

## МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТИ И ГАЗА

### КОМПОЗИТНЫЕ МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ ОГНЕЗАЩИТЫ МЕТАЛЛОКОНСТРУКЦИЙ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

**А.В. Аксенов**

Научный руководитель профессор А.П. Холмогоров

*Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия*

Освоение нефтегазовых месторождений севера Тюменской области связано с резким увеличением темпов строительства нефтегазодобывающих объектов. Одной из задач строительства в суровых климатических условиях является создание надежной огнезащиты строительных конструкций и сооружений. Это вызвано не только добычей огнеопасного сырья, но также необходимостью обеспечения надежной сохранности сооружений и оборудования в процессе их обслуживания.

Для выполнения этих задач необходимо не только совершенствовать уже имеющиеся материалы, а главным образом создавать новые эффективные огнестойкие композиты, которые обеспечивали бы противопожарную защиту сооружений и конструкций.

В условиях массового обустройства газонефтеносных районов Западной Сибири, где основой сооружения и ввода объектов является блочно–комплектное строительство, вопросы их защиты от воздействия высоких температур приобретает еще большую актуальность. С развитием блочно–комплектного метода строительства объектов наблюдается тенденция выноса значительной части сооружений и оборудования на открытые площадки. Поэтому в данных условиях особо важное значение имеет обеспечение надежности возводимых объектов в условиях возможных пожаров.

Одним из основных путей решения этой задачи является обеспечение требуемого предела огнестойкости несущим строительным конструкциям и сооружениям путем нанесения на их поверхность эффективности гидрофобных огнезащитных покрытий на основе минеральных составов.

Необходимую степень огнестойкости металлоконструкций обеспечивают различными способами: цементная штукатурка по армирующей сетке, кирпичная кладка, бетонирование, огнезащитные вспучивающиеся краски, огнезащитные составы по металлу.

Ранее, для огнезащиты стали широко применялся бетон, и хотя он не относится к числу хороших теплоизоляционных материалов, однако, учитывая его значительную массу, довольно эффективно защищает сталь от огня. Кроме того, после его затвердения, (когда происходит полная гидратация цемента) в нем присутствует 16–20 % воды. Тепло, расходуемое на испарение этого количества воды, способствует повышению эффективности огнезащитных свойств бетона. Однако при сильных пожарах интенсивное испарение воды зачастую приводит к отслаиванию и растрескиванию бетона. К преимуществам этого материала относится его надежность, сопротивляемость различным разрушающим воздействиям. Недостатками его являются значительная стоимость, высокая объемная масса и большие затраты ручного труда при производстве огнезащитных работ. Бетонирование, как способ огнезащиты стали, возможно производить при отрицательных температурах при условии применения различных антифризных добавок, тепляков, однако такой метод по сравнению с вышеуказанными недостатками, имеет и ряд других, например бетон с противоморозными добавками достигает марочной прочности при температуре твердения –15 °С через 180 суток [1].

Кроме того, многообразие применяемых в строительстве профилей металлопроката, форм строительных конструкций и типоразмеров оборудования не позволяет провести комплекс огнезащитных работ с помощью бетонирования.

В массовом строительстве бетон в качестве огнезащиты стальных конструкций к настоящему времени почти полностью вытеснен покрытиями на основе минеральных вяжущих веществ, которые наносятся набрызгом при распылении с помощью установок, и вспучивающимися огнезащитными красками. Вспучивающиеся краски наносятся механически, сравнительно небольшим слоем, в котором при воздействии температуры пламени происходит сложная реакция, превращая тонкий слой огнезащитного покрытия в толстое изоляционное покрытие.

Однако вспучивающиеся краски, обладая рядом положительных качеств (технологичность, механический способ нанесения, эстетичность) имеют недостатки: они не водостойки и не могут работать при влажности, как правило, не более 75–80 %, предел огнестойкости металлических конструкций с такими покрытиями не превышает 0,5–0,75 часа.

Вспучивающиеся краски наносятся на металл только при положительных температурах окружающей среды.

В настоящее время созданы многочисленные материалы с относительно небольшой объемной массой, которые обладают высокой огнестойкостью, удовлетворяющей требованиям строительных норм, проведено большое количество исследований по огнестойкости стальных конструкций при различных способах защиты их от огня.

В отечественной и зарубежной практике защита металлических каркасов от огня выполняется облицовкой плитным материалом, напылением теплоизоляционной смеси с увлажнением на выходе из сопла или набрызгом огнезащитной массы. Более прогрессивным способом огнезащиты стальных конструкций является нанесение огнестойкого покрытия способом напыления и набрызга.

В Японии фирмой разработан огнестойкий строительный материал на основе гипса, дисперсно армированный стекловолокном и асбестом. Объемная масса такого покрытия может регулироваться в пределах 300 – 800 кг/м<sup>3</sup> путем изменения содержания гипса.

Во Франции предложен огнезащитный состав [2], применяемый в виде мастики, раствора или облицовочного материала, обладающий хорошим сцеплением с защищаемой поверхностью при высоких температурах. Отмечена небольшая стоимость состава и простота изготовления. Основными его компонентами являются каолин и органическое

вяжущее, подвергающееся полимеризации на воздухе и становящееся после этого нерастворимым. Каолин имеет волокна длиной 0,3 – 10 мм.

Известен другой состав, разработанный также во Франции, состоящий из слюды и связующего на минеральной основе. Составы для покрытия металлов содержат 5–50 % (предпочтительно 10–40 %) слюды с размером частиц 0,1–5 мм, минеральное вяжущее типа цемента, извести, гипса, силиката щелочных металлов и около 1 % различных добавок. В случае использования цемента применяются добавки, усиливающие адгезионную способность (ПВА, виниловая или акриловая смола). В случае использования гипса применяются добавки, являющиеся носителями воздуха и добавки, тормозящие отверждение состава (фосфат или полифосфаты натрия, суперфосфат, бура, сахар, козеин и т.д.).

Оригинальное решение повышения огнестойкости строительных конструкций предложено в Канаде.

В качестве пламезамедляющих составов предложено использовать не составы, специально производимые промышленностью, а естественные руды, обогащенные руды или рудные концентраты, содержащие железяемый пламезамедляющий компонент. В этом случае при горении данного материала, содержащего соответствующую руду, происходит температурное разложение руды с выделением эффективного ингибитора, что и приводит к резкому снижению процесса горения. Рассмотрено большое количество руд, которые можно использовать в качестве компонентов для повышения огнестойкости.

В России также разработаны огнестойкие составы для защиты стальных конструкций, широко применяющиеся в строительстве. Одна из известных огнезащитных смесей включает связующее, обожженный и необожженный вспучивающийся наполнитель. С целью повышения огнестойкости, смесь дополнительно содержит необожженную гидратированную слюду фракций 0,15–1,2 мм. В качестве необожженной гидратированной слюды смесь содержит концентрат вермикулитовой руды. Введенный в огнезащитную смесь необожженный вермикулит при огневом воздействии свыше 150–200 °С начинает вспучиваться. При этом происходит интенсивное выделение воды, которая превращаясь в пар, понижает температуру у поверхности покрытия и улучшает теплофизические свойства покрытия за счет вспучивающегося вермикулита.

В отделе фосфатных материалов ЦНИИСК им. В.А.Кучеренко разработаны, исследованы и внедрены в практику строительства огнезащитные фосфатные покрытия по стальным конструкциям ОФП–ММ и ОФП–МВ, которые представляют собой теплоизолирующий слой толщиной 10–50 мм, содержащий волокнистый наполнитель (в ОФП–ММ – асбест, в ОФП–МВ – гранулированную минеральную вату), связующее – жидкое стекло и отвердитель – нефелиновый антипирен.

В отличие от описанных выше огнезащитных покрытий, наносимых способом напыления (набрызга), покрытия ОФП–ММ и ОФП–МВ характеризуются ускоренными сроками твердения, что позволяет наносить покрытие требуемой толщины за один прием.

При многих положительных характеристиках описанные огнезащитные покрытия имеют ряд отрицательных свойств, что затрудняет их использование в климатических условиях Западной Сибири, а именно: покрытия предназначены для эксплуатации внутри помещений с относительной влажностью воздуха не выше 75 %; покрытия наносятся механически на защищаемую поверхность при температуре окружающего воздуха не ниже 5 °С.

С целью расширения температурного диапазона применения огнезащитных покрытий в НИПИинжнефтегазстрое разработано покрытие, нанесение которого возможно при – 20 °С.

Покрытие состоит из асбеста, жидкого натриевого стекла, антипирена из нефелина и противоморозных добавок.

Покрытие наносится на металл за один прием толщиной от 10 до 50 мм в зависимости от требуемого предела огнестойкости конструкций.

Покрытие не токсично, характеризуется повышенной сопротивляемостью действию огня, имеет хорошие физико–механические показатели (объемная масса 300 кг/м<sup>3</sup>, предел прочности при сжатии 0,7–0,8 МПа), удовлетворительную адгезию к металлу, монолитно, виброустойчиво.

Огнезащитное асбестонефелиновое покрытие отвечает требованиям СНиП "Противопожарные нормы проектирования зданий и сооружений", обеспечивает предел огнестойкости строительных конструкций до 3 часов при толщине 50 мм, наносится при отрицательной температуре выше минус 20 °С.

Покрытие может эксплуатироваться при отрицательных температурах выше минус 50 °С, с влажностью окружающей среды до 80 %, однако данное покрытие не является атмосферостойким и не может эксплуатироваться на открытом воздухе.

В связи со сказанным выше, возникает необходимость в разработке огнестойкого покрытия с температурой нанесения минус 30 °С, обладающего стойкостью к открытому воздуху. Решение данной задачи позволит исключить факт сезонности строительства, а также повысить жаростойкие свойства металлоконструкций и сооружений.

#### Литература

1. Жаров В.В. Улучшение структуры и качества бетона с помощью новых противоморозных добавок: Дис. ... к.т.н. – М., 1987.
2. Романенков И.Г., Зигерн–Корн В.Н. Огнестойкость строительных конструкций из эффективных материалов. –М.: Изд. Стройиздат, 1984.

### **ОПТИМИЗАЦИЯ КОНСТРУКЦИЙ ГАЗОПРОВОДОВ РЕГУЛИРОВАНИЕМ И УЧЕТОМ МЕХАНИЧЕСКОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ СВАРНОГО СТЫКОВОГО СОЕДИНЕНИЯ**

**В.И. Берг**

Научный руководитель профессор В.В. Новосёлов

*Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия*

Конструкции и оборудование газовой отрасли в большинстве своем относятся к листовым конструкциям. В системе добычи и транспорта газа это сборные трубопроводы газовых промыслов,

магистральные транспортные газопроводы, технологические трубопроводы и т.д. Вышеперечисленные конструкции являются сварными, поэтому для их изготовления используют низкоуглеродистые и низколегированные стали, обладающие хорошей свариваемостью. Большинство этих сталей относится к феррито-перлитному классу.

Сварное соединение является конструктивным и технологическим концентратором напряжений. Большая часть сварных соединений конструкций газопроводов представляет собой стыковые швы. Стыковые швы при сварке всех видов являются оптимальными с точки зрения уровня концентрации напряжений, вызываемых действием внешних нагрузок.

Зона сварных соединений отличается также структурной неоднородностью, обуславливающей неоднородность механических свойств, причем наиболее резкое изменение структуры наблюдается в околошовной зоне (зона термического влияния).

Проанализировав работы ведущих Российских ученых: Бакши О.А., Вахитова А.Г., Гутмана Э.М., Зайнуллина Р.С., Шахматова М.В. и др., исследования которых посвящены влиянию механической неоднородности на прочностные и пластические характеристики базовых элементов конструкций нефтегазовой отрасли, автор пришел к выводу, что сварное стыковое соединение газопровода, возможно, сваривать без нарушения характеристик работоспособности электродами, обеспечивающими коэффициент механической

неоднородности  $k_B = \frac{\sigma_B^T}{\sigma_B^M}$  до двух и более при ограничении относительной толщины мягкой прослойки. Тем самым, повышая пластические характеристики и как следствие несущую способность такого соединения за счет образования пластических деформаций и перераспределения поля напряжений.

Влияние механической неоднородности на напряженно-деформированное состояние сварного соединения основывается на сдерживании более прочными участками деформаций менее прочных участков соединения. При поперечном деформировании сварного стыкового соединения с мягкой прослойкой рис. 1, мягкая прослойка (шов) первой вступит в пластическую деформацию, развитию которой сразу же станут препятствовать соседние участки из более прочного металла, так как они продолжают работать упруго.

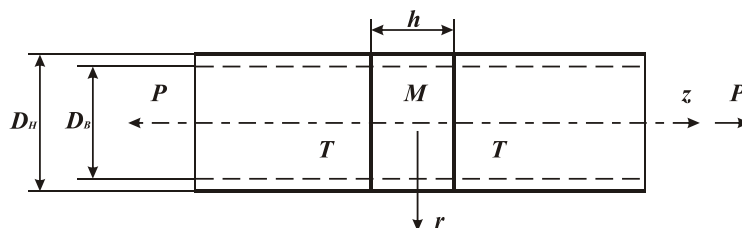


Рис. 1. Сварное стыковое соединение трубопровода содержащее мягкую прослойку

Это повышение прочности обуславливается так называемым эффектом «контактного упрочнения» мягкой прослойки, так как взаимодействие мягкого и твердого металлов происходит по контактным поверхностям.

Предельное значение средних напряжений в механически неоднородном соединении определяем по формуле:

$$\sigma_{np.} = \sigma_T^M \cdot k_x \cdot k_p, \quad (1)$$

где  $\sigma_T^M$  – прочность металла мягкой прослойки;

$k_x$  – коэффициент контактного упрочнения мягкой прослойки;

$k_p$  – коэффициент реализации контактного упрочнения.

Коэффициент контактного упрочнения для случая поперечной мягкой прослойки в растягиваемой трубе зависит от наружного диаметра трубопровода и толщины стенки и определяется по следующей формуле [1]:

$$k_x = \frac{\pi}{4} + \frac{1 + 2 \cdot \gamma}{(1 + \gamma) \cdot 3 \cdot \sqrt{3} \cdot \chi}, \quad (2)$$

где  $\gamma = 1 - \frac{\delta}{D}$  – параметр, учитывающий соотношение наружного диаметра и толщины стенки.

Из предположения о том, что контактное упрочнение может реализоваться полностью (что вполне соответствует реальному сварному соединению, подкрепленному более прочными участками зоны термического влияния), определяются значения коэффициента механической неоднородности, при которых будет соблюдаться условие равнопрочности соединения с мягкой прослойкой с уже заданным эквивалентным значением относительной толщины прослойки.

Так как коэффициент контактного упрочнения зависит от параметра  $\gamma$ , то начнем расчет с определения этого параметра по построенной автором зависимости рис. 2.

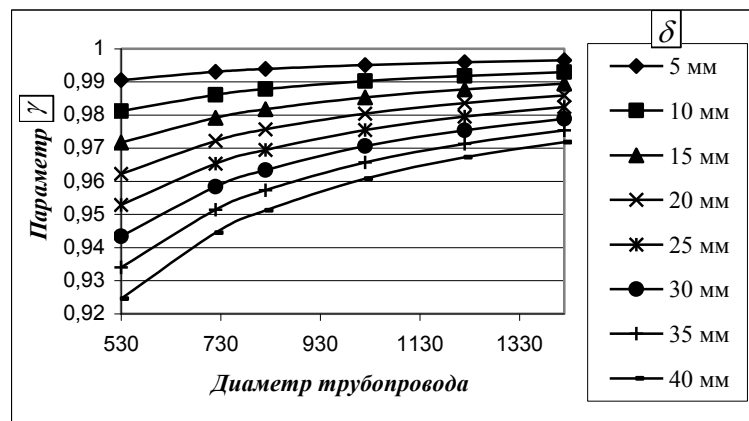


Рис. 2. К определению параметра  $\gamma$

Так как прочность сварного соединения с мягкой прослойкой не может превышать прочности основного металла, можно зная значение относительной толщины мягкой прослойки найти коэффициент механической неоднородности который будет отвечать условию равнопрочности сварного соединения с мягкой прослойкой. Коэффициент механической неоднородности определяем по формуле (2) подставляя вместо значения  $k_x$  искомое значение  $k_b$ . Зависимость коэффициента контактного упрочнения в растягиваемой трубе от относительной толщины мягкой прослойки представлена на рис. 3.

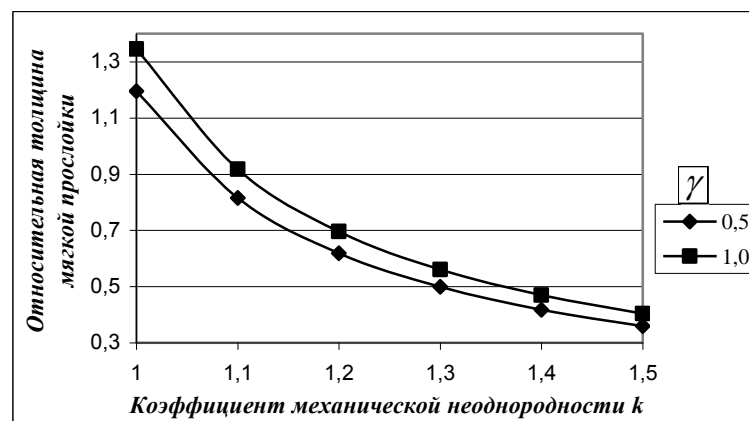


Рис. 3. Контактное упрочнение мягкой прослойки

Таким образом, регулируя геометрические параметры сварного стыкового соединения трубопровода и степень механической неоднородности данного соединения возможно создание такого сварного соединения, в котором шов будет являться мягкой прослойкой, наличие которой не только не снизит прочность самого соединения, но и может повысить его несущую способность.

## Литература

1. Вахитов А.Г. Разработка методов расчёта прогнозируемого и остаточного ресурса нефтегазового оборудования и трубопроводов механохимической коррозии и неоднородности: Дис. ... д.т.н. – Уфа, 2003 г. – 305 с.

## ГИДРОДИНАМИКА И ТЕПЛОБМЕН ВЯЗКИХ СРЕД В ТРУБОПРОВОДАХ ПЕРЕМЕННОГО ПОПЕРЕЧНОГО СЕЧЕНИЯ

М.Г. Дашкин

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

В настоящей работе численно исследуется теплообмен в трубопроводах, включающих секции переменного поперечного сечения при движении жидкостей, газов в условиях турбулентного режима течения. Анализируется тепловая и динамическая структура потока в условиях рециркуляций, отрыва течения. Достоверность расчета оценивается многочисленными сравнениями локальных и интегральных параметров течения и теплообмена с опытными данными других авторов. Анализируются механизмы процессов переноса импульса, тепла, достоинства модели турбулентности в данных условиях. Сделаны выводы о возможностях модели как базы для многопараметрических моделей переноса рейнольдсовых напряжений и турбулентных скалярных потоков.

В настоящее время в расчетах сложных сдвиговых течений с пространственной и тепловой деформацией потока в трубопроводах все большую популярность приобретают многопараметрические модели турбулентности с транспортными уравнениями для компонент полного тензора напряжений Рейнольдса и турбулентных потоков тепла и массы. Однако они сложны в реализации и нуждаются в предварительной оценке своих возможностей на ряде конкретных режимов работы технических устройств. В практике прикладных задач двухпараметрические тепловые и динамические модели турбулентности в сравнении с многопараметрическими выглядят предпочтительнее из-за широты области приложений, полноты апробаций, но не лишены трудностей в описании существенно анизотропных процессов без соответствующей модификации к конкретным условиям, например, внезапному отрыву из-за скачка площади поперечного сечения, наличия переходов. Поэтому исследования механизмов отрыва, присоединения, ламинаризации или турбулизации потока по мере его продвижения по длине трубопровода актуальны. Заметим, что в условиях течений с ламинарно-турбулентным переходом очень высока степень доверия численному алгоритму, поэтому исследованию турбулентного теплообмена должна предшествовать работа по расчету предельных устойчивых ламинарных режимов. Эти данные являются хорошим материалом для оценки эффективности подхода к описанию сложного сдвигового течения.

В связи с вышесказанным в настоящей работе поставлена цель:

- 1) адаптировать двухпараметрическую  $K-L$  – модель Г.С.Глушко к расчету течений во внутренних системах в условиях возникновения турбулентности;
- 2) изучить особенности течения, изменений турбулентной структуры в условиях развивающегося потока;
- 3) оценить влияние входных условий на интенсификацию теплообмена в трубопроводе.

**Математическая постановка.** Система дифференциальных уравнений к описанию турбулентного течения однородного инертного потока и теплообмена в трубопроводах с изотермической стенкой в отсутствии внешних сил, объемных источников тепла при переменных теплофизических свойствах рабочей среды, включающая уравнения неразрывности, осредненные уравнения Навье – Стокса (динамические уравнения Рейнольдса), энергии, в тензорной форме имеет вид [1]:

$$\frac{\partial U_j}{\partial x_j} = 0; \quad (1)$$

$$\rho U_j \frac{\partial U_i}{\partial x_i} = -\frac{\partial P}{\partial x_i} + \frac{\partial}{\partial x_j} \left[ \mu \left( \frac{\partial U_i}{\partial x_j} + \frac{\partial U_j}{\partial x_i} \right) - \rho \overline{u'_i u'_j} \right]; \quad (2)$$

$$\rho C_p U_j \frac{\partial T}{\partial x_j} = \frac{\partial}{\partial x_j} \left[ \lambda \frac{\partial T}{\partial x_j} - \rho C_p \overline{u'_j t'} \right]. \quad (3)$$

Здесь  $(-)$  – осреднение по Рейнольдсу; переменность теплофизических свойств от температуры определяется зависимостью Саттерленда [1].

**Замыкание системы определяющих уравнений.** Данную систему необходимо дополнить зависимостями, определяющими коэффициенты турбулентного обмена  $\mu_t, \lambda_t$  :

$$\mu_t / \mu = \alpha \text{Re}_t [1 - \exp(-\sigma_2 \text{Re}_t^2) + \sigma_3 \text{Re}_t^{1/2} \exp(-\sigma_1 \text{Re}_t^2)];$$

$$\text{Re}_t = \rho \sqrt{EL} / \mu;$$

$$\lambda_t = \frac{-\rho C_p \overline{u'_j t'}}{\partial T / \partial x_j}.$$

Предпочтение отдается  $K-L$  – модели турбулентности. Так как, она более экономична при построении решений и имеет вид [2, 3]:

$$\rho(u_x \frac{\partial K}{\partial x} + u_r \frac{\partial K}{\partial r}) = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} [r(\mu + b_1 \mu_t) \frac{\partial K}{\partial r}] + \mu_t (\frac{\partial u_x}{\partial r})^2 - \frac{b_2(\mu + b_1 \mu_t)}{L^2}; \quad (4)$$

$$\rho(u_x \frac{\partial L}{\partial x} + u_r \frac{\partial L}{\partial r}) = \dots$$

(5)

В

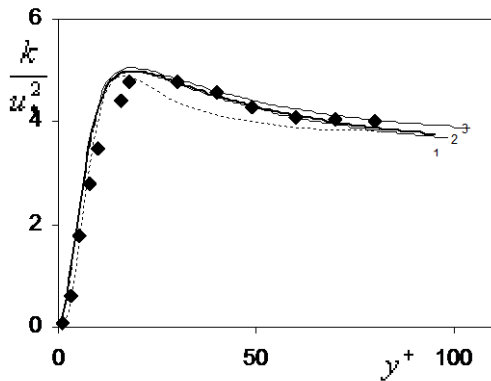


Рис. 1. Распределение безразмерной кинетической энергии турбулентности  $k/u_*^2$  в области стенки в зависимости от универсальной поперечной координаты

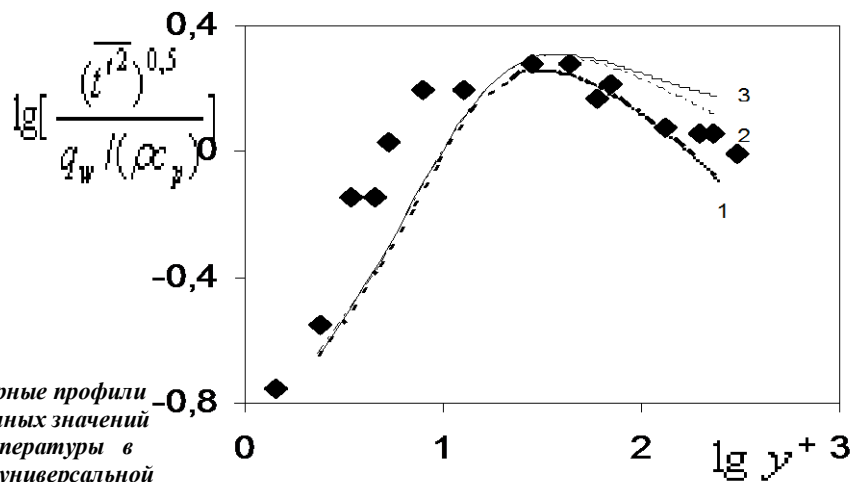


Рис. 2. Безразмерные профили среднеквадратичных значений пульсаций температуры в зависимости от универсальной координат

опред елени и турбу лентн ых тепло вых поток ов  $u'_j, t'$  испол ьзуют ся модел и, предс тавля ющие уравн ения авток оррел яций пульс аций скоро сти и темпе ратур ы [3],

имеющие структуру вида уравнений (4), (5).

Численное интегрирование уравнений (1) – (5) выполнено на неравномерных сетках с оригинальным способом нахождения поля давления, основанном на идеях Л.М. Симуни. Используется экономичные неявные конечно-разностные схемы, схемы расщепления по физическим процессам с последующим применением методов прогонки и установления. Аппроксимация производных осуществляется со вторым порядком точности относительно шагов в осевом и радиальном направлениях.

**Результаты расчета.** Численное исследование течения и теплообмена в трубах со скачком сечения выполнено в широком диапазоне изменения определяющих параметров ( $Re = 2 \cdot 10^2 \div 5 \cdot 10^5, h/R = 0 \div 0.5$ ).

Некоторые результаты расчета пульсационных параметров развивающегося потока и их сравнение с опытными данными даны на рис. 1, 2.

Данные расчета течения с уступом показывают:

1) модель вполне эффективна в оценке протяженности зоны обратных токов. В данных течениях локальная структура турбулентности в значительной степени зависит от того, что происходит в других частях потока.

2) интегральный масштаб кинетической энергии турбулентности  $L$ , уравнение интенсивности пульсаций температуры  $\bar{t}'^2$  весьма корректно в предсказании механизмов смещения турбулентности, ее вырождения и последующего восстановления по длине канала.

## Литература

1. Глушко П.С. Некоторые особенности турбулентных течений несжимаемой жидкости с поперечным сдвигом // Известия АН СССР. Механика жидкости и газа, 1971. – № 4. – С. 128–136.
2. Лойцянский Л.Г. Механика жидкости и газа. – М.: Наука, 1987. – 668 с.
3. Харламов С.Н. Математические модели течения и теплообмена во внутренних задачах динамики вязкого газа. – Томск: Изд-во Том ун-та, 1993. – 178 с.

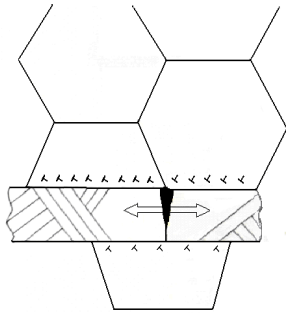
## МОДЕЛЬ СТРЕСС – КОРРОЗИОННОГО РАЗРУШЕНИЯ ПОДЗЕМНЫХ КАТОДНОЗАЩИЩАЕМЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

А.В. Жилин

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

Данные динамики аварийности показывают, что, по мере старения трубопроводного парка страны, более половины коррозионных отказов на магистральных нефтегазопроводах связано со стресс–коррозионными разрушениями. Следует отметить, что с возрастом трубопроводов число таких разрушений возрастает.

Стимулятором образования стресс–коррозионных трещин является неправильно выбранный режим катодной защиты. Для подавления скорости коррозии стенки подземного трубопровода необходимо, чтобы плотность тока катодной защиты была равна плотности предельного тока по кислороду (т.е. равнялась току коррозии), когда основной окислитель грунта – кислород, «связывается» электронами, поступающими от станции катодной защиты, а не электронами кристаллической решетки стенки трубопровода. Однако на практике значения защитных потенциалов завышают, чтобы избежать режима недозащиты при неудовлетворительном состоянии изоляции. При завышенном же режиме катодной защиты на защищаемой поверхности трубопровода протекает катодное разложение воды с образованием водорода.



**Рис. Образование «водородного надреза» в перлитных колониях**

Выделяющийся при реакции водород частично молизуется, образует пузырьки газа и уходит в коррозионную среду, а частично адсорбируется на поверхности металла и какое–то время пребывает на ней в атомарном состоянии. Некоторое количество водорода за это время успевает диффундировать в металл в виде ионов и раствориться в нем, либо относительно равномерно, «напрягая структуру», либо неравномерно, образуя локальные скопления. Ионы водорода частично выходят из пересыщенной решетки стали в межзеренное пространство, на поверхность микропустот, микротрещин, неметаллических включений или других коллекторов, захватывая с собой электрон металла, и уже в виде атома водорода попадают в неметаллическое пространство. В этой среде термодинамически неизбежно происходит молизация водорода. Если диффузия не прекращается, указанный процесс приводит к созданию в коллекторах громадных давлений, так как молекулы водорода не могут диффундировать обратно в решетку (размеры молекул водорода больше размера протона на пять порядков). Описанное явление называют поэтому «эффектом ловушки».

Исследование концентрации водорода в металле аварийно разрушенных труб показало, что количество водорода вблизи очага аварийного отказа может быть в несколько раз больше, чем в основном металле трубы далеко от места разрушения [2]. Так, например, в зоне коррозионных трещин, на расстоянии 310 мкм от поверхности концентрация водорода достигала максимального значения – 130 мг/100г. Неравномерность распределения растворенного водорода определяется распределением напряжений в металле. Водород имеет тенденцию концентрироваться в зоне максимального трехосного растяжения.

Распределение числа стресс–коррозионных дефектов в зависимости от их глубины показывает, что максимальное число стресс–коррозионных трещин имеют глубину до 1 мм. Это свидетельствует о том, что трещины зарождаются на катоднозащищаемой поверхности, т.е. в том месте, где имеется наибольшая концентрация водорода.

Известно, что коррозионное растрескивание трубопровода развивается в три этапа: 1 – зарождение микротрещины; 2 – ее развитие; 3 – механический долом.

На первом этапе под воздействием катодного наводороживания стенки трубы, образуется микротрещина. Исследованиями установлено [1], что в сталях трубного сортамента микротрещины зарождаются на границах зерен феррита с перлитными колониями. Это связано с деформациями стали на стадии изготовления при прокатке и в процессе эксплуатации от пульсаций рабочего давления, которые приводят к растрескиванию цементитных пластинок перлита.

Разрушенные цементитные пластинки становятся коллекторами для стекания сюда диффузионно–подвижного водорода, где он молизуется и где создается большое внутреннее давление. В сочетании с внешней (приложенной) растягивающей нагрузкой в такой дефектной перлитной колонии создается сложно–напряженное состояние, приводящее к образованию хрупкой микротрещины, так называемого, «водородного надреза» (рис.), пронизывающей всю перлитную полосу и выходящей в соседние ферритные зерна.

Перлитная фаза по сравнению с ферритной обладает пониженной когезионной прочностью, и в тех участках перлита, где значение эффективного напряжения  $\sigma_e$  достигает теоретической прочности на отрыв  $\sigma_p$ , будут образовываться микротрещины.

Эффективное напряжение представляет собой сумму напряжений, вызываемых давлением молизованного водорода в коллекторе и напряжений в стенке трубы, вызываемых давлением перекачиваемого продукта  $\sigma_e = \sigma_{H_2} + \sigma_{раб.}$ .

Если  $\sigma_e < \sigma_p$ , образующиеся в перлитных слоях микротрещины не могут распространяться в ферритные зерна и пластически затупляются. При  $\sigma_e > \sigma_p$  трещина выходит в феррит и дискретно подрастает. При наводороживании скорость роста надреза повышается, так как увеличивается степень напряженного состояния.

Чтобы определить интенсивность электролитического насыщения стенки трубы водородом используют специальный коррозионно-индикаторный зонд, который подключают к полярографу и определяют режим катодной защиты как отношение плотности тока катодной защиты к плотности предельного тока по кислороду.

Были получены результаты влияния режимов катодной защиты на наводороживание трубной стали, определена интенсивность наводороживания, а также рассчитано время накопления критической концентрации водорода для образования микротрещины с учетом рабочего давления в трубопроводе. Исследованиями установлено, что когда плотность тока катодной защиты превышает плотность предельного тока по кислороду в 50 и более раз, происходит интенсивное электролитическое наводороживание металла трубы.

Таблица

Влияние режимов катодной защиты на наводороживание

| Режим катодной защиты, $i_{\text{защ}} / i_{\text{пред}}$ |                             | 50  | 100    | 150   |
|---|-----------------------------|---|--------|-------|
| Увеличение давления водорода, атм/сут                     |                             | 0,02  | 0,05   | 0,07  |
| Интенсивность наводороживания, мг/100 г сут               |                             | 0,0087  | 0,0175 | 0,021 |
| $P_{\text{раб}}$ , МПа                                    | $\sigma_{\text{раб}}$ , МПа | Инкубационный период (время для накопления критической концентрации водорода), годы |        |       |
| 2   | 83                          | 87,55   | 35,02  | 25,02 |
| 2,5   | 103,75                      | 83,30   | 33,32  | 23,80 |
| 3   | 124,5                       | 79,04   | 31,62  | 22,58 |
| 3,5   | 145,25                      | 74,79   | 29,92  | 21,34 |
| 4   | 166                         | 70,54   | 28,21  | 20,15 |
| 4,5   | 186,75                      | 66,28   | 26,51  | 18,94 |
| 5   | 207,5                       | 62,03   | 24,81  | 17,72 |

При постепенном накоплении водорода в ловушке, напряжение в прилегающем к ней металле возрастает. При определенной величине давления водорода напряжение достигнет предела прочности, и металл вокруг поры разорвется в плоскости наименьшего сопротивления. Так зарождается первая, уже, макротрещина, длиной 1–3 мм.

На втором этапе происходит увеличение полости трещины за счет дальнейшего ее расклинивания перпендикулярно поверхности поступающим от катоднозащищаемой поверхности водородом и за счет механических растягивающих напряжений, увеличивающихся за счет уменьшения живого сечения стенки трубы.

На третьем этапе разрушение происходит по вязкому механизму – механический долом, образующийся в результате быстрого распространения критической трещины в виде среза под углом 45 °С к поверхности трубы, т.е. по плоскости действия максимальных касательных напряжений. Опыт исследования разрушения труб из отечественных и зарубежных сталей показывает, что очаг разрушения, от которого затем развивается магистральная трещина, формируется в основном из мелких поверхностных трещин длиной 25–35 мм. Эти трещины сливаются, образуя очаговую трещину, которая при катастрофическом разрушении переходит в магистральную трещину.

Таким образом, разработанная модель показывает, что имеется необходимость оценки существующих режимов катодной защиты с целью предотвращения стресс-коррозионного разрушения нефтегазопроводов по истечении некоторого инкубационного периода.

#### Литература

1. Изотов В.И., Поздняков В.А. Выявление и механизм образования хрупких микротрещин в феррито-перлитной трубной стали при растяжении в условиях наводороживания // ФММ. – 2001. – Т. 91. – № 5. – С. 84 – 90.
2. Матвиенко А.Ф., Балдин А.В. Коррозионное растрескивание под напряжением сталей магистральных газопроводов. Аварийные разрушения // ФММ. – 1998. – Т. 86. – № 2. – С. 139 – 146.

## ПЕРЕХОД НА ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПО СОСТОЯНИЮ

Д.С. Зайченко

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

Для определения состояния объекта, а также чтобы оценить степень приближения к неработоспособному и предельному состоянию необходимо знать совокупность признаков состояния.

Совокупность параметров, измеряемых в каждый момент времени, образует диагностический вектор  $w$ . Изучая его изменение во времени, получаем векторный процесс  $w(t)$  в диагностическом пространстве  $W$ . В нашем случае значение вектора  $w$  измеряют в определенные моменты  $t_0, t_1, \dots$ , т.е. процесс  $w(t)$  – дискретный.

Понятие качества имеет также весьма широкий смысл. Множество значений вектора  $v$ , допустимых по техническим условиям эксплуатации, образует в пространстве качества  $V$ .

Для векторов качества и признаков существуют предельные поверхность  $\Gamma$  в пространстве. В общем случае разные точки предельной поверхности соответствуют различным физическим состояниям объектов, т.е. различным отказам.

Зная распределение вектора качества  $v$ , можно будет найти вероятность безотказной работы:

$$P(t/T_k) = P\{v(\tau/T_k) \in \Omega(T_k); \tau \in (t_k; t)\},$$

где  $T_k$  – объем диагностической информации о данном объекте, накопленный на отрезке  $[t_0, t_k]$ .



Если область  $\Omega$  такова, что ее граница отвечает предельному состоянию, то формула 1 позволяет найти функцию распределения ресурса. Для повышения надежности оборудования НПС и увеличения остаточного ресурса необходимо техническое обслуживание и ремонт оборудования.

С учетом изложенного для выявления и предупреждения отказов можно выделить следующие стратегии ТОР оборудования НПС: по потребности после отказа; планово–предупредительная в зависимости от наработки; по состоянию.

Стратегия ТОР после отказа состоит в том, что оборудование НПС и их составные части ремонтируют по потребности после возникновения отказа, поломки в случайные моменты времени. Система обеспечивает почти полное использование ресурса (долговечности), отдельных деталей. Факт отказа при такой стратегии ТОР может привести к серьезным последствиям, влекущим за собой сокращение перекачки, длительный простой оборудования, ухудшению безопасности эксплуатации объекта.

Основу планово–предупредительной системы ТОР составляют регламентированные и заранее установленные сроки и объемы ремонта. Практический опыт и исследования показывают, что традиционный метод замены узлов и деталей оборудования, по отработке установленного межремонтного ресурса имеет целый ряд существенных недостатков. К ним относятся: низкий коэффициент использования деталей из-за частых снятий и выполнения неоправданно большого объема ремонтных работ; недоиспользования неоправданно большого объема ремонтных работ; недоиспользование индивидуальных ресурсов подавляющего большинства деталей; отрицательное влияние на надежность оборудования вследствие повышения интенсивности послеремонтных отказов. Кроме того, при данном методе замены не исключаются случаи внезапных отказов и требуется наличие большого обменного фонда запасных частей и значительных трудовых затрат при восстановлении работоспособности оборудования.

*Метод обслуживания оборудования по техническому состоянию.* Сущность метода заключается в проведении непрерывного или периодического контроля и измерения параметров, определяющих техническое состояние деталей, для обеспечения заданного уровня их надежности при эксплуатации и более полного использования индивидуальных ресурсов. При этом элемент подвергается замене только тогда, когда значение прогнозируемого параметра данного элемента (агрегата) приблизилась к предельному уровню. В остальных случаях эксплуатация продолжается до очередной проверки его состояния. При этом значительно сокращаются трудозатраты на обслуживание, сокращается расход дорогостоящих узлов и деталей. Принципиальная возможность и внедрение метода замены по техническому состоянию обеспечивает увеличение средней наработки деталей и узлов между заменами в 1,5–2 раза, сокращение удельных приведенных затрат на ТОР и восстановление работоспособности в 1,5 раза. Эта стратегия ремонта наиболее целесообразна для магистральных и подпорных насосных агрегатов, на долю которых приходится 90–96 % всей потребляемой электроэнергии НПС, и отказы которых могут привести к серьезным последствиям.

Стратегия ТОР по состоянию может иметь две разновидности: первая характерна для ремонта по потребности без диагностирования состояния НА, когда отклонение параметра состояния превышает предельно допустимое значение; вторая для ремонта по потребности с диагностированием состояния, когда отклонение фактического значения параметра состояния равно предельно допустимому. С учетом большой номенклатуры оборудования на НПС, отличий по начальному их техническому состоянию и наработки, разной степени их сложности, значительного числа дефектов и резервирования использование системы ТОР по техническому состоянию на базе диагностики для всего оборудования НПС экономически нецелесообразно. В связи с этим новая система ТОР по фактическому техническому состоянию должна быть смешанной: для некоторой части оборудования – по техническому состоянию на основе диагностирования, для другой – планово–предупредительная система, а для остальной – по потребности после отказа. Поэтому в основу выбора стратегии ТОР для каждого типа оборудования (при переводе всей НПС на систему ТОР по фактическому техническому состоянию) должен быть положен технико–экономический критерий.

Система технического обслуживания и ремонта по фактическому техническому состоянию требует разработки методов и средств диагностирования, обладающих большой информативностью. Такую базу технической диагностики экономически целесообразно применять в первую очередь для основного оборудования НПС – насосных агрегатов. Причем для насосных агрегатов, определяющих надежность и экономичность работы НПС, необходимо регламентировать контроль и анализ уровня вибрации, температуры, утечек, параметры напора, КПД, потребляемой мощности. На основе контроля и анализа вибрации, как наиболее информативного метода обнаружения неисправности, определяется глубина развития дефектов, причина их появления, прогнозируется ресурс работы или время работы оборудования до ремонта.

Если вибродиагностика, в первую очередь, решает задачи повышения надежности оборудования, то параметрическая диагностика насосных агрегатов способствует достижению более экономичных эксплуатационных параметров. В основу параметрической диагностики положены оценка напора, мощности и КПД насоса и агрегата в целом, определение причин, вызывающих ухудшение данных параметров, разработка и реализация мероприятий по улучшению или восстановлению напорной и энергетической характеристики насоса, определение тенденции их изменения по мере наработки.

Периодичность диагностического контроля можно устанавливать различными способами. Периодичность контролей может быть жесткой и гибкой. При жесткой системе последовательность проверок определена заранее и в процессе эксплуатации не изменяется. При гибкой системе срок очередного контроля устанавливается в ходе диагностического процесса, т.е. решение о проведении следующего контроля принимается после анализа результатов предыдущего контроля, на основании прогнозных оценок надежностных параметров с учетом наработки и фактических эксплуатационных показателей.

Анализ внедрения технического обслуживания по состоянию показывает, что системный подход при выборе и использовании средств диагностики и анализ зависимости экономических показателей эффективности эксплуатации оборудования от его технического состояния позволяют не только определить наличие конкретного вида неисправностей, но и оценить их влияние на экономические показатели эксплуатации с прогнозированием последующего их изменения, что дает возможность перейти к экономически обоснованному планированию работ по обслуживанию и выбору рациональных режимов его эксплуатации.

Перспективность данного подхода очевидна при анализе составляющих затрат, связанных с эксплуатацией оборудования, из которого следует, что основная их доля связана с потреблением энергии. А в магистральном транспорте нефти доля выплат за потребленную электроэнергию превышает 30 % эксплуатационных расходов.

Если существующая система организации ТОР по фактическому состоянию добиться, в основном, снижения затрат на приобретения оборудования, материалов, запчастей и комплектующих, и лишь частично электроэнергии, то ее дальнейшее развитие направленное на сокращение непроизводительных энергетических затрат, приведет к значительному экономическому эффекту.

Все вышеизложенное легло в основу создания общей концепции безопасной и эффективной эксплуатации оборудования. Ключевая роль в реализации концепции принадлежит технико-экономическому анализу условий эксплуатации и прогнозу функционирования оборудования, базирующимся на ряде основополагающих принципов обеспечивающих ее эффективность:

- использование методов функциональной диагностики, основанной на анализе основной и сопутствующих эксплуатационных параметров;
- определение технического состояния оборудования с требуемой глубиной диагноза, позволяющей определить причину его изменения и выхода за допустимые значения;
- оптимальное планирование объемов и периодичности обследования для реализации функций наблюдения, оценки и прогноза технико-экономических показателей эксплуатации;
- прогнозирование состояния оборудования на основе количественных показателей надежности;
- автоматизация процесса сбора данных и принятия решений, обеспечивающая объективность постановки диагноза и прогноза;
- унификация технических средств диагностики и методического обеспечения.

Конечной целью концепции является повышение эксплуатационной надежности электромеханического оборудования при минимизации затрат на эксплуатацию и техническое обслуживание, что достигается за счет оптимального планирования работ по ТОР с учетом комплексного прогноза и выработки рекомендаций по режимам эксплуатации оборудования.

Результаты внедрения позволяют оценить ее экономическую эффективность на основе анализа изменения как общих затрат, связанных с эксплуатацией основного и вспомогательного энерготехнического оборудования, так и их составляющих при различных вариантах организации ТОР. В качестве исходных данных использованы усредненные по времени затраты за год.

Величина сокращения затрат достигает не более 7 и 11 %.

С увеличением парка эксплуатируемого оборудования и объема перекачиваемой нефти эффективность предложенной концепции значительно возрастает.

## **МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ТУРБУЛЕНТНОГО ТЕЧЕНИЯ ГАЗА В ТРУБАХ**

**В.Ю. Ким, С.И. Сильвестров**

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

В данной работе представлены результаты расчета ламинарного и турбулентного теплообмена в каналах с прямоточным и закрученным движением рабочей среды (жидкости, газа). Для расчетов коэффициента молярного переноса тепла и импульса привлекаются двухпараметрические тепловая и динамическая модели турбулентности, включающие транспортные уравнения для характерных временных масштабов пульсаций скорости и температуры. Исследуются возможности моделей в предсказании пристеночных процессов сложного сдвигового неизотермического течения в широком диапазоне изменений чисел Рейнольдса, Россби. Имеется удовлетворительное согласование расчетных и опытных данных осреднённых и пульсационных параметров.

В описании сложных сдвиговых течений в устройствах, основным конструктивным элементом которых является труба, канал с завихрителем, вращающаяся секция и т.д., возникают серьезные сложности, вызванные изменениями в структуре течения и теплообмена, как в пристеночной части, так и в ядре потока. В настоящее время расчёт подобных течений осуществляют в рамках моментного подхода по двухпараметрическим тепловым и динамическим моделям турбулентности типа  $k-\varepsilon$ ,  $\overline{\theta'^2}-\varepsilon_\theta$ . В таких условиях приходится решать серьезные проблемы высокой вычислительной жёсткости моделей турбулентности из-за отсутствия естественных граничных условий на стенке для  $\varepsilon$  и  $\varepsilon_\theta$ . Относительно простым в этом отношении представляются “гибкие” модели [1, 2]: динамическая – Г.С. Глушко, Д. Уилкокса, С. Зиермана; тепловые – К. Кима, У. Нагано.

В настоящей работе, следуя идеям С. Спезиала, апробируется дифференциальная модель турбулентности, где наряду с уравнениями для  $k$  и  $\overline{\theta'^2}$  используются уравнения для временных масштабов пульсаций динамического и скалярного полей:  $\tau = k / \varepsilon$  и  $\tau_\theta = \overline{\theta'^2} / 2\varepsilon_\theta$  соответственно в предсказании развивающихся прямоточных и затухающих по длине вращающихся неизотермических течений в трубах. Так как возможности таких моделей почти не исследованы, в работе поставлены цели: 1) определить достоинства динамических и тепловых баз моделей  $k-L, k-\tau, \overline{\theta'^2}-\tau_\theta$  в расчете сложных сдвиговых течений; 2) проанализировать изменения структуры течения вращающегося потока; 3) исследовать пристеночные эффекты, механизмы стабилизации процессов переноса тепла, импульса в прямоточных и закрученных внутренних течениях; 4) оценить эффективность численного алгоритма и модели в сравнении с серией известных двухпараметрических моделей типа  $k-\varepsilon$ .

Общая система уравнений, описывающая динамику и теплообмен при ламинарном и турбулентном течениях в отсутствие действие внешних сил, объёмных источников тепла при течении в трубах, включает осреднённые уравнения Навье–Стокса, энергии, неразрывности и в тензорной форме имеет вид [4]:

$$\frac{\partial U_i}{\partial x_i} = 0; \quad (1)$$

$$\frac{DU}{Dt} = -\frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial x} + \frac{1}{\rho} \frac{\partial}{\partial x_j} \left( \mu \left( \frac{\partial U_i}{\partial x_j} + \frac{\partial U_j}{\partial x_i} \right) - \overline{\rho u_i u_j} \right); \quad (2)$$

$$\rho C_p \frac{D\Theta}{Dt} = \frac{\partial}{\partial x_j} \left( \lambda \frac{\partial \Theta}{\partial x_j} \right) - \frac{\partial}{\partial x_j} \left( \rho C_p \overline{u_j \theta} \right). \quad (3)$$

В записи системы (1) – (3) обозначения общепринятые. Для замыкания системы привлекаются следующие соотношения к определению турбулентных потоков импульса и тепла

$$-\overline{\rho u_i u_j} = \tau_{ij} = \mu_t \dot{S}_{ij} - \frac{2}{3} k \delta_{ij};$$

$$v_t = C_\mu f_\mu k \tau;$$

$$f_\mu = \left( 1 + \frac{3.45}{\sqrt{\text{Re}_t}} \right) \tanh(y^+ / 70); \quad -\rho C_p \overline{u_j \theta} = \lambda_t \frac{\partial \Theta}{\partial x_j}; a_t = C_\lambda f_\lambda k \sqrt{\tau \theta};$$

где для локальных параметров турбулентности используются следующие уравнения. Модель  $k-L$  Глушко Г.С. [2]:

$$\frac{Dk}{Dt} = \frac{\partial}{\partial x_j} \left[ \left( \nu + \frac{v_t}{\sigma_k} \right) \frac{\partial k}{\partial x_j} \right] + P - C_d \frac{k^3}{L}; \quad (4)$$

$$\rho \frac{DL}{Dt} = \frac{\partial}{\partial x_j} \left( (\mu + b_1 \mu_t) \frac{\partial L}{\partial x_j} \right) - b_2 \frac{L}{k} P + B b_3 \rho \sqrt{k} \left( 1 - \frac{L^2}{y^2} \right); \quad (5)$$

$$P = -\overline{\rho u_i u_j} \frac{\partial U_i}{\partial x_j}.$$

Модель  $k-\tau$  С. Спейзиала [3]:

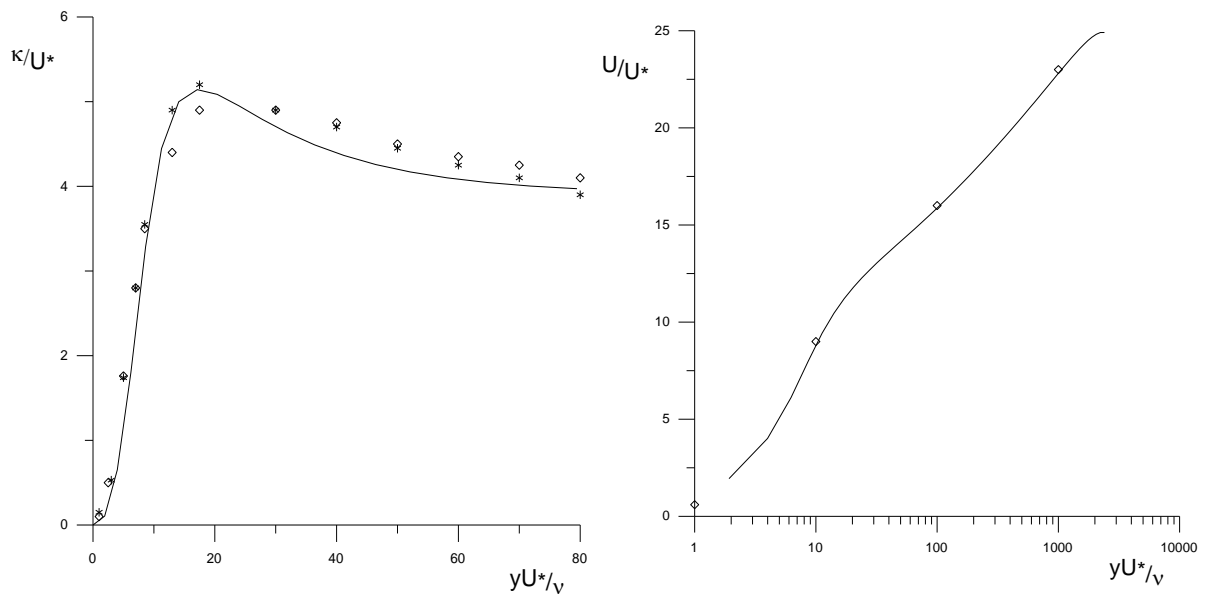
$$\frac{Dk}{Dt} = \tau_{ij} \frac{\partial U_i}{\partial x_j} - \frac{k}{\tau} + \frac{\partial}{\partial x_i} \left[ \left( \nu + \frac{v_t}{\sigma_k} \right) \frac{\partial k}{\partial x_i} \right]; \quad (6)$$

$$\begin{aligned} \frac{D\tau}{Dt} = & (1 - C_{\varepsilon 1}) \frac{\tau}{k} \tau_{ij} \frac{\partial U_i}{\partial x_j} + (C_{\varepsilon 2} f_2 - 1) + \frac{2}{k} \left( \nu + \frac{v_t}{\sigma_{\tau 1}} \right) \frac{\partial k}{\partial x_j} \frac{\partial \tau}{\partial x_j} - \frac{2}{\tau} \left( \nu + \frac{v_t}{\sigma_{\tau 2}} \right) \frac{\partial \tau}{\partial x_j} \frac{\partial \tau}{\partial x_j} + \\ & + \frac{\partial}{\partial x_j} \left[ \left( \nu + \frac{v_t}{\sigma_{\tau 2}} \right) \frac{\partial \tau}{\partial x_j} \right]. \end{aligned} \quad (7)$$

Тепловая модель турбулентности У. Нагано и К. Кима:

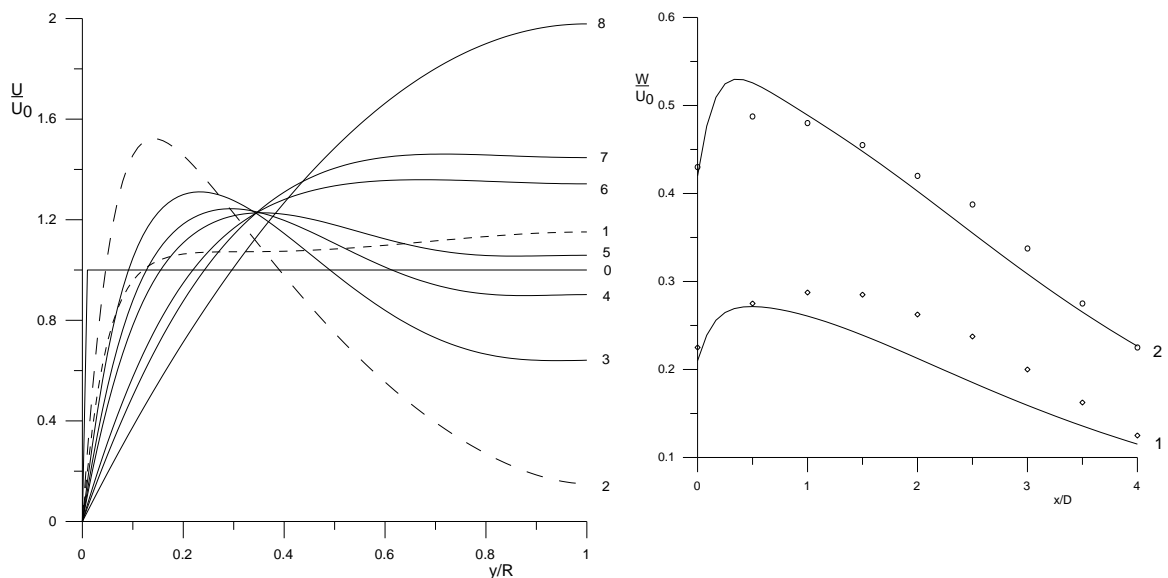
$$\begin{aligned} \frac{D\tau_\theta}{Dt} = & 2(1 - C_{d3} \frac{\tau_\theta}{\tau}) \frac{P_\theta}{\theta^2} \tau_\theta + \frac{1}{2} (f_{\theta 1} C_{d1} - 2) - C_{d4} \tau_\theta \frac{P}{k} + f_{\theta 1} C_{d2} \frac{\tau_\theta}{\tau} + \\ & + \frac{2}{\theta^2} \left( a + \frac{v_t}{\sigma_{\tau \theta 1}} \right) \frac{\partial \theta^2}{\partial x_j} \frac{\partial \tau_\theta}{\partial x_j} - \frac{2}{\tau_\theta} \left( a + \frac{v_t}{\sigma_{\tau \theta 2}} \right) \frac{\partial \tau_\theta}{\partial x_j} \frac{\partial \tau_\theta}{\partial x_j} + \frac{\partial}{\partial x_j} \left[ \left( a + \frac{v_t}{\sigma_{\tau \theta 2}} \right) \frac{\partial \tau_\theta}{\partial x_j} \right]; \end{aligned} \quad (8)$$

$$\frac{D\theta^2}{Dt} + 2\overline{u_j \theta} \frac{\partial \Theta}{\partial x_j} = \frac{\partial}{\partial x_j} \left( a \frac{\partial \theta^2}{\partial x_j} \right) + \frac{\partial}{\partial x_j} \left( \frac{v_t}{\sigma_{\theta^2}} \frac{\partial \theta^2}{\partial x_j} \right) - \frac{\theta^2}{\tau_\theta}. \quad (9)$$



**Рис. 1, 2. Распределение скорости и кинетической энергии (сравнение с опытными данными, нанесенными точками)**

Численные решения строятся с привлечением неявных конечно – разностных схем, схем расщепления по физическому пространству и пространственным переменным с последующим применением метода прогонки. Расчет поля давления осуществляется по методу Л.М. Симуни, который обобщается на случай переменного по радиусу продольного градиента давления. Алгоритм расчета по  $k - \tau$  и  $k-L$  моделям существенно превосходит по экономичности модели типа  $k - \varepsilon$ . Расчет закрученного течения и перестройка поля скорости в прямоточное показывает важность взаимодействия механизмов диффузии и конвекции. Такие течения существенно анизотропны и как показывает  $k-L$  модель, в области до 30–40 диаметров модель вполне адекватна реальному процессу, что подтверждают опытные данные.



**Рис. 3, 4. Распределение осевой компоненты скорости при разных числах  $Ro$**

#### Литература

1. Бубенчиков А.М., Клевцова А.В., Харламов С.Н. Закрученный поток проводящей жидкости в узких трубах при наличии магнитного поля // ММ. 2004. Т. 16. № 3. С. 109 –122.
2. Бубенчиков А.М., Комаровский Л.В., Харламов С.Н. Математические модели течения и теплообмена во внутренних задачах динамики вязкого газа / Томск: Изд-во ТГУ, 1993. С. 182
3. Курбацкий А.Ф. Уравнение переноса для масштаба времени турбулентного скалярного поля // ТВТ. 1999. Т. 37. № 4. С. 589–594.
4. Лойцянский Л.Г. Механика жидкости и газа. М.: Наука, 1987. 840 с.

# СОСТОЯНИЯ И СОБЫТИЯ, ХАРАКТЕРИЗУЮЩИЕ НАДЕЖНОСТЬ ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ

С.В. Костин

Научный руководитель профессор В.А. Иванов

*Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия*

Увеличение протяженности магистральных трубопроводов вызывает рост требований к их надежности, представляющей собой комплексную характеристику, включающую конструктивные и функциональные параметры. Надежность – это свойство объекта сохранять способность выполнять заданные функции в установленных пределах. Для оценки надежности с позиций системного подхода необходимы сведения о [1]:

- конструкции подземного трубопровода, характеризующие геометрические параметры и прочностные свойства стальной оболочки;
- технологических параметрах и природно–климатических условиях транспорта продукта по магистрали;
- технологических процессах, характеризующих функционирование наземных объектов трубопроводного транспорта.

То есть для оценки необходимо выявить уровень работоспособности объекта и уровень функционирования. Уровень работоспособности определяется перечнем и объемом функций, которые объект способен выполнять, а уровень функционирования – перечнем и объемом функций, которые он выполняет. Относительный уровень функционирования характеризует степень выполнения объектом заданных функций в данный момент или на данном интервале и определяется как отношение уровня функционирования к его требуемому значению. Соответственно диагностирование технического состояния объектов трубопроводного транспорта предполагает определение их ресурса путем сравнения текущих параметров, найденных средствами контроля в предпусковой период и в период эксплуатации, с закономерностями развития процесса старения и разрушения металла труб в конкретных условиях.

Согласно [2] работоспособное состояние – состояние объекта, при котором он способен выполнять все или часть заданных функций в полном или частичном объеме. Работоспособное состояние образуется полностью работоспособным и частично работоспособным состоянием. Полностью работоспособное состояние объекта – состояние, при котором он способен выполнять все заданные функции в полном объеме, частично работоспособное состояние объекта – при котором он способен выполнить часть заданных функций в полном или частичном объеме или все заданные функции, но при этом хотя бы одну из них в частичном объеме. Неработоспособным является состояние, в котором объект не способен выполнять все заданные функции. Для характеристики выполнения заданных функций в заданном объеме выделяются состояния, характеризующие различными относительными уровнями функционирования: полностью рабочее состояние, частично рабочее состояние, образующие в совокупности рабочее состояние, резервное и нерабочее состояние.

Необходимый уровень функционирования трубопровода обеспечивается на этапах производства труб, при строительстве и эксплуатации. Однако, уже на этих этапах, особенно при длительной эксплуатации, неизбежно возникает вероятность дефекта, приводящие к нарушению технологического режима эксплуатации или к полной остановке перекачки продукта по магистрали. Проектный режим эксплуатации осуществляется по достижению определённого уровня накопления дефектов – исчерпанию ресурса, который, однако, может не соответствовать заданному запасу и привести к преждевременному отказу (неправильной работе) трубопровода. Отказ – событие заключающееся в полной или частичной утрате объектом работоспособности. Отказы работоспособности и функционирования могут быть полными и частичными. Они переводят систему или объект из полностью работоспособного или рабочего состояния соответственно в частично или полностью неработоспособное и нерабочее состояние.

Рабочее состояние системы трубопровода характеризуется также ремонтным, аварийным и послеаварийным режимами.

Если часть элементов системы находится в состоянии планово–предупредительного или аварийного ремонта, система характеризуется ремонтным режимом, который может быть как нормальным, так и утяжеленным. Например, в тех случаях, когда планово–предупредительный ремонт проводят за счет специально выделяемого времени, не учитывающегося при планировании перекачки. Ремонтный режим классифицируется как нормальный. Однако из–за высокой загрузки и значительной взаимной зависимости режимов отдельных трубопроводов плановое выделение ремонтных окон соблюдается редко, а время, необходимое для аварийных ремонтов, в плановых расчетах в настоящее время не учитывается, поэтому чаще всего ремонтный режим является утяжеленным.

С момента отказа элемента системы до момента локализации отказа и ввода в работу резерва в системе существует аварийный режим. При отказе линейной части магистрального трубопровода действие по его перекрытию, по перераспределению потоков продукта, задействованию запасов и свободной емкости в резервуарном парке соответствует аварийному режиму.

Авария – событие, заключающееся в переходе объекта с одного уровня работоспособности или относительного уровня функционирования на другой, существенно более низкий, с крупным нарушением работы объекта. Авария может привести к частичному или полному разрушению объекта, массовому нарушению питания потребителей, созданию опасных условий для человека и окружающей среды [2].

С момента локализации отказа и до момента установления заданного или утяжеленного нормального режима система находится в послеаварийном режиме.

Очевидно, в зависимости от тяжести отказа возможны варианты соответствия послеаварийного режима рабочему и нерабочему состояниям.

Таким образом, необходима своевременная диагностика по локализации и устранению дефектов трубопроводов, для которых важна непрерывность их функционирования с заданными или требуемыми показателями надежности.

Для ремонтируемых объектов, к которым относятся магистральные трубопроводы, необходимо осуществлять точное указание поврежденных участков трассы и характер дефекта. Для ремонтируемых резервированных объектов

необходимо обнаружение и поиск как существенных, так и «несущественных» дефектов, с тем чтобы исключить процесс накопления дефектов и потери защитных функций резерва.

Совокупность принципов, методов и средств обнаружения и поиска дефектов при сооружении и эксплуатации составляет основу диагностического аспекта надежности. В рамках диагностического аспекта должны решаться задачи определения технического состояния трубопроводов, т. е. организации их проверки исправности, работоспособности, правильности функционирования и поиска дефектов [1].

Диагностическое обеспечение, как и все другие мероприятия по повышению надежности, должно закладываться на стадии проектирования трубопровода, обеспечиваться на стадии производства и поддерживаться на стадии эксплуатации. Ответственность за диагностическое обеспечение несет разработчик объекта, однако это требование далеко не всегда выполняется, в результате чего подземные трубопроводы оказываются плохо приспособленными к диагностированию их технического состояния, а изготовители и эксплуатационники вынуждены заниматься разработкой и созданием малоэффективных средств «приставной диагностики», не всегда обеспечивающих полную обнаружения дефектов и должную глубину их поиска.

Идеальная полнота обнаружения и глубина поиска дефектов таких сложных объектов не всегда достижимы (либо принципиально из-за невозможности получения необходимой информации, либо по технико-экономическим соображениям).

Однако особенно нежелательна бесконтрольная неполнота обнаружения дефектов, когда неизвестно, какие возможные (или хотя бы вероятные) дефекты не обнаруживаются.

Неполнота обнаружения дефектов при проверке исправности (после сооружения или ремонта трубопровода) или при проверке его работоспособности (при профилактике) эквивалентна фактическому снижению показателей безотказности (в частности, вероятности безотказной работы), долговечности (ресурса) и сохраняемости. Если указанная неполнота учитывается при расчетах показателей надежности, то полученные значения последних будут реальными (в пределах достоверности исходных данных и точности используемых методов расчета).

Кроме того, следствием неполноты обнаружения дефектов (при любой проверке – исправности, работоспособности или правильности функционирования) может быть своевременно не обнаруженная неправильная работа трубопровода в процессе его эксплуатации, что, в свою очередь, может привести к серьезным последствиям.

Главными показателями качества систем диагностирования являются гарантируемые ими полнота обнаружения и глубина поиска дефектов. На глубину поиска дефектов влияют не только конструктивное исполнение линейной части трубопровода, его структура и заданное время восстановления, но и состав запасных частей для ремонта.

Для правильной организации системы диагностики такие основные исходные данные, как состав обнаруживаемых дефектов и глубина их поиска, должны быть заданы не «в среднем», а в виде совершенно конкретных перечней дефектов и сменных составных, частей линейной части магистральных трубопроводов. Общеизвестным является наличие принципиальной и взаимного влияния показателей надежности трубопроводов, с одной стороны, и характеристик их систем диагностирования, с другой.

Итогом почти тридцатилетней практики обеспечения безотказности линейной части стала развитая система мер, включающих проектирование, строительство и эксплуатацию. Главный результат – достаточно быстрое выявление и ликвидация причин систематических отказов, составляющих значительную долю всех повреждений.

Некоторые из таких отказов достаточно характерны для определенного периода развития трубопроводов, их появление и последующие мероприятия по предупреждению указывают на почти непреходящую новизну факторов, связанную с постоянным обновлением условий работы трубопроводов, что фактически обуславливает случайный характер «систематических» отказов и требует включения их в базу данных любого исследования надежности системы.

Рассмотренные состояния и события показывают, насколько многообразными являются условия возникновения отказов, которые в данных условиях проявления носят отнюдь не случайный характер. Это создает определенную неуверенность при использовании статистических выводов. Тем не менее, сами условия проявления новых видов отказов и последующие эксплуатационные мероприятия по их предотвращению носят достаточно случайный характер. Это подтверждается относительной устойчивостью статистики безотказности трубопроводов, что связано с некоторым «равновесием» между проявлением новых условий возникновения отказов и системой обеспечения надежности на действующих нефтепроводах.

#### Литература

1. Надёжность и работоспособность конструкций магистральных нефтепроводов Иванов В.А., Лысяный К.К. – СПб.: Наука, 2003. – 320 с.: ил.
2. Эксплуатационная надёжность магистральных нефтепроводов Черняев Э.М., Ясин В.Х., Галюк И.И., Райхер И.И. – М.: Недра, 1992. – 264 с.: ил.

### **СПОСОБЫ РЕКУЛЬТИВАЦИИ НЕФТЕЗАГРЯЗНЕННЫХ ЗЕМЕЛЬ**

**А.С. Кремис**

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

Трубопроводные магистрали по грузообороту занимают второе место после железных дорог. Нефть и нефтепродукты помимо внутренних потребителей поставляются по трубопроводам в 25 стран СНГ и Европы. Трубопроводные системы уже в настоящее время покрывают 35 % территории страны, на которой проживает 60 % населения. В последние годы на трубопроводах имели место аварии и катастрофы. По данным Минэнерго только в 1999 г на нефтяных и газовых трубопроводах произошло 26371 порывов, т.е. в среднем 73,2 порыва в сутки. Основные фонды трубопроводного транспорта, как и вся техносфера, стареют, что неизбежно приближает кризисные явления. Нефтепроводы со сроком 20 лет составляют 73 % от общей протяженности. В настоящее время уровень аварий на магистральных нефтепроводах составляет 0,04 на 1000 км/год [2]. Это лучше, чем средневропейский уровень, однако,

по–прежнему остается актуальным вопрос по восстановлению оборудования, пострадавшего в результате аварий, по ликвидации последствий аварийных разливов нефти и, следовательно, по восстановлению нефтезагрязненных земель.

Наибольшее воздействие на окружающую среду оказываются при аварийных ситуациях на трубопроводах в результате нарушения их герметичности – разрыва трубы. Почва, благодаря своей огромной адсорбирующей способности аккумулирует нефтезагрязнения в больших количествах, что приводит к всесторонней деградации ландшафта [3]. Следовательно, аварии на трубопроводах оказывают серьезный экологический ущерб окружающей среде и влекут за собой значительные экономические затраты, связанные с потерей перекачиваемого продукта и работами по восстановлению поврежденных территорий.

При проектировании предлагаются различные способы очистки территорий от нефтезагрязнений. Существующие методы очистки территорий от нефтезагрязнений можно разделить на несколько групп [3]:

- Термические методы утилизации (сжигание).
- Физико–химические методы.
- Биохимические методы (окислительное разложение углеводов с помощью определенных культур микроорганизмов).
- Физико–механические методы.
- Химические методы обработки нефтесодержащих отходов.

Еще до недавнего времени самый способ восстановления почв заключался в сжигании и захоронении грунта. Метод сжигания до сих пор применяется в некоторых штатах США при авариях как на суше, так и на воде. Не смотря на простоту и экономичность, данный метод характеризуется рядом существенных недостатков: сжигание разлитой нефти не обеспечивает полной утилизации загрязнений, нередко приводит к повреждению почвенного покрова [1]. Кроме того, метод сжигания может проводиться только при определенных климатических условиях (скорость ветра, уровень воды, время года и т.д.). В условиях Сибири применение данного метода нецелесообразно в связи с возникновением угрозы возгорания торфяников, что не обеспечивает достаточного уровня безопасности проведения рекультивационных работ.

В настоящее время, на месте загрязнения нефтяными продуктами используют технологии аэрации, которые предусматривают прокачку воздуха через почву и грунтовые воды для ускорения для ускорения улетучивания углеводов. Методы очистки включают насыщение воздухом, биологический метод с использованием углеводородокисляющих организмов, биоventилиацию, двухфазную экстракцию, горизонтальное бурение.

Насыщение воздухом предусматривает управляемое нагнетание воздуха в загрязненные зоны, которые заранее были недоступны для движения воздуха. В этом случае, в зоне образуется многочисленные струи воздуха быстро, что способствует быстрому улетучиванию углеводород. Но, для эффективной прокачки воздуха система должна проектироваться с учетом конкретного места аварии. Это дополнительная затрата времени, что недопустимо при проведении восстановительных работ.

Биологический метод с использованием углеводородокисляющих организмов подразделяется на стимуляцию естественной нефтеокисляющей микрофлоры, путем создания оптимальных условий для ее развития – это внесение азотных, фосфорных удобрений, биоактивных добавок, биоventилиация и введение в загрязненную экосистему углеводородокисляющих микроорганизмов.

Метод биоventилиации заключается в воздействии на загрязненную почву уменьшенным объемом воздуха, достаточным для стимулирования биовосстановления, но недостаточным для образования побочных газов. Но, для эффективной биоventилиации почвы может потребоваться до 6 – 10 лет.

Двухфазная экстракция заключается в том, что в некоторых случаях движения воздуха через поры грунта может создаваться при помощи специально сконструированных насосов, которые проталкивает одновременно воздух и воду. Этот метод эффективно обезвоживает и проветривает почву. Но степень эффективности данного метода не такая высокая, как при других воздушных обработках.

Горизонтальное бурение, используемое в разведочном и эксплуатационном бурении, может применяться в целях защиты и восстановления окружающей среды. При использовании этой технологии и передовых передовых методов очистки, одна горизонтальная скважина, пронизывающая вытянутый султан загрязнений, может заменить серию отдельных вертикальных скважин. Метод горизонтального бурения может быть неоптимальным и при определении загрязненности соседних территорий без нарушения целостности поверхности почвы, что является немаловажным фактором в вопросах окружающей среды.

Экологическая политика ОАО «АК «Транснефть» находит прямое отражение в соответствующих нормативах и регламентах, которые имеют ограниченный срок действия и постоянно совершенствуются в сторону ужесточения, что является стимулом углубления научно–технического подхода [4]. Правильные решения, принятые в процессе реагирования на порыв трубопровода, должны решать проблему не только оперативной ликвидации разлива нефти и нефтепродуктов, но проблему долгосрочного загрязнения почвы и грунтовых вод. Важнейшим элементом решения существующих экологических проблем при разливах нефти является разработка эффективных и экономически приемлемых природоохранных технологий. При ликвидации последствий разливов нефти одним из наиболее реальных подходов является использование природных механизмов защиты и восстановления окружающей среды. На мой взгляд, для ликвидации последствий локальных нефтезагрязнений наиболее эффективно применение физико–механического способа в сочетании с использованием препаратов, действие которых направлено на активизацию естественных защитных и восстановительных механизмов окружающей среды.

## Литература

1. Дэвид Е. Фритц Ликвидация разливов нефти на суше путем сжигания// Нефтегазовые технологии, 1997. – № 5, С. 35 – 36.
2. Иванцов О.М., Сенькин Н.Г. и др. Безопасность трубопроводного транспорта нефти и природного газа// Защита окружающей среды в нефтегазовом деле, 2001. – № 11 – 12, С. 27 – 29.
3. Павлов П.В., Соколова А.В. Проектные решения по рекультивации нефтезагрязнений // Нефтегазовые технологии, 2002. – № 7, С. 66 – 67.
4. БТС – 60: экологический аспект// Трубопроводный транспорт нефти, 2006. – № 2, С. 23 – 25.

## ОЦЕНКА ПОТЕРЬ ПРИ АВАРИЯХ НА НЕФТЕГАЗОПРОВОДАХ

И.В. Левин

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

Обеспечение экологической безопасности является неотъемлемым условием деятельности системы трубопроводного транспорта нефти. Основные принципы процесса транспортировки нефти осуществляются в соответствии с принятыми международными и национальными требованиями в области экологической безопасности [3, 7]. Все это требует от нефтяных компаний повышенного внимания к проблеме предотвращения аварий и минимизации экологического вреда, наносимого ими. Одним из мотивов для подобного поведения нефтяных организаций является рост убытков от аварий и ужесточение природоохранного законодательства. Поэтому своевременная и точная оценка потерь является актуальной и требует детального и системного подхода.

В настоящее время на территории Российской Федерации эксплуатируется около 50 тыс. километров магистральных нефтепроводов и 200 тыс. километров магистральных газопроводов большого диаметра, способных транспортировать 600 млн. тонн нефти и 800 млрд м<sup>3</sup> газа. В эксплуатации находится более 40 тысяч вертикальных и горизонтальных цилиндрических резервуаров емкостью от 100 до 50000 м<sup>3</sup> для хранения нефти, нефтепродуктов и агрессивных химических веществ. Подавляющее большинство объектов магистральных трубопроводов относятся к категории повышенной опасности. Представляют опасность не только транспортировка, но и хранение нефти и нефтепродуктов, поэтому все резервуары оборудуются системами пожаротушения.

Потери нефти и нефтепродуктов имеют место на линейной части магистральных трубопроводов, а также на площадках перекачивающих станций и резервуарных парках. Данные потери требуют учета и анализа. Потери углеводородных жидкостей на линейной части магистральных трубопроводов возникают вследствие испарения через неплотности запорной арматуры, утечек через вантузы и сальниковые уплотнения задвижек, истечения через свищи, разливы при авариях. Источниками потерь нефти и нефтепродуктов на площадках и перекачивающих станциях являются узлы пуска приемки скребка, камеры фильтров, технологическая обвязка, задвижки, уплотнения насосов, а также резервуары.

Основной причиной образования свищей является коррозия. Значительная часть повреждений обусловлена невыполнением при строительстве требований строительных норм и правил, а также нарушением правил технической эксплуатации магистральных трубопроводов. Их повреждения классифицируют по следующим группам:

- сквозные локальные повреждения на малой площади (свищи);
- разрывы монтажных кольцевых стыков;
- повреждение заводских сварных швов труб;
- разрывы труб по основному металлу.

Расчеты показывают, что через свищ площадью 1 мм<sup>2</sup> из трубопровода с внутренним давлением 3 МПа за 6,5 часов вытекает около 1 т нефти или нефтепродукта. Учитывая, что свищи довольно трудно обнаружить, легко прийти к выводу, что общие потери продукта через свищи могут быть весьма значительны.

При разрывах труб расход вытекающей жидкости значительно выше, чем через свищи. Известны случаи, когда при возникновении такого повреждения давление на насосной станции падало практически до нуля, то есть почти вся закачиваемая в трубопровод жидкость уходила через разрыв трубы в окружающую среду.

Ущерб от аварии на опасных производственных объектах выражается формулой

$$П_A = П_{ПП} + П_{ЛА} + П_{СЭ} + П_{НВ} + П_{ЭКОЛ} + П_{ТР} [4, 5],$$

где  $П_A$  – полный ущерб от аварии, руб.;

$П_{ПП}$  – прямые потери организации – владельца опасного производственного объекта;

$П_{ЛА}$  – затраты на локализацию (ликвидацию) и расследование аварии;

$П_{СЭ}$  – социально-экономические потери (затраты, понесенные вследствие гибели и травматизма людей);

$П_{НВ}$  – косвенный ущерб;

$П_{ЭКОЛ}$  – экологический ущерб;

$П$  – потери трудовых ресурсов в результате гибели людей или потери ими трудоспособности.

Проведенный литературный анализ позволил графически представить распределение по годам аварий в период с 1985 по 2000 годы; согласно графика на рис. в период с 1985 по 2000 год количество аварий на опасных объектах в нефтяной и газовой промышленности менялось в пределах от 51 – 1986 год до 13 в 1998. При этом можно выделить три периода роста аварийности 1986–1987, 1990–1991, 1995 [1, 2, 8].

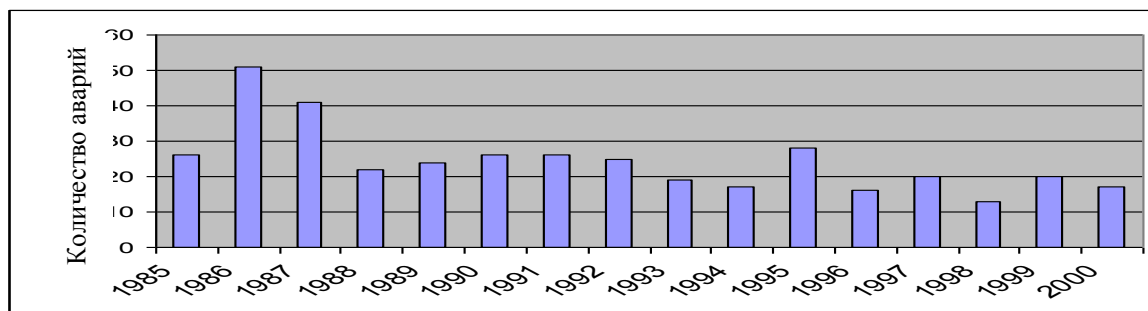


Рис. Распределение аварий по годам



Обобщение данных [1, 2, 7, 8] позволило разделить масштабы потерь нефти (нефтепродуктов) и количество утечек по группам. Согласно данным таблицы большая часть утечек (по объему разлитой нефти) связана с посторонним вмешательством (до 59,7 % в 1998 году) и с коррозией (до 49,8 % в 1999 год). Наименьшее влияние на аварийность оказывают форс-мажорные обстоятельства (природные опасности) и ошибки эксплуатации. При этом среднегодовая вероятность аварий на объектах нефтедобычи составляет 0,00004, газодобычи – 0,0005. По данным [8] в России ежегодно происходит порядка 80 тысяч аварий на трубопроводах в результате которых теряется более 1 % добытой нефти.

Для предотвращения возникновения повреждений трубопровода нормами проектирования и правилами технической эксплуатации предусмотрены:

- применение противокоррозионной изоляции и активных средств защиты от коррозии;
- защита трубопроводов от перегрузок по давлению;
- их закрепление на проектных отметках с целью предотвращения возникновения чрезмерных напряжений в теле трубы;
- тщательный контроль за технологическим режимом перекачки, в том числе за максимальным давлением на выходе НПС; минимальным давлением на приеме насосов; наибольшей и наименьшей температурой жидкости, закачиваемой в трубопровод; временем остановки трубопровода при перекачке подогретой нефти;
- сохранение постоянства рабочего давления, избегая значительных колебаний, особенно остановок перекачки и полного сброса давления, с целью повышения долговечности трубопроводов и уменьшения усталостных повреждений;
- профилактическое обслуживание магистральных трубопроводов [ СНиП III–42–80].

Таблица

Сведения об утечках нефти на магистральных трубопроводах Западной Европы

| Причины утечек            | Объем разлитой нефти, м <sup>3</sup> /число утечек по годам |         |       |         |       |           |
|---------------------------|---|---------|-------|---------|-------|-----------|
|                           | 1998  | 1999    | 2000  | 2001    | 2002  | 1998–2002 |
| Механические повреждения  | 10/1  | 184/4   | –     | 552/7   | 241/2 | 987/14    |
| Ошибки эксплуатации       | –   | –       | 357/2 | –       | 275/1 | 632/3     |
| Коррозия                  | 166/3   | 665/3   | 325/1 | 215/4   | 213/2 | 1584/13   |
| Природные опасности       | 305/1   | –       | –     | –       | –     | 305/1     |
| Постороннее вмешательство | 712/6   | 1335/6  | 225/1 | 579/3   | 75/2  | 2926/18   |
| Всего                     | 1193/11   | 2184/13 | 907/4 | 1346/14 | 804/7 | 6434/19   |
| Собрано нефти             | 441   | 893     | 376   | 444     | 374   | 2528      |
| Остались несобранными     | 752   | 1291    | 531   | 902     | 430   | 3906      |

Для уменьшения потерь нефти и нефтепродуктов при авариях нормами проектирования предусмотрена установка линейных задвижек не реже чем через 30 км (чтобы ограничить протяженность опорожняемых участков); строительство защитных сооружений, ограничивающих растекание нефти (нефтепродуктов) при авариях; установка резервуаров на НПС для самотечного опорожнения в них поврежденных участков [СНиП III–42–80].

Из вышесказанного следует, что в настоящее время проблеме максимально точной оценки потерь при авариях на трубопроводе, их прогнозированию уделяется большое внимание. Так как большинство расчетов ведется по разработкам добывающих и транспортных компаний, не обеспечивающих в полной мере объективной оценки уровня затрат, предприятия нефтегазового комплекса выделяют подобные разработки в область приоритетных задач.

#### Литература

1. Анализ аварий и несчастных случаев в нефтегазовом комплексе России: Учебное пособие / Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина; Госгортехнадзор России; Под ред. Б. Е. Прусенко; В. Ф. Мартынюка. — М.: Анализ опасностей, 2002. — 309 с.
2. Аварии и катастрофы; Предупреждение и ликвидация последствий: Учебное пособие / Под ред. К. Е. Кочеткова и др. — М.: Изд-во АСВ, 1995.
3. ГОСТ 17.0.0.01–76(2000) (СТ СЭВ 1364–78) «Система стандартов в области охраны природы и улучшения использования природных ресурсов».
4. Методические указания по определению технологических потерь нефти на предприятиях нефтяных компаний Российской Федерации РД 153–39–019–97.
5. Методические указания по оценке аварий на опасных производственных объектах. Нормативные документы межотраслевого применения по вопросам промышленной безопасности и охране недр. Серия 03, выпуск 19. Изд. Госгортехнадзора России.
6. СНиП III–42–80 «Магистральные трубопроводы».
7. Правила охраны окружающей среды при сборе, подготовке и транспорте нефти РД 39–0147098–005–88.
8. Ханухов Х.М. Обеспечение экологической безопасности при эксплуатации резервуаров для нефти и нефтепродуктов // Транспорт и хранение нефтепродуктов. — 2005. — № 10.
9. Шаммазов, Айрат Мингазович. Основы трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов: учебное пособие / А. М. Шаммазов, А. А. Коршак, К. Р. Ахмадуллин; Уфимский государственный нефтяной технический университет. — Уфа: Изд-во УГНТУ, 2000. — 158 с.

# ВИБРОДИАГНОСТИЧЕСКИЙ МЕТОД КОНТРОЛЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ НАСОСОВ

М.А. Лобов

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

Вибродиагностический метод контроля технического состояния машин (вибродиагностика) является одним из информативных и доступных методов диагностики. Применительно к оборудованию НПС вибродиагностика позволяет контролировать техническое состояние магистральных и подпорных насосных агрегатов в режиме постоянного слежения за уровнем вибрации. Широкое развитие вибродиагностики объясняется следующими факторами:

– доступностью установки датчиков вибрации на магистральных и подпорных насосных агрегатах, малыми габаритами и массой датчиков;

– возможностью осуществления постоянного автоматизированного контроля за техническим состоянием объекта путем непрерывного измерения и оценки вибрации, а в случае ее достижения предельных величин осуществлять «защиту» объекта путем подачи сигнала на аварийную остановку машины;

– большой информативностью параметров вибрации, позволяющей идентифицировать гидромеханические, механические и магнитно–электрические источники колебаний и распознавать многие неисправности;

– возможностью контролировать качество монтажа и ремонта оборудования.

В качестве измеряемого и нормируемого параметра вибрации устанавливается среднее квадратическое значение (СКЗ) виброскорости в рабочей полосе частот 10–1000 Гц.

По виду исполнения виброизмерительную аппаратуру можно разделить на:

1) Стационарную (оперативную).

2) Портативную (для контроля вибрации вспомогательных насосов, для получения дополнительной информации при вибродиагностике, а так же на период отсутствия стационарно установленных средств измерения и контроля вибрации).

3) Передвижные лаборатории (включают в себя весь спектр услуг от определения причины вибрации и диагностирования до устранения причин, вызывающих вибрацию)

Существует несколько систем виброконтроля:

1) Система основанная на измерении общего уровня вибрации:

- периодическая;
- текущая.

2) Однопараметрическая – контроль по одному параметру:

- спектральная составляющая;
- фазовая составляющая;
- построение тренда.

3) Многопараметрическая (включает в себя контроль НА сразу по нескольким параметрам):

- вибрация;
- температура;
- давление;
- шум.

Наиболее оптимальной системой контроля и диагностики НА является многопараметрическая система, так как она обладает большей информативностью и наиболее полно отражает техническое состояние агрегата, что в свою очередь позволяет повысить точность диагностирования и прогнозирования.

В настоящее время на НПС используют системы, контролирующие общий уровень вибрации НА оперативным способом. Для этого на каждой подшипниковой опоре основного и горизонтального подпорного насосов устанавливаются датчики контрольно–сигнальной виброаппаратуры. При оперативном контроле выполняется постоянное слежение за уровнем вибрации насосного агрегата в данный момент времени и в динамике, с возможностью ручной, автоматизированной или смешанной регистрацией информации о величине вибрации. Нормы вибрации магистральных и подпорных насосов для номинальных режимов работы указаны в таблице.

Таблица

Нормы вибрации магистральных и подпорных насосов для номинальных режимов работы

| Величина среднего квадратического значения виброскорости, мм/с | Оценка вибросостояния насоса | Оценка длительности эксплуатации |
|--|------------------------------|----------------------------------|
| До 2,3   | Отлично                      | Длительная                       |
| От 2,3 до 4,5  | Хорошо                       | Длительная                       |
| От 4,5 до 7,1  | Удовлетворительно            | Ограниченная                     |
| 7,1 и более  | Неудовлетворительно          | Недопустимо                      |

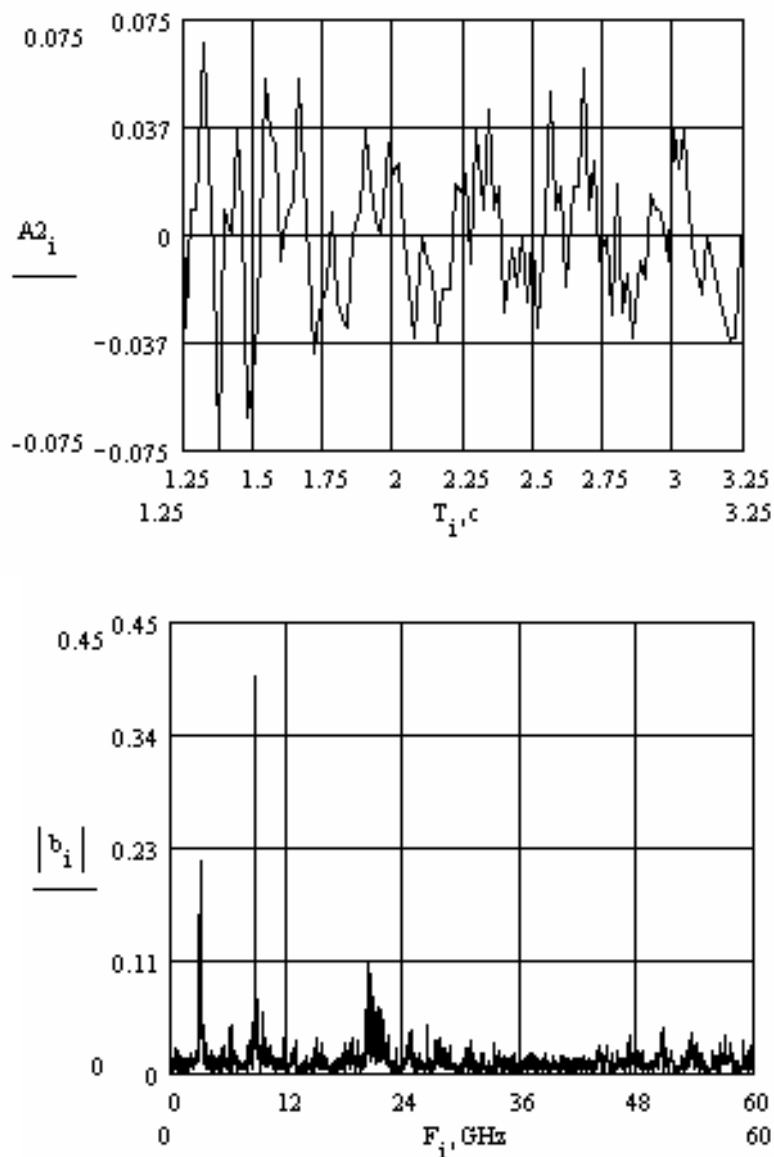
Вибродиагностический контроль и оценка общего технического состояния насосного агрегата проводится по следующим критериям:

- по допустимому уровню вибрации;
- по скорости изменения вибрации относительно базовой характеристики;
- по спектральным характеристикам.

Диагностирование по первому критерию осуществляется сравнением максимального текущего значения вибрации с допустимым уровнем вибрации.

Диагностирование по второму критерию осуществляется сравнением изменения скорости текущих среднеквадратических значений виброскорости с предшествующими значениями, а также базовыми характеристиками, полученными после 72-х часовой обкатки нового насосного агрегата или после ремонта.

Диагностирование по спектральным характеристикам осуществляется на основе анализа амплитуды вибрации на частотах, характерных конкретным дефектам и специальных спектральных функций (рис 1). Четко представляя признаки изменения вибрации, сопутствующие конкретным дефектам, можно с достаточно большой вероятностью определить неисправности, возникающие при работе насосного агрегата.



*Рис. Осциллограммы временного и частотного аналоговых сигналов*

По результатам оперативного контроля проводится анализ уровня вибрации, при котором сравнивается:

- текущее значение вибрации с допустимым с учетом режима перекачки;
- скорость изменения вибрации относительно предыдущих измерений.

Делаются выводы об общем вибросостоянии насосного агрегата и о необходимости проведения дополнительных вибродиагностических работ. При выполнении дополнительных вибродиагностических работ анализируются спектральные и амплитудо-фазовые характеристики вибрации, корреляционные зависимости. По результатам контроля принимается решение о выводе насосных агрегатов в ремонт (текущий, средний или капитальный) или продолжении эксплуатации.

Для каждого насосного агрегата, подлежащего диагностированию и прогнозированию, необходимы следующие данные:

- техническая характеристика (типоразмер, номинальная подача, кавитационный запас);
- эксплуатационные характеристики — (номер агрегата по потоку, подача, давление на входе и на выходе насоса, значение виброскорости на подшипниковых опорах насоса и электродвигателя);

- физические свойства нефти – плотность, давление насыщенных паров;
- вспомогательная информация — название НПС, наработка к началу диагностирования.

Замеры параметров вибрации проводятся при бескавитационном режиме работы насоса в рабочем диапазоне подач (0,8–1,2)  $Q_{ном}$  для каждого типоразмера рабочего колеса. Из расчета должны быть исключены значения виброскорости, измеренные при пуске или остановке контролируемого агрегата или соседних с ним агрегатов НПС, изменении режима работы НПС при смене положения регулирующего устройства (заслонки блока регулятора давления).

Средства контроля вибрации и методы вибродиагностики должны обеспечивать решение следующих задач:

- своевременное обнаружение возникающих дефектов составных частей оборудования и предотвращение его аварийных отказов;
- определение объема ремонтных работ и рациональное их планирование;
- корректировка значений межремонтных интервалов и прогнозирование остаточного ресурса составных частей оборудования по его фактическому техническому состоянию;
- проверка работоспособности оборудования после монтажа, модернизации и ремонта, определение оптимальных режимов работы оборудования.

Для определения остаточного ресурса по результатам измерения вибрации для каждой контролируемой точки строится график (тренд) изменения среднего квадратичного значения виброскорости в зависимости от наработки. Тренд рекомендуется получить для каждого конкретного агрегата и его рабочего колеса. Процесс прогнозирования остаточного ресурса агрегата по изменению уровня вибрации сводится к экстраполяции найденного тренда и определению момента пересечения его с линией предельного состояния. Точность прогноза повышается при увеличении количества проведенных наблюдений. Полученный тренд используется только до вывода в ремонт или до замены рабочего колеса.

Прогнозирование остаточного ресурса можно осуществлять не только на основе установленной на насосном агрегате контрольно-сигнальной виброаппаратуре, задействованной в системе автоматике НПС и осуществляющей постоянный автоматический контроль. Задачу прогноза можно решать и на более длительный период на основе периодической информации, собираемой при помощи портативных приборов. При этом рекомендуется осуществлять измерения величины вибрации и шума (акустического сигнала). Тогда общий прогноз целесообразно ставить по результатам анализа тренда вибрации и шума.

Учитывая все выше сказанное можно сделать вывод о том, что величина вибрации является одним из важных критериев, определяющих эксплуатационную надежность насосных агрегатов НА и другого оборудования НПС, поэтому контроль вибрации и меры, проводимые с целью поддержания ее на безопасном уровне, должны являться одним из важнейших технических мероприятий.

## **РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЫСОКОНАПОРНЫХ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ СТРУЙ И ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРИ РЕМОНТЕ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ И ВОЗДУШНЫХ КОМПРЕССОРОВ**

**М.В. Омелянюк**

***Армавирский механико–технологический институт (филиал Кубанского государственного технологического университета), г. Армавир, Россия***

В процессе эксплуатации различного теплообменного оборудования на внутренних поверхностях образуются различные отложения – соли, выпадающие из пересыщенных растворов (при нарушении термодинамического равновесия), продукты коррозии, различные технологические загрязнители. Согласно имеющимся данным, в высокоразвитых странах ущерб от загрязнения (образования отложений различного состава) составляет 0,25 % ВВП; потери в США в начале 1980–х годов были оценены в 2 млрд долл/год [2].

Теплопроводность накипи более чем в 40 раз ниже теплопроводности металла. Поэтому даже тонкий слой накипи приводит к резкому снижению теплопроводности и повышению температуры металлических поверхностей нагрева, которая достигает опасных величин и снижает механическую прочность металла. Следствием этого являются повреждения металла: для тонкостенных трубчатых поверхностей нагрева – это появление выпучин, свищей, а нередко и разрывов труб; у толстостенных чугунных элементов (к примеру, втулок силовых цилиндров газомотокомпрессоров МК–8М) это приводит к значительным деформациям и появлению трещин. Накипь также ускоряет процесс коррозии оборудования с образованием сквозных свищей. В целом наличие отложений на поверхностях теплообменного оборудования понижает его надежность и безопасность эксплуатации, приводит к нарушению нормальной циркуляции хладагента (зачастую воды) в системе охлаждения; вызывает перерасход топлива.

Применительно к машинам и оборудованию трубопроводного транспорта газа это имеет важное значение для газоперекачивающих агрегатов (ГПА), в которых применено рубашечное охлаждение, а в системе смазки для охлаждения масла установлены проточные кожухотрубные теплообменники.

Стоимость замены трубок теплообменников сопоставима со стоимостью нового оборудования. Снизить затраты на ремонт можно путем очистки внутренних поверхностей теплообменных аппаратов от отложений.

Существующую проблему недорогой и качественной очистки систем охлаждения газоперекачивающих агрегатов от наслоений решают химическим, механическим, электрогидроимпульсным, гидродинамическим и другими методами. Все представленные методы имеют свои достоинства, недостатки и ограничения. Механический способ не позволяет очищать внутренние поверхности без их частичного или полного разрушения из-за воздействия инструментов очистки; малоэффективен при очистке блока охлаждения ГПА и турбокомпрессора, система охлаждения которых представлена труднодоступными профильными фигурными поверхностями. Химические методы при решении проблемы очистки систем охлаждения ГПА практически не применяются, поскольку образующиеся отложения характеризуются сложным составом и содержат соли, выпавшие из перенасыщенных растворов (воды), продукты коррозии, скоксовавшиеся компоненты минеральных масел и т.д. В настоящее время для очистки систем охлаждения ГПА применяют электрогидроимпульсный метод [1], недостатками которого являются низкая степень очистки, негативное воздействие на очищаемое оборудование (за счет гидравлических ударов). За рубежом в нефтяной и газовой

промышленности широко применяется для удаления отложений гидродинамический метод (с использованием высоконапорных струй жидкости) [2].

Использование существующих методов очистки труднодоступных поверхностей осложняется, если отложения полностью заполняют собой сечение и циркуляция воды или химреагентов невозможна.

Для решения проблемы очистки системы охлаждения ГПА ГМК МК–8М: блока силовых цилиндров, втулок и крышек силовых цилиндров, турбокомпрессора и холодильника масла системы смазки (проточного кожухотрубного теплообменника) были проведены аналитические, экспериментальные и опытно–промышленные исследования, в результате которых разработаны:

– технология гидродинамической и гидродинамической кавитационной очистки систем охлаждения газоперекачивающих агрегатов, компрессоров от различных отложений;

– конструкции сопел и генераторов кавитации (гидродинамических кавитаторов) и в экспериментальных условиях определены их оптимальные параметры. Использование разработанных кавитаторов обеспечивает концентрацию энергетических возможностей струи;

– приспособления для механизации процессов очистки.

Проведены опытно–промышленные исследования эффективности разработанных технологий и устройств, их реализующих. Полученные положительные результаты позволили разработать промышленную установку высокого давления (производительность 75 л/мин; давление рабочей жидкости – до 63,0 МПа; рабочая жидкость – вода; струеобразующие насадки (генераторы кавитации) – активные, реактивные и активно–реактивные) для очистки систем охлаждения ГПА и воздушных компрессоров различных структурных схем.

Внедрение данной установки в производство работ по очистке систем охлаждения ГПА ГМК МК–8М, применявшихся на СПХГ, позволило сделать следующие выводы:

– применение высоконапорных струй жидкости является менее затратным и более эффективным методом по сравнению с существующими методами очистки. Временные затраты на единицу ГМК МК–8М – 20–40 часов в зависимости от степени загрязнения, прочности и адгезии отложений. Степень очистки – выше, чем при тех же временных затратах при использовании электрогидроимпульсного метода;

– разработанные технологии и оборудование позволили очищать поверхности любых конфигураций (плоские, цилиндрические, профильные) от отложений с различными прочностными характеристиками и составом, с любой толщиной, даже в случае полного «зарастания» осадками циркуляционных отверстий. При использовании электрогидроимпульсного и химического методов требовалось предварительно механически высверливать отложения, заполняющие 100 % сечения циркуляционных отверстий.

При очистке 8 охладителей масла газомотокомпрессоров МК–8М получены следующие результаты [3]:

- временные и трудовые затраты на очистку одного стандартного теплообменника гидродинамическим кавитационным методом составили 16 чел/час. При механической очистке методом сверления – 64 чел/час;
- при проведении работ не подверглись разрушению трубки теплообменника. При механической очистке – 3÷4 дефектные трубки на каждый охладитель после очистки ершами, сверлами и шомполами;
- в течение 4 месяцев после проведения очистки высоконапорными кавитационными струями остановок газомотокомпрессора по причине некачественной работы охладителей не было; процесс теплообмена в аппаратах соответствовал первоначальным параметрам работы, обеспечивался необходимый технологический режим, что свидетельствует об отсутствии образования отложений на внутренних поверхностях. При механической очистке после 4 месяцев эксплуатации наблюдалось ухудшение процессов теплообмена.

Полученные результаты исследования, разработанная и изготовленная экспериментальная установка были использованы при очистке рубашек охлаждения 2 воздушных компрессоров ЗПП–12/35. Затраты времени – до 5 часов на рубашку охлаждения и подводящие (отводящие) трубопроводы одного компрессора.

#### Литература

1. Балтаханов А.М., Иванов Е.Н. Электрогидроимпульсная технология очистки труб от накипи и отложений // Газовая промышленность, 1997, № 1, с. 41–42.
2. Вильгельмсон Б. Применение спиральных теплообменников в «грязных» средах // Нефтегазовые технологии, 2005, № 11, с. 74–75.
3. Омелянюк М.В. Разработка технологии гидродинамической кавитационной очистки труб от отложений при ремонте скважин. Диссертация на соискание учен. степ. канд. техн. наук. – Краснодар, 2004 г., 214 с.

## СПОСОБ БЕСТРАНШЕЙНОЙ ПРОКЛАДКИ ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ

**С.В. Поварницын**

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

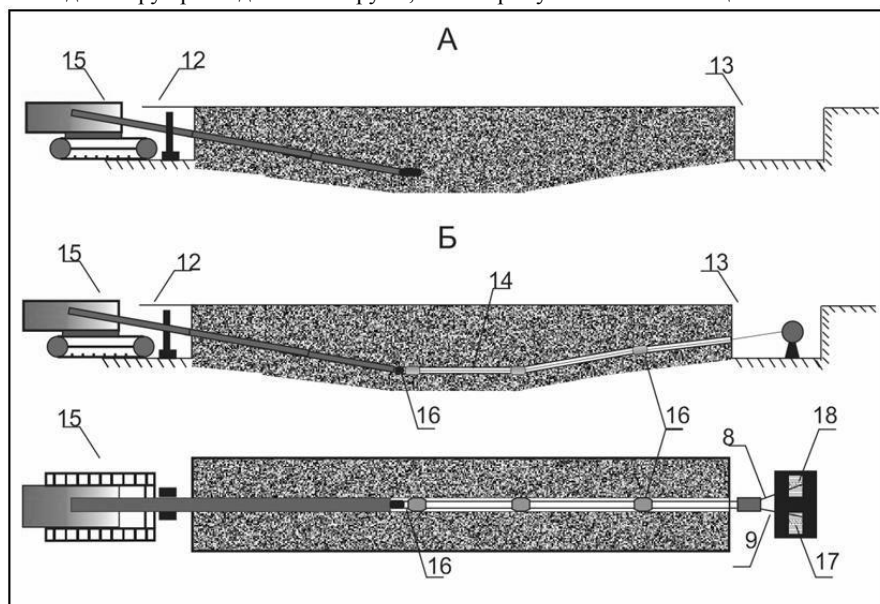
Наиболее распространенными способами прокладки подземных трубопроводов являются наклонно–направленное бурение и щитовая проходка.

Общеизвестен щитовой способ строительства тоннелей и шахтных горных выработок с помощью проходческого щита [1, 2]. Он применяется при проведении в сложных горно–геологических условиях горизонтальных и слабонаклонных выработок. Сущность способа состоит в том, что основные операции по проходке выработки, т.е. разработке пород забоя, оконтуривание выработки, уборки разрушенной породы от забоя, производится под прикрытием тоннельного или проходческого щита. При этом проходческий щит представляет собой подвижную стальную цилиндрическую оболочку, в которой размещено оборудование для разрушения породы и транспортирования ее из при забойной зоны. После проходки определенного интервала щит передвигается в направлении трассы выработки с помощью гидравлического механизма передвижки, затем процесс проходки выработки продолжается.

Известны способы бестраншейной прокладки трубопроводов, использующие установку наклонно–направленного бурения, например [3]. Способ включает проходку пионерной скважины с последующим расширением и

протаскиванием трубопровода в образованную скважину в направлении, обратном бурению. Недостатком данного способа является то, что он не может быть применен при строительстве тоннелей и коллекторов диаметром более 2-х метров. А также недостаток заключается в том, что одновременный процесс расширения скважины и прокладки трубопровода возможен только с использованием промывочной жидкости, что значительно увеличивает затраты на прокладку трубопровода.

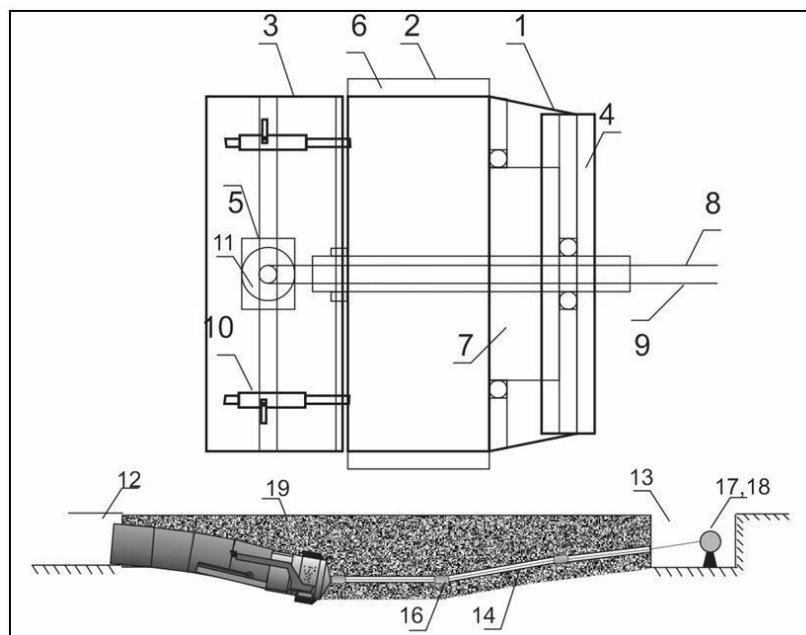
Известен способ бестраншейной прокладки трубопроводов продавливанием трубы в грунте [4]. Данный способ включает операции по погружению в грунт трубы с открытым передним торцом и последующей очистке ее полости от грунта при этом последнюю операцию осуществляют проходкой продольной полости (скважины) на всю длину проходки путем протягивания сквозь нее очистителей, которые закрепляют друг за другом посредством тяги. Данный способ имеет ограничение по диаметру прокладываемой трубы, что напрямую зависит от мощности пневмопробойника.



**Рис. 1. Проходка пионерной скважины и расстановка центраторов**

В статье был предложен способ прокладки трубопровода, который осуществляется следующим образом. За пределами искусственного или естественного препятствия сооружают монтажные колодцы 12 и 13 (рис. 1, а). Из стартового колодца 12 осуществляют проходку пилот-скважины 14 при помощи установки наклонно-направленного бурения 15. Далее, по всей длине пионерной скважины 14, осуществляют расстановку центраторов 16, которые неподвижно зафиксированы на расчетных расстояниях (рис. 1, б). Для осуществления расширения пионерной скважины в стартовом колодце 12 размещают щитовой агрегат 19 (рис. 2). Механизмом поворота 7, который размещен внутри цилиндрической оболочки 1, приводят исполнительный орган 4 и головную 2 секцию к относительному вращению, но поскольку головная секция 2 зафиксирована от поворота опорными элементами 6 взаимодействующими с массивом, то вращаться начинает исполнительный орган 4. Усилие на исполнительный орган 4 в осевом направлении, а также перемещение на забой головной секции 2 создают домкраты надвига хвостовой секции 10, при этом хвостовая секция 3 зафиксирована в осевом направлении тяговым тросом лебедки 8.

К основным преимуществам данного способа можно отнести возможность прокладки трубопровода под естественными и искусственными препятствиями без сооружения дополнительных монтажных колодцев. Размещение центраторов в пионерной скважине позволяет продвигать щитовой агрегат и одновременно прокладывать трубопровод по криволинейной траектории.



**Рис. 2. Сооружение тоннеля и возведение крепи**

Операции по разрушению забоя и прокладке трубопровода производятся одновременно. В устойчивых породах возможно протаскивание трубопроводов меньшего диаметра, чем диаметр контура выработки, при этом хвостовая секция затягивается на забой совместно с закрепленным на ней трубопроводом тягивым канатом тяговой лебедки. Так как трубопровод (кожух) не передает усилие на исполнительный орган и не продвигает щит на забой, то возможно использование полимерных труб.

Анализ рассматриваемых технологий проходки скважины большого диаметра с использованием предлагаемого метода указывает на возможность бестраншейной прокладки трубопроводов с обслуживаемыми участками, что достигается увеличением диаметра кожуха по отношению к диаметру трубопровода. Последнее позволяет осуществлять проверку состояния изоляции, контроль аварийных утечек, что невозможно при прокладке с использованием только ННБ, и допускает замену участка трубопровода без проведения земляных работ и работ по бурению новых скважин.

#### Литература

1. Горная энциклопедия, Т. 5, стр. 444–445. М., изд-во «СЭ», 1991 г.
2. Проходческий щитовой агрегат, авторское свидетельство №1647144, СССР, кл. E21D9/06 07.05.1991, бюл. №17.
3. Способ бестраншейной прокладки трубопроводов, патент №2189422, Россия, МПК<sup>7</sup> E02F5/18, F16L1/028 20.09.2002.
4. Способ бестраншейной прокладки трубопровода в грунте и устройство для его осуществления, патент №2101421, Россия, МПК<sup>6</sup> E02F5/18, 10.01.1998.

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВНУТРЕННИХ УСИЛИЙ В НЕСУЩИХ ЭЛЕМЕНТАХ СЕКЦИЙ ПРОХОДЧЕСКОГО АГРЕГАТА

**С.В. Поварницын**

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

Характер взаимодействия проходческого агрегата с окружающей породой неоднозначен и зависит от большого числа факторов: геометрических параметров и его внешней формы, физико-механических характеристик и строения массива, начального поля напряжений и др.

В механике подземных сооружений, занимающейся разработкой методов расчета конструкций крепи и подземных сооружений, в качестве объекта исследований рассматривают не собственно геосреду, а некоторое ее математическое отображение, которое получило название геомеханикой [2] или механической [1] модели.

В зависимости от свойств массива пород широко применяется следующие механические модели среды [1]: упругая, вязкоупругая, упругопластичная, жесткопластичная и др.

Установление механической модели массива принято производить на основании анализа устойчивости пород, причем выделяют три формы потери устойчивости [2]:

- вывалобразование под действием собственного веса обрушающихся пород;
- разрушение пород в зонах концентраций напряжений, вызванных весом всей вышележащей толщи;
- чрезмерное смещение обнаженной поверхности без видимого разрушения пород вследствие их пластических деформаций.

На рис. приведена схема расположения нагрузок действующих на корпус агрегата, при отдельном режиме перемещения, т.е. двухсекционная конструкция в одной из своих реализаций позволяет хвостовой секции приближаться к головной в тот период, когда она неподвижна. Этот режим работы агрегата требует значительно меньших усилий, при этом механизмом надвига хвостовой секции служит лебедка.

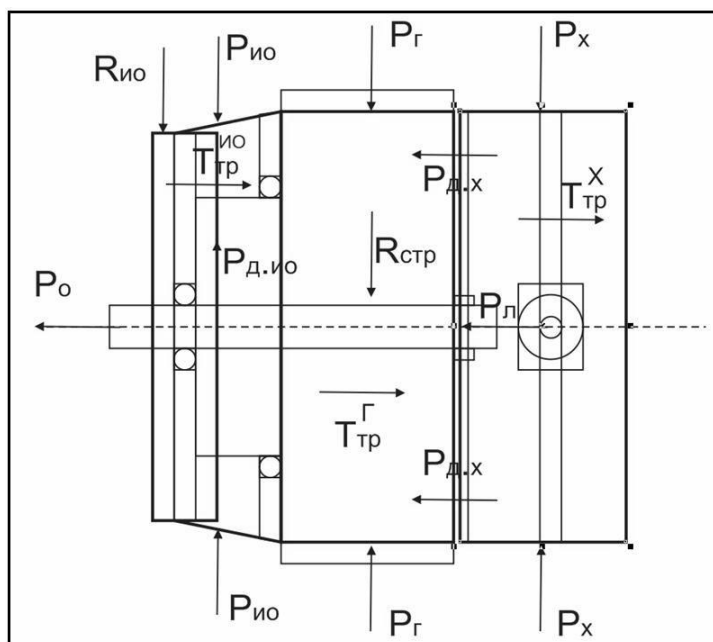


Рис. Схема действия сил

Здесь  $P_{ио}$ ,  $P_g$ ,  $P_x$  – нормальные составляющие нагрузок от горного давления соответственно на исполнительном органе, головной и хвостовой секции;  $T_{гр}^{ио}$ ,  $T_{гр}^g$ ,  $T_{гр}^x$  – суммарная сила трения оболочки секции по породе контура выработки;  $P_o, R_{ио}$  – проекция полной силы сопротивления пород резанию на ось вращения и на плоскость, перпендикулярную оси вращения;  $R_{стр}$  – реакция пород контура выработки на стрингеры головной секции;  $P_{д.ио}$  – суммарное усилие создаваемое домкратами механизма поворота исполнительного органа;  $P_{д.х}$  – суммарное усилие создаваемое домкратами хвостовой секции;  $P_{л}$  – усилие создаваемое лебедкой.

Горное давление на проходческий щит в процессе проходки меньше, чем на постоянную крепь горных выработок [2]. Однако при расчете горнопроходческих щитов принято величину сил горного давления принимать такой же, как на постоянную крепь горных выработок [4].

Проходческий агрегат, работая на различных глубинах, естественно, будет попадать в разнообразные горно-геологические условия, поэтому на стадии проектирования в расчетах необходимо принимать наиболее сложные условия, когда на корпус агрегата действует свод обрушения или весь столб пород над агрегатом.

Расчет нагрузок от горного давления на агрегат при сводообразовании приведен в табл. 1. При этом нормативное горное давление вертикальное  $q^n$  и горизонтальное  $p^n$  определяют по формулам (1) и (2).

$$q^n = K_p \gamma h_1 \quad (1)$$

$$p^n = \gamma (K_p h_1 + 0,5h) \text{tg}^2(45^\circ - \varphi^k/2) \quad (2)$$

В работе [3] проведен анализ эпюр нагрузок от горного давления, построенных на основе опытных данных. Его результат показывает, что во многих случаях с достаточной степенью точности может быть принят следующий закон изменения радиальных и тангенциальных нагрузок (3), суммарная нагрузки на основные элементы агрегата приведены в табл. 2.

$$P = (1 + \lambda) P_B / 2 + (1 + \lambda) P_B \cos \omega / 2, \quad (3)$$

где  $\lambda$  – коэффициент бокового давления,  $\lambda = P_r / P_B$ .

Таблица 1

Расчет нагрузок от горного давления на агрегат

| Диаметр тоннеля $\varnothing$ , м. | Глубина $H$ , м | Характеристика грунта        |                    |     | $L$ , м | $h_1$ , м | $q$ , кН/м <sup>2</sup> | $p$ , кН/м <sup>2</sup> |
|------------------------------------|-----------------|------------------------------|--------------------|-----|---------|-----------|-------------------------|-------------------------|
|                                    |                 | $\gamma_k$ кН/м <sup>3</sup> | $\varphi^k$ , град | $f$ |         |           |                         |                         |
| 4                                  | 10              | 18                           | 60                 | 1   | 6,1     | 3,1       | 165,9                   | 8,4                     |

С точки зрения создания проходческих агрегатов, в конструкцию которых входит ножевой исполнительный орган с приводом от домкратов, а также, используя результаты, полученные в работе [5] получены зависимость проекции полной силы сопротивления породы резанию на ось вращения агрегата и момента сопротивления резанию.

Таблица 2

Суммарная нагрузки на основные элементы агрегата



| Диаметр<br>тоннеля<br>Ø, м. | Радиальная распределенная сила, кН/м |      |       |                  |      |       |      |     |      |
|-----------------------------|--------------------------------------|------|-------|------------------|------|-------|------|-----|------|
|                             | Головная секция                      |      |       | Хвостовая секция |      |       | ИО   |     |      |
|                             | q                                    | p    | Σ     | q                | p    | Σ     | q    | p   | Σ    |
| 4                           | 204,0                                | 10,4 | 207,9 | 204,0            | 10,4 | 207,9 | 86,3 | 4,4 | 87,9 |

Для восприятия реактивного момента, возникающего при работе силового оборудования на вращение головной секции винтоповоротного проходческого агрегата, на внешней поверхности хвостовой секции смонтированы продольные элементы – стрингеры.

Так как хвостовая секция не вращается, то суммарное усилие, с которым стрингеры прижимаются к стенкам продольных каналов под действием крутящего момента  $M_{кр}$ , равно силам противодействия, т.е. реакции породы на стрингеры.

Тогда величина сил трения, возникших при перемещении соответственно головной и хвостовой секции, а также кожуха исполнительного органа, определится из выражения

$$T_{тр}^n = f_{тр}(P_{сум}^n + G^n \cos \alpha), \quad (4)$$

где n – соответственно исполнительный орган, головная и хвостовая секции.

Суммарное усилие создаваемое домкратами механизма поворота исполнительного органа можно приближенно принять полной проекции силы сопротивления пород резанию на плоскость, перпендикулярную оси вращения, табл. 3.

Суммарное усилие создаваемое домкратами хвостовой секции можно определить по нескольким видам сопротивлений перемещения:

$$P_{д.х} = T_{тр}^{ио} + T_{тр}^r + T_{тр.стр} + P_o. \quad (5)$$

Усилие создаваемое лебедкой на продвижение (надвиг) хвостовой секции при раздельном режиме перемещения:

$$P_{л} = T_{тр}^x, \quad (6)$$

**Таблица 3**

**Суммарное усилие создаваемое домкратами механизма поворота исполнительного органа**

| Диаметр тоннеля<br>Ø, м. | Р <sub>д.ио</sub> ,<br>кН | Р <sub>д.х</sub> ,<br>кН | Р <sub>л</sub> , кН |
|--------------------------|---------------------------|--------------------------|---------------------|
| 4                        | 134,8                     | 448,6                    | 114,0               |

Таким образом, были получены и проанализированы силовые характеристики работы проходческого агрегата, выполненного по конструкции авторов, где основными показателями, приведенные в табл. 3 являются: характеристика работы породоразрушающего инструмента; силовые характеристики привода перемещения головной секции, которым является лебедка; характеристики домкратов надвига обеспечивающие необходимое усилие для перемещения хвостовой секции.

#### Литература

1. Баклашев И.В., Картозия Б. А. Механика подземных сооружений и конструкция крепей. – М.: Недра, 1984.
2. Булычев Н. С. Механика подземных сооружений. – М.: Недра, 1982.
3. Бурчаков Ю. И., Гнедин В. С., Денисов В. М. Строительная механика. – М.: Высш. школа, 1983.
4. Клорикьян В.Х., Ходош В.В. Горно–проходческие щиты и комплексы. – М.: Недра, 1980.
5. Эллер А.Ф., Горбунов В.Ф., Аксенов В.В. Винтоповоротные проходческие агрегаты. – Новосибирск: Наука, 1992. – 192 с.

## УЧЕТ НЕФТИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ТОВАРНО–КОММЕРЧЕСКИХ ОПЕРАЦИЙ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРАНСПОРТА

**А.В. Прусс**

Научный руководитель доцент Н.В. Чухарева

**Томский политехнический университет, г. Томск, Россия**

При транспортировке нефти по магистральным трубопроводам осуществляется: прием продукции от производителей (нефтедобывающих предприятий); перекачка по трубопроводам и сдача ее на нефтеперерабатывающие заводы или нефтебазы; поставка на экспорт; перевалка на другой вид транспорта – железнодорожный или водный. Для осуществления товарно–коммерческих операций на приемо–сдаточных пунктах, расположенных на границах технологических участков предприятий магистрального транспорта, определяются количество и качество нефти, оформляются акт приемки–сдачи в соответствии с нормативно–технической документацией [1].

Существующая на сегодняшний день сложность структуры трубопроводного транспорта и особенности расположения регионов нефтедобычи не позволяют осуществлять транспорт нефти от конкретного месторождения до пункта назначения с сохранением первоначального качества продукции. Кроме того, введение [2, 6] повысило требования к показателям качества нефти, поставляемой производителями на нефтеперерабатывающие заводы России и экспортные направления (увеличение видов показателей и периодического проведения анализа нефти). Поэтому

проблема учета нефти при проведении товарно–коммерческих операций на предприятиях магистрального транспорта является актуальной. Цель данной работы – контроль качества нефти при проведении товарно–коммерческих операций в соответствии с требованиями действующей нормативно–технической документацией и анализ мероприятий по управлению качеством транспортируемой нефти.

Перед сдачей транспортной организации потребителям, нефть подлежит в установленном порядке подготовке, приемосдаточным и периодическим испытаниям согласно ГОСТ Р 51858–2002 и должна соответствовать требованиям, представленным в таблице 1 [5].

Таблица 1

**Соответствовать требованиям товарной нефти**

| Наименование показателя  | Норма для нефти группы |     |     | Метод испытания                   |
|--|------------------------|-----|-----|-----------------------------------|
|  | 1                      | 2   | 3   |                                   |
| Мас. доля воды, %, не более  | 0,5                    | 0,5 | 1,0 | ГОСТ 2477                         |
| Конц. хлор. солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более   | 100                    | 300 | 900 | ГОСТ 21534                        |
| Массовая доля орг.хлоридов во фракции, выкип. до 204° С, млн <sup>-1</sup> (ppt), не более | 10                     | 10  | 10  | ГОСТ Р 52247                      |
| Мас. доля мех. прим., %, не более  | 0,05                   |     |     | ГОСТ 6370                         |
| Рнас.пар., кПа(мм.рт.ст.), не более  | 66,7 (500)             |     |     | ГОСТ 1756                         |
| Мас. Доля H <sub>2</sub> S, млн <sup>-1</sup> (ppt), не более                              | 20                     | 100 |     | ГОСТ Р 50802<br>ГОСТ Р 51858–2002 |
| Мас. доля метил– и этилмеркап. млн <sup>-1</sup> (ppt)                                     | 40                     | 100 |     | –                                 |

Процедура контроля качества нефти включает основные физико–химические показатели приемосдаточных испытаний( плотность по ГОСТ 3900–85 при помощи ареометра нефти или при помощи автоматического анализатора по АСТДМ 5002–99; массовая доля воды по ГОСТ 2477–65; массовая доля серы по ГОСТ 1437–75; концентрация хлористых солей) и основные физико–химические показатели периодических испытаний( массовая доля механических примесей ГОСТ 6370–83; давление насыщенных паров ГОСТ 1756–52; наличие сероводорода ГОСТ Р 50802–95; содержание хлорорганических соединений ГОСТ Р 50802 или по введенному в 2004 году ГОСТ Р 52247.

При поставке нефти на экспорт дополнительно определяют выход фракций по ГОСТ 11011–85 или по ГОСТ 2177, массовую долю парафина по ГОСТ 11851–85, определяется зольность нефти по ГОСТ 1461–75 и объемную долю свободного газа по МИ 2575 (таблица 2).

Для контроля качества нефти из резервуаров, подземных хранилищ, цистерн, трубопроводов производят отбор проб по ГОСТ 2517–85:

1. Отбор проб из вертикальных резервуаров.
2. Отбор проб из трубопровода.
3. Автоматический отбор проб из трубопровода.
4. Ручной отбор проб нефти или нефтепродукта из трубопровода.

Отбор проб нефти и нефтепродукта из трубопроводов для анализа поточными автоматическими приборами (анализаторы качества).

В случае установления по показателям автоматических анализаторов или лабораторных анализов факта поступления нефти, качество которой не соответствуют требованиям ГОСТ Р 51858–2002, то есть нефть является некондиционной, принимаются действия в соответствии с требованиями Регламента предприятия магистрального транспорта по безопасному приему некондиционной нефти в систему нефтепроводов.

Методы измерения количества нефти подразделяются на измерение массы нефти и определение массы нетто продукта по объему балласта состоящего из воды, хлористых солей и механических примесей. Для измерения массы продукта, мерах вместимости и мерах полной вместимости применяют: прямой метод динамических измерений, косвенный метод динамических измерений, прямой метод статических измерений, косвенный метод статических измерений, косвенный метод, основанный на гидростатическом принципе. При прямых методах измерения применяют массомеры, а при косвенных методах поточные преобразователи и преобразователи расхода.

Таблица 2

**Требования к физико–химическим свойствам нефти, поставляемой на экспорт**

| Показатель  | Норма для типа |                   |                   |                   |             | Метод испытаний |
|---|----------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------|-----------------|
|   | 0              | I                 | II                | III               | IV          |                 |
| Плотность, кг/м <sup>3</sup> при 20 °С                          | не более 830   | 830,1...<br>850   | 850,1...<br>870,0 | 870,1...<br>895,0 | более 895   | ГОСТ 3900–85    |
| при 15 °С   | не более 833,7 | 833,8...<br>853,6 | 853,7...<br>873,5 | 873,6...<br>898,4 | более 898,4 | ГОСТ 51069      |
| Выход фракций, % по объему, не менее, при t до 200 °С до 300 °С | 30             | 27                | 21                | –                 | –           | ГОСТ 2177       |
|   | 52             | 47                | 42                | –                 | –           |                 |
| Мас. доля серы, % не более                                      | 0,6            |                   | 1,8               | 2,5               | 3,5         | ГОСТ 1437–75    |

|   |   |   |   |   |   |               |
|---|---|---|---|---|---|---------------|
| Мас. доля парафина, %, не более           | 6   | 6 | 6 | – | – | ГОСТ 11851–85 |
| Конц. тяж. мет. (Wа, Ni..) мг/л, не более | Опр. производится по требованию потребителя |   |   |   |   | ГОСТ 10364–90 |

При проведении измерений количества нефти результат измерений может содержать погрешность. Доверительная относительная погрешность измерений массы продуктов при доверительной вероятности 0,95 не должны превышать: 0,10 % – при прямом методе статических измерений; 0,25 % – при прямом и косвенном методах динамических измерений; 0,40 % – при косвенном методе статических измерений и косвенном методе, основанном на гидростатическом принципе.

Для реализации методов учета количества и качества нефти, используют узлы учета. Но с внедрением автоматизации, телемеханики, средств вычислительной техники, узлы учета превратились в современные системы измерения количества и качества нефти и нефтепродуктов (СИКН). СИКН размещается на НПС, на территории резервуарных парков нефтебаз магистральных нефтепроводов, либо на объектах подготовки и перекачки поставщиков (потребителей) [4].

СИКН состоит из: измерительной – вычислительной системы и метрологического оборудования – рабочих эталонов (возможно использование на группе СИКН).

В состав СИКН для учета количества нефти входят:

- блок измерительных линий с контрольным преобразователем расхода;
- блок обработки информации;
- блок контроля качества нефти;
- узлы регулирования давления и расхода через систему;
- устройство гарантированного питания;
- кабельные линии;
- комплект средств проверки приборов.

Метрологическое оборудование включает: эталонную трубопоршневую установку (стационарную или передвижную), блок эталонного мерника с эталонными весами и емкостями для поверочной жидкости, комплект гирь.

В СИКН отрегулированы все приборы, программное обеспечение и методики выполнения измерений, аттестованные в Государственном научно – метрологическом центре. Также предусмотрено формирование отчетов (двухчасовых, сменных, суточных и месячных), а задачей оператора является лишь контролировать работу СИКН. Тем не менее, СИКН постоянно модернизируется совместно со специалистами АК «Транснефть» [1, 3].

В настоящей работе рассмотрены методы и принципы определения контролируемых показателей качества и количества нефти, организационно–технические мероприятия по управлению качеством нефти при ее транспортировке, мероприятия по недопущению приема некондиционной нефти в системе магистральных нефтепроводов. Отмечены положительные тенденции по модернизации автоматизированных и лабораторных средств измерения, позволяющие более оперативно и достоверно определять и контролировать технологические и коммерческие параметры принимаемой, транспортируемой и сдаваемой нефти. Отмечены отечественные новинки, только внедряемые на рынке средств измерений показателей качества и количества нефти.

#### Литература

1. Трубопроводный транспорт нефти / Г.Г. Васильев, Г.Е. Коробков, А.А. Коршак и др.; Под редакцией С.М. Вайнштока: Учеб. Для вузов – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002.
2. Нестеров И. Точка учета и качества нефти международный стандарт // Трубопроводный транспорт нефти – 2005 – № 7 – С. 29–34.
3. Нестеров И. Зимний Приморск // Трубопроводный транспорт нефти. – 2006, № 2 – С. 20–22.
4. Новиков А.А., Чухарева Н.В. Физико–химические основы процессов транспорта и хранения нефти и газа: учебное пособие. – Томск: Изд–во ТПУ, 2005.
5. Сваровская Н.А. Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции: Учебное пособие. – Томск: Изд–во ТПУ, 2004.
6. ГОСТ Р 51858–2002 / «Нефть. Общие технические условия».

### МЕТОДЫ БОРЬБЫ С ОТЛОЖЕНИЯМИ ПАРАФИНА НА ВНУТРЕННЕЙ ПОВЕРХНОСТИ ТРУБОПРОВОДА

**М.В. Рожкова**

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

В работе трубопроводного транспорта встречаются осложнения, связанные с образованием вязкого вещества темного цвета (парафина), покрывающего внутреннюю поверхность трубопровода. Высшие алкановые углеводороды состава  $C_{17}-C_n$  являются твердыми при нормальных условиях и стандартных условиях и называются парафинами.

Отложения парафина в трубопроводах способствуют:

- увеличению стойкости водонефтяных эмульсий, для разрушения которых приходится подбирать технологии с применением более высоких температур, увеличивать расход деэмульгаторов (ДЭ);
- снижению пропускной способности трубопроводов, возрастанию гидравлических сопротивлений;
- уменьшению срока эксплуатации трубопровода.

Проведенный литературный анализ позволил выделить около двадцати основных методов борьбы с отложениями парафина. Разнообразие существующих современных методов объясняется отсутствием их четкой классификации и правильных представлений о причинах, обуславливающих выпадение парафина из нефти, и механизма

формирования парафиновых отложений на поверхности трубопровода. В настоящее время данная проблема актуальна. Поэтому цель данной работы заключается в анализе существующих современных методов борьбы с отложениями парафина и выявления наиболее эффективных на сегодняшний день.

Классификация методов борьбы с отложениями парафина построена на основе приемов предотвращения и удаления парафиновых отложений. Методы борьбы с отложениями парафина можно разделить на химические, технологические, вибрационные, с использованием постоянных магнитов, механические, микробиологические и тепловые. Они должны учитывать физико-механические свойства системы взаимодействующих фаз "нефть- парафин- поверхность трубопровода": 1) растворимости парафина в нефти; 2) особенностей структуры и прочности парафиновых отложений; 3) энергии взаимодействия кристаллов парафина, взвешенных в объеме нефти, друг с другом и поверхностью оборудования; 4) энергии межмолекулярных связей между кристаллами парафина и поверхностью, на которой они возникают. Любая группа методов борьбы с отложениями парафина может оказаться перспективной, если они основаны на использовании таких свойств взаимодействующих фаз, на которые легко воздействовать в необходимом направлении современными техническими средствами [1970].

Действие химического метода борьбы с отложениями парафина направлено на удаление парафиновых отложений с помощью органических растворителей и водных растворов различных композиций ПАВ и предотвращение отложения парафина применением хемпродуктов, ингибирующих процесс формирования парафина. Выбор химических реагентов, удаляющих или предупреждающих отложения, производится на основе экспериментальных исследований, исходя из состава нефти, ее высокомолекулярной части, АСПО, гидро- и термодинамических условий формирования отложений. Химический метод удаления парафиновых отложений заключается в предварительном их разрушении или растворении с последующим удалением. Для этих целей используются:

- органические растворители с высокой растворяющей способностью не только твердых УВ, но и асфальто-смолистых веществ;
- водные растворы ПАВ, которые при контакте с парафиновыми отложениями проникают в их толщу, диспергируя основную массу парафиновых отложений, снижают прочность отложений вплоть до разрушения.

Эффективным способом ликвидации отложений парафина является использование растворителей, объемы которых определяются количеством парафина, его составом и растворимостью. Растворимость парафина ( $K$ , кг/кг) зависит от его температур плавления ( $t_{пл}$ ), растворения ( $t_{рн}$ ), кипения раствора ( $t_{кр}$ ) и описывается соотношением [2]:

$$\ln K = -0,133 \cdot (t_{пл} - t_{рн}) - 0,00586 \cdot t_{кр} + 7,4673 \cdot$$

В основе технологии применения реагентов-удалителей лежит диспергирующее, моющее, эмульгирующее, деэмульгирующее, пенообразующее действие, водный раствор которых используют при температуре плавления парафина. Технология применения растворителей основана на растворении и диспергировании парафиновых отложений при температуре ниже температуры их плавления. Обработку проводят периодически.

Растворители и растворы ПАВ более эффективно действуют при повышенной температуре. Особых ограничений для применения методов удаления парафиновых отложений нет. Однако при использовании такого комплексного подхода необходима осторожность. Интенсивное удаление отложений может вызвать их срыв и образование парафиновых пробок в самом трубопроводе.

Предотвращение процесса отложения парафина осуществляется разнообразными композициями химических веществ (реагентов).

Композиции ПАВ влияют на природу поверхности трубопровода и диспергируют парафиновые отложения. При постоянной дозировке на поверхности труб создается гидрофильная пленка из полимерного ВМ полярного адсорбента, препятствующая формированию на ней отложений. Адсорбент играет роль смазки для слабополярной парафиновой составляющей нефти, что обеспечивает сокращение отложений на поверхности трубопровода.

Модификаторы влияют на кристаллическую структуру парафинов в процессе их фазового перехода. В результате образуются недоразвитые дендритные кристаллы парафина, структурно несоединенные друг с другом. Технология их применения основана на понижении температуры застывания и улучшении реологических свойств нефти. Процесс осуществляется при условии непрерывной подачи реагента в нефть при температуре выше температуры начала кристаллизации парафина.

Депрессанты предотвращают рост кристаллов парафинов и образование структур с плотной упаковкой. Частицы присадки образуют с парафинами смешанные кристаллы и предотвращают образование сплошной структуры, а также частицы присадки выступают как центры, вокруг которых кристаллизуются молекулы парафина (образуются крупные кристаллы, но не очень прочные) [3, 4].

Технологический метод заключается в футеровке внутренней поверхности трубы (нанесение покрытий из стекла, эмали, эпоксидной смолы, полиэтилена и т.п.). Действие защитных покрытий обуславливают слабую сцепляемость с поверхности трубы с парафином. Футеровка позволяет не только бороться с отложением парафина, но и коррозией. Для предотвращения отложений, условием эффективности метода является оптимальная линейная скорость жидкости (воды с нефтью) относительно футерованной поверхности, достаточная для отрыва и уноса рыхлых отложений. Рыхлые отложения образуются в случаях, когда смачиваемость водой поверхности материала покрытия лучше смачиваемости нефтью. По степени возрастания смачиваемости водой (по гидрофильности) материалы располагаются в следующий ряд: сталь (гидрофобна), полиэтилен (инертен), эпоксидная смола (малая гидрофильность), эмаль и стекло (хорошая гидрофильность), т.е. наиболее рыхлые и менее прочные отложения образуются на поверхности стекла [5].

Вибрационные методы позволяют создавать ультразвуковые колебания в области парафинообразования, которые, воздействуя на кристаллы парафина, вызывают их микроперемещение, что препятствует осаждению парафина на стенках труб.

Применение постоянных магнитов основано на активации потока жидкости, при которой происходит образование временных доменов (магнитиков молекулярного размера) на поверхности твердых углеводородов нефти (парафинов), а также на поверхности кристаллов солей, песка и ржавчины, всегда присутствующих в объеме нефти. Хаотичное расположение доменов препятствует сближению и плотной упаковке кристаллов парафина, т.е. магнитная обработка способствует образованию рыхлых, легко смываемых потоком отложений. Эффективность магнитной

обработки обусловлена оптимальной скоростью движения жидкости между полюсами постоянного магнита, которая указывается в технических условиях. Отклонение скорости движения жидкости от рекомендуемых значений приводит к снижению эффективности магнитов. Использование данного метода для предотвращения парафиновых отложений началось в пятидесятые годы, но из-за малой эффективности широкого распространения не получило. В последнее время интерес к использованию магнитного поля для воздействия на парафиновые отложения значительно возрос, что связано с появлением высокоэнергетических магнитов на основе редкоземельных материалов.

Микробиологический метод предупреждения и удаления отложений основан на механическом разрушении микробами кристаллического каркаса из парафинов в отложениях (биодеградация) и образовании продуктов жизнедеятельности микробов, обладающих свойствами ПАВ. Это способствует разрушению отложений и их выносу потоком жидкости. Однако для нормальной жизнедеятельности микробам требуются специфические условия, которые сильно ограничивают использование этого метода.

Тепловые методы основаны на способности парафина плавиться при температурах выше 50 °С и стекать с нагретой поверхности. Для создания необходимой температуры требуется специальный источник тепла, который может быть помещен непосредственно в зону отложений. В настоящее время используют технологии с применением:

- горячей нефти или воды в качестве теплоносителя;
- острого пара;
- электродепарафинизаторов (индукционных подогревателей).

Недостатками данных методов являются их высокая энергоемкость, электро- и пожароопасность, ненадежность и низкая эффективность применяемых технологий.

Механические методы предполагают удаление уже образовавшихся отложений парафина на поверхности трубопровода. Для этой цели разработана целая гамма скребков различной конструкции, оснащенных чистящими дисками. Использование такого метода борьбы с парафинами значительно осложняется тем, что для его применения часто необходима остановка работы трубопровода и предварительная подготовка поверхности труб (для некоторых видов скребков). Кроме того, возможно застревание скребков и повреждение трубопровода. В последние годы вместо металлических пластинчатых скребков применяют пластиковые скребки. Они одновременно играют роль центраторов [5, 6].

На практике возможно различное сочетание всех выше перечисленных методов. При этом достигается наибольший технологический и экономический эффект в результате существенного ускорения процесса и полноты удаления парафиновых отложений. На сегодняшний день, на основе проведенного анализа, наиболее эффективными методами предотвращения парафиновых отложений являются вибрационные методы и методы с применением постоянных магнитов, а для удаления отложений самыми прогрессивными считаются механические методы.

#### Литература

1. Механизм образования смоло- парафиновых отложений и борьба с ними/В.П. Тронов. – М.: Недра, 1970. – 216 с.
3. Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции: Учебное пособие/Н.А. Сваровская. – Томск. : Изд. ТПУ, 2004. – 268 с.
4. Борисов С.И., Катеев М.В. Механизм действия ПАВ как деэмульгатор нефтяных эмульсий//Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 4. – с. 74 – 76.
5. Сафин С.Г. Разработка композиций для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений в нефтепромысловом оборудовании//Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 7. – с. 106 – 109.
6. Ибрагимов Н.Г. Совершенствование методов защиты колонны НКТ от асфальтосмолопарафиновых отложений на промыслах Татарстана// Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 6. – с. 110 – 112
7. Трубопроводный транспорт нефти: Учебник для вузов: Т. 1 / Г. Г. Васильев, Г. Е. Коробков, А. А. Коршак и др./ Под ред. С. М. Вайнштока. – М.: Недра, 2002. – 450 с.

### **АНАЛИЗ ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА РАЦИОНАЛЬНУЮ РАССТАНОВКУ ОПОР И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНЫХ ПРОЛЕТОВ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ БАЛОЧНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ**

**К.Ю. Якименко**

Научный руководитель профессор В.А. Иванов

*Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия*

Надземная схема укладки составляет лишь незначительную долю в общем объеме трубопроводного строительства. Применяется эта схема в основном для пересечения различного рода естественных и искусственных препятствий, т. е. когда применение подземной схемы по каким-либо причинам оказывается нецелесообразным. Охарактеризуем кратко основные препятствия, при пересечении которых возможно применение надземной схемы. Наиболее часто по надземной схеме пересекают овраги, так как размеры их (глубина, ширина, крутизна откосов) меняются, закрепление откосов в месте пересечения трубопроводом малоэффективно. Реки, имеющие неустойчивое русло, также часто пересекают по надземной схеме. Применение надземных трубопроводов оказывается целесообразным при пересечении так называемых подрабатываемых территорий, т.е. участков местности, под дневной поверхностью которых ведется выемка пород, полезных ископаемых и т.д. Имеет смысл при проектировании трубопроводов на болотах и вечномёрзлых грунтах рассматривать как подземную, так и надземную схемы прокладки. По уровню надежности они примерно равнозначны, поэтому экономические факторы здесь выступают на первый план. Если при пересечении железных и автомобильных дорог предпочтение отдается, как правило, подземной схеме, то при пересечении арыков наиболее часто применяется надземная схема. Иногда ее применяют и при пересечении каналов (оросительных и судоходных).

Если при эстакадной прокладке трубопроводов размер пролета не имеет существенного значения, то при балочной схеме этот фактор оказывает значительное влияние на рациональность решения. С увеличением пролетов трубопроводов и, следовательно, уменьшением числа опор, значительно сокращается расход материалов и повышаются темпы производства работ. Кроме того, при уменьшении числа опор облегчаются проектирование и строительство

сложного подземного хозяйства. Поэтому вопросы рациональной расстановки опор и определения предельных пролетов трубопроводов — в числе основных при компоновке систем.

Требования, предъявляемые к размерам предельных пролетов, можно разделить на расчетные, эксплуатационные и компоновочные. Расчетные состоят в необходимости обеспечения надежности конструкции в целом, т. е. выбранный предельный пролет должен удовлетворять условиям прочности и устойчивости с учетом всех одновременно действующих нагрузок.

Эксплуатационные требования состоят в обеспечении необходимых условий эксплуатации при работе всей системы. Для трубопроводов, транспортирующих среду, в которой может выпадать конденсат, таким требованием, в частности, является необходимость обеспечения заданного непрерывного одностороннего уклона для его стока.

Компоновочные требования обеспечиваются возможностью размещения на генеральном плане опор, соответствующих выбранным предельным пролетам.

При определении предельного пролета достаточно учесть основные силовые факторы, оказывающие решающее влияние на его размер. В первую очередь к ним относятся:

- поперечная нагрузка, включающая собственную массу трубы с оборудованием, массу изоляции и транспортируемого продукта, заполнения пылью или выпадающим конденсатом, массу сопутствующих трубопроводов с опорными конструкциями;
- внутреннее давление газовой среды;
- усилия от температурных деформаций трубопроводов.

Расчет трубопроводов, транспортирующих агрессивные среды, направлен на предотвращение возникновения на внутренней поверхности трубы пластического состояния, при котором резко возрастает интенсивность коррозионных явлений.

При расчете трубопроводов по второму предельному состоянию усилия, возникающие в опасном сечении наиболее нагруженного элемента, должны удовлетворять условию

$$\frac{M_m}{W} + \frac{N}{F} \leq \sigma_m, \quad (1)$$

здесь  $N$  – расчетное продольное усилие, т. е. такое усилие, при определении которого нагрузки умножаются на соответствующие коэффициенты перегрузки;  $M_m$  – максимальный изгибающий момент от действия поперечных и продольных сил;  $W$  – момент сопротивления сечения;  $F$  – площадь поперечного сечения.

Продольные усилия и изгибающие моменты в надземных трубопроводах должны определяться в соответствии с общими правилами строительной механики [2].

Следовательно, расчетное продольное усилие должно быть меньше либо равно критической силе Эйлера

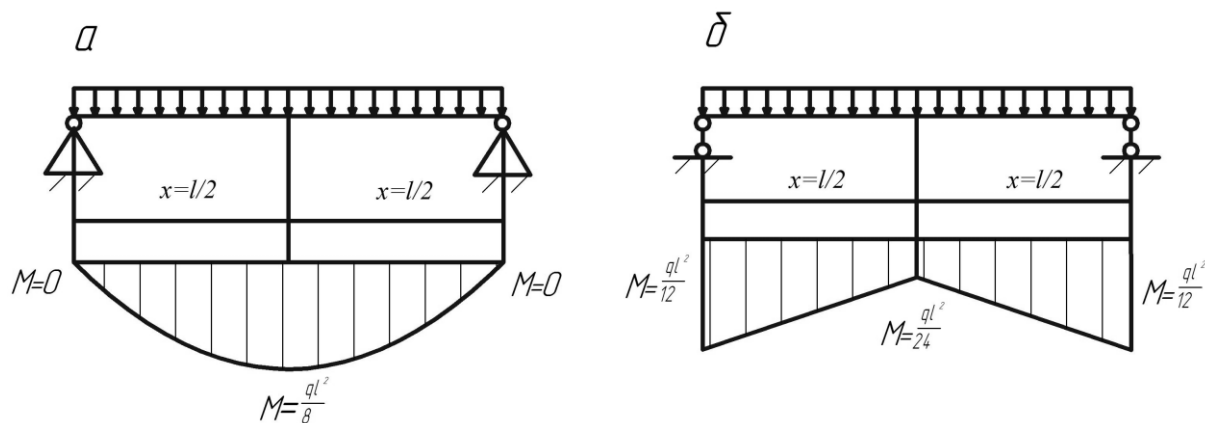
$$N \leq F_{кр}, \quad (2)$$

$$F_{кр} = \frac{\pi^2 EI}{l^2}, \quad (3)$$

$$N = 100F[(0,5 - \mu)\sigma_{кц} + \alpha E \Delta t]. \quad (4)$$

Изгибающие же моменты во многом будут зависеть от способа заделки концов балочного трубопровода [3].

Рассмотрим два способа заделки рис.: а) жесткая заделка концов трубопровода, б) свободное опирание концов трубопровода.



**Рис. Изгибающие моменты, возникающие при различных способах заделки концов балочных трубопроводов а) жесткая заделка концов трубопровода; б) свободное опирание концов трубопровода**

В рамках таких предположений необходимо уточнить рекомендации по выбору максимальных изгибающих моментов в формуле (1). Как известно, при свободном опирании концов трубопровода максимальный изгибающий момент возникает в сечении  $x = l/2$  и равен  $ql^2/8$ . Если же края заделаны жестко, то максимальный изгибающий момент соответствует опорному сечению  $x = 0$  и равен  $ql^2/12$ .

Таким образом, изгибающий момент можно выбирать из средних арифметических значений диапазонов

$$\frac{ql^2}{24} < M < \frac{ql^2}{8}. \quad (5)$$

Также при проектировании балочных трубопроводов необходимо учитывать прогиб трубопровода между опорами. Для того чтобы, в частности для газопроводов, исключить образования «мешков» скопления конденсата, которые в свою очередь могут уменьшить живое сечение трубопровода, а, следовательно, и его пропускную способность, необходимо соблюдать условие

$$f \leq 0,02D_n. \quad (6)$$

В случае свободного опирания концов трубопровода максимальный прогиб определяется

$$f_0 = \frac{5ql^4}{384EI}, \quad (7)$$

где  $q$  — распределенная нагрузка;  $x$  — расстояние (максимальный прогиб в сечении  $x = l/2$ ).

В случае жестко защемленных концов максимальный прогиб:

$$f_0 = \frac{ql^4}{384EI}. \quad (8)$$

Прогиб трубопровода под действием внутреннего давления, температурного перепада и эксплуатационной нагрузки  $f_{p,t,q}$  определяют по формуле:

$$f_{p,t,q} = \sqrt{\frac{0,6pD_{\text{вн}}l^2}{\pi^2 E \delta} + \frac{4\alpha l^2 \Delta t}{\pi^2} + f_0^2} \quad (9)$$

(без учета сжатия трубы под действием продольной силы  $N$ ). Если учесть сжатие трубы под действием силы  $N$ , то действительный прогиб

$$f_d = \sqrt{f_{p,t,q}^2 - \frac{4Nl^2}{\pi^2 EF}}. \quad (10)$$

Изгибающие моменты в опасных сечениях определим по формуле

$$M_M = M + \frac{Nf_{p,t,q}}{2}. \quad (11)$$

Анализируя (1) можно предположить что длина пролётов балочных трубопроводов будет в большей мере зависеть от возникающих максимальных изгибающих моментов, поэтому для увеличения пролётов а следовательно уменьшения материальных затрат необходимо проводить мероприятия по их снижению. Этого можно достичь, например если использовать в качестве предельного состояния условие образования пластического шарнира [Айнбиндер, 1991] или использование консольных опор [3].

#### Литература

1. Айнбиндер А.Б. Расчет магистральных и промысловых трубопроводов на прочность и устойчивость.—М.: Недра, 1991. — 287 с.
2. Бородавкин П.П. Подземные магистральные трубопроводы. — М.: Недра, 1982. — 384 с.
3. Камерштейн А.Г., Рождественский В.В., Ручимский М.Н. Расчет трубопроводов на прочность. Справочная книга. — М: Недра, 1969. — 440 с.