

ВЫДЕЛЕНИЕ АСФАЛЬТЕНОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ КАК СПОСОБ СНИЖЕНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ НА СТЕНКАХ ТРУБОПРОВОДОВ

Д.Д. Васильченко, М.А. Истомова

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия
dasha41121@yandex.ru*

Асфальтены на нефтяных месторождениях известны, прежде всего, своей способностью закупоривать скважины и трубопроводы. Определение асфальтенов как класса веществ, отличающихся по характеристикам растворимости, а не по химическим свойствам, затруднило изучение асфальтенов по сравнению с легкими компонентами. Более легкие компоненты нефти (насыщенные углеводороды, ароматические соединения) имеют определенное химическое строение. Асфальтены и смолы, которые относятся к более тяжёлому сырью и часто рассматриваются как единый остаток, порой считаются незаслуживающими более глубокого исследования или слишком трудны для этого [1].

В условиях постепенного истощения традиционных ресурсов, на смену им приходит тяжелый и сверхтяжелый вид нефти. Самые крупные мировые запасы тяжелой нефти находятся в Ориноко (Западная Венесуэла) и битумы битуминозного песка в провинции Альберта (Канада). В РФ месторождения тяжелой и сверхтяжелой нефти находятся в Западно-Сибирском регионе и в Волго-Уральском бассейне.

Плотность тяжелой нефти составляет $0,92-1 \text{ г/см}^3$ ($10-22,3^\circ \text{ API}$), а сверхтяжелой (битум) более 1 г/см^3 (до 10° API). В такой нефти содержатся в больших количествах смолисто-асфальтеновые вещества, азото-, кислород-, хлор-, серосодержащие соединения, так же металлы. Для нефти с такими свойствами требуется дорогостоящее оборудование. Трудность извлечения и транспортировки нефти, а также повышение затрат на переработку и очистку сырья и полученных нефтепродуктов, приводит к значительному удешевлению тяжёлой нефти [2].

Асфальтены характеризуются тем, что образуют твердые отложения, которые препятствуют добычи и транспортировки нефти и этим вызывают серьезные осложнения. Асфальтены и вода образуют стабильные эмульсии, которые образуются при перемешивании нефти, такая смесь обладает повышенной вязкостью. Более пристальное изучение асфальтенов поможет понять их значение и предотвратить образование эмульсий или снизить негативное воздействие образовавшейся смеси. Это воздействие сказывается на разработке месторождений, вызывает проблемы при

транспортировке и переработке нефти. Отложение асфальтенов ведёт к дополнительным затратам на ремонтные и очистные работы по их удалению со стенок трубопроводов.

Из выше сказанного можно сделать вывод, что возрастает актуальность по разработке технологий по подготовке к транспортировке высоковязкой нефти. Разрабатываются технологии для создания целого безотходного комплекса технологий по нетрадиционному сырью, который позволит снизить его вязкость. Тяжелая нефть имеет высокую плотность и вязкость, низкое значение бензиновых фракций, не текучи. Таким образом, важно создать такие технологии, которые будут направлены на снижение вязкости, чтобы при транспортировке нефти не возникали затруднения. Деасфальтизация высоковязкой нефти позволяет улучшить её физико-химические свойства и улучшить её качества [3].

Один из вариантов деасфальтизации является экстракционная деасфальтизация. В качестве экстрагента можно применить экстрагент мицеллярного на основе ацетона или ПАВ. Проводится при температуре 50 °С, отношение экстрагента к сырью равна 3:1 при такой пропорции формируется оптимальная растворяющая способность. Экстрагент перемешивается с сырьем электромешалкой, затем отстаивается при температуре экстракции.

В результате процедуры отстаивания получают две фазы, одной из фаз является раствор деасфальтизата состоящий из экстрагента, парафиновых, ароматических, нафтеновых компонентов, вторая фаза представляет из себя раствор, включающий в себя асфальтены, смолы (рис. 1). Сам процесс основан на том, что правильно подобранный растворитель избирательно растворяет определенную группу углеводородов (вызывает их коагуляцию), а другие углеводороды наоборот осаждаются (они являются коллоидно-неустойчивые). Таким образом, асфальтены коагулируются, а ароматические, нафтеновые углеводороды избирательно растворяются.

Главной задачей процесса деасфальтизации является получение продукта высокого качества, с оптимальными физико-химическими свойствами. Хороший результат данного процесса зависит от экстрагента, его количества, температуры процесса и фракционного состава исходного сырья [4].



Рис. 1. Схема деасфальтизации высоковязкой нефти

Данный способ позволяет снизить кинематическую вязкость примерно в 2 раза.

Обезвоживание высоковязкой нефти перед деасфальтизацией поможет сохранить растворяющую способность растворителя, т.к. наблюдается следующая зависимость – с увеличением количества воды растворяющая способность экстрагента значительно уменьшается. При падении растворяющей способности происходит переход части ароматических компонентов в раствор асфальта, что очень невыгодно.

Кроме того, можно предложить способ деасфальтизации и деметаллизации сырья экстракцией сжиженными алканами (низкомолекулярными). Таким является пропан, который в процессе экстракции помогает получить две фазы.

Выделение асфальтенов возможно методом сольвентной деасфальтизации. Роль растворителя играет бензиновая фракция, которая в последствие регенерируется и возвращается в цикл. В данной технологии тяжёлая нефть поступает в сепаратор, где обезвоживается и далее поступает в блок деасфальтизации, перед этим смешиваясь с растворителем (бензиновой фракцией), который поступает из атмосферной трубчатки, где она вырабатывается. В ходе деасфальтизации выделяются асфальтены и содержащиеся в них металлы, которые могут использоваться в качестве сырья битума и облегчённая нефть, которая проходит блок обессеривания и далее разделяется на два потока: основной поток направляется на транспортировку трубопроводным транспортом на НПЗ, а другой на ЭЛОУ-АТ для выработки бензиновой фракции [5].

В процессе переработки высоковязкой нефти важна и экологическая сторона вопроса, данная технология обеспечивает безотходность производства, минимальное воздействие на окружающую среду.

Состав асфальто-смоло-парафанистых отложений изменяется в пределах одного добывающего региона, знание состава асфальтенов позволит подобрать оптимальный метод по борьбе с ними. Выделение асфальтенов на месторождение повысит эффективность работы трубопроводов, уменьшит затраты при транспортировке и переработки нефти, безотходность производства поможет снизить вредное воздействие на окружающую среду. Таким образом, разработка технологии по выделению асфальтенов является важной и перспективной областью.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Щепалов А.А.* Тяжёлые нефти, газовые гидраты и другие перспективные источники углеводородного сырья. Нижний Новгород: Нижегородский госуниверситет, 2012. 93 с.

2. *Абдрахманов Р.А., Копылов А.Ю., Салахов И.И., Сафина И.Р., Мосунова Л.Ю.* Экстракционная деасфальтизация как метод улучшения свойств высоковязкой нефти // Вестник Казанского технологического университета, 2014. С. 190-194.

3. *Самедова Ф.И., Косумова А.М., Рашидова С.Ю., Алиева В.М.* Новый способ выделения асфальтенов из нефти и её тяжёлых остатков. / Нефтехимия. 2007. Т. 47. № 6. С. 432-434.

4. *Петрова Л.М.* Фракционирование асфальтенов из тяжёлой нефти полярным растворителем и характеристика фракций физико-химическими методами / Л.М. Петрова, И.А. Аббакумова, И.М. Зайдуллин, Д.Н. Борисов // Нефтехимия. № 2. 2013. С.94-100.

5. *Ахметов С.А.* Технология глубокой переработки нефти и газа: учеб. пос. Уфа: Гилем, 2002. 627 с.

УДК 62-631.2:665.65

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ ВНУТРИТРУБНОЙ ДИАГНОСТИКИ

И.Муртазин, С.А. Гулина

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия*

Для обеспечения безопасной и надежной эксплуатации магистральных газопроводов (МГ) необходимо качественно определить их техническое состояние. При этом несущая способность и герметичность

трубопроводов зависит от ряда причин: скрытые дефекты, износ стенок труб и их старение в процессе воздействия нагрузок.

Диагностику МГП, проложенных на поверхности земли, можно осуществить с помощью различных методов дефектоскопии. Однако подземные МГ с изоляционным защитным покрытием укладываются в грунт и тянутся тысячи километров, поэтому обеспечение контроля состояния трубопроводов возможно только с помощью внутритрубной дефектоскопии (ВТД). В данном случае, сплошное ультразвуковое сканирование (СД-метод) находит ограниченное применение. СД-метод ультразвукового обследования в водяной подвижной пробке оказался экономически нерентабелен, из-за потерь, связанных с выведением участка газопровода из эксплуатации на длительный срок для осушки после проведения ВТД этим методом. В газовой среде этот метод применяться не может в силу значительно большего коэффициента отражения ультразвуковой волны от границы газ-металл по сравнению с границей нефть-металл или вода-металл [1].

На данный момент основными методами проведения ВТД для МГП являются метод регистрации утечек магнитного потока при поперечном (TFI) или продольном (MFL) намагничивании участка трубы и метод возбуждения и приема ультразвуковых волн в металлах с помощью бесконтактных электромагнитно-акустических (ЭМА) преобразователей.

Сущность метода регистрации утечек магнитного потока при поперечном (TFI) или продольном (MFL) намагничивании участка трубы состоит в том, что при наличии в стенке намагниченного трубопровода поверхностных или подповерхностных дефектов сплошности (трещины, неметаллические включения, коррозия и т.д.), часть магнитного потока выходит из стенки трубопровода, рассеивается. Поток рассеивания регистрируется датчиком Холла и индуктивной катушкой, располагающиеся около поверхности трубопровода (рис. 1).

При движении магнитного внутритрубного снаряда в стенке трубы образуются вихревые токи, препятствующие проникновению магнитного потока. Это приводит к неоднородному намагничиванию по толщине стенки трубопровода. Как следствие, поверхность (внешняя сторона), где сосредоточена большая часть дефектов, намагничивается недостаточно, что приводит к ухудшению технической диагностики.

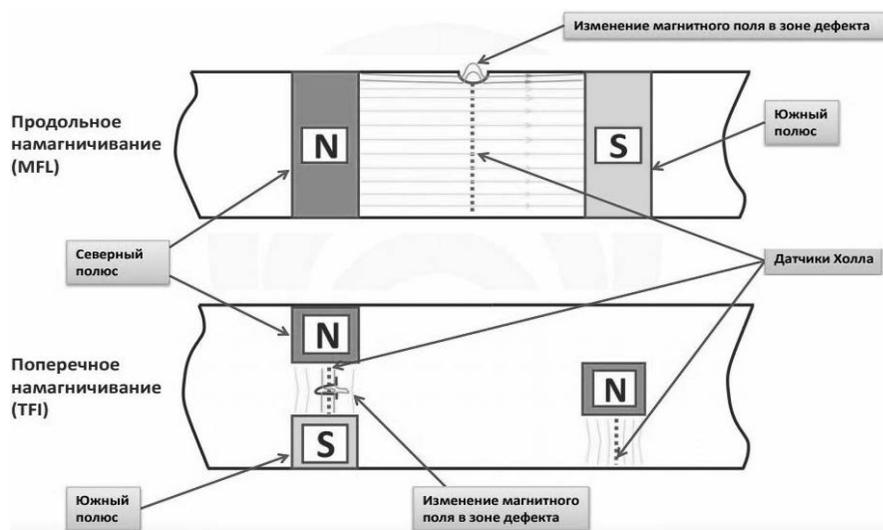


Рис.1 Схема регистрации рассеяния магнитного потока.

Величина магнитного поля вихревого тока имеет вид:

$$H = - \frac{\pi \cdot B \cdot \sigma \cdot v \cdot t^2}{L} \quad (1)$$

где: σ - удельная электрическая проводимость стальной трубы; B - плотность магнитного потока; v - скорость движения внутритрубного снаряда; L - длина полюса; t - толщина стенки объекта контроля.

Исходя из формулы видно, что большое влияние оказывает толщина стенки трубы. Чем больше диаметр трубопровода, тем больше и толщина, а соответственно, ниже скорость прохода снаряда. Также важным условием является очистка трубопровода от загрязнений, мешающих нормальной работе датчиков. Данный способ позволяет регистрировать потерю металла (заводской брак или результат коррозии); трещины и аномалии в сварных швах и теле трубопровода; расслоения; немагнитные включения. Однако локальные колонии трещин стресс-коррозии с малым раскрытием традиционно плохо обнаруживаются и идентифицируются магнитными дефектоскопами [2]. Величина обнаружения трещины составляет более 20% от номинальной толщины стенки.

В методе возбуждения и приема ультразвуковых волн в металлах с помощью бесконтактных электромагнитно-акустических (ЭМА) преобразователей излучателем и приемником ультразвуковых колебаний является поверхность металла, которая находится в зоне действия катушки. Поскольку между преобразователем и поверхностью объекта исследования существует электромагнитное поле, наличие жидкости для акустического контакта не требуется, что делает данный метод пригодным для технической диагностики МГП.

Все ЭМА преобразователи можно разделить по принципу образования механических колебаний на три составляющие: взаимодействие через силу Лоренца, магнитострикция и магнитное взаимодействие. В лоренцовских преобразователях вихревые токи находятся в зоне сильного постоянного магнитного поля. Причем, в ВТД постоянное магнитное поле создается с помощью постоянных магнитов, а не электромагнитов, поскольку есть ограничения по энергопотреблению. По отношению к магнитострикционным преобразователям, преимущество лоренцевских заключается в их меньшей зависимости от магнитной проницаемости и электропроводности трубопровода. Амплитуда ультразвуковой волны мало зависит от состояния поверхности объекта и его остаточной намагниченности. Поэтому для проведения ВТД чаще всего используются лоренцевские ЭМА преобразователи.

В зависимости от конструкции ЭМА преобразователи могут возбуждаться поперечные либо продольные волны с заданным направлением плоскости поляризации. Схемы преобразователя представлены на рисунках 2 и 3.

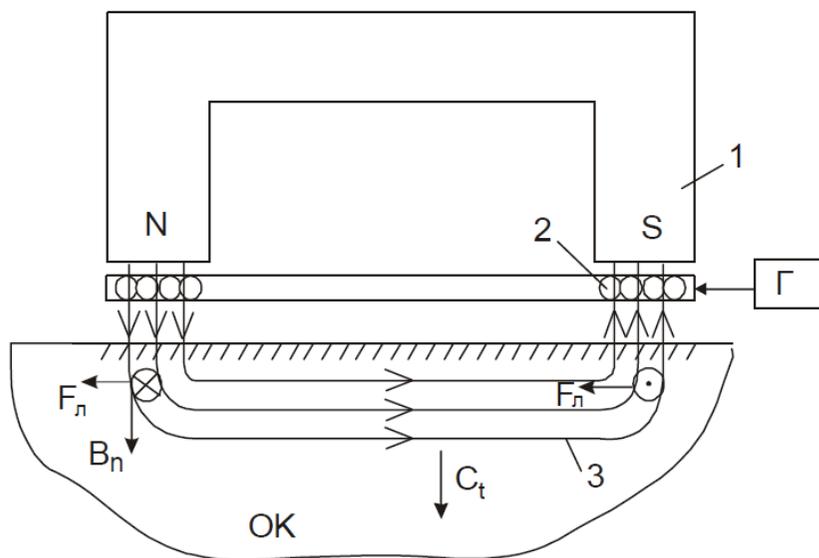


Рис. 2 Схема электромагнитно-акустического преобразователя для поперечных волн.

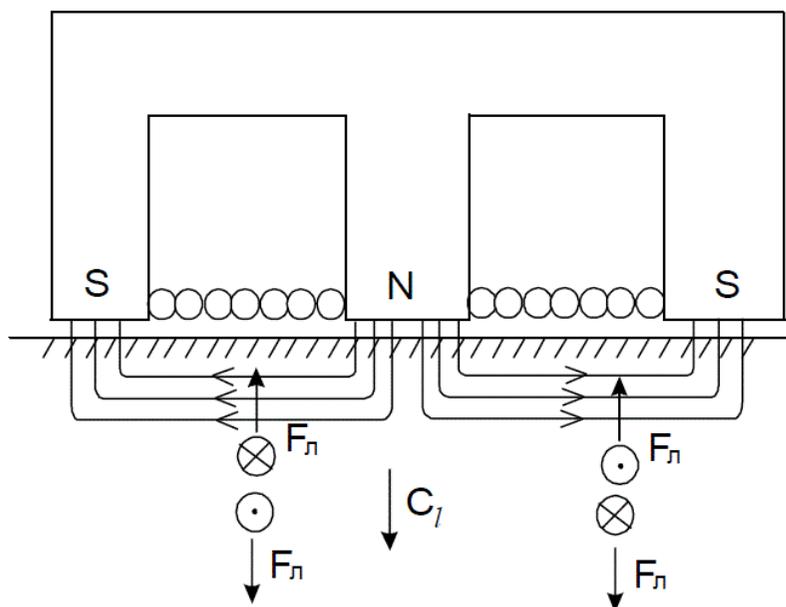


Рис.3 Схема электромагнитно-акустического преобразователя для продольных волн (1 – магнит; 2 – катушка; 3 – линии магнитного поля; ОК – объект контроля; Г – генератор; B_n – нормальная оставляющая магнитного поля; C_1 – скорость продольной волны, C_2 – скорость поперечной волны; F_L – сила Лоренца.

Принцип действия электромагнитно-акустического преобразователя заключается в прохождении переменного тока из генератора (Г) через катушку (2), и создании переменного магнитного поля. Проникая через объект контроля (ОК), данное поле возбуждает вихревые токи в металлической стенке. Взаимодействие вихревых токов и действия постоянного магнитного поля (B_n) приводит к образованию переменных сил (F_L). Под действием переменных сил, элемент объема совершает колебания, что приводит к распространению по нормали к поверхности поперечных ультразвуковых волн. Силы, которые возникают в приповерхностном слое, определяются глубиной скин-слоя δ :

$$\delta = \sqrt{2 / \omega \cdot \mu_0 \cdot \mu \cdot \sigma} \quad (2)$$

где: ω - круговая частота колебаний; μ - относительная магнитная проницаемость; σ - электропроводность; $\mu_0 = 4 \cdot \pi \cdot 10^{-7}$ Гн/м.

В процессе приёма происходит изменение напряженности электрического поля за счёт акустических колебаний:

$$\vec{E} = \left[\vec{v} \cdot \vec{B}_m \right] \quad (3)$$

где: \vec{v} - колебательная скорость (изменяется по периодическому закону).

Таким образом, обеспечивается получение сигнала за счет изменения колебательной скорости проводника в магнитном поле. Такие преобразователи используются как на прием, так и на излучение колебаний (совмещенный преобразователь для поперечных волн). Достоинством является то, что при излучении и приеме все витки катушки располагаются максимально близко к поверхности ОК. При этом траектория ультразвуковой волны от ЭМА преобразователя и к нему проходит по прямой, поэтому не требуется компенсация, как в случае с раздельно-совмещенным преобразователем. Недостатком данного преобразователя является длительный интервал «мертвой зоны», причина которого в переходных процессах зондирующего импульса. Также встает проблема при выборе количества витков в катушке, поскольку для приема требуется большее количество с целью увеличения уровня сигнала, а при генерации меньшее количество, однако для увеличения эффективности возбуждения требуется больший ток. При этом выражение для поперечной напряженности электрического поля высчитывается:

$$E_t = \frac{2 \cdot H \cdot B_n^2}{\rho \cdot C_t} \quad (4)$$

где: H - амплитуда переменного поля; $\rho \cdot C_t$ - комплексное сопротивление.

Раздельно-совмещенные преобразователи (для продольных волн) имеют в своей конструкции две катушки: один для возбуждения колебаний, а другой для приема. Основным достоинством является легкость согласования возбуждающей катушки с генератором и принимающей катушки с входным усилительным каскадом. При расположении генерирующей катушки рядом с приемной индуктивная связь между ними меньше, чем в случае расположения друг над другом, и благодаря этому мертвая зона меньше. Также при таком расположении наблюдается увеличение эффективности ЭМА преобразования, благодаря максимально близкому расположению катушек к поверхности контролируемого изделия. Основной недостаток такой конструкции в том, что для сохранения высокой точности контроля при малых толщинах требуется учет траектории волн. Продольная составляющая электрического поля определяется:

$$E_l = \frac{2 \cdot H \cdot B_r^2}{\rho \cdot C_l \cdot \mu^2} \quad (5)$$

где: β_r - касательная составляющая магнитной индукции; μ - магнитная проницаемость ОК.

Дефектоскоп ЭМА-технологии нацелен прежде всего на выявление продольно-ориентированных трещин, имеющих малое раскрытие и незначительную глубину, то есть особый случай стресс-коррозии — колонии трещин с раскрытием не более 20 мкм и протяженностью 5 — 10 мм [2]. Помимо обнаружения коррозионного растрескивания под напряжением (КРН), метод позволяет выявлять состояние изоляционного покрытия (отслоения, нарушения целостности, отсутствие изоляции в целом). Однако, ЭМАП метод, зависит больше от геометрии внутренней поверхности трубопровода, чем магнитные методы. К недостаткам данного метода можно отнести низкую помехозащищенность, недостаточное время автономной работы, низкую чувствительность к информативным параметрам акустических волн.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Козырев Н.Б.* Об особенностях обнаружения стресс-коррозионных повреждений магистральных газопроводов// ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ. – 2014. – №6 – С.96-98.
2. *Матвиенко А. Ф., Корзунин Г. С., Лоскутов В. Е., Бабкин С. А.* Опыт контроля состояния труб магистральных газопроводов электромагнитно-акустическим методом//Дефектоскопия. 2015. № 9. С. 28-37.
3. *Зацепин А. Ф.* Физические основы ультразвуковой дефектометрии: учебное пособие. В 2 ч. Ч.2 / А.Ф. Зацепин. – Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ–УПИ, 2006. – 117 с.
4. ОНТП-51-1-85. Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные трубопроводы. Часть 1. Газопроводы.— М.: ВНИИЭгазпром, 1985.- 220 с.

УДК 532.5

ВЛИЯНИЕ СМЕШЕНИЯ НЕФТЕЙ РАЗНЫХ ГОРИЗОНТОВ НА ИХ ФИЗИЧЕСКИЕ И ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА

Д.А. Зайцев, Л.А. Шацкая

Самарский государственный технический университет

Самара, Россия

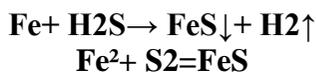
zaitsev83@mail.ru

Ludmilad@rambler.ru

В процессе разработки и эксплуатации нефтяных месторождений, состав и свойства продукции скважин изменяется. На поздней стадии эксплуатации происходит увеличение устойчивости водонефтяной эмульсии. Особый интерес представляет стабилизация нефтяных эмульсий сульфидом железа. Образование сульфида железа возможно с участием сероводорода в нефтяных пластах и ионов железа в пластовых водах. Раздельный сбор и подготовка продукции, добываемой из различных горизонтов, требует значительных капиталовложений, особенно в районах со сложившейся системой сбора и подготовки нефти. Поэтому возникает необходимость в смешении продукции различных месторождений и горизонтов, в том числе содержащих сероводород и соли железа.

Эксплуатационный фонд скважин Ясеновско-Гараевского месторождения составляет 21 единица. Действующий фонд скважин составляет 14 единиц: 6 девон, 8 угленосные пласты.

При смешивании обводнённой продукции скважин возможно образование сульфида железа, что приводит к существенному увеличению устойчивости смесей эмульсий, а также образованию на границе раздела фаз промежуточного слоя.



Повышенное содержание в добываемой нефти механических примесей, затрудняет её подготовку, транспортировку и переработку.

Источники происхождения минеральных примесей разделяются на две группы: первая - неизбежные механические примеси как природный фактор, вторая – механические примеси, возникшие в результате какого-либо направленного воздействия.

К факторам первой группы можно отнести неблагоприятные свойства пласта (прочностные, литологические и т.д.), физико-химические

свойства пластовых флюидов. Ко второй группе: одновременную эксплуатацию и сбор продукцию разных горизонтов, жидкости которых несовместимы и смешение приводит к нарушению ионного (сульфидного, карбонатного) равновесия в пластовой системе в результате нагнетания вод со значительным содержанием загрязняющих примесей и, как следствие, миграцию высокодисперсных загрязняющих примесей к добывающим скважинам.

Совместная подготовка таких нефтей весьма затруднительна. Кроме того, в ряде случаев подготовка не даёт положительных результатов. Это связано с повышенной устойчивостью смеси эмульсий, повышением её вязкости, а также из-за образования на границе раздела фаз промежуточного слоя. Устойчивость смесей эмульсии повышается при наличии сульфида железа определённой дисперсности (размеры частиц близкие к коллоидным от 0,1 до 10 мкм.) и смачивание частиц обеими фазами эмульсий. Резкое увеличение устойчивости таких эмульсий наблюдается при концентрации сульфида железа более 200 г/т нефти, увеличивается динамическая вязкость эмульсии. Это может служить причиной повышение давления в технологических трубопроводах.

Образование сульфида железа возможно по двум механизмам. По первому, в процессе коалитенции капель воды девонских горизонтов, содержащих ионы железа и капель воды угленосных горизонтов, содержащих сероводород, сульфид железа образуется в объёме общей капли. По второму, после слияния девонских и угленосных эмульсий сероводород начинает диффундировать через поверхность раздела в каплю девонской воды. В этом случае сульфид железа образуется на границе раздела фаз и может быстро перейти в нефтяную фазу и выступить стабилизатором водонефтяных эмульсий.

Количество сульфида железа, при смешивании обводнённых сероводородных и железосодержащих нефтей, определяется концентрацией сероводорода и ионов железа, обводнённой девонской эмульсии, величиной рН смеси воды. (табл. 1)

Таблица 1

Значение рН	Процессы образования и стабилизации водонефтяной эмульсии
3,5 и более	Образование сульфида железа; Значение рН; Концентрация Fe ²⁺ и H ₂ S FeS < 50 мг/дм ³
5-7	Образование бронирующей оболочки на границе фаз нефть/вода FeS > 50 мг/дм ³
Более 7	переход сульфида железа в водную фазу

При $pH < 3$ сульфид железа не образуется. Начало появления коллоидных частиц FeS в воде наблюдается при $pH > 3,5$. Максимальная устойчивость эмульсий воды в нефти прослеживается при $pH = 5-7$ (наиболее характерная величина для пластовых вод нефтяных месторождений): весь образуемый сульфид железа переходит в нефть. При $pH > 7$ поверхность частиц становится более гидрофильной (особенно при наличии в воде неионогенного деэмульгатора), и переход их в нефтяную фазу резко замедляется. В этом случае возникает процесс перехода FeS из нефти в воду. В данном процессе существенную роль играют ПАВы, образующиеся при взаимодействии щёлочи с нефтью. Однако, защелачивание системы может привести к нарушению ионного равновесия воды и её качества.

Важным фактором, определяющим процесс разрушения нефтяной эмульсии, содержащих сульфид железа, является адсорбционное связывание молекул деэмульгатора на развитой поверхности частиц твёрдой фазы. Это может происходить как на гидрофобных, так и на гидрофильных поверхностях частиц и не зависят от того, в какой из фаз находятся частицы. Этим следует объяснить одну из причин повышения удельных расходов деэмульгаторов при обработке эмульсий с высоким содержанием механических примесей. При увеличении содержания сульфида железа с $15...20$ до $65...70$ г/м³ возможно разделение эмульсий до остаточного содержания воды не более 1% за счёт повышения температуры с 40 °С до 60 °С, без увеличения расхода реагента. При содержании сульфида железа в нефтяной фазе 200 г/м³ нельзя подготовить эмульсию без применения технологических приёмов, понижающих содержание сульфида железа в нефтяной фазе эмульсий.

Причины образования устойчивых эмульсий и промежуточных слоёв

Размер капель воды в эмульсии обычно обратно пропорционален количеству энергии, затраченной в процессе турбулизации жидкости, чем больше затрачено энергии, тем меньше диаметр капель, следовательно, больше их суммарная удельная поверхность. Степень дисперсности эмульсии, таким образом, может меняться при движении от устья скважины до пунктов подготовки нефти. В легко расслаивающихся эмульсиях, обычно большинство глобул воды крупные – размером от 50 до 100 мкм. В то время как стойкие эмульсии содержат в основном глобулы размером от $0,1$ до 10 мкм. Отношение суммарной поверхности глобул к общему их объёму называется удельной межфазной поверхностью. Чем выше степень дисперсности эмульсии, тем более стойкой будет эмульсия, тем больше расход деэмульгатора для её разрушения.

При увеличении обводнённости при одном и том же размере капель кратно увеличивается удельная поверхность, но в абсолютном выражении

при больших размерах капель воды удельная поверхность возрастает меньше, чем при большом размере капель.

Старение эмульсий

Известно явление увеличение устойчивости эмульсии с увеличением времени её существования. Это связано с тем, что адсорбция эмульгаторов и стабилизаторов происходит во времени, при этом слой гелеобразной плёнки утолщается, тем самым увеличивается его прочность, следовательно, и устойчивость эмульсии.

Исследование изменения прочности межфазной плёнок нефти на границе с водой показали, что для угленосной нефти характерно быстрое старение, уже через 15 часов прочность плёнки угленосной нефти достигает максимальной величины, в то время как для плёнки девонской нефти, этот предел достигается за 20 часов.

Выводы

Смесь вод девонских и угленосных горизонтов в последствие может вызвать образование сульфида железа в перекачиваемой эмульсии, ее преждевременное старение и образование устойчивых промежуточных слоёв. Образующийся сульфид железа, при смешении вод девонских и угленосных горизонтов, оттягивает на себя часть деэмульгатора, в связи с этим растёт динамическая вязкость нефтяной эмульсии. Это приводит к увеличению давления в системах сбора и подготовки нефти, а так же в технологических трубопроводах. Все эти изменения в характеристике стабилизатора вызывают увеличение расхода деэмульгатора. Считаю, что с учётом этого явления, целесообразна обработка эмульсий деэмульгатором сразу же после её добычи или в процессе добычи, при непрерывном дозировании её, с помощью блока подачи реагента через капельную трубку. В результате получается, что время для концентрирования молекул на поверхности раздела фаз для этого минимально, кроме того увеличивается продолжительность воздействия деэмульгатора на эмульсию, что приводит к снижению его расхода и улучшению качества обезвоженной нефти, а самое главное гидравлическое сопротивление и давления в системах сбора и подготовки нефти, а также в технологических трубопроводах становится значительно ниже.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Сахабутдинов Р.З., Губайдулин Ф.Р., Исмагилов И.Х., Космачёва Е.Ф., Особенности формирования и разрушения водонефтяных эмульсий, на поздней стадии разработки нефтяных месторождений. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2005. – 18 с., 201 с.

2. *Тронов В.П.* «Промысловая подготовка нефти». Казань, «Фен» 2000. – 11 с., 50 с.
3. *Черек А.М.* Управление процессами обезвоживания и обессоливания нефти при осложнённых условиях эксплуатации на ЦПС в ОАО «Самаранефтегаз». Учебное пособие.
4. *Глуценко В.Н., Силин М.А., Пташко О.А., Денисова А.В.* Нефтепромысловая химия: Осложнения в системе пласт-скважина-УППН. Учебное пособие – М.: МАКС Пресс 2008.
5. *Хуснулин Р.Р.* Композиционные составы для снижения давления гидравлического сопротивления в системах трубопроводного сбора и транспорта продукции нефтяных скважин. Диссертация Казань 2015.

УДК 621.824.4

ПРИМЕНЕНИЕ ПРОФИЛЬНЫХ СОЕДИНЕНИЙ РАЗЛИЧНЫХ ВИДОВ И ТИПОРАЗМЕРОВ В ТРАНСПОРТИРОВКЕ УГЛЕВОДОРОДОВ

¹*В.Я.Гореликов,* ²*А.И.Сомов*

¹*Самарский государственный технический университет*

²*Самаранефтегаз,*

Самара, Россия

somovAii@Yandex.ru

Профильные соединения обладают рядом эксплуатационных и технологических преимуществ. Они долговечнее, обладают меньшими шумовыми характеристиками, в 2-5 раз меньшей металлоемкостью, чем другие соединения, также имеют более высокий КПД по сравнению со шлицевыми и шпоночными соединениями [1]. В данной статье приводятся примеры применения профильных соединений с целью повышения надежности в различных отраслях машиностроения (типовой насос-дозатор марки 10/100 электроприводной одноплунжерный и железнодорожное колесо подвижного состава).

Дозировочные насосы рассматриваемого типа (рис. 1) широко используются в нефтегазовом комплексе, химической промышленности, теплоэнергетической промышленности, на атомных станциях и в других сферах. Отказы насоса обусловлены конструкцией деталей, их изготовлением или эксплуатацией. Часто причиной отказа является износ сопрягаемых поверхностей червячного колеса и вала (см. поз. 5,8, рис. 1).

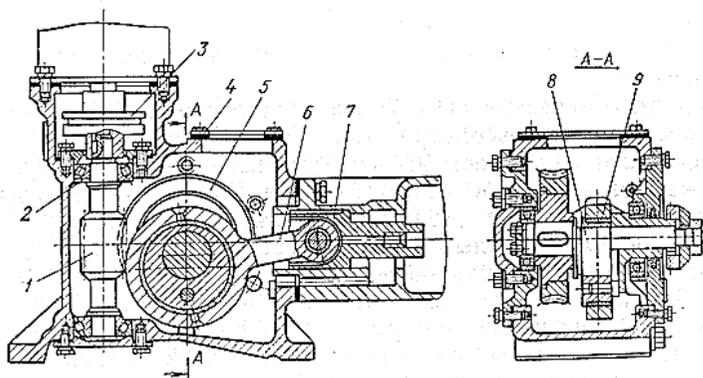


Рис.1 – Типовой насос-дозатор электроприводной одноплунжерный.

Диаметр сопрягаемых поверхностей для данного насоса 30 мм. Форму контурной кривой профильного соединения можно задавать с помощью графических построений [2]. Основываясь на исходных размерах шпоночного соединения в насосе-дозаторе марки 10/100 берем наиболее подходящий тип профильного соединения, а именно - профильное соединение с трехгранным равноосным контуром (РК-профиль). Геометрические параметры РК- профильной поверхности (рис.2) [2] определяются следующим путем.

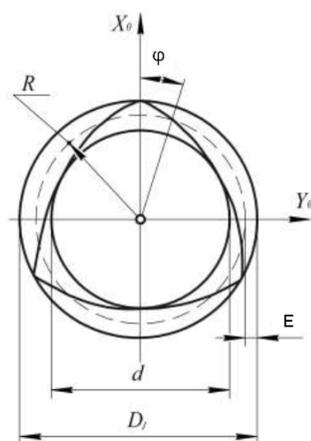


Рис.2 – Геометрические параметры сопрягаемой поверхности РК - профиля. D_1 – диаметр описанной окружности; d – диаметр вписанной окружности; R – радиус средней окружности; φ – угловой параметр; E – эксцентриситет профиля; N – количество граней.

Число граней N выбирается равным трем, а условный диаметр $D=15$ мм [2]. Величина эксцентриситета E , определяющая характер изменения формы кривой, для трехгранного профиля находится по формуле:

$$E = \frac{D}{32} = \frac{15}{32} = 0,47 \quad (1)$$

Диаметры d и D_1 вписанной и описанной окружностей контурной кривой определяются по формулам:

$$\begin{aligned} d &= D - 2E = 15 - 2 \cdot 0,469 = 14,062 \text{ мм}; \\ D_1 &= D + 2E = 15 + 2 \cdot 0,469 = 15,938 \text{ мм}. \end{aligned} \quad (2)$$

При проектировании РК-профиля используем упрощенный метод равностороннего треугольника [3]. Для этого строим окружность диаметром $D=15$ мм [4], вписываем в неё равносторонний треугольник (см.рис.3).

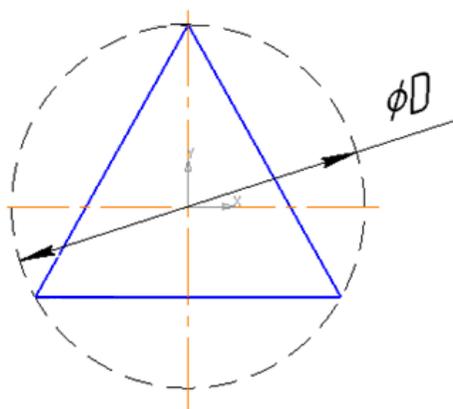


Рис.3 – Равносторонний треугольник и описанная окружность диаметром D .

В дальнейшем строим три окружности с диаметрами $D_2 = D_3 = D_4 = 15,938\text{мм}$ с центрами в вершинах треугольника (O_2, O_3, O_4), O – центр описанной окружности треугольника (рис. 4).

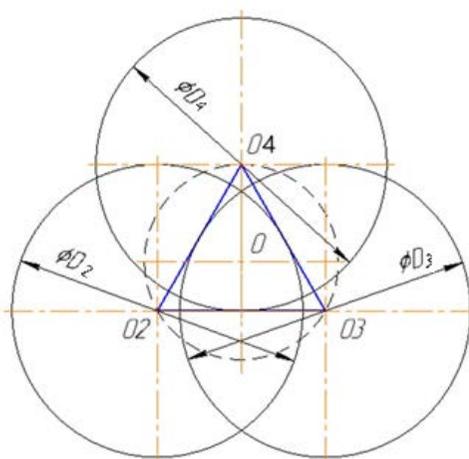


Рис.4 – Получение основного контура профильной кривой.

Убираем излишние линии и оставляя линии внутри треугольника, в итоге имеем профиль (рис. 5)

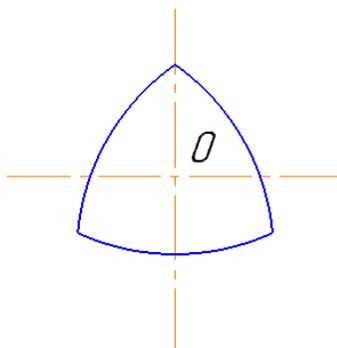


Рис.5 – Основной контур профильной кривой.

В вершины полученной профильной кривой вписываем окружность диаметром $d_1 = D_1 \cdot 0.5 = 7.969$, и находим конечную кривую РК-контура (рис.6).

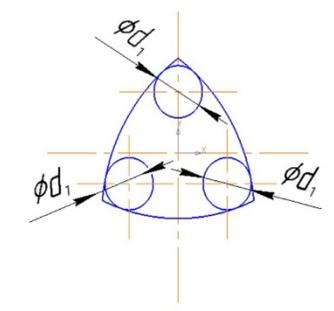


Рис.6 – Окончательный профильный контур.

Таким образом, мы получили геометрические параметры РК-профильного соединения для условного диаметра $D=15\text{мм}$, которая соответствует параметрам отраслевого стандарта (рис.7).

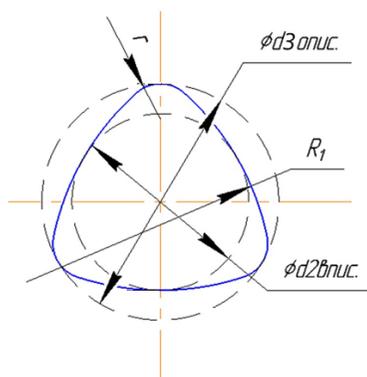


Рис.7 – Параметры окончательного профильного контура: h – высота профиля, R_1 – радиус трех сторон профиля, r – радиус вершин профиля, d_3 опис. – диаметр описанной окружности, d_2 впис. – диаметр вписанной окружности.

Профильные соединения применяются, когда при одновременном уменьшении массогабаритов сборки достигаются заданные нагрузки. Или, наоборот, при данных массогабаритах необходимо увеличить вращательный момент [1]. Эти положения подтверждаются и в более поздней подборке [5].

В настоящее время актуальной является проблема повышения эксплуатационной надёжности сборных железнодорожных колёс подвижного состава [6,7].

Сборное железнодорожное колесо локомотива состоит из бандажа, кольца бандажного и центра колесного (см. рис.8).



Рис.8 – Сборное железнодорожное колесо локомотива.

При этом центр колесный имеет спицевую конструкцию [8]. Целесообразно использовать в этой сборке профильное соединение с числом граней, которое равно числу спиц в центре колесном. Форма контурной кривой профильного соединения может задаваться системой параметрических уравнений в полярных координатах [4]:

$$\begin{cases} R = \sqrt{\left(\frac{D}{2} - E \cos \tau\right)^2 + (NE \sin \tau)^2} \\ \varphi = \frac{\tau}{N} + \arctan\left(NE \sin \tau / \left(\frac{D}{2} - E \cos \tau\right)\right) \end{cases} \quad (3)$$

где:

R и φ – текущие координаты, определяющие положение произвольной точки на контурной кривой, мм и рад.;

D – условный диаметр профильного соединения, мм;

E – эксцентриситет кривой, мм;

N – число граней соединения;

τ – независимый параметр, рад..

По формулам (3) проводился расчёт, из которого следует, например, что при диаметре колеса в 1250мм и диаметре центра колесного $D=1070\pm 0,25$ мм, числе спиц $N=11$ (данные колёс электровоза ВЛ22м)

оптимальное значение эксцентриситета профиля составляет $2 \div 5$ мм (см. графики рис.9).

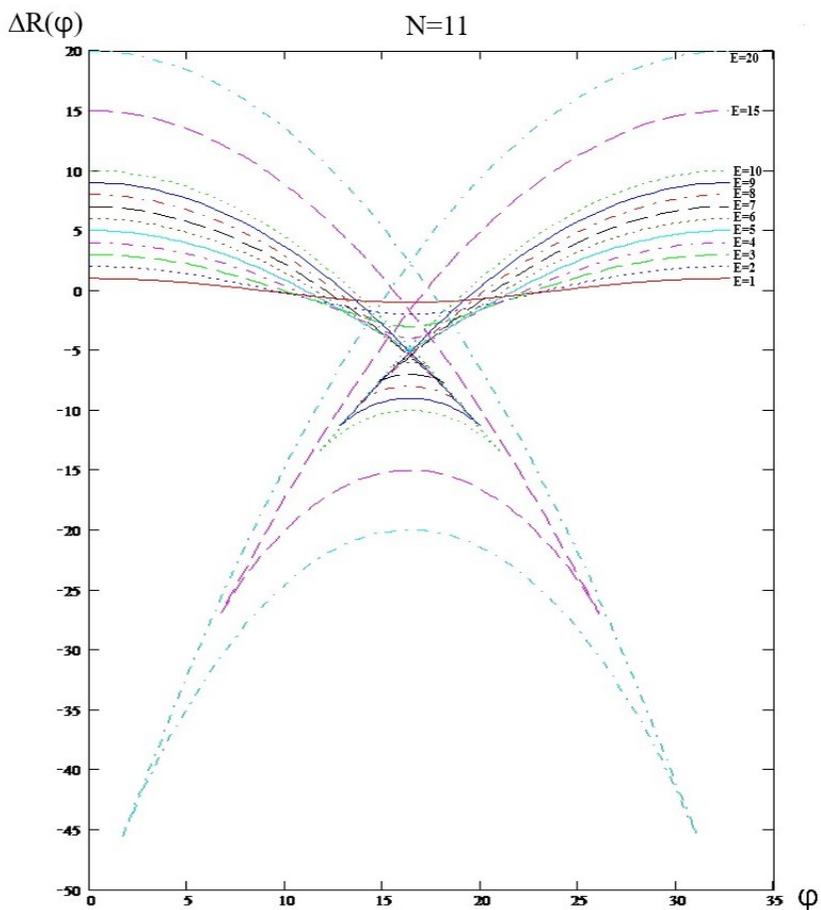


Рис.9 – Зависимости изменения текущего радиуса ΔR от полярной координаты φ для профильного соединения в железнодорожном колесе.

При этом:

$$\Delta R = R(\tau) - R_0 \quad (4)$$

где $R_0 = D/2$.

Полученные в результате анализа данные могут служить основой для конструирования и проектирования техпроцессов производства деталей железнодорожной колёсной пары локомотива.

Таким образом, мы показали возможности применения профильных соединений различных видов и типоразмеров в транспортировке углеводородов.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Борович Л.С.* Бесплощочное соединение деталей машин. М.: Машгиз, 1951. 132с.
2. *Максименко Ю.А.* Создание метода проектирования дисковых фрез с конструктивным исполнением радиальной подачи для обработки валов с РК- и К- профилем. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. Курск-2014,с.9-15.
3. <https://cyberpedia.su/3x6b38.html>,с.7-8.
4. Отраслевой стандарт. Соединения профильные. Типы и основные размеры. ОСТ 92-4742-86.
5. Профильные соединения с равноосным контуром (РК-профиль). Тематическая подборка. Вестник машиностроения. 1990, №11,с. 43-67 и 1991, №1, с.39-67.
6. Патент на полезную модель №60440. Колесо железнодорожного подвижного состава. Потентообладатель Сам ГАПС (RU).
7. *Пимштейн П.Г.* (RU) МПК В60В 17/00. Способ крепления бандажа на колёсном центре.- ИрГУПС, Иркутск- 2005.
8. *Медель В.Б.* Подвижной состав электрических железных дорог. Учебник для институтов железнодорожного транспорта.- Изд- е 4- е, перераб.-М.: Транспорт, 1974.-с. 98-99.

ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ В РОССИИ: ИЗВЛЕЧЕНИЕ ГЕЛИЯ ИЗ ПОПУТНОГО ГАЗА

А.О. Аксенова, М.А.Истомова

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия
alenaksenova@bk.ru*

По данным Министерства природных ресурсов и экологии РФ (МПР) из 55 млрд. м³ ежегодно добываемого в России попутного нефтяного газа (ПНГ) сжигается в факелах 27% (Рис. 1). Однако российские факелы известны своей неэффективностью из-за неполного сжигания газа. В результате этого в атмосферу попадает метан, который обладает более высокой парниковой активностью, чем углекислый газ.



Рис. 1. Использование попутного нефтяного газа

9 мая 1992 года в ходе Рамочной Конвенции ООН об изменении климата (РКИК) 186-ю странами был подписан документ о поэтапном уменьшении выбросов парниковых газов в атмосферу, в их число вошла и Россия.

Очень важным шагом Правительства РФ с целью сокращения загрязнения было принятие постановления РФ 2012 г. №1148 «Об особенностях исчисления платы за негативное воздействие на окружающую среду при выбросах в атмосферный воздух загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа». В данном документе было установлено предельно допустимое значение показателя сжигания на факельных установках и (или) рассеивания попутного нефтяного газа в размере не более 5% объемных добытого попутного нефтяного газа.¹

Постановление Правительства РФ «О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах» от 13 сентября 2016 г. № 913 года является последним принятым документом, ограничивающим вредные выбросы в атмосферу, а также предусматривающим дополнительные коэффициенты и ставки за

¹ Постановление правительства РФ от 8 ноября 2012 г. N 1148 «Об особенностях исчисления платы за негативное воздействие на окружающую среду при выбросах в атмосферный воздух загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа»

негативное воздействие на окружающую среду при выбросах, превышающих максимально допустимый предел.²

Министр природных ресурсов и экологии Российской Федерации Сергей Ефимович Донской рассказал в интервью журналу «Нефть и Капитал» о том, что за последние пять лет уровень утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ) вырос на 12% и почти достиг показателя 90%.³

Ранее Минэнерго планировало, что целевой показатель утилизации ПНГ в 95% будет достигнут к 2014 году. Теперь же ожидания сместились на 2020 год. С 2020 года компании ждет очень существенное повышение платы за сжигание ПНГ (коэффициент платы за выбросы ПНГ, превышающие 5% планируется увеличить до 100).⁴

Отличных результатов добилось предприятие «Роснефть-Пурнефтегаз». Сейчас предприятие использует в дальнейшей работе более 99% попутного нефтяного газа.

Утилизируя газ на факелах, предприятие сжигает ценные компоненты попутного газа. Одним из таких компонентов является гелий. Уникальные свойства делают его незаменимым – это инертность и (в сравнении с другими газами) высокая проницаемость. Гелий находит широкое применение в научных исследованиях (газовой хроматографии и масс-спектропии), медицине (для охлаждения магнитов в медицинских установках ядерного магнитного резонанса), на производстве полупроводниковых приборов. Все это ведет к тому, что сохранение данного химического элемента становится важной задачей.

Помимо производства сложнейшей задачей является также транспортировка гелия, требующая функционирования сложной отлаженной логистической цепочки, выпадение из которой любого звена может приводить к масштабным сбоям.

Катар занимал второе место по объёму поставок гелия на мировом рынке (после США) и являлся главным производителем сжиженного природного газа (СПГ). С 2017 г. рынок гелия начал стремительно меняться. Всеми виной кризис в Катаре, в результате которого власти государства

² Постановление Правительства РФ «О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах» от 13 сентября 2016 г. № 913
Постановление правительства РФ от 8 ноября 2012 г. N 1148 «Об особенностях исчисления платы за негативное воздействие на окружающую среду при выбросах в атмосферный воздух загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа»

³ Интервью журналу «Нефть и Капитал» от 1 ноября 2017 г. «О перспективах нефтегазодобывающей отрасли, государственной геологоразведке, освоении Арктики и экологических аспектах добычи углеводородов»

⁴ Национальный отраслевой журнал Нефтегазовая Вертикаль. Экспертная аналитика от 22 марта 2017 г. <http://www.ngv.ru/>

остановили работу двух заводов по производству гелия. Данная ситуация может благоприятно повлиять на область поставок гелия Россией.

В настоящее время в РФ ведется строительство Амурского газоперерабатывающего завода (АГПЗ). Одним из основных продуктов станет гелий, максимальная мощность по производству которого составит 60 млн. м³/год, что может покрыть треть нынешних мировых потребностей. С АГПЗ гелий будет отправляться как в порты Владивостока и Находки, так и автотранспортом — в Китай. Фактически, нынешний кризис на Аравийском полуострове подталкивает к тому, что Амурский ГПЗ, благодаря достаточно легко наращиваемым объемам производства, может стать мировым регулятором рынка гелия.⁵

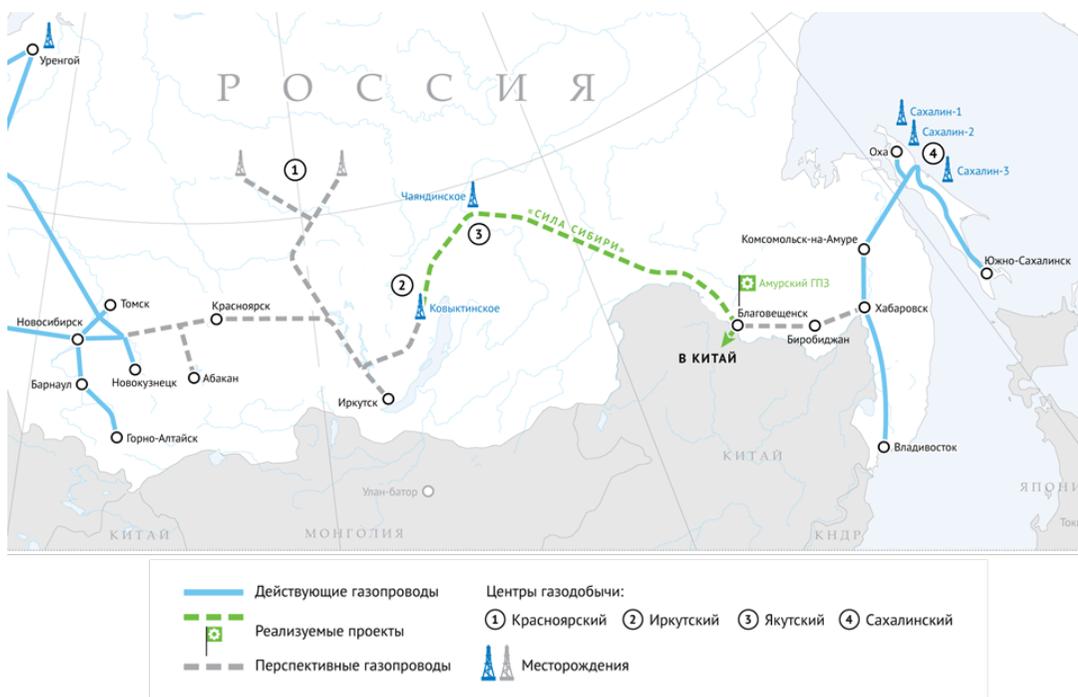


Рис. 2. Схема действующих и перспективных газопроводов

Строительство Амурского ГПЗ началось в 2015 г. и в настоящий момент идет по намеченному графику. Газ на переработку будет поступать преимущественно с Сахалинского центра газодобычи и Восточной Сибири по магистральному газопроводу (МГП) «Сила Сибири» и другим МГП (Рис. 2). В Восточной Сибири будет сформировано три региональных центра газодобычи:

⁵ Александр Фролов «Катар, гелий и Россия» от 15 июня 2017 г. <https://iz.ru/>

1. Якутский – на базе Чаяндинского месторождения с перспективой освоения соседних месторождений (Среднеботуобинского, Тас-Юряхского, Верхневилючанского и др.);

2. Иркутский – на базе Ковыктинского месторождения с освоением Чиканского месторождения и месторождений севера Иркутской области;

3. Красноярский – на базе Собинско-Пайгинского и Юрубчено-Тохомского месторождений с перспективой освоения Оморинского, Куюмбинского, Агалеевского и других месторождений.⁶

На данный момент процесс подготовки товарного гелия в России реализован лишь на Оренбургском газоперерабатывающем заводе (ОГПЗ), использующий в производстве природный газ (ПГ) с содержанием гелия всего 0,055%, в то время как на Чаяндинском НГКМ планируется добывать ПГ с 0,65% гелия.

В наше время существуют все предпосылки для успешного развития в сфере гелиевого бизнеса. С такими перспективами добычи встает вопрос только о выборе наиболее рационального метода переработки газа с целью получения ценного сырья.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Постановление правительства РФ от 8 ноября 2012 г. N 1148 «Об особенностях исчисления платы за негативное воздействие на окружающую среду при выбросах в атмосферный воздух загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа»;

2. Постановление Правительства РФ «О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах» от 13 сентября 2016 г. № 913 Постановление правительства РФ от 8 ноября 2012 г. N 1148 «Об особенностях исчисления платы за негативное воздействие на окружающую среду при выбросах в атмосферный воздух загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа»;

3. Интервью журналу «Нефть и Капитал» от 1 ноября 2017 г. «О перспективах нефтегазодобывающей отрасли, государственной

⁶ Геология нефти и газа Сибирской платформы / под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимук. –М.: Недра, 1981.

геологоразведке, освоении Арктики и экологических аспектах добычи углеводородов»;

4. Национальный отраслевой журнал Нефтегазовая Вертикаль. Экспертная аналитика от 22 марта 2017 г. <http://www.ngv.ru/>;

5. Александр Фролов «Катар, гелий и Россия» от 15 июня 2017 г. <https://iz.ru/>;

6. Геология нефти и газа Сибирской платформы / под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимук. –М.: Недра, 1981.

УДК 622.691.4.053

**ДИАГНОСТИЧЕСКОЕ ОБСЛЕДОВАНИЕ ПЕРЕМЫЧЕК
МЕЖДУ МГ «ЧЕЛЯБИНСК – ПЕТРОВСК» И «УРЕНГОЙ –
ПЕТРОВСК» НА УЧАСТКЕ АЛЬМЕТЬЕВСКОМ ЛПУ НА
СОСТОЯНИЕ ИХ РАБОТОСПОСОБНОСТИ**

В.Н.Артюшкин, К.С. Андриянкова

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия*

Одной из важнейших проблем трубопроводного транспорта является сохранение нормального состояния линейной части промысловых и магистральных трубопроводов. Подземные трубопроводы, работающие при нормальных режимах, сохраняются, по крайней мере, несколько десятков лет. Некоторые трубопроводы, проработавшие около двадцати лет, полностью сохранились и не требуют ремонта. Этому способствовало то большое внимание, которое уделяется систематическому контролю состояния подземных и надземных трубопроводов и своевременная ликвидация появляющихся дефектов. Как правило, большинство дефектов на трубопроводах и их составных частях появляются в результате коррозионных и механических повреждений, определение места и характера, который связанный с рядом трудностей и большими материальными затратами. Совершенно очевидно, что вскрытие трубопровода для его непосредственного визуального обследования экономически неоправданно. К тому же обследовать можно только внешнюю поверхность трубопровода. Поэтому в течение последних лет в нашей стране и за рубежом усилие специализированных научно-исследовательских и проектных организаций направлено на решение проблемы определения состояния подземных и надземных промысловых, магистральных газопроводов без их вскрытия. Эта проблема связана с

большими техническими трудностями, однако при использовании современных методов и средств измерительной техники она успешно решается.

Целью обследования и определения стресс-коррозионного состояния перемычек между МГ «Челябинск-Петровск» и «Уренгой-Петровск» на участке Альметьевском ЛПУ, является снижение опасности их аварийного разрушения по причине коррозионного растрескивания под напряжением (КРН) путем контроля и последующего анализа параметров эксплуатации и технического состояния, а также проведения своевременных диагностических и ремонтных работ. При этом задачами обследования и определения стресс-коррозионного состояния перемычек являются проведение сбора, обработки и анализа данных условий эксплуатации и технического состояния перемычки; условиях их взаимодействия с окружающей средой, состоянии средств ЭХЗ, уточнении схем прокладки перемычек, выявление потенциально опасных участков КРН; контроль параметров технического состояния потенциально опасных участков КРН, выявление наиболее вероятных отказов и повреждений; определение причины возникновения дефектов; рекомендации о назначении дополнительных обследований перемычки; рекомендации по ремонту перемычки.

Программа комплексного обследования перемычек трубопровода основана на широком круге методов измерений, определяющих действительное техническое состояние параметров: диагностики электрохимической защищенности, оценки напряженно-деформированного состояния и состоянии изоляционного покрытия, топогеодезической диагностики, визуального и измерительного контроля, диагностики механических свойств металла перемычки, ультразвукового и вихретокового контроля, магнитопорошковой диагностики.

Все трубопроводы (кроме проложенных надземно) независимо от условий эксплуатации подлежат электрохимической защите. Контроль наличия нормируемой разности суммарных защитных потенциалов "труба-земля" на всем протяжении обследуемой перемычек и обнаружение участков, подверженных влиянию блуждающих токов, проводят с целью определения эффективности средств ЭХЗ, и оценки степени защиты перемычки от коррозии.

Под диагностикой понимается получение и обработка информации о состоянии технических систем в целях обнаружения их неисправностей, выявления тех элементов, ненормальное функционирование которых привело (или может привести) к возникновению неисправностей.

Методы диагностики технического состояния можно разделить на два типа: разрушающие и неразрушающие. К методам разрушающего контроля обычно относят предпусковые или периодические гидравлические

испытания аппаратов, а также механические испытания образцов металла, вырезанных из их элементов. Неразрушающие методы предполагают применение физических методов контроля качества, не влияющих на работоспособность конструкции.

Для диагностики трубопроводов могут применяться множество методов неразрушающего контроля. Оценку технического состояния газопровода и перемычек проводят путем сравнения фактических значений параметров технического состояния с предельно допустимыми значениями соответствующих определяющих параметров. При достижении предельного состояния принимают решение о ремонте газопровода и перемычек или их демонтаже.

Можно сказать, что применение технической диагностики позволяет обнаружить дефекты различного происхождения, определять их характер и размеры, а, следовательно, появляется возможность классифицировать их по степени опасности и устанавливать очередность ремонта. При этом значительно сокращаются общие объемы работ, так как ремонт промысловых трубопроводов производится выборочно. По результатам приведённых методов диагностики может быть рассчитана вероятность риска в отказе работы и прогнозируется остаточный ресурс трубопроводов.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Бондаренко П.М.* Новые методы и средства контроля состояния подземных труб. -М.: Машиностроение, 1991.
2. *Дятлов В.А.* Обслуживание и эксплуатация линейной части промысловых трубопроводов. - М.: «Недра», 1984.
3. Журнал «Евразия» 2006г №7.
4. *Гумеров* «Обслуживания и ремонт линейной части магистрального газопровода» Москва 1969.
5. *Клюева В.В.* Технологическое диагностирование. Справочник-М.: Машиностроение, 1991.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РК И УК МЕТОДОВ
ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ПУТЁМ АНАЛИЗА РЕЗУЛЬТАТОВ
ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО КОНТРОЛЯ КОЛЬЦЕВЫХ СВАРНЫХ
СОЕДИНЕНИЙ**

Т.А. Булатова, С.В. Антипов

*Самарский государственный технический университет,
Самара, Россия.*

При проведении капитального ремонта магистральных газопроводов вновь сваренные сварные соединения проверяются на наличие внутренних дефектов физическими методами контроля. Основным видом контроля является рентгенографический контроль (РК). В качестве дополнительного метода используется ультразвуковой контроль (УК) [2,3].

При проведении диагностирования одного сварного соединения двумя различными методами (УК и РК) зачастую наблюдается расхождение результатов контроля.

Целью настоящей работы являются анализ сходимости результатов диагностического обследования, проводимого различными способами (УК, РК), приборами и специалистами и определение причин снижения качества обследования.

При проведении капитального ремонта входного шлейфа компрессорного цеха одной из компрессорных станций проведен ультразвуковой дубль-контроль вновь сваренных кольцевых сварных соединений в количестве 10 шт. из обследованных труб Ø1020мм, с целью определения сходимости результатов ультразвукового и радиографического контроля.

Для анализа сходимости результатов контроля были построены дефектограммы сварных соединений на основе данных о дефектах, полученных по результатам диагностирования УК и РК методами. На рис. 1 представлены дефектограммы одного из обследованных кольцевых сварных соединений. Из рисунка видно, что результаты диагностирования УК и РК методами совпадают не в полной мере. О возможных причинах расхождения результатов контроля будет сказано ниже.

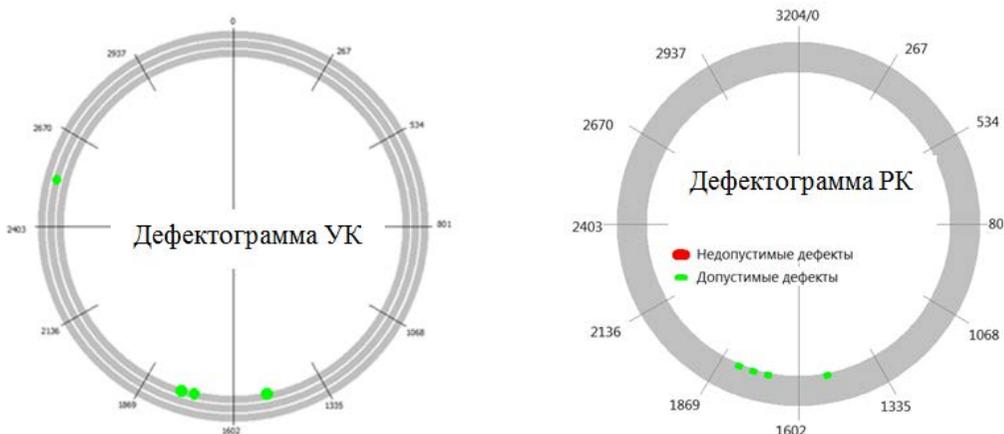


Рис. 1 Дефектограммы сварного соединения

Результаты контроля сварных соединений методом РК и дубль – контроля методом МУЗК (механизированного ультразвукового контроля) представлены в таблице 1.

Таблица 1. Сводная таблица результатов контроля сварных соединений

№ сварного шва	Толщина стенки, мм	Результаты МУЗК		Результаты РК	
		Протяженность допустимых дефектов, мм	Протяженность недопустимых дефектов, мм	Протяженность допустимых дефектов, мм	Протяженность недопустимых дефектов, мм
1	16,1/ 16,2	41	не выявлено	44 (8+23+13)	не выявлено
2	16,0/ 15,9	25	не выявлено	28 (4+16+8)	не выявлено
3	16,0/ 16,0	27	не выявлено	25 (10+15)	не выявлено
4	16,2/ 16,1	0	не выявлено	40 (10+30)	не выявлено
5	16,0/ 16,1	0	не выявлено	50 (15+20+15)	37 (30+7) ремонт
6	16,0/ 16,2	0	не выявлено	91 (30+16+30+15)	не выявлено
7	15,9/ 16,1	0	не выявлено	35 (1+8+8+10+8)	не выявлено
8	16,1/ 16,0	0	не выявлено	не выявлено	не выявлено

9	16,2/ 16,1	7	не выявлено	17,5 (10+7,5)	не выявлено
10	16,0/ 16,1	4	не выявлено	91 (24+24+20+15+8)	не выявлено

В пяти сварных соединениях по результатам дополнительного контроля УК методом выявлены дефекты, не признанные недопустимыми, в пяти – дефектов не выявлено.

Общая протяжённость выявленных дефектов составила 104 мм, из них:

По типу дефекта:

- 95 мм (~91,3%) – объёмные дефекты;
- 4 мм (~3,9%) – объёмно-плоскостные дефекты;
- 5 мм (~4,8%) – плоскостные дефекты.

По распределению в сечении шва:

- 41 мм (~39,4%) – в верхней части;
- 56 мм (~53,9%) – в средней части;
- 7 мм (~6,7%) – в нижней части;

По результатам радиографического контроля десяти кольцевых сварных соединений получены следующие результаты:

1. В одном шве дефектов не выявлено.
2. В восьми швах выявлены дефекты, не признанные недопустимыми;
3. Всего выявлено 458,5 мм дефектов, из них 421,5 мм (~92%) – допустимые.
4. В одном шве выявлено два участка неметаллических (шлаковых) включения общей протяжённостью 37 мм (~8%) требующие устранения.
5. По виду дефекты распределились следующим образом:
 - Fa – вогнутость корня шва (утяжина) – 277 мм (~60,3%);
 - Va – неметаллические (шлаковые включения) – 98 мм (~21,4%);
 - Bd1 – односторонние удлиненные неметаллические включения – 20 мм (~4,4%);
 - Ac – скопления пор – 22 мм (~4,8%);
 - Aa – единичные поры – 21,5 мм (~4,7%);
 - Da2 – непровар в корне шва – 20 мм (~4,4%).

Сходимость представленных результатов контроля сварных швов, выполненных методами РК и механизированным ультразвуковым методом контроля (МУЗК), в части протяженности выявленных недопустимых дефектов (37 мм методом РК, 0 мм методом МУЗК) относительно общей

протяженности проконтролированных швов каждым методом (~32000 мм) составила около 99%.

Выводы.

Сходимость результатов двух методов в разных случаях может быть разной, т.к. выявляемость дефектов разными методами далека от 100% и зависит от многих факторов, основными из которых являются: настроечные параметры аппаратуры, тип дефекта (объемный, объемно-плоскостной, плоскостной), вид дефекта (несплошность, дефект формы шва), тип несплошности (пора, включение, когда акустический импеданс включения сопоставим с акустическим импедансом контролируемого материала), ориентация поверхности дефекта относительно оси ультразвукового (рентгеновского) луча, структуры контролируемого материала.

Ввиду различных геометрических параметров выявленных дефектов такие дефекты как вогнутость корня шва (утяжина) имеют посредственную выявляемость при УК. В зависимости от размера вогнутости различным будет и коэффициент отражения от дефекта. При малых размерах не будет отражения достаточной амплитуды ультразвуковых колебаний, чтобы идентифицировать этот сигнал как дефект. А при РК ввиду прохождения рентгеновским потоком различной толщины материала, на плёнке отчётливо видны места, где имеет место вогнутость корня шва [5].

УК хуже выявляет и классифицирует объёмные дефекты типа шлаковых включений. Акустический импеданс (волновое сопротивление) – важнейшая характеристика среды, определяющая условия отражения и преломления волн на её границе [4]. Волновое сопротивление зависит от скорости звука в данном материале и удельной плотности среды. При близких параметрах значений волнового сопротивления материала сварного стыка и неметаллических включений, а также малой площади распространения последних, данные дефекты не будут являться отражателями необходимого количества энергии акустических колебаний, чтобы идентифицировать этот сигнал как дефект.

Радиационные методы, напротив, с высокой достоверностью обнаруживают некоторые типы объёмных дефектов типа пор и шлаковых включений, которые в достаточном количестве выявил РК в контролируемых стыках.

Как отметил Е.М. Вышемирский, (ПАО «Газпром») в своей статье «Совершенствование нормативной базы по сварке и контролю качества сварных соединений магистральных газопроводов. Современные технологии сварки и контроля» - только применение обоих методов (РК и УК) позволяет обеспечить полное выявление недопустимых дефектов». [6]

Подводя итог рассуждений, выделим основные преимущества метода УК по сравнению с методом РК:

- Лучшее выявление большинства критических дефектов, особенно плоских, таких как несплавления и непровары вдоль кромок шва.

- Возможность определения условных размеров обнаруженных дефектов: протяженности, высоты и глубины залегания

- Более быстрое время проведения контроля

- Немедленное получение результатов контроля

- Более безопасные (отсутствие радиации) условия труда

- Возможность автоматической архивации данных

- Не требует дополнительных площадей для проявки и хранения экспонированной пленки.

Основные преимущества применения метода РК по сравнению с методом УК:

- Высокая достоверность локализации дефектов

- Высокая достоверность сведений о линейных размерах дефектов

- Визуализация дефектов на плёнке

- Лучшая, чем при использовании УК, выявляемость пор, шлаковых включений и других объёмных дефектов.

В конце 1990-х гг. по результатам обширных международных исследований было установлено, что достоверность радиационного контроля металла в среднем составляет лишь 19 %. В связи с этим интерес к радиационным методам в настоящее время постепенно снижается: большинство лабораторий предпочитает применять ультразвуковой контроль, втрое более достоверный и полностью безопасный [7].

Как следует из практики применения рассмотренных методов контроля, каждый из них имеет свои преимущества и недостатки. В связи с этим, для максимального, близкого к 100% выявления недопустимых дефектов в сварных швах, необходимо дублирование одного из рассмотренных методов (РК, УК) другим. Данное требование отражено в действующей отраслевой нормативной технической документации (СТО Газпром 2-2.4-083-2006) [1].

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. СТО Газпром 2-2.4-083-2006 Инструкция по неразрушающим методам контроля качества сварных соединений при строительстве и ремонте промышленных и магистральных газопроводов;

2. СТО Газпром 2-2.4-715-2013 Методика оценки работоспособности кольцевых сварных соединений магистральных газопроводов;

3. Руководство по ультразвуковому автоматизированному контролю сварных соединений при строительстве, эксплуатации и ремонте промысловых и магистральных газопроводов. / ОАО «Газпром», 2006 г.;

4. ГОСТ Р 55724-2013 "Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые";

5. Ультразвуковая дефектометрия, 25 лет: юбилейный сборник трудов ООО «НПЦ «ЭХО+». с 24;

6. *Вышемирский Е.М.*, ПАО «Газпром» Совершенствование нормативной базы по сварке и контролю качества сварных соединений МГ. Современные технологии сварки и контроля. / Журнал Территория нефтегаз, октябрь 2016 г. с. 72.

7. Методы неразрушающего контроля. Неразрушающие методы контроля материалов и изделий. /Н. В. Кашубский, А. А. Сельский, А. Ю. Смолин и др. Красноярск : ИПК СФУ, 2009, с. 75.

ПРАКТИКА ПРИМЕНЕНИЯ МОНИТОРИНГА ВЫСОТНОГО ПОЛОЖЕНИЯ КАК МЕТОДА КОНТРОЛЯ НАПРЯЖЕННО – ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДНОЙ ОБВЯЗКИ НА ОБЪЕКТАХ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРАНСПОРТА ГАЗА

Т.А. Булатова, С.В. Антипов

*Самарский государственный технический университет,
Самара, Россия.*

В данной работе проанализирована техническая проблема осуществления контроля напряженно – деформированного состояния объектов транспорта газа. Обозначена необходимость актуализации существующих методов контроля. Экспериментально установлено, что мониторинг высотного положения, при применении современного оборудования является достаточно точным методом диагностирования. На основе практического опыта сделаны выводы о целесообразности использования данного метода на объектах магистрального транспорта газа и обозначены мероприятия, которые повысят точность измерений и оптимизируют процесс обработки полученных данных.

Напряженно – деформированное состояние (далее НДС) часто является причиной разрушения кольцевых сварных соединений, и, следовательно, приводит к авариям на объектах магистрального транспорта газа. Для обеспечения условий безопасной и надёжной работы объектов

магистрального транспорта газа необходимо организовывать и выполнять их своевременную диагностику.

Многие ведущие диагностические организации России и мира занимаются поиском эффективных методов контроля НДС в конструкциях, находящихся в эксплуатации. В настоящее время предложено несколько методов исследования НДС, пригодных для практического применения: метод магнитной памяти металла [1], метод наблюдения за высотным положением [2], метод эффекта Баркгаузена, вихретоковый, ультразвуковой, радиоскопический методы [3]. Известно, что каждый из этих методов имеет свои ограничения и недостатки.

В этой работе будет рассмотрен метод наблюдения за высотным положением как метод контроля НДС. Несмотря на кажущуюся простоту реализации данного метода, в нём существует ряд проблем, которые должны быть решены:

- Обеспечение неизменности положения точек контроля на объекте;
- Организация маркировки точек установки оборудования для контроля;
- Уточнение нормативной документации в части критериев анализа результатов контроля;
- Обеспечение контролируемых участков капитальными грунтовыми реперами.

Перечисленные проблемы были выявлены в 2017 году по результатам работ по контролю НДС на ряде объектов транспорта газа ООО «Газпром трансгаз Самара», прошедших капитальный ремонт. Контроль был проведен путём мониторинга высотного положения надземной части трубопроводной обвязки (далее ТПО) и опорных конструкций в точках контроля [4] (рис. 1). Для организации проведения диагностических работ была разработана инструкция «Проведение мониторинга высотного положения надземной части трубопроводной обвязки и опорных конструкций компрессорных станций ООО «Газпром трансгаз Самара» [4]. Согласно данному методу для определения НДС устанавливается первоначальная периодичность мониторинга 2 раза в год (весна, осень) [4]. Периодичность замеров продиктована необходимостью выявления влияния сезонных движений грунтов на геометрию ТПО. Значения высот, полученные при первой серии измерений (весна) принимаются за исходные. После второй серии измерений (осень), вычисляется изменение абсолютных высот ТПО в точках контроля. Допустимость выявленных деформаций оценивалась по Р Газпром 2-2.3-706-2013 [5].

Метод мониторинга высотного положения для оценки НДС был выбран по ряду причин: для него не требуется сложная подготовка [4], современные тахеометры работают с достаточно высокой точностью.

Кроме того, на момент проведения работ были регламентированы однозначные критерии оценки допустимости деформаций [5], впоследствии Р Газпром 2-2.3-706-2013 прекратил действие. Взамен Р Газпром 2-2.3-706-2013 новый документ выпущен не был, что создало ещё одну проблему, требующую решения.

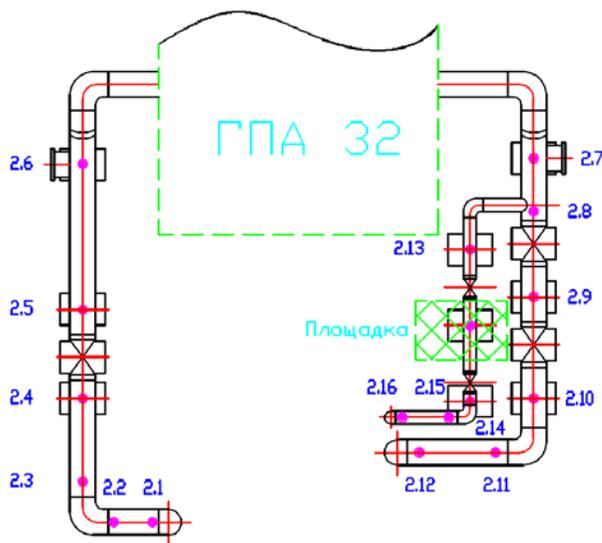


Рис. 1 Расположение точек контроля при исследовании НДС обвязки ГПА.

Измерения проводились с помощью тахеометра Sokkia SET630RK3. Для контроля результатов и практического сравнения современного и классического оборудования, на одном из объектов контроля, измерения были продублированы при помощи нивелира ЗН-ЗКЛ с измерительной рейкой TS-5E. Объектами контроля стали ТПО пылеуловителей, АВО газа, а также ТПО газоперекачивающих агрегатов. Сравнение результатов весенних и осенних измерений показало высокую повторяемость значений в подавляющем большинстве точек контроля, что свидетельствует о высокой точности измерений, выполненных с помощью современного оборудования. По результатам обследования недопустимых по [5] деформаций ТПО выявлено не было. Для наглядности приводим график изменения высотного положения ряда объектов контроля: фундамент агрегата воздушного охлаждения (АВО) газа и ТПО газоперекачивающих агрегатов (ГПА) (рис. 2, 3). Значения высот приведены в балтийской системе.

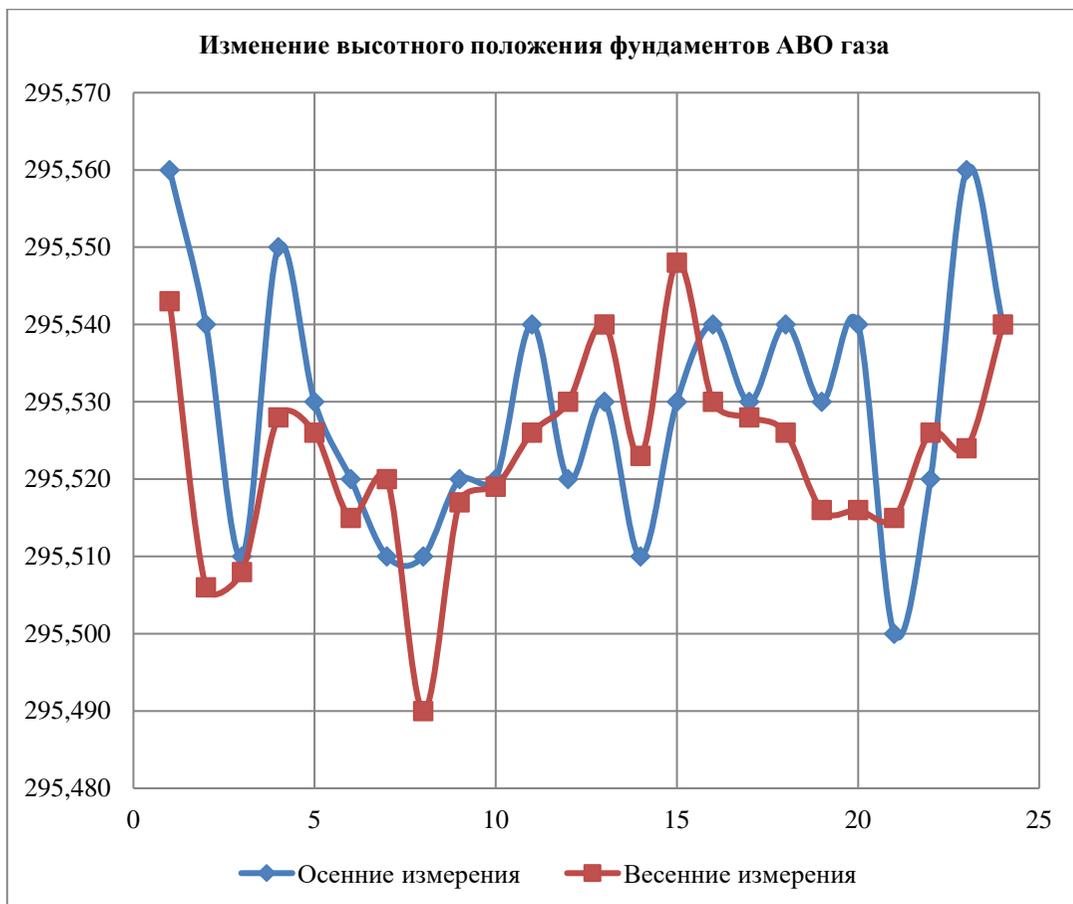


Рис. 2 Изменение высотного положения фундаментов АВО газа.

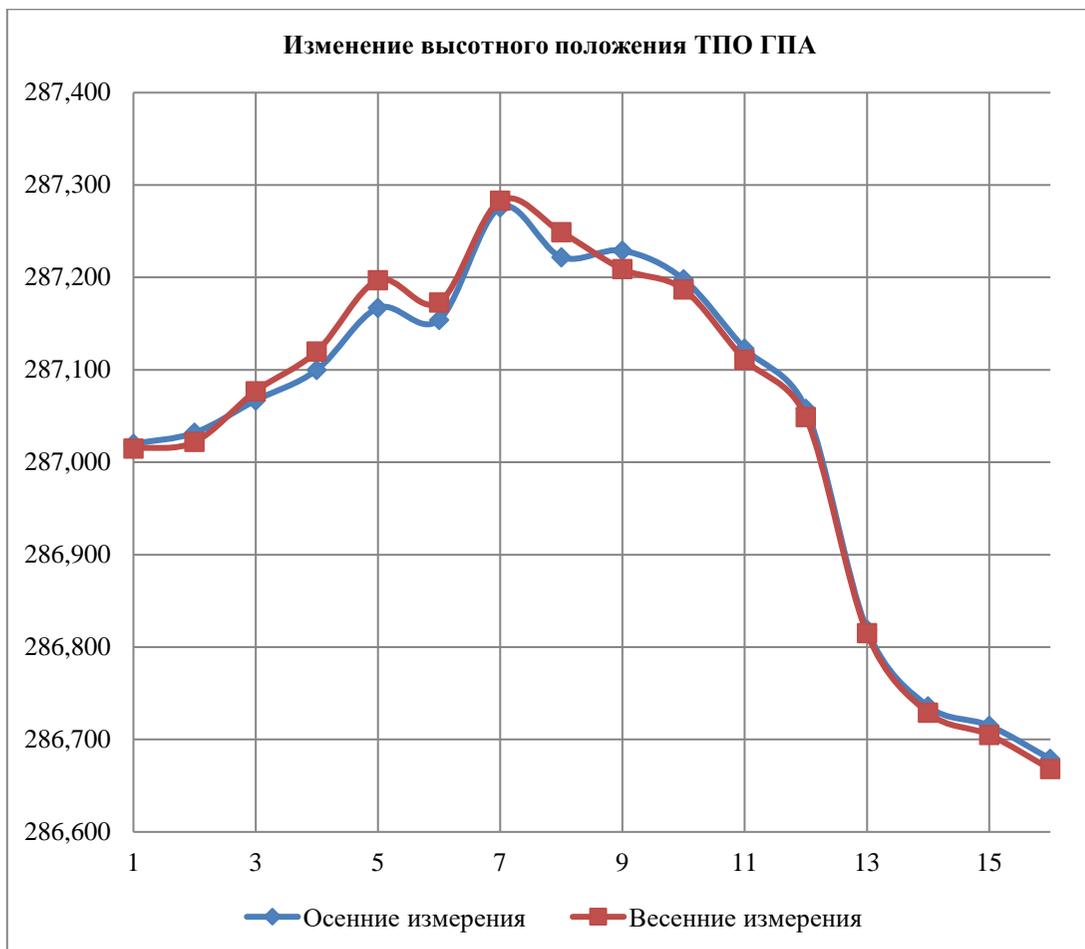


Рис. 3 Изменение высотного положения ТПО ГПА.

По результатам анализа изменения измеренного высотного положения фундаментов АВО газа, процесса деформации сооружения, как единого объекта не наблюдается. Следовательно, разница значений высот, полученных по результатам весенних и осенних замеров высотного положения фундаментов АВО газа обусловлена, вероятно, различием планового положения точек контроля на фундаментах при двух сериях замеров (рис. 2). В условиях отсутствия маркировки точек контроля обеспечить неизменность их планового положения при последующих сериях замеров практически невозможно.

При мониторинге высотного положения ТПО ГПА замеры проводятся в специально организованных «лючках» в теплоизоляционной обшивке ТПО. Это позволяет сохранить неизменность планового положения точек контроля, что обеспечивает достаточную для оценки НДС

точность замеров. На графике (рис. 3) хорошо видно, что высоты, полученные при двух сериях замеров, имеют близкие значения.

По результатам анализа полевых работ и камеральных расчетов сделан вывод, что при дальнейшей работе по исследованию НДС ТПО указанным методом целесообразно проведение дополнительных мероприятий, а именно:

1. На обследуемых объектах в точках контроля требуется установка измерительных маркеров. Это позволит добиться неизменности положения точек контроля на ТПО при проведении годовой серии измерений. Существующая нормативная документация не предлагает способов сохранить положение контрольных точек неизменным.

2. При отсутствии измерительных маркеров, с целью обеспечения неизменности положения контрольных точек при проведении измерений, целесообразно применять лекало для отражателя тахеометра. Вариант такого лекала представлен ниже (Рис. 4). Лекало позволяет устанавливать отражатель тахеометра на фиксированном расстоянии от кольцевого сварного соединения.



Рис. 4 Лекало для мониторинга высотного положения ТПО.

3. Необходимо выбрать наиболее удобное место установки прибора на местности и зафиксировать его маркером. Это сократит время проведения последующих замеров.

4. При проведении серии измерений высотного положения ТПО предпочтительно использовать тахеометр, так как он позволяет проводить измерения с меньшей погрешностью, чем при измерениях нивелиром.

5. Участки, на которых будет проводиться контроль, должны быть обеспечены не менее чем двумя капитальными грунтовыми реперами. Привязка к двум капитальным грунтовым реперам позволит оптимизировать процесс обработки результатов обследования при сравнении весенней и осенней серии измерений.

6. Для объективного анализа НДС нужно вести наблюдения за движением контрольных точек ТПО не только в высоте, но и в плане.

7. Для определения критериев отбраковки необходимо актуализировать НТД, так как документ, содержащий критерии отбраковки [5] более не действует.

В заключение следует отметить, что выбор правильного подхода к оценке НДС ТПО объектов, находящихся в эксплуатации - это важная техническая и организационная задача, точность решения которой напрямую влияет на соблюдение условий безопасной и надёжной работы объектов магистрального транспорта газа.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Газовая промышленность. Спецвыпуск №2 (754) 2017 год, стр. 40. «Проблемы контроля напряженно – деформированного состояния нефтегазопроводов и их решение с использованием метода магнитной памяти металла» А. А. Дубов, д.т.н. ООО «Энергодиагностика» (Москва, РФ), ISSN 0016-5581;

2. СТО Газпром 2-2.3-327-2009 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ООО «Газпром». Оценка напряженно – деформированного состояния технологических трубопроводов компрессорных станций;

3. В мире неразрушающего контроля. №1 (27) 2005 год, стр. 4. «Принципы и практика диагностики напряженно – деформированного состояния конструкций, изделий и сварных соединений» В. Л. Венгринович (Санкт - Петербург, РФ). ISSN 1609-3178;

4. И-01-635-2017 Инструкция «Проведение мониторинга высотного положения надземной части трубопроводной обвязки и опорных конструкций компрессорных станций ООО «Газпром трансгаз Самара»;

5. Р Газпром 2-2.3-706-2013 Диагностическое обследование состояния опорных конструкций технологических трубопроводов компрессорных станций ОАО «Газпром» (на момент публикации данного материала утратил действие).