

Харламов Михаил Дмитриевич

магистрант

Назарова Мария Николаевна

канд. техн. наук, доцент, заместитель заведующего кафедрой

ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет»

г. Санкт-Петербург

ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРНЫХ ПОЛЕЙ НА ТЕХНИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

Аннотация: в данной статье рассмотрена проблема активизации и развития стресс-коррозии на магистральных газопроводах по причине температурных полей. Актуальность проблемного вопроса авторы обуславливают большим количеством аварий, происходящих по представленной причине.

Ключевые слова: магистральный газопровод, аппарат воздушного охлаждения, стресс-коррозия, коррозионные процессы, температурный режим, температурное поле, колебания температур, компрессорная станция.

Магистральные газопроводы (далее МГ) – это опасные производственные объекты, которые относятся ко II классу опасности (опасные производственные объекты высокой опасности) [16]. Поэтому, по отношению к ним предъявляют повышенные требования, которые должны удовлетворять условию безопасной эксплуатации, обеспечивать экологичность окружающей среды. Как показала практика [4; 5; 7; 9; 11; 13], при эксплуатации газопроводов существует трудность при регулировании температурных режимов. Наличие в стенке трубы перепада температур влечет за собой возникновение локальных термических напряжений, которые в сумме с внутренними и внешними напряжениями могут привести к критическим последствиям. Зачастую именно температурный фактор обуславливает изменение механических свойств трубной стали, а также возникновение различного рода дефектов, например, может повлиять на возникновение и развитие стресс-коррозионных процессов [10].

Большой вклад в изучении проблемы влияния температурных полей на техническое состояние магистральных газопроводов внесли: А.И. Айнабеков, У.С. Сулейменов, С.В. Печерская в работе «Влияние температурных условий на разрушение магистральных газопроводов»; З.Ш. Алексерова, С.А. Пульников, Ю.С. Сысоев в работе «Геотехнические факторы, определяющие техническое состояние подземного магистрального газопровода в северных условиях»; И.И. Аршакян «Динамические режимы в системах электроснабжения установок охлаждения газа»; М.З. Асадуллин, Н.А. Гаррис, В.В. Новоселов, Р.М. Аскарлов в работе «Влияние тепловой нестационарности на надежность линейной части газопровода»; Г.Р. Аскарлов в диссертационной работе «Оценка влияния нестационарного температурного режима на коррозионное состояние газопроводов большого диаметра»; А.Н. Бахтегареева в диссертации «Особенности теплового расчета и регулирования режимов магистрального газопровода большого диаметра»; Г.П. Бровка, С.Н. Иванов, И.И. Лиштван, И.И. Герасимчик, Ц.Д. Сорохан в статье «Оценка и минимизация влияния температурно-влажностного режима на деструкцию защитных покрытий и коррозию газопроводов»; Н.А. Гаррис в работах «Активизация коррозионных процессов на магистральных газопроводах большого диаметров при импульсном изменении температуры», «Снижение активности коррозионных процессов стабилизацией температурного режима газопровода» и «Почему не срабатывает катодная защита на газопроводах большого диаметра»; И.Г. Исмагилов, М.З. Асадуллин, Ю.О. Гаррис, Н.А. Гаррис, Р.М. Аскарлов в работах «Влияние теплогидравлических режимов газопровода на активность процессов КРН» и «Импульсное температурное воздействие на коррозионное растрескивание магистральных газопроводов большого диаметра»; М.Я. Кордон, В.И. Симакин, И.Д. Горешник в учебном пособии «Теплотехника»; А.И. Левин в диссертационной работе «Хладостойкость и надежность газопроводов Крайнего Севера»; В.В. Фомина, Б.Г. Аксенов, М.Е. Игошин в статье «Прогнозирование теплового режима вокруг подземного трубопровода».

Температурным полем, из курса теплотехники, называется совокупность значений температуры в данный момент времени во всех точках изучаемого пространства, уравнение которого в общем случае имеет вид [15]:

$$t = F(x, y, z, \tau), \quad (1)$$

где t – температура среды;

x, y, z – координаты точки среды;

τ – время.

В своих работах [7; 10; 14] авторы провели анализ влияния и причин возникновения температурных полей на магистральных газопроводах. Так, можно считать, что температурные поля на напряженное состояние трубопровода и его надежность проявляются двояко:

– со стороны транспортируемого газа в виде импульсного воздействия давления;

– со стороны прилегающего к трубопроводу грунта, тоже импульсно, путем активизации электрохимических коррозионных процессов разрушения, снижающих прочность трубы.

Поскольку температурное поле возникает вследствие колебания температуры, то возникновение может происходить при следующих технологических операциях:

– нагрев газа при его компримировании;

– охлаждение газа в аппаратах воздушного охлаждения (некачественное регулирование АВО).

– изменение температуры газопровода по длине, за счет передачи тепла в окружающий трубу грунт.

Таким образом, автор [5; 7; 14] сделал вывод, что большинство КРН локализуется вблизи компрессорной станции (в пределах 10–20-ти км по ходу газа), оборудованных аппаратами воздушного охлаждения (АВО), который работает в непостоянных режимах. В результате температура газа, поступающего в газопровод после АВО, практически повторяет суточные и климатические колебания температуры воздуха, изменение которой в течение суток может достигать 15–

18°C [5; 7; 14]. Помимо этого, образование КРН возможно и в местах нарушения изоляционного покрытия, а в ряде случаев в местах поворотов трубопроводов.

Под действием температурных перепадов при нестабильном режиме работы АВО происходят подвижки трубопроводов. Повторяющиеся подвижки трубопроводов приводят к нарушению целостности изоляционного покрытия и открывают доступ грунтовых вод к металлу трубы [6; 11].

Учитывая, что также, по причине не качественного регулирования АВО возрастает возможность возникновения и развития коррозии на газопроводах, а в дальнейшем аварий, в работе [3; 11], взамен дискретному методу регулирования авторами предложен частотно-регулируемый привод (ЧРП) регулирования АВО. Применение ЧРП вентиляторов АВО обеспечивает плавный переход с режима на режим и уменьшает колебания температуры газа, подаваемого в линейную часть МГ. Так же в работе [11] показано, что опасность развития стресс-коррозионных процессов намного уменьшится, если понизить температуру транспортирования газа, с выводом из опасного диапазона 30–33°C вплоть до уровня грунтовых температур.

Так же, в работе [8] показано, что при защите газопроводов от коррозии основное внимание уделяется гидроизолирующим покрытиям поверхности металлических труб материалами на основе битумов и полимеров. Это очень надёжные материалы, однако со временем под воздействием различных процессов, протекающих в грунте, окружающего газопровод, эти покрытия теряют свои защитные свойства. И, по мнению авторов [8], на интенсивность процессов деградации защитных покрытий газопроводов сильное влияние оказывают динамика температурных и влажностных полей в деятельном слое грунтов в местах подземной прокладки газопроводов. При периодическом изменении температуры и влагосодержания в слое грунта из верхних слоев в нижележащие интенсифицируется поступление кислорода и активных водорастворимых соединений, которые могут вызывать физико-химическую и биохимическую деградацию защитных покрытий [8].

В связи с этим, автор [8] рекомендует, в местах, где возможно нарушение целостности защитного покрытия на наружную часть этих покрытий наносить слой гидрофобной мастики (3–5 мм), приготовленной на основе некондиционных нефтепродуктов и полимеров. Такое покрытие обладает пластическими свойствами и не нарушает своей сплошности при деформации защитной оболочки газопровода.

Влияние температурных полей на техническое состояние магистральных газопроводов в условиях Крайнего Севера

Поскольку, большинство газопроводов проложены в районах Крайнего Севера, где преобладают многолетнемерзлые грунты, то влияние температурного поля на механическую устойчивость и надежность линейной части трубопровода наибольшая.

Температурные поля возникают не только по причине колебания температуры перекачиваемого газа, но и по причине колебания температур окружающей среды, которые в совокупности негативно влияют на техническое состояние магистрального газопровода. На Крайнем Севере наблюдаются наиболее резкие перепады температур, интервал температур от $+40^{\circ}\text{C}$, в летний период, до -60°C в зимний период, а также наличие криогенных процессов, речные и болотные переходы. В связи с этим, для рассматриваемого климата характерны весьма резкие перепады температур стенки трубы от отрицательных до положительных на суточном уровне [3].

Стоит отметить, если температура транспортируемого продукта положительна, то вокруг трубы возникает эффект растепления с формированием талых ореолов. Если плюс ко всему вышесказанному присутствует большая льдистость грунтов, то развивается процесс термокарста, а это приводит к всплытию трубы. Однако, если температура транспортируемого продукта отрицательна, то развивается процесс морозного пучения, который сопровождается потерей устойчивости газопровода и его выпучиванием. В результате такой потери устойчивости формируется неблагоприятное НДС в трубе. С точки зрения эксплуатационной

надежности и устойчивости газопроводов очень важен вопрос формирования полей напряжений [14].

То, что температура газа летом изменяется до положительной, является одной из негативных причин, из-за этого происходит и полное оттаивание грунта над трубой, и формирование тонкого кольца вокруг нижней образующей трубы. Талый ореол, который образовался, смыкается со слоем сезонно-талый слой (СТС). После талые грунты промерзают, а над трубой и сбоку от трубы формируются замкнутые талые линзы [16].

В работе [1] было показано, что в зоне разрыва возникает вероятность обмерзания труб МГ и грунта, что указывает на снижение температуры газа в указанной зоне, которая становится меньше температуры грунта. Это явление получило название эффекта Джоуля-Томсона.

При температурном перепаде возникают продольные напряжения. Во время эксплуатации газопроводов смена естественных геокриологических условий происходит нарастание одних геокриологических процессов, негативно влияющих на газопровод, и активация других, такие как [16]:

- пучение грунтов;
- термокарст;
- морозобойное растрескивание;
- солифлюкция;
- формирование повторно-жильных льдов (ПЖЛ) и термокарст по ПЖЛ.

Пучение развивается двумя путями: при промерзании сверху зимой, при промерзании из-за холодного трубопровода при отрицательных температурах транспортируемого продукта (газа). Из-за значительного увлажнения пространства вокруг трубы, при наличии грунтов, подвергаемых пучению, и промерзанию от трубы уже в начале зимнего периода процесс пучения может приводить к нарушению проектного положения трубопровода [16].

При эксплуатации трубопроводов с «теплым» режимом продукта возникает смена температурных условий в мерзлом грунте. Газопровод своим отепляющим воздействием приводит к обводнению и осадке грунтов, т.е. к термокарсту. По

мере увеличения ореола оттаивания вокруг трубы увеличивается и выталкивающая (архимедова) сила, в результате этого пропадает связь трубопровода с грунтом, и трубопровод всплывает [16].

Вывод

В рассмотренных работах показаны основные причины возникновения температурных полей, а также их влияние на техническое состояние магистральных газопроводов. Представлен способ регулирования температуры газа при помощи ЧРП вентиляторов АВО, который снижает риск активизации и развития стресс-коррозии, а также нанесения на защитное покрытие магистрального газопровода слой гидрофобной мастики.

Исходя из всего можно сказать, что проблема активизации и развития стресс-коррозии на магистральных газопроводах по причине температурных полей ещё актуальна и требует дальнейшего её рассмотрения, ведь большинство аварий происходят именно по данной причине.

Список литературы

1. Айнабеков А.И. Влияние температурных условий на разрушение магистральных газопроводов / А.И. Айнабеков, У.С. Сулейменов, С.В. Печерская // Наука и образование Южного Казахстана. – Шымкент, 2010. – №1 (80). – С. 91–93.
2. Алексерова З.Ш. Геотехнические факторы, определяющие техническое состояние подземного магистрального газопровода в северных условиях / З.Ш. Алексерова, С.А. Пульников, Ю.С. Сысоев // Научн. конференция. Проблемы функционирования систем транспорта. – Тюмень: ТИУ, 2014. – С. 44–48.
3. Аршакян И.И. Динамические режимы в системах электроснабжения установок охлаждения газа / И.И. Аршакян, И.И. Артюхов. – Саратов: СГТУ, 2004. – 120 с.
4. Асадуллин М.З. Влияние тепловой нестационарности на надежность линейной части газопровода / М.З. Асадуллин, Н.А. Гаррис, В.В. Новоселов, Р.М. Аскарлов. – М.: ОАО «Газпром», 2000. – С. 168–172.

5. Аскарлов Г.Р. Влияние нестабильного температурного режима на коррозионное состояние газопроводов большого диаметра: Дис. ... канд. техн. наук: 25.00.19. – Уфа, 2014. – 137 с.

6. Аскарлов Г.Р. Зависимость активности процесса подземной коррозии от средней температуры при нестабильном температурном режиме трубопровода / Г.Р. Аскарлов, Н.А. Гarris, О.Н. Миронова // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2012. – Вып. 2. – С. 28–30.

7. Бахтегареева А.Н. Особенности теплового расчета и регулирования режимов магистрального газопровода большого диаметра: Дис. ... канд. техн. наук: 25.00.19. – Уфа, 2015. – 148 с.

8. Бровка Г.П. Оценка и минимизация влияния температурно-влажностного режима на деструкцию защитных покрытий и коррозию газопроводов / Г.П. Бровка, С.Н. Иванов, И.И. Лиштван, И.И. Герасимчик, Ц.Д. Сорохан // Прикладные науки. Материаловедение. – №6. – 2006. – С. 45–52.

9. Гarris Н.А. Активизация коррозионных процессов на магистральных газопроводах большого диаметра при импульсном изменении температуры / Н.А. Гarris, Г.Р. Аскарлов. – М.: УНГТУ, 2006. – 13 с.

10. Гarris Н.А. Почему не срабатывает катодная защита на газопроводах большого диаметра. // Науч-техн. жур. Территория нефтегаз. – 2015. – №4. – С. 66–71.

11. Гarris Н.А. Снижение активности коррозионных процессов стабилизацией температурного режима газопровода / Н.А. Гarris, А.Н. Бахтегареевой // Практикум. – 2015. – С. 80–84.

12. Исмагилов И.Г. Влияние теплогидравлических режимов газопровода на активность процессов КРН / И.Г. Исмагилов, М.З. Асадуллин, Ю.О. Гarris, Н.А. Гarris, Р.М. Аскарлов. – М.: ОАО «Баштрансгаз», 2002. – С. 10.

13. Исмагилов И.Г. Импульсное температурное воздействие на коррозионное растрескивание магистральных газопроводов большого диаметра / И.Г. Исмагилов, Н.А. Гarris, М.З. Асадуллин, Р.М. Аскарлов // Нефтегазовое дело. – 2002. – №1. – С. 9.

14. Исмагилов И.Г. Особенности теплового взаимодействия магистрального газопровода большого диаметра с грунтом: Дис. ... канд. техн. наук: 25.00.19 / И.Г. Исмагилов; УГНТУ, Газпром трансгаз Уфа. – Уфа, 2010. – 191 с.
15. Кордон М.Я. Теплотехника: Уч. Пособие / М.Я. Кордон, В.И. Симакин, И.Д. Горешник. – Пенза: ПГУ, 2005. – 167 с.
16. Левин А.И. Хладостойкость и надежность газопроводов Крайнего Севера: Дис. ... канд. техн. наук: 01.02.06. – Якутск, 2002. – 430 с.
17. Сильвестров А.С. Термоциклические процессы как причина КРН на магистральных газопроводах / П.С. Сильвестров, В.А. Булкин, А.Д. Анваров // Вестник Казанского технологического университета. – Казань: КНИТУ, 2011. – №18. – С. 168–173.
18. Федеральный закон от 04.03.2013 №22-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».