кристаллизация лопаток ГТД с монокристаллической структурой // Газотурбинные технологии. – М., 2007. – №3. – С. 6 – 11.
6. Щеголев И.Л., Тарасенко Ю.П., Сорокин В.А., Кривина Л.А. Механические свойства и структура материала рабочих лопаток ТВД агрегата ГТК – 25И(М) после эксплуатации и регенерации // Газотурбинные технологии. – М., 2005. – №1. – С. 19 – 24.

**ПРОБЛЕМЫ ИССЛЕДОВАНИЙ ЛАМИНАРИЗУЮЩИХСЯ ТЕЧЕНИЙ В ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ НЕФТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПОЛИМЕРНЫХ ДОБАВОК**

**А.В. Дериглазов**

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов  
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Актуальность проблемы. Важной задачей при движении сложных по структуре и режимам течения углеводородных сред в трубопроводах представляется задача повышения эффективности работы устройств и аппаратов, обеспечивающих транспорт рабочей среды по трубопроводу, с целью снижения их эксплуатационных затрат. Одним из технологических способов решения данной проблемы является использование в качестве добавки к перекачиваемым нефтям и нефтепродуктам специальных полимерных присадок, снижающих гидравлическое сопротивление за счет гашения пульсаций тепло и гидродинамических параметров в рабочей области потока. Закачка в трубопровод противотурбулентных присадок позволяет избежать затрат на: установку новых насосов, строительство дополнительных насосных станций, включение лупингов и т.д.

Хорошо известно, что добавки, снижающие сопротивление течению, представляют собой углеводородные полимеры высокой молекулярной массы. Их введение в трубопровод в количестве всего несколько грамм на тонну способно снизить коэффициента гидравлического сопротивления потока происходит на 30-50 % [1-5]. Кроме того, к числу важных свойств добавок следует отнести способность снижать уровень турбулентности в трубопроводе и

химическую инертность с внутренней поверхностью трубопровода. Противотурбулентные присадки не меняют свойства перекачиваемого углеводорода. Заметим, что в технологическом процессе более эффективны добавки, не растворяющиеся в перекачиваемой рабочей среде и не разрушающиеся в процессе турбулентного обмена импульса со стенкой трубопровода.

С учетом технологического направления исследований ламинаризирующих течений в настоящей работе поставлены следующие цели:

1) провести систематизацию библиографических данных по влиянию полимерных добавок на локальные и интегральные параметры течения углеводородных сред в трубопроводах протяженной длины в широком диапазоне изменений динамических и физических свойств рабочей среды;

2) уяснить роли отдельных присадок в процессе повышения эксплуатационных свойств трубопроводов.

Проведенный библиографический анализ проблемы показывает, что использование противотурбулентных присадок обеспечивает эффективную и экономичную эксплуатацию во многих практически важных ситуациях, например, в вопросах:

- необходимости увеличения пропускной способности рабочей среды без применения труб большого диаметра, что экономически не оправдывается;
- существования проблем применения труб большого диаметра вследствие географических осложнений и других особенностей окружающей среды, например, при использовании морских трубопроводов, а также трубопроводов, эксплуатируемых в районах со значительными изменениями климатических условий;
- необходимости быстрого увеличения пропускной способности в ситуациях, когда применение труб большого сечения физически неосуществимо из-за недостатка времени;
- целесообразности оперативного решения задач о нестационарном характере течения, например на таких месторождениях, где пиковая производительность продолжается 2–3 года, или в случаях, когда потребность в дополнительной пропускной способности проявляется только в определенный сезон;
- невозможности выделения капитальных затрат на дополнительное строительство;
- эксплуатации трубопроводных систем при максимальном рабочем давлении.

В частности, в [1, 3, 5] отмечается, что применение противотурбулентных присадок может способствовать уменьшению капиталовложений, необходимых для проведения работ по повышению предела рабочего давления в трубопроводе. Добавки позволяют эксплуатировать трубопровод с более высоким расходом перекачиваемой жидкости при неизменном давлении.

Заметим также, что в условиях существования ограничений производительности перекачиваемого оборудования, например насосного. Добавки позволяют уменьшить затраты, которые понадобились бы для установки дополнительного насосного оборудования. В этой ситуации использование добавок позволяет снизить рабочее давление в трубопроводе при перекачке жидкости с заданным расходом, что приводит к существенной экономии энергетических затрат.

В заключении отметим, что библиографический анализ технологических проблем использования противотурбулентных присадок [1–9] с целью учета их влияния на структуру течения показывает, что на эксплуатационные характеристики часто используемых присадок, таких как: FLO XL, NECADD, КОЛТЕК ПТН 3170, ГЛЕЙД, могут влиять:

- интенсивность турбулентности;
- молекулярные и теплофизические свойства рабочего тела (динамическая вязкость);
- температура, увеличение которой приводит к уменьшению вязкости и растворимости добавок;
- диаметр трубопровода (так в трубопроводах меньшего диаметра снижение кинетической энергии турбулентных вихрей представляется более эффективным);
- изменения локальной структуры потока из-за содержания парафина и воды.

Суммируя сказанное, следует, что в настоящее время вопрос о деталях влияния противотурбулентных присадок на тонкие пульсационные параметры течения остается открытым и представляет отдельный научный и практический интерес.

#### Литература

1. Данилов А.М. Применение присадок в топливах. – М.: Мир, 2005. – 287 с.
2. Коннова Г.В. Оборудование транспорта и хранения нефти и газа: Учебное пособие. – Ростов-на-Дону: Феникс, 2006. – 128 с.
3. Мاستобаев Б.Н., Шаммазов А.М., Мовсумзаде Э.М. Химические средства и технологии в трубопроводном транспорте нефти. – М.: Химия, 2002. – 295 с.
4. Рахматуллин Ш.И., Гареев М.М., Ким Д.П. О турбулентном течении слабоконцентрированных растворов полимеров в трубопроводах. – М., 2005. – №3. – С. 14 – 25.
5. Саяхов Б.К., Закирова Р.С., Рзиев С.А. Применение противотурбулентной присадки FLO XL при транспорте западно-казахстанской нефти по нефтепроводу Узень-Атыру-Самара // Трубопроводный транспорт нефти. – М., 2003. – №7. – С. 114 – 116.
6. Официальный сайт Бейкер Хьюз Инкорпорейтед <http://www.bakerhughes.ru/bakerpetrolite/gasfluids/flo/crudeoil.htm>.
7. Официальный сайт ЗАО «Колтек» [http://www.koltech.ru/chemical/proizvodstvo/ptn\\_3170.php](http://www.koltech.ru/chemical/proizvodstvo/ptn_3170.php).
8. Официальный сайт Старнефеттранс <http://stars-treid.ru/prisadki>.
9. Официальный сайт ООО «Ксенос» <http://www.xenos-kzn.ru/petrol/gl>.

**КОМПЕНСАЦИЯ ТЕМПЕРАТУРНЫХ РАСШИРЕНИЙ НЕФТИ  
ДЛЯ КЛИНОВЫХ ЗАДВИЖЕК КЛАССА ГЕРМЕТИЧНОСТИ «А»**

**К.В. Карнеев, А.А. Приезжев**

Научный руководитель доцент В.Г. Крец

*Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Эксплуатируемые задвижки, как известно, бывают двух типов: клиновые и шиберные. Конструктивно они имеют принципиальные различия. Клиновая задвижка имеет гораздо более простую конструкцию, в открытом состоянии она всегда находится под расчетным давлением и не имеет изолированной герметичной полости. В закрытом состоянии под крышкой задвижки возникает некий герметичный объем, заполненный нефтью под давлением, которое было в нефтепроводе в момент закрытия задвижки.

Конструкция шиберной задвижки другая. Герметичность в закрытом состоянии достигается за счет поджима пружинами подвижных седел к шиберу. Таким образом, замкнутый объем в корпусе возникает в двух крайних положениях запорного органа («открыто», «закрыто») [3].

Затвор – совокупность подвижной (золотник, диск и т.п.) и неподвижной (седло) частей запирающего элемента арматуры, образующая (при открытом затворе) проходное сечение и (при закрытом затворе) герметичное соединение.

Герметичность затвора – свойство затвора препятствовать газовому либо жидкостному обмену между средами, разделенными затвором.

Класс герметичности – характеристика затвора, оцениваемая наибольшей допустимой суммарной утечкой пробного вещества через затвор.

Утечка – проникновение вещества из герметизированного изделия через течи под действием перепада полного или парциального давления [1].

*Таблица*

*Максимально допустимые протечки [2]*

Класс герметичности			
А	В	С	Д
Нет видимых протечек	0,0006 см <sup>3</sup> /мин. х х DN (вода)	0,0018 см <sup>3</sup> /мин. х х DN (вода)	0,006 см <sup>3</sup> /мин. х х DN (вода)
	0,018 см <sup>3</sup> /мин. х х DN (воздух)	0,18 см <sup>3</sup> /мин. х х DN (воздух)	1,8 см <sup>3</sup> /мин. х х DN (воздух)

Для нас важно рассмотреть класс герметичности «А», потому что в этом классе предусматривается полное отсутствие видимых протечек.

В холодное время года, когда температура окружающего воздуха существенно ниже температуры перекачиваемой нефти, нагрева солнечной энергией не происходит и задвижка всегда находится под давлением, не превышающим рабочее. В летнее время суточные перепады температуры могут достигать двадцати градусов, т.е. корпус задвижки и нефть в замкнутом объеме под крышкой днем разогреваются, а ночью охлаждаются. Так как температурный коэффициент объемного расширения нефти  $\beta_t$  больше температурного коэффициента объемного расширения стали  $\alpha_s$ , при нагреве в корпусе задвижки возникает избыточное давление существенно больше расчетного. Сброс давления в клиновой задвижке (класс герметичности «А») происходит с вытеснением части жидкости через сальниковое уплотнение или уплотнение разъема «корпус-крышка». В шиберных задвижках конструктивно эта проблема успешно решена: при повышении давления выше рабочего, седла самопроизвольно разжимаются, и сброс давления производится в трубопровод.

При работе задвижки с нерасчетными нагрузками вероятно нарушение герметичности уплотнений с появлением нефтяных подтеков на корпусе; возникает опасность отказа задвижки, и далее, в случае развития дефекта, потеря герметичности приводит к аварии с выходом нефти со всеми вытекающими из этого негативными и опасными последствиями [3].

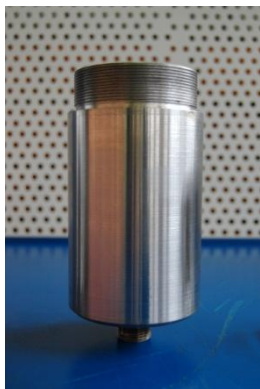
Давление существенно повышается даже при малом увеличении температуры, а приращение объема незначительно и составляет меньше одного процента. Следовательно, для того чтобы защитить корпус задвижки от избыточного давления нет необходимости в отведении жидкости из полости, а возможно скомпенсировать температурное расширение [3].

Чтобы скомпенсировать увеличение давления в задвижке, достаточно незначительно изменить объем, предоставляемый нефти. Для решения этой задачи отлично подходят поршневые компенсаторы.

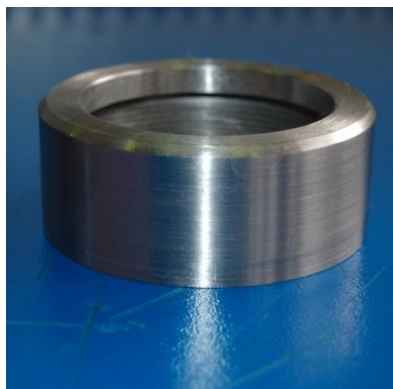
Согласно техническим требованиям поршневой компенсатор должен состоять из стального цилиндрического корпуса с хромированной внутренней поверхностью и сквозным отверстием в присоединительном патрубке (рис. 1), стальной резьбовой крышки со сквозным отверстием для входа продукта (рис. 2), в корпусе должен располагаться стальной хромированный поршень с двойным уплотнением из эластомера полиуретана, поджатым пружиной с одной стороны (рис. 3).

В зависимости от перепада давления между пространством под крышкой задвижки и под поршнем, поршень должен перемещаться, изменяя (уменьшая или увеличивая) объем цилиндра компенсатора, компенсируя за счет этого температурное увеличение объема нефти в пространстве под крышкой корпуса при закрытом клине.

Схема внутреннего расположения компенсатора изображена на рис. 4.



*Рис. 1. Корпус компенсатора*



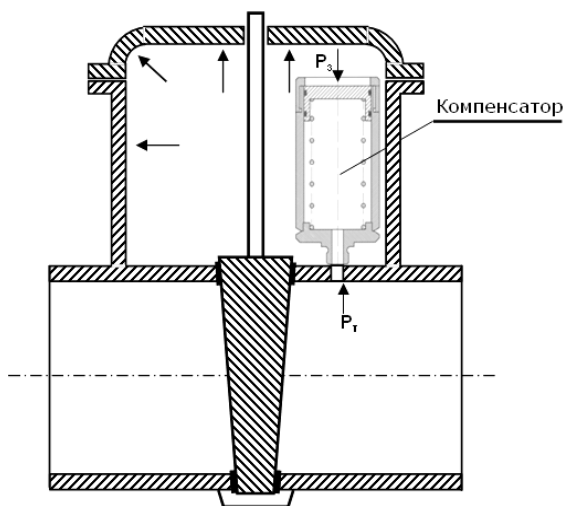
*Рис. 2. Крышка компенсатора*



*Рис. 3. Поршень компенсатора с двойным уплотнением из эластомера полиуретана*

В открытом положении затвора внутренняя полость задвижки сообщается с трубопроводом, т.е. давления под поршнем и над ним равны, система находится в первоначальном состоянии (поршень выдвинут вверх пружиной). В момент закрытия задвижки давления по-прежнему одинаковы. С течением времени в результате нагрева давление в полости задвижки увеличивается, и поршень начинает сжимать пружину, компенсируя температурное расширение нефти. После открытия задвижки давления выравниваются, поршень пружиной возвращается в исходное положение, выдавливая нефть из корпуса компенсатора [3].

Сейчас поршневые компенсаторы для клиновых задвижек уже внедрены в промышленность. Компенсаторы также могут найти применение в других отраслях, где существует проблемы с температурным расширением жидкостей.



*Рис. 4. Схема внутреннего расположения поршневого компенсатора*

#### Литература

1. ГОСТ 26790-85 Техника течеискания. Термины и определения, 1985.
2. ГОСТ 9544-93 Арматура трубопроводная запорная. Нормы герметичности затворов, 1993.
3. Бендеров Д.В. Компенсация температурных расширений нефти в клиновых задвижках // Труды Научно-практической конференции молодых специалистов АК Транснефть. – М.: ОАО «АК Транснефть», 2008.

## СПОСОБЫ ХРАНЕНИЯ НЕФТЕПРОДУКТОВ В РЕЗЕРВУАРЕ И ВАРИАНТЫ УТИЛИЗАЦИИ ПАРОВ

**В.Н. Карпович**

Научный руководитель доцент Н.В. Чухарева  
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

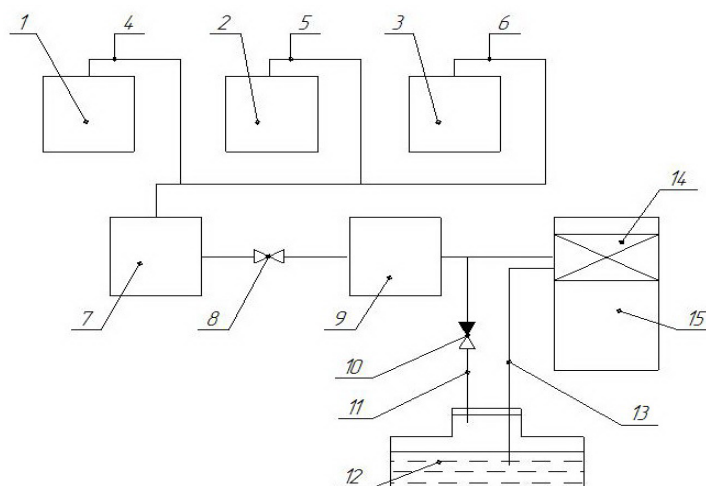
Одним из специфических свойств нефти и нефтепродуктов является испаряемость легких фракций углеводородов (ЛФУ) при их хранении. ЛФУ – основная причина технологических потерь ценного сырья и вредных выбросов в окружающую атмосферу. В целом общая масса выбросов паров бензина только из нефтебазовых резервуаров России может быть оценена в 100 тыс. тонн в год [1]. Поэтому вопросы, связанные со снижением потерь ЛФУ, а также уменьшением пожароопасности нефтебаз является весьма актуальной темой.

Институтом проблем нефтехимпереработки АН РБ была проведена сравнительная оценка уровня загрязнения атмосферы в результате внедрения современных средств сокращения потерь в товарно-сырьевых парках нефтеперерабатывающих заводов. Оценка выполнена по принципу нормирования: приведение массы выброса к эквивалентной массе диоксида серы, который используется в расчетах индекса загрязнения атмосферы. Как показал результат, наиболее эффективным с точки зрения снижения выбросов в атмосферу паров нефтепродуктов являются установки УЛФ. Принципиально новый подход к их созданию может быть реализован на основе применения машин Стирлинга.

Конструктивно машины Стирлинга представляют собой удачное сочетание в одном агрегате компрессора, детандера, теплообменных устройств: конденсатора (теплообменника на грузки), регенератора и холодильника.

На основе машин Стирлинга могут быть разработаны несколько типов систем по хранению нефтепродуктов. В качестве рабочего тела используется гелий. Данная технология относится к классу конденсационных систем. Улавливание ЛФУ происходит за счет их охлаждения с последующей конденсацией. Низкотемпературные холодильные машины Стирлинга высокоэффективно работают в диапазоне до  $-250\text{ }^{\circ}\text{C}$ , что позволяет сжижать при атмосферном давлении весь спектр легких углеводородов. Эффективность применения низкотемпературных машин Стирлинга для охлаждения и конденсации газообразных углеводородов доказана многолетней эксплуатацией систем реконденсации на зарубежных газовозах.

Далее рассмотрим схему установки по снижению выбросов ЛФУ с непосредственным их сжижением в холодильной машине Стирлинга (рис. 1). Работает установка следующим образом: при хранении из резервуара с нефтепродуктами 1, 2, 3 по линиям сбора легких фракций 4, 5, 6 паровоздушная смесь поступает в сборную емкость 7. При достижении определенного давления паровоздушная смесь редуцируется из емкости 7 через дроссельное устройство 8 в расширительную емкость 9. При этом паровоздушная смесь охлаждается и разделяется на легкую (воздушную) и тяжелую (углеводородные фракции). Из расширительной емкости 9 воздух удаляется в атмосферу, а газообразные углеводороды засасываются по линии подачи 16 в конденсатор 14 низкотемпературной холодильной машины Стирлинга 15, где сжижается и по линии слива 13 самотеком поступает в теплоизолированную емкость 12 для хранения. Для поддержания равного давления в газовой полости емкости для хранения сжиженных фракций углеводородов в теплоизолированной емкости 12 и конденсаторе 14, что позволяет обеспечить слив сжиженных фракций из конденсатора в емкость самотеком, предусмотрена перемычка 11 с обратным клапаном 10.



**Рис. 1. Схему установки по снижению выбросов ЛФУ с непосредственным их сжижением в холодильной машине Стирлинга**

На рис. 2 представлена схема установки для охлаждения газовой полости резервуара. Рекомендовано применять на резервуарах с длительным сроком хранения нефтепродукта.

Она работает следующим образом: замкнутый контур заполняется азотом с повышенным давлением. При увеличении давления испарившихся ЛФУ в резервуаре 3 включают криогенную машину Стирлинга 1. В результате этого в конденсаторе машины Стирлинга 1 азот сжижается, создавая разрежение в линии газообразного азота 5. Жидкий азот по линии 9 сливается в сосуд Дьюара 8 и насосом 2 подается в конденсирующийся змеевик 4, в котором за счет разницы температур кипения происходит теплообмен между жидким азотом и парами ЛФУ. В результате теплообмена пары ЛФУ конденсируются, а давление в газовой полости снижается до атмосферного. За счет теплообмена жидкий азот переходит в газообразную фазу с повышением давления. По линии 5 газообразный азот поступает в расширительную емкость 7 через дроссельный клапан 6. В результате этого азот предварительно охлаждается и поступает для конденсации в конденсатор криогенной машины Стирлинга 1 [2].

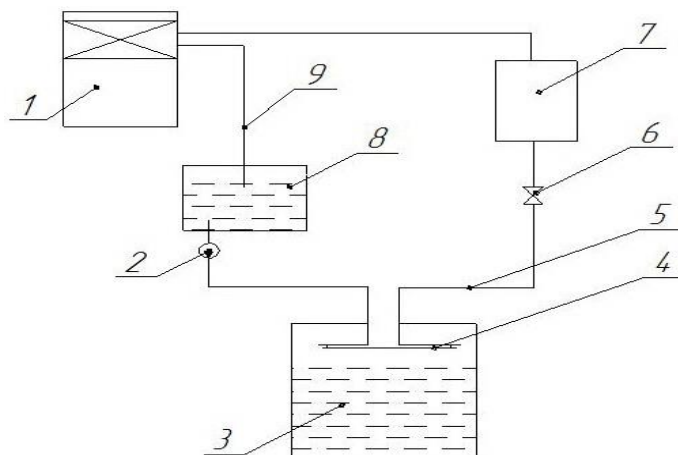


Рис. 2. Схема установки для охлаждения газовой полости резервуара

Положительный эффект от применения установок улавливания ЛФУ на основе Стирлинг – технологий [3]:

- сохранить ту часть нефтепродуктов, которая ранее терялась безвозвратно;
- получить дополнительную прибыль от реализации сохраненной части продукции;
- улучшить экологическую обстановку и условия труда обслуживающего персонала не только на самих нефтебазах, но и в расположенных рядом жилых массивах;
- уменьшить пожароопасность нефтебаз, повысить срок службы резервуаров.

Также кроме положительных моментов в процессе создания высокоэффективных машин Стирлинга возникает ряд сложностей:

- сложность разработки конструктивного исполнения основных узлов;
- сложность математического описания и методов расчета проектируемых машин;
- сложность технологического исполнения.

В заключение необходимо отметить, что применение экологически чистых и высокоэффективных машин Стирлинга является наиболее радикальным направлением в решении проблемы сохранения ценного сырья и снижения загрязнения окружающей среды.

#### Литература

1. Кириллов Н.Г. Установки по улавливанию легких фракций углеводородов при хранении нефти и нефтепродуктов на основе машин Стирлинга // Транспорт и подготовка нефти. – М., 2003. – №2. – С. 77 – 79.
2. Скотт Р.Б. Техника низких температур. Перевод под ред. проф. М.П. Малкова. – М.: Изд-во иностр. литер., 1962.
3. <http://www.stirling.ru>.

### ГЕОДЕЗИЧЕСКОЕ ПОЗИЦИОНИРОВАНИЕ ТРУБОПРОВОДОВ – ОСНОВА ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ И ЭКОНОМИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

Э.Н. Михайлова, Т.В. Тихонова

Научный руководитель доцент Н.А. Антропова

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одной из важнейших и практически значимых целей, стоящих сегодня перед каждым предприятием газо- и нефтедобывающей отраслей в России, является создание эффективной автоматизированной системы управления этим предприятием. В настоящее время нефтегазотранспортные компании используют географические информационные системы (ГИС) в своей деятельности, которые оперируют данными, имеющими отчетливую, зачастую детальную, пространственную привязку. А для хранения этих данных, быстрого удобного доступа к ним на



основе местоположения и создания на их основе высококачественных карт разного назначения технология ГИС подходит наилучшим образом. Использование информации, собранной в таких грамотно структурированных и детализированных базах данных, позволяет эффективно решать как стратегические задачи по определению перспективных направлений развития производства, так и оперативные – по текущему управлению производством. Базы данных пространственно протяженных промышленных комплексов, таких как магистральные трубопроводы, кроме описательной информации объектов должны содержать точные координаты каждого объекта. Работа всех служб газо- или нефтетранспортного предприятия (эксплуатационной, ремонтной, диспетчерской, финансовой) в едином координатно-информационном пространстве позволит избежать многих ошибок и недоразумений, которые все еще имеют место в настоящее время [1].

Геоинформационные системы (иначе ГИС) – системы, предназначенные для сбора, хранения, анализа и графической визуализации пространственных данных и связанной с ними информации о представленных в ГИС объектах. Главное преимущество ГИС перед другими информационными технологиями заключено в наборе средств создания и объединения баз данных с возможностями их географического анализа и наглядной визуализации в виде разных карт, графиков, диаграмм, прямой привязке друг к другу всех атрибутивных и графических данных. ГИС – одна из самых перспективных информационных технологий, современная компьютерная техника, новейшие программные разработки, нетрадиционные подходы.

Основой для создания ГИС является геодезическое позиционирование магистральных трубопроводов, т.е. получение точного местоположения трубопровода и вдоль трассовых объектов. В настоящее время существует два способа геодезического позиционирования трубопроводов. Первый способ можно условно назвать «после того как построено». Применяется для координирования уже построенных и действующих трубопроводов. В этом случае геодезическое позиционирование включает в себя большой комплекс полевых работ:

- создание геодезической сети пунктов долговременного закрепления на местности вдоль трубопровода;
- прокладка ходов полигонометрии;
- тахеометрическая съемка, наземное лазерное сканирование, съемка подземных коммуникаций;
- аэрофотосъемка и воздушное лазерное сканирование, фотограмметрическая обработка, обновление и создание цифровых карт;
- вычисление координат объектов, оси трубопровода.

Графическая визуализация собранных в базе данных производится в ГИС «MapInfo». Заказчику передаются данные по созданной опорной геодезической сети, ортофотопланы, трехмерные модели объектов и местности, база координатных данных объектов и дефектов трубопроводов, цифровые векторные карты нескольких масштабов. Производится интеграция передаваемой базы данных в корпоративную информационную систему заказчика.

Вторую технологию геодезического позиционирования также условно можно назвать «строим вместе». В этом случае создание базы данных начинают уже на этапе проектирования и строительства трубопровода. В состав наиболее важных первичных данных электронной версии исполнительной документации «строим вместе», в частности, входят:

- результаты закрепления трассы (площадок) и геодезическая разбивочная основа для строительства;
- исполнительный профиль по данным нивелировки дна траншеи с указанием пикетов, параметры траншеи, фактическое положение трубопровода и его элементов с географической и пикетажной привязкой;
- параметры, маркировка и местоположение труб, деталей и узлов трубопровода, включая запорную и распределительную арматуру и элементы ЭХЗ;
- журнал изоляционно-укладочных работ и ремонта изоляции, результаты проверок и измерений толщины изоляционного покрытия;
- журнал сварки труб;
- журнал скрытых работ;
- землеустроительные дела по представлению земель в натуре под строительство и эксплуатацию объекта;
- выписки из Государственного земельного кадастра;
- технические паспорта имущественных комплексов и отдельных объектов недвижимости, входящих в состав производственно-технологического комплекса трубопроводной системы.

Электронная исполнительная документация «строим вместе», созданная по этой технологии, включает в себя пространственные координаты всех элементов трубопровода, притрассовых объектов, объектов инфраструктуры, границ земельного отвода, охранной и санитарно-защитных зон.

Результаты геодезического позиционирования служат пространственной основой создания ГИС трубопровода. Для грамотного создания ГИС нужно в соответствии с конкретным списком задач определить следующие компоненты будущей системы:

- картографическую основу, точность определения координат разных объектов;
- набор описательных данных по объектам, форматы данных;
- доступ пользователей к различным данным;
- сопровождение системы – поддержание в рабочем состоянии, обновление данных, обмен данными с другими системами, создание новых утилит для решения возникающих задач;
- технические средства – компьютеры, программные комплексы.

Отличие этой технологии от исполнительной съемки по завершению строительства заключается в следующем: все работы по геодезическому позиционированию производятся только современными приборами – спутниковыми приёмниками геодезического класса и электронными тахеометрами; пункты геодезической сети,

заложенные вдоль трубопровода, сохраняются на протяжении всего срока службы трубопровода; представление полученных данных в электронном виде, как в виде таблиц, так и в графическом виде.

На основе ГИС возможно решение любых задач, где требуется знать точные координаты объектов. Поскольку ежегодное увеличение объемов транспорта углеводородного сырья влечёт за собой ужесточение требований к времени простоя линейной части магистральных трубопроводов, связанных с проведением ремонтных работ, одной из важных является реализованная в ГИС задача по определению координат дефектов, выявленных ранее при проведении работ по внутритрубной дефектоскопии.

В ГИС имеется специальный блок для импорта данных внутритрубной дефектоскопии и определения их трёхмерных координат относительно маркеров, положение которых определено с точностью 10-20 см (координаты маркеров определяются при геодезическом позиционировании). Информация по дефектам визуализируется на фоне цифровой карты и может быть представлена в различных форматах. Затем координаты дефектов экспортируют во внешний текстовый файл для последующего импорта в спутниковые приёмники любого класса (от навигационного до геодезического) [2].

Непосредственно на трассе инженеру достаточно выбрать из перечня загруженных координат координаты необходимого дефекта и приёмник начинает показывать направление и расстояние до искомой точки, корректируя показания по мере приближения или удаления от неё. Таким образом, задача поиска на местности дефектов при наличии любого приёмника с координатами значительно упрощается, значительно сокращается объём земляных работ [1].

Объединение данных внутритрубной дефектоскопии и геодезического позиционирования даёт точное пространственное положение газопровода и дефектов, что позволяет эффективно принимать решения по оперативной ликвидации аварийных ситуаций, существенно сократить время поиска дефектов на трубопроводе. Снижаются затраты при производстве ремонтных работ на газопроводе. На основе анализа причин возникновения дефектов принимается решение о первоочередности профилактических работ по отдельным участкам. Таким образом, только внедрение современных технологий способствует реальному сокращению сроков проведения ремонтных работ и временные затраты.

Кроме того, на основе данных, уже имеющихся в ГИС, а также подключаемых внешних баз данных можно создавать комплексы для решения самых различных задач, стоящих перед организациями, занимающимися транспортом углеводородов – моделирование развития чрезвычайных ситуаций, декларирования промышленной безопасности, экологический мониторинг, задача по определению координат межевых знаков и формированию границ земельного участка для последующего оформления кадастрового дела и регистрации земли и недвижимости и др. Знание точных координат оси и объектов трубопровода упрощают и юридической службе газотранспортного предприятия процесс регистрации земли и недвижимости.

В современных условиях для эффективного управления деятельностью газо- и нефтетранспортных предприятий необходимо создание геоинформационных систем, так как только они могут жестко определить объединение большого количества разнообразных описательных данных объектов магистрального трубопровода, т. е. все данные, полученные в результате проведённых работ, должны интегрироваться в единую ГИС нефте- и газотранспортного предприятия. С помощью ГИС возможно решение как стратегических задач по определению перспективных направлений развития предприятия, так и оперативных – по текущему управлению.

В основе геоинформационных систем лежит геодезическое позиционирование трубопроводов; оно может выполняться двумя способами, которые были условно названы нами «после того как построено» и «строим вместе». Т. е. все геодезические и топографические работы должны централизованно координироваться для уменьшения затрат на эти работы. Экономия достигается за счёт сокращения затрат на получение пространственных данных при решении всех задач, где требуется информация о положении трубопровода на местности, стоящих перед разными службами – проектной, эксплуатационной, диспетчерской, имущественной, экологической, геологической.

По предварительным оценкам специалистов общая стоимость работ по получению пространственных данных для нужд всех служб газотранспортного предприятия уменьшится на 25–30 % от общей стоимости [1].

Масштабные работы по геодезическому позиционированию и по созданию геоинформационных систем газотранспортных предприятий в настоящее время только начинаются. Например, специалисты ООО «Нефтегазгеодезия» в рамках создания электронной версии исполнительной документации «строим вместе» трубопровода «Голубой поток» Россия-Турция выполнили координирование части трубопровода в процессе строительства. В итоге была создана первая в России электронная база данных «строим вместе».

#### Литература

1. Салюков В.В., Синицин С.С., Имшенецкий С.П. Геодезическое позиционирование объектов транспорта газа // Газовая промышленность, 2003. – №1. – С. 62 – 63.
2. Серапинас Б.Б. Глобальные системы позиционирования. – М.: ИКФ «Каталог», 2002. – 106 с.

### ПОВЫШЕНИЕ ЭКОНОМИЧНОСТИ И НАДЕЖНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ АППАРАТОВ ВОЗДУШНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ

**М.В. Омелянюк**

*Кубанский государственный технологический университет, г. Краснодар, Россия*

Аппараты воздушного охлаждения различных агентов широко применяются в нефтяной и газовой промышленности при добыче, транспорте, хранении и переработке углеводородного сырья. На компрессорных

станциях магистральных газопроводов и станций подземного хранения газа в РФ используется свыше 6000 аппаратов воздушного охлаждения газа отечественного и зарубежного производства. Если в качестве газоперекачивающего агрегата применяют газомотокомпрессор, то на компрессорных станциях используются аппараты воздушного охлаждения воды, конструктивно аналогичные аппаратам воздушного охлаждения газа, и аппараты водяного охлаждения воздуха наддува силовых цилиндров. На станциях подземного хранения газа применяют теплообменники диэтиленгликоля; при внутривапорном горении для нагнетания воздуха в пласт – аппараты воздушного охлаждения воздуха.

В настоящее время затраты топливного газа на транспорт составляют около 8,4 % от объема перекачиваемого газа, на магистральных трубопроводах, при поставках на экспорт расход увеличивается примерно в 2 раза. Потребление энергоресурсов каждой компрессорной станцией на газопроводе диаметром 1420 мм составляет 150000 т условного топлива [4], поэтому проблема энергосбережения представляется актуальной.

При эксплуатации аппаратов воздушного охлаждения происходит загрязнение трубного и межтрубного пространства, особенно в аппаратах с высоким коэффициентом оребрения ( $\phi = 20-23$ ). В результате загрязнения снижается коэффициент теплопередачи (в 1,5–2 раза по сравнению с проектными данными [2]), снижается эффективность теплопередачи, в результате снижается КПД агрегата, а иногда газоперекачивающий агрегат приходится останавливать в связи с превышением температуры газа на выходе из аппарата воздушного охлаждения и входе в следующую ступень компримирования, повышается расход электроэнергии на привод вентиляторов.

Из-за снижения теплоотдачи, повышения температуры агентов и неравномерности охлаждения в пределах одной секции аппарата также может происходить деформация труб охладителя, что приводит к дополнительной неравномерности охлаждения из-за перераспределения зазоров между оребренными трубами секции, снижению надежности и безопасности эксплуатации. К примеру, проведенные экспериментальные исследования на аппаратах охлаждения газа Краснодарского управления подземного хранения газа показали, при углах установки лопастей 21°, 18°, 15°, 13°, 8° минимальное и максимальное значение скоростей воздуха на выходе из АВО газа для различных участков секции аппарата различается в 2,8–5,8 раза.

Методиками, представленными в работах [5, 6], не учитывается в полной мере влияние неравномерности теплоотдачи по поверхности теплового съема аппарата, динамика изменения параметров аппаратов во времени (коробление, провисание труб, загрязнение межтрубного пространства) [2].

В работе [4] на основе обработки экспериментальных данных предложена критериальная зависимость для расчета внешней теплоотдачи современных промышленных аппаратов воздушного охлаждения с поперечными ребрами прямоугольного профиля, учитывающая степень загрязнения межтрубного пространства в интервале изменения  $Re_x$  от 3000 до 7000. Общий вид зависимости:

$$Nu_x = C_\tau \cdot C_3 \cdot Re_x^m,$$

$C_\tau$  – коэффициент, учитывающий вид тяги и наличие интенсификаторов теплообмена;

$C_3$  – коэффициент, учитывающий изменение условий обтекания трубного пучка потоком воздуха из-за загрязнения межтрубного пространства;

$m$  – показатель степени при  $Re_x$ .

Значения  $C_\tau$  и  $m$  представлены в табличном виде, загрязненность межтрубного пространства оценивается визуально, затем коэффициент  $C_3$  определяется по табл.

Таблица

Значение  $C_3$  в формуле

Характер загромождения межтрубного пространства аппарата воздушного охлаждения	$C_3$
Чистые (второй ряд трубок хорошо просматривается снизу вверх)	1
Загрязненные (второй ряд трубок закрыт растительным пухом, в некоторых местах пух уплотнен и за ним не видны ребра)	0,7–0,8
Загрязненные с уплотненными отложениями (сквозь трубный пучок не видно света, сплошной уплотненный слой пуха и практически не виден второй ряд трубок)	0,5–0,6

В работе [3] указывается на опасность взрыва в трубной обвязке аппарата охлаждения сжатого воздуха из-за скопления вынесенного смазочного масла и высокой температуры на выкиде, снижения эффективности водяного рубашечного охлаждения из-за отложения солей. К примеру, на компрессорной станции месторождения Сантал (Индия, Мехсана) дважды взрывался оконечный охладитель третьей ступени компрессора высокого давления, предназначенного для нагнетания воздуха в пласт.

Оптимальное охлаждение позволяет снизить затраты на перекачку примерно на 5–10 %, т. е. на 0,5 % транспортируемого газа при расходе газа 80 % от номинального и 2 % при перекачке номинального расхода газа [4]. Для обеспечения нормального режима работы загрязненных аппаратов охлаждения различных агентов требуется периодически проводить очистку оребрения теплообменных труб, а для ряда аппаратов воздушного охлаждения – очистку трубного и межтрубного пространства.

Существующую проблему очистки межтрубного пространства аппаратов воздушного охлаждения газа и воды в большинстве случаев проводят промывкой с помощью пожарных брандспойтов, что обеспечивает отмыв от пыли на 20–50 % и практически не обеспечивает удаления растительной составляющей (травы, пуха и т. д.). Вторым распространенным методом очистки является пропаривание, в результате которого возможно ухудшение теплоотдачи, по-видимому, в результате «спекания» или уплотнения загрязнений межтрубного пространства [4]. За рубежом проблемы очистки от отложений (загрязнений) различного оборудования в большинстве случаев решают с помощью высоконапорных струй жидкости [1].

Для решения задачи очистки трубного и межтрубного пространства охладителей различных агентов оборудования Краснодарского управления подземного хранения газа в 2006–2008 гг. были проведены экспериментальные и опытно-промышленные исследования технологии гидродинамической высоконапорной очистки межтрубного пространства аппаратов воздушного охлаждения газа, воды и диэтиленгликоля, трубного и межтрубного пространства кожухотрубного теплообменника блока регенерации гликоля с использованием экспериментальной установки. Определялись оптимальные технологические параметры струйного воздействия и технических средств, предназначенных для реализации технологии гидродинамической очистки.

Вследствие высокого коэффициента оребрения труб и значительного количества рядов в аппаратах воздушного охлаждения очистка струями с недостаточным давлением (отмыв с помощью пожарных брандспойтов или пропаривание) не обеспечивает полного удаления загрязнителей, в первую очередь органической составляющей. Повышение скорости струйного потока выше критического значения может приводить к деформированию оребрения, а в случае возникновения резонансных колебаний труб при очистке – к их деформации и нарушению герметичности. Использование в струйном потоке абразивов или химических реагентов повышает себестоимость работ по очистке.

Экспериментально определено оптимальное сочетание напорных и расходных характеристик, которое обеспечивает качественную гидродинамическую очистку оребрения всех рядов труб аппаратов воздушного охлаждения без нарушения их целостности и повреждения оребрения. Использовалась водопроводная вода без добавок химреагентов. Для эффективного удаления загрязнителей потребовалось проведение очистки в два этапа.

Технологии гидродинамической высоконапорной очистки поверхностей являются универсальными и могут использоваться в разнообразном оборудовании для удаления отложений с различным составом, прочностью, адгезией к материалу оборудования. Это позволило использовать разработанное оборудование для решения проблем эксплуатации кожухотрубных теплообменников диэтиленгликоля и масла. При эксплуатации водоводяных, водомасляных и др. теплообменников с покрытыми отложениями внутренними и наружными поверхностями трубок не обеспечивается номинальной теплопередачи, в результате повышается температура агента на выходе из охладителя, нарушается нормальная работа газоперекачивающего агрегата или иного оборудования.

После проведенных опытно-промышленных работ по очистке систем охлаждения газомотокомпрессоров [7], проточных кожухотрубных охладителей масла, диэтиленгликоля, аппаратов воздушного охлаждения газа в процессе работы газоперекачивающих агрегатов за периоды закачек 2006, 2007 и 2008 гг. не наблюдалось ни одного случая поломок в результате неудовлетворительного охлаждения, что обеспечило суммарный экономический эффект от внедрения результатов исследования за 2006–2008 гг. в сумме 8,99 млн руб.

#### Литература

1. Биля В.Дж. Эффективные технологии, основанные на использовании высоконапорных струй жидкости // Нефтегазовые технологии. – М., 1994. – №6. с
2. Габдрахманов А., Гаррис Н. Влияние эксплуатационного загрязнения на тепловые характеристики аппаратов воздушного охлаждения газа // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2003. – [http://www.ogbus.ru/authors/Garris\\_2.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/Garris_2.pdf)
3. Гупта П., Дорая А., Рай С. Результаты внутриводяного горения // Нефтегазовые технологии. – М., 2008. – №3. – С. 12–15.
4. Камалетдинов И.М. Энергосбережение при эксплуатации аппаратов воздушного охлаждения на магистральных газопроводах: Автореферат дис. на соис. уч. ст. канд. технич. наук. – Уфа, 2002. – 24 с.
5. Марголин Г.А., Вайсман В.Е. Методика теплового и аэродинамического расчета аппаратов воздушного охлаждения. – М.: ВНИИНефтемаш, 1982. – 45 с.
6. Методические рекомендации для расчетов систем охлаждения газа на компрессорных станциях магистральных газопроводов. – М.: ВНИИГаз, 1976. – 27 с.
7. Омелянюк М.В., Вартумян Г.Т., Черношашенко А.Н. Костенко Е.М. Результаты опытно-промышленных работ по высоконапорной очистке систем охлаждения газоперекачивающих агрегатов в ООО «Кубаньгазпром» // Нефтепромысловое дело. – М., 2008. – №6. – С. 62 – 65.

### **АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С ДОННЫМИ И ПИРОФОРНЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ В РЕЗЕРВУАРЕ**

**Р.В. Савицкий**

Научный руководитель доцент Н.В. Чухарева  
**Томский политехнический университет, г. Томск, Россия**

Одной из важных проблем эксплуатации резервуаров является их очистка.

На днищах резервуаров с течением времени при длительной эксплуатации накапливается осадок, сокращающий рабочий (полезный) объем резервуара. Осадок препятствует движению нефти и перемешиванию

различных ее слоев в резервуаре, что способствует локализации концентрированных агрессивных растворов солей и развитию коррозионных процессов в районе днища, сварного шва и первого пояса резервуара. Осадок по площади распределяется неравномерно, наибольшая его толщина создается в участках, удаленных от прямо-раздаточных патрубков, что не позволяет точно замерять фактическое количество нефти в резервуаре. Все это снижает эксплуатационные характеристики объекта.

Для надежной эксплуатации резервуаров их необходимо периодически очищать от накопившегося осадка. Периодичность очистки резервуаров с нефтепродуктами устанавливается по ГОСТ 1510-84, резервуары из-под нефти зачищаются при необходимости: для освобождения от донных и пирофорных отложений, высоковязких осадков, а также при проведении диагностики резервуара.

Для того, чтобы выработать комплекс мер и методов борьбы с данными видами отложений, необходимо в качестве отправной точки исследовать состав донных отложений.

Донные (шламовые) отложения могут иметь достаточно разнородный состав, а именно:

- механические включения;
- химический состав – тяжелые углеводороды (парафины, асфальтены, масла);
- вода;
- соли, сернистые соединения.

Способы очистки резервуаров и емкостей подразделяются на три вида: ручной, механический (механизированный) и механизированный способ очистки с применением моющих средств.

При ручном способе очистки емкости после удаления твердых остатков пропаривают, промывают горячей (30 – 50) °С водой из пожарного ствола при давлении (0,2 – 0,3) МПа. Промывочную воду с оставшимся нефтешламом откачивают насосом. В воду могут быть добавлены поверхностно-активные вещества (ПАВ), другие растворимые в воде вещества. Размыв водой – наиболее дешевый и относительно быстрый способ подготовки отложений к изъятию из резервуара.

При механизированном способе очистки загрязнение поверхности отмывают горячей или холодной водой, подаваемой под давлением через специальные моечные машинки – гидромониторы. Механизированный способ очистки значительно сокращает время очистки, уменьшает простои резервуара, уменьшает объем тяжелых операций, вредных для здоровья человека, и снижает стоимость процесса очистки резервуара.

К недостаткам механизированного способа очистки резервуаров следует отнести большой расход тепловой энергии на подогрев холодной воды, необходимость откачки загрязненной воды на очистные сооружения, сравнительно большие потери легких фракций из нефтеостатков.

При исследовании влияния гидромеханических параметров струи на эффективность процесса очистки было установлено, что сила ударной струи, взаимодействующей с донными отложениями, имеет оптимальное значение, и не находится в прямой зависимости от диаметра сопла и напора струи моющей жидкости. При достаточно большом давлении в гидромониторе (2,0 – 2,5) МПа возникает «режущий» эффект струи, что снижает эффективность очистки.

Механизированный способ удаления отложений с помощью ручного размыва водой нашел применение в технологии очистки резервуаров фирмы «SUPERMAX».

Химико-механизированный способ очистки резервуаров с применением растворов моющих средств способствует повышению качества очистки, интенсивности процесса очистки, характеризуется незначительной степенью применения ручного труда. Основными недостатками способа, ограничивающими возможности его практического применения, являются необходимость использования специального реагента и дальнейшая очистка растворов моющих средств от нефтешламов (нефтеостатков).

С применением нефти в качестве моющего средства исключается применение специальных химических реагентов и решается проблема регенерации промывочного раствора и утилизации нефтеостатков путем сбора их в системе транспорта нефти.

Технология разогрева и перемешивания отложений с помощью теплоносителя (пар, печной газ), может осуществляться как внутри резервуара, так и во внешних теплообменниках различных конфигураций, разработанная и применяемая ООО «ПКП РЕМОС». Фирмой Nalw Chemical (США) разработана новая технология очистки нефтяных резервуаров, предусматривающая использование растворителя парафина и диспергирующего агента в сочетании с перемешиванием и подогревом водо-грязевого отстоя.

При очистке резервуара одним из самых сложных, трудоемких и опасных процессов является процесс удаления пирофорных отложений, так как они воспламеняются уже при температуре -20 – -22°С, что в свою очередь приводит к возгоранию нефтепродуктов, выводу резервуара из эксплуатации и потерям человеческих жизней. Пирофорные отложения обычно представляют собой смесь продуктов сероводородной коррозии, смолистых веществ, продуктов органического происхождения и механических примесей. Свежие неокислившиеся пирофорные отложения при взаимодействии с кислородом воздуха способны к сильному разогреву, самовозгоранию и могут быть причиной взрыва смеси паров нефтепродуктов с воздухом, воспламенения нефтепродуктов и пожара.

Предупреждение взрывов и пожаров, вызываемых пирофорными отложениями, сводится к тому, чтобы не допускать образования таких отложений. Для этого резервуары, трубопроводы и другое оборудование, особенно предназначенное для сернистых нефтепродуктов, изготавливают из материалов, неспособных к образованию пирофорных отложений, – из нержавеющей стали, алюминия.

Внутренние поверхности резервуаров, трубопроводов и другого оборудования, способного к образованию пирофорных отложений, покрывают специальными защитными покрытиями – лакокрасками, цементом, алюминием, цинком и другими материалами, не вызывающими образование пирофорных отложений.

При очистке резервуарных емкостей внутренние стенки следует поливать водой и поддерживать во влажном состоянии до полного удаления пирофорных отложений из резервуаров. Грязь и пирофорные отложения,

извлеченные из резервуаров в процессе очистки, во влажном состоянии надо удалить с территории склада нефтепродуктов и зарыть в землю в безопасном месте, так как после высыхания пиррофорные отложения полностью восстанавливают свои основные свойства.

На практике применяются различные комбинации способов борьбы с донными и пиррофорными отложениями для достижения наибольшего технологического и экономического эффекта. Разнообразие таких методов и их комбинаций свидетельствует об актуальности данной проблемы, поэтому изучение и разработка новых методов по решению данной проблемы является перспективным направлением и представляет собой особый научный интерес. Наиболее эффективным методом очистки является химико-механизированный, заключающийся в использовании растворителя парафина в сочетании с перемешиванием и подогревом осадков. Подобная технология сокращает затраты времени и труда и позволяет извлекать из осадков углеводородную часть.

#### Литература

1. [http://www.remos.biz/to\\_cats/action\\_desc/id\\_2](http://www.remos.biz/to_cats/action_desc/id_2).
2. <http://www.pureworldm.ru>.
3. Гималетдинов Г.М., Саттарова Д.М. Способы очистки и предотвращения накопления донных отложений в резервуарах // Нефтегазовое дело, 2006.
4. Штин И.В. Технология размыва донных отложений в резервуарах типа РВС // Трубопроводный транспорт нефти. Приложение, 2001, – №12. – С. 6 – 9.

### РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ОТКАЗОВ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА Д.В. Федин

Научный руководитель доцент А.В. Рудаченко  
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В процессе эксплуатации линейной части механический износ труб происходит неравномерно вдоль трассы трубопровода. На начальных участках трассы после насосной станции трубы изнашиваются и стареют более интенсивно, чем на последующих. На рис. представлена обобщенная гистограмма отказа труб нефтепровода Омск-Иркутск, построенная по данным ОАО «Транснефть», в зависимости от места расположения события на линейном участке [1].

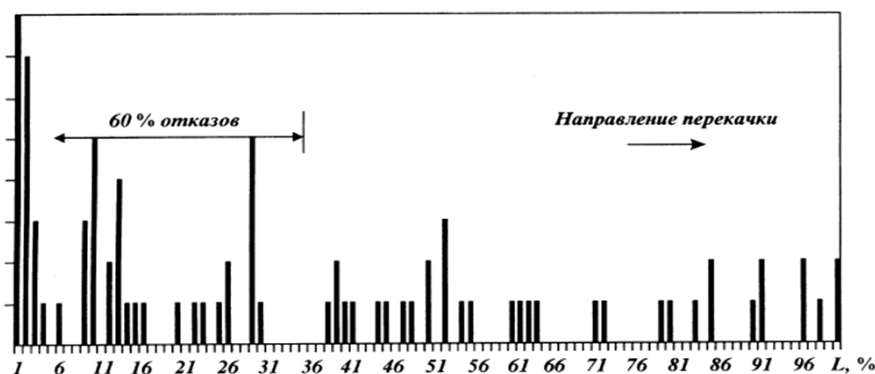


Рис. Гистограмма отказов вдоль линейной части магистрального нефтепровода Омск – Иркутск за 35 лет эксплуатации

Всего учтены отказы с 25 линейных участков за 35 лет эксплуатации нефтепровода. Из этой гистограммы видно, что 60 % отказов произошло на начальной части каждого участка нефтепровода (25 % от длины L линейного участка), в том числе 40 % на первых километрах (10 % от длины линейного участка). Вывод о том, что трубы стареют и изнашиваются быстрее вначале каждого линейного участка на трубопроводах, подтверждается и на других нефтепроводах. Такая же тенденция найдена и исследована ВНИИГАЗа на действующих газопроводах.

Анализ аварий на нефтепроводах объединения, осуществленный за последние девять лет показал, что они распределяются неравномерно на участках между НПС. Перегон разделяется равномерно на четыре отрезка, с относительной длиной каждого 25 % общей длины участка  $l_1/l_0$ , где  $l_0$  – расстояние между двумя соседними насосными станциями (НС); 1 – расположение места аварийной точки относительно НПС.

Процентное распределение числа аварий на нефтепроводах с 1987 по 1996 г. приведено в табл.

Видно, что наибольшее число аварий происходит на участках до 0,25 L (60 % общего числа аварий). На участке от 0,25 L до 0,5 L происходит до 26 % аварий, что в два раза меньше, чем на первом участке. На участке от 0,5 L до L происходит около 14 % аварий, что в два раза меньше, чем на втором, и в четыре раза меньше чем на первом участках.

Это обстоятельство необходимо иметь в виду при распределении технических и людских ресурсов при ликвидации аварийных ситуаций или при проведении профилактических работ. Кроме того, при диагностике

технического состояния участков необходимо рассматривать в первую очередь те участки, которые соответствуют II и III категории прокладки, так как аварийных ситуаций на участках I категории практически не бывает [2].

Для увеличения срока службы трубопроводов, работающих при высоких давлениях и температурах применяют специальные изоляционные покрытия. В последние годы изолируются материалами, одним из компонентов которых является стеклоткань или стекловолокно, заметно повышающее прочность покрытий и их термо- и коррозионную стойкость. Применение стеклоткани и стекловолокна позволило расширить область использования таких традиционных видов покрытий, как битумные материалы. Стеклоткань и стекловолокно при соответствующем подборе свойств в зависимости от их обработки повышают сопротивляемость покрытий ударным воздействиям при транспортировке и укладке труб, а также воздействию грунтов и т.д.

Таблица

Распределение числа аварий по участкам

Показатель	Относительное расстояние			
	$0 \leq l_1/l_0 \leq 0,25$	$0,25 \leq l_1/l_0 \leq 0,5$	$0,5 \leq l_1/l_0 \leq 0,75$	$0,75 \leq l_1/l_0 \leq 1$
Число аварий	21	9	3	2
Из них на участках категории:				
I	2	0	0	0
II	9	5	1	0
III	10	4	2	2
Доля аварий от их общего числа, %	60	25,7	8,6	5,7

Это прежде всего относится к битумным покрытиям, на которых часто наблюдаются механические повреждения, возникающие при хранении, транспортировании и укладке труб,

появляются также непокрытые участки – результат размягчения и растекания материала покрытия при высоких температурах или неплотного прилегания покрытия к поверхности металла из-за плохой зачистки трубы, или понижение прочности покрытия при низких температурах.

Битумные покрытия в сочетании со стекловолокном образуют очень устойчивую изоляцию. Наиболее прочное покрытие получается тогда, когда битум размещается между слоями стекломатериалов [3].

Покрытия, получаемые на основе каменноугольных материалов, отличаются высокой температурой плавления, поэтому они широко используются для изоляции труб, идущих от компрессорных станций.

Благодаря использованию стеклоткани прочность покрытия значительно увеличивается, что в сочетании с устойчивостью каменноугольной смолы к воздействию высоких температур дает совершенно новые свойства покрытий.

Стекломатериалы прочные, устойчивые против коррозии и влагонепроницаемые, использованы для создания принципиально новых изоляционных покрытий, предназначенных для особо агрессивных сред. Бельгийская фирма Owens-Coming Fiberglass Europe S.A. разработала новое покрытие, получившее наименование Flakeglass. В этом покрытии применяются чешуйки стекла толщиной 3 мкм при длине и ширине 3,2; 0,8 и 0,4 мм. В качестве связующего используются полиэфир, эпоксидные смолы или другие вещества. Покрытие Flakeglass наносится на поверхность металла разбрызгиванием.

Проанализировав данные эксплуатации линейной части нефтегазопроводов и ресурс каждого линейного участка (выше трубопровод был разделен на три участка), первый участок трубопровода мы предлагаем отнести к потенциально опасным (так как на нем за все время эксплуатации произошло более 60 % всех аварий) и, следовательно, по отношению к данному участку можно применять те же методы повышения надежности эксплуатации участка, что к классу потенциально опасных, такие как изменения толщины стенки трубы, марки стали и др. Причем увеличение толщины стенки производить с учетом изменения внутреннего давления, а также не забывая о внешних факторах, влияющих на долговечность эксплуатации трубопровода. Также к этим факторам относятся другие потенциально опасные участки, которые могут располагаться непосредственно на рассматриваемом линейном участке (на первом). На втором участке произошло примерно 26 % от общего числа аварий. На уменьшение количества аварий главным образом сказывается уменьшение внутреннего давления трубопровода (высокое внутреннее давление, повышенная напряженность – главные факторы, влияющие на долговечность эксплуатации трубопровода). Это подтверждает тот факт, что на последнем участке число аварий минимально и составляет всего 5,7 %. Опираясь на данные можно сделать следующий вывод: толщину стенки можно сделать максимально возможной в начальных отрезках трубопровода, отходящих от НПС, и постепенно уменьшать, переходя на следующие отрезки.

#### Литература

1. Курочкин В.В., Малюшин Н.А., Степанов О.А., Мороз А.А. Эксплуатационная долговечность нефтепроводов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 231 с.
2. Ланчаков Г.А., Зорин Е.Е., Степаненко А.И. Работоспособность трубопроводов. Ч. 3. Диагностика и прогнозирование ресурса. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 291 с.
3. Харионовский В.В. Надежность и ресурс конструкций газопроводов. – М.: «Недра», 2000. – 467 с.

## ПЕРСПЕКТИВЫ ФИЗИКО-МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ГИДРОДИНАМИКИ И ТЕПЛОПЕРЕНОСА ПРИ ТЕЧЕНИИ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СРЕД В ТРУБОПРОВОДЕ

Д.Е. Ярцев

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов  
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Течения сложных по структуре сред чрезвычайно широко распространены в технических системах, встречающихся в нефтяной и газовой промышленности, теплоэнергетике. Они обладают рядом важных свойств, изучение которых позволяет глубже проникнуть в суть процессов интенсификации течения и теплообмена углеводородных сред в трубопроводах, включающих участки интенсивного ускорения химических взаимодействий фаз и компонент смеси, смены поперечного сечения и др.

В силу многоплановости проблемы снижения затрат энергии на транспорт сложной среды представляется важным остановиться на современных тенденциях в выборе универсальных схем расчета подобных течений, подходов и методов их математического моделирования. Так, к настоящему времени разработан ряд моделей течения углеводородных флюидов в трубопроводах с использованием классических положений теории механики сплошных сред. Различия заключаются в количестве и качестве учитываемых условий и особенностей трубопроводного транспорта. Например, в [2] показана обобщенная физико-математическая модель квазиодномерного течения углеводородных сред в трубопроводах, в которой учтены особенности и разнообразные физические воздействия. В частности, подвод или отвод массы и энергии фаз, который характеризуется расходом и количеством движения среды. Их необходимо учитывать при анализе утечек из-за нарушений герметичности и порывов трубопровода, промежуточных отборов продукта и слиянии потоков в трубопроводах.

При быстропротекающих процессах осложняющим эффектом обладает временной фактор. Так, нестационарность течения, характеризуемая накоплением или оттоком массы, количества движения и полной энергии в контрольных объемах трубопровода, необходимо учитывать при расчетах режима запуска (остановки), на переходных и аварийных режимах работы трубопровода. Подвод к перекачиваемой среде внешней работы, осуществляемый на перекачивающих станциях, работа сил трения  $\mu Fv$  для каждой фазы и тепловой поток в окружающую среду на участке трубопровода, изменение площади поперечного сечения трубопровода – дополнительные осложняющие механизмы. Отметим, что в условиях течения химически активных компонент смеси повышается роль детальной химической модели: фазовые переходы, способствуют изменению расхода, импульса и полной энергии фаз. Анализ работы [2] показывает необходимость учета модели ряда важных факторов, которые имеют место при эксплуатации трубопроводных систем на современном этапе их развития. Видно, что её использование при мониторинге гидродинамических параметров процесса перекачки может являться перспективным направлением в области контроля и управления режимами перекачки. В [2] детально проиллюстрировано на базе предложенной модели гидродинамическое состояние газонасыщенного потока на экспериментальной установке. По результатам серии предварительных экспериментов выявлены основные закономерности изменения гидродинамического состояния газонасыщенного потока (рис. 1).

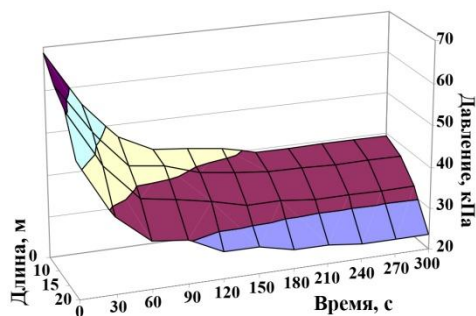


Рис. 1. Изменение давления газонасыщенного потока по длине трубопровода в зависимости от времени

Интересными представляются, с точки зрения приложений, данные [1], где показана новая приближённая модель движения газа в трубопроводах, позволяющая рассчитывать процессы нестационарного течения газа в газопроводах с учётом инерции потока. В работе [3] приводится модель, описывающая неустановившееся движение газа в трубопроводе с учетом сил инерции. Однако, несмотря на то, что данная модель является точным аналитическим решением, она достаточно сложна для оперативных расчетов. При этом потребность в методике, позволяющей решать задачи транспорта газа с достаточной точностью и быстродействием, имеется. Потери давления от преодоления инерции потока, возникают вследствие изменения массовой скорости газа в каждом сечении трубопровода во времени. Этот эффект оказывает наибольшее влияние на динамику транспорта газа в коротких трубопроводах, где потери на трение не велики.

Основные положения математического моделирования [1] сводятся к следующему: предлагается рассмотреть алгоритм модели [3] на примере решения системы дифференциальных уравнений в частных производных, описывающей нестационарное изотермическое движение газа с учетом инерции потока:

$$Cp \partial q / \partial t + \partial p^2 / \partial x = -Aq^2, \quad (1)$$

$$\partial p / \partial t + B \partial q / \partial x = 0, \quad (2)$$

где  $0 \leq x \leq L$ ;  $p$ ,  $q$  – давление и объемный расход газа;  $A$ ,  $B$ ,  $C$  – коэффициенты, зависящие от параметров газопровода;

$$A = (16\lambda z T P_0^2) / (\pi^2 D^5 g R T_0^2); \quad B = (4z T P_0) / (\pi D^2 L T_0); \quad C = (8L P_0) / (\pi D^2 g R T_0).$$

Для получения аналитического решения системы (1), (2) используют линеаризацию Чарного И.А. 1975 г. в уравнении движения (1), которая заключается в замене величины  $q/p$  ее некоторым средним значением. Тогда уравнение (1) примет вид:



$$C \partial q / 2 \partial t + \partial p / \partial x = -A a q / 2. \quad (3)$$

Для удобства исследования и обобщения решений линейаризованную систему уравнений представили в безразмерной форме и в отклонениях установившегося режима:

$$k \partial W / \partial \tau + \partial U / \partial \bar{x} + W = 0, \quad (4)$$

$$\partial W / \partial \bar{x} + \partial U / \partial \tau = 0, \quad (5)$$

где  $U(\bar{x}, \tau), W(\bar{x}, \tau)$  – безразмерные отклонения давления и расхода от стационарного значения:

$$U = p(\bar{x}, \tau) / p_{1H} - p(\bar{x}, t) / p_{1H} = p(\bar{x}, t) / p_{1H} - \sqrt{p_{0H}^2 / p_{1H}^2 - \bar{x}(p_{0H}^2 / p_{1H}^2 - 1)}, \quad W = \delta a / 2 [q(\bar{x}, t) / q(\bar{x}, 0) - 1], \quad \bar{p} = p / p_{1H},$$

$$\bar{q} = q / q_H, \quad \bar{x} = x / L, \quad \tau = 2t / La \sqrt{zTRgD / \lambda L \delta} - \text{безразмерное время}; \quad P_0(x) = \sqrt{P_{0H}^2 - (P_{0H}^2 - P_{1H}^2)x / L} -$$

начальное распределение давления в трубопроводе;  $\delta = \text{sign}(q) [(p_{0H} / p_{1H})^2 - 1]$ ;  $a = q p_{1H} / q_H p$  – параметр линейаризации.  $L, D, \lambda$  – длина, диаметр, коэффициент гидравлического сопротивления трубопровода;  $T, R, z$  – температура газа, газовая постоянная и коэффициент сжимаемости газа;  $k = 4D / \lambda L \delta a^2$  – единственный параметр в полученной системе (4), (5), он учитывает влияние на переходный процесс инерционного члена  $Cp \partial q / \partial t$  в уравнении (1). Применяв к уравнениям (4), (5) преобразование Лапласа, свели два уравнения к одному, дифференцируя второе из них по  $\bar{x}$  и результат подставляя в первое:

$$\partial^2 \bar{W}(\bar{x}, s) / \partial \bar{x}^2 - s(1 + ks) \bar{W}(\bar{x}, s) = 0, \quad (6)$$

где  $s$  – комплексная переменная (параметр преобразования Лапласа). Искомую функцию представили в виде параболической зависимости по координате:

$$\bar{W}(\bar{x}) = b_0 + b_1 \bar{x} + b_2 \bar{x}^n. \quad (7)$$

Коэффициенты  $b_i(t)$  зависят от времени и их необходимо найти из граничных условий и из уравнения (6). В (7) возможно варьирование показателем параболы  $n$  с целью повышения точности решения задачи. Удовлетворить уравнению (6) во всех точках переменной  $0 \leq x \leq l$  полиномом (7) невозможно, поэтому следует говорить о совпадении только в одной точке  $\bar{x} = \bar{x}_1$ . Качество полученной приближенной модели существенно зависит от выбора свободных параметров  $\bar{x}_1$  и  $n$ . Показатель  $n$  определяет степень «искривления» кривых распределения параметров вдоль канала, и он зависит от интенсивности их возмущений на концах трубопровода.

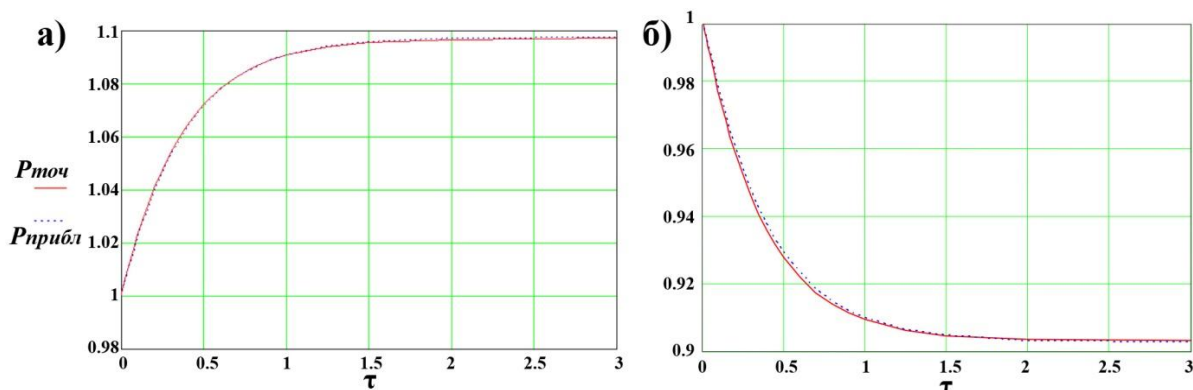


Рис. 2. Распределение безразмерного давления в зависимости от безразмерного времени на начальном а) и на конечном участке б) газопровода:  $P_{\text{точ}}$  – точное аналитическое решение;  $P_{\text{прибл}}$  – приближенное решение.

Апробацию предложенной модели проводили путем сравнения с точным аналитическим решением исходной линейаризованной системы уравнений [3]. Ниже приведены результаты сравнения давления в трубе для скачка расхода в начале газопровода  $\bar{W} 0, \tau = 0,125$  и постоянном давлении в конце трубы,  $k = 0,05, n = 2,33$  и  $\bar{x}_1 = 0,9$  (значения  $n$  и  $\bar{x}_1$  найдены перебором вариантов).

Анализ показал, что при скачке расхода в начале  $\bar{W} 0, \tau = 0,125$  и постоянном давлении в конце (рис. 2, а) максимальная ошибка 0,2 %. Для давления в конце при скачке расхода  $\bar{W} 1, \tau = 0,125$  и постоянном давлении в начале (рис. 2, б) при  $n = 1,79$  и  $\bar{x}_1 = 0,1$  максимальная ошибка не более 0,1 %. В ряде случаев допустимо пренебрегать инерционным членом в уравнении движения (1), тогда система уравнений, описывающая нестационарное изотермическое движение газа будет параболического типа, тогда как исходная – гиперболического. В заключении отметим, что краткий библиографический анализ проблем сложного сопряженного течения в

трубопроводах показывает, что для плавного движения, без резких изменений расхода и давления газа, решения параболических уравнений достаточно хорошо передают количественные закономерности. Однако при резких изменениях и скачках параметров, особенно при возникновении ударных волн, необходимо пользоваться рассматриваемой системой (1, 2). Полученная модель может быть использована как для коротких газопроводов, так и для длинных магистральных газопроводов ( $L \gg d$ ), где силы инерции будут играть заметную роль в самом начале переходного (неустановившегося) процесса.

#### Литература

1. Аствацатурьян Р.Е., Кочарян Е.В. Моделирование движения газа в газопроводах с учетом сил инерции потока // Нефтегазовое дело. – Краснодар: Изд-во КубГТУ, 2007.
2. Дудин С.М., Земенков Ю.Д. Математическое и информационное обеспечение мониторинга гидродинамических характеристик углеводородных сред в трубопроводах // Нефтегазовое дело. – Тюмень: Изд-во ТюмГНГУ, 2007.
3. Трофимов А.С., Судаков А.В., Куцев В.А., Терещенко И.В. Динамика и отклонения параметров газопроводов. – СПб., 2004. – 200 с.