УДК 669.14.539.89

DOI 10.31242/2618-9712-2018-25-3-121-126

Исследование работоспособности магистрального газопровода «Павловск–Майя»

А.М. Большаков, А.Р. Иванов

*Институт физико-технических проблем Севера им. В. П. Ларионова СО РАН, Якутск, Россия
a.m.bolshakov@mail.ru*

Аннотация. Проведены исследования по оценке состояния и определению допустимого срока безопасной работоспособности магистрального газопровода (далее МГ) «Павловск–Майя» АО «Сахатранснефтегаз» по его наиболее нагруженным узлам и элементам, работающим в более неблагоприятных условиях. Представлено сравнение стандартной оценки остаточного ресурса магистральных газопроводов с разработанной методикой оценки остаточного ресурса трубопроводов и резервуаров, работающих в условиях Крайнего Севера. Для исследований были выбраны участки основного металла на различных участках МГ. Применялись стандартные методы измерения и контроля технических характеристик, используемые в экспертизе промышленной безопасности технических устройств. Измерение толщины стенок газопровода проводилось ультразвуковым толщиномером «ТУЗ-2», а определение твердости материала газопровода – переносным твердомером «ТЭМП -4» в шурфах, на открытых участках и крановых узлах по сечениям в четырех плоскостях по часовой стрелке по ходу движения продукта. За действительное значение толщины и твердости стенки принимается средний результат не менее чем из 3 замеров в каждой точке. МГ «Павловск–Майя» построен и функционирует в зоне распространения вечномёрзлых грунтов. На протяжении 12 лет стабильная эксплуатация газопроводных систем обеспечивает основным топливом с. Майя, поселки Чуя, Хара и Беке и другие населенные пункты Республики Саха (Якутия). В работе использовались результаты проведения экспертизы промышленной безопасности, проведенной экспертной организацией ООО «ЭЛТЕК».

Ключевые слова: остаточный ресурс, предельное состояние, магистральный газопровод, потеря пластичности, работоспособность, основной металл, толщина стенки.

DOI 10.31242/2618-9712-2018-25-3-121-126

Research of workability of main gas pipeline «Pavlovsk–Mayya»

A.M. Bolshakov, A.R. Ivanov

*V.P. Larionov Institute of Physical and Technical Problems of the North SB RAS, Yakutsk, Russia
a.m.bolshakov@mail.ru*

Abstract. Studies were carried out to assess the state and determine the permissible period of safe operation of the main gas pipeline («MG») «Pavlovsk-Mayya» of the JSC «Sakhatransneftegaz» at its most loaded nodes and elements operating under the most unfavorable conditions. A comparison of the standard estimate of the residual life of main gas pipelines with the developed methodology for estimating the residual life of pipelines and reservoirs operating in the Far North is presented. For the studies, the main metal sites were chosen at different sites of the MG. Standard methods for measuring and controlling technical characteristics used in the examination of industrial safety of technical devices were used in the work. The thickness of gas

pipeline walls was measured by an ultrasonic thickness gauge «TUZ-2», and the determination of the hardness of the gas pipeline material by a portable hardness tester «TEMP-4» in pits, in open sections and crane assemblies along sections in four planes clockwise along the product. The actual value of the thickness and hardness of the wall is the average result of at least 3 measurements at each point. The MG «Pavlovsk-Mayya» was built and operates in the zone of permafrost spreading. For 12 years, the stable operation of gas pipeline systems provides the main fuel for the village of Mayya, the localities of Chuuya, Khara and Beke and other rural villages and settlements of the Republic of Sakha (Yakutia). The results of the industrial safety examination carried out by the expert organization LLC «ELTEK» were used in the work.

Key words: Residual resource, limiting state, main gas pipeline, plasticity loss, working capacity, base metal, wall thickness.

Введение

Интенсивное развитие газовой и нефтяной промышленности в Дальневосточном федеральном округе Российской Федерации требует обеспечения бесперебойной транспортировки и переработки газонефтепродуктов с использованием трубопроводного транспорта большого диаметра и резервуаров для хранения нефтепродуктов [1–8].

Основными компаниями в нефтегазовой сфере Республики Саха (Якутия) являются АО «Якутская топливно-энергетическая компания» (далее ЯТЭК) и АО «Сахатранснефтегаз» (далее СТНГ), причем ЯТЭК – компания газодобывающая, а СТНГ в основном занимается транспортировкой.

В Западной Якутии поставку газа осуществляет «АЛРОСА-Газ» со Среднеботуобинского месторождения, а в Ленском районе – «Ленскгаз» (дочерняя компания СТНГ) с Отрадинского месторождения.

Якутск и вся Центральная Якутия обеспечиваются газом со Средневилюйского участка недр (пос. Кысыл-Сыр). Магистральные газопроводы, эксплуатируемые СТНГ, имеют общую протяженность около 2 503 км, а газораспределительные сети в населенных пунктах – 3 769 км.

В Центральной Якутии газификация устроена следующим образом: с Кысыл-Сыра идут три нитки магистрального газопровода «Средневилюйское ГКМ – Мастах», они имеют отводы в Вилуйском и Верхневилюйском районах, затем идут «Мастах – Берге» (Кобяйский район), «Берге – Якутск», «Намцы – Хатырык», «Покровск – Булгунняхтах», «Булгунняхтах – Улахан-Ан». Далее магистральный отвод подходит к с. Бердигестях, газопровод-отвод – в Заречье, подводный переход – через р. Лену, «Майя – Табага» и «Майя – Тюньюлю». Кроме этого, действует магистральный газопровод «ГРС-2 – Хатассы – Павловск – Майя – Чурапча».

Возрастающее потребление газонефтепродуктов привело к необходимости увеличения рабочих параметров магистральных газопроводов, что, в свою очередь, обуславливает повышение требований к прочности и трещиностойкости трубных сталей и их сварных соединений [9–12].

На сегодняшний день практически не существует надежных, практически применяемых, неразрушающих методов экспериментального определения реальных механических свойств материала конструкции непосредственно в процессе эксплуатации объекта, находящегося под нагрузкой. Существующие методы основаны на измерении физических характеристик, изменяющихся в зависимости от состояния металла трубы, или на анализе изменения микроструктуры металла. Такие методы качественно оценивают степень деградации металла и основаны на использовании разрушающих методов анализа, характеризуются сложностью применения и не позволяют получить количественные значения реальных механических характеристик в полевых условиях.

Материал и методы

МГ «Павловск–Майя», смонтированный в 2006 г., изготовлен из труб диаметром 530 мм с толщиной стенки 7 мм, материал труб – низколегированная сталь марки 09Г2С производства ОАО «ВМЗ» (г. Выкса). Трубопровод проложен подземным способом на глубине 0,5–1 м, протяженность исследованного участка трассы составляет около 29,5 км. Способ сварки газопровода – ручная электродуговая с применением электродов марки УОНИ 13/55. Рабочее давление – 5,39 МПа.

В ходе исследования были проведены анализ документации, рекогносцировка трассы газопровода, контроль состояния изоляции бесконтактным методом и адгезии антикоррозионной защиты, визуально-измерительный контроль состояния основного металла труб газопровода в шурфах и на оголенных участках, измерение толщины и твердости стенки труб, определение физико-механических свойств металла, блуждающих токов и коррозионной агрессивности грунтов, опасного влияния переменного тока, расчетная оценка прочности и остаточного ресурса газопровода.

Для исследований были выбраны участки основного металла на различных участках МГ. В работе применялись стандартные методы изме-

рения и контроля технических характеристик, используемые в экспертизе промышленной безопасности технических устройств. Измерение толщины стенок газопровода проводилось ультразвуковым толщиномером «ТУЗ-2», а определение твердости материала газопровода – переносным твердомером «ТЭМП-4» в шурфах, на открытых участках и крановых узлах по сечениям в четырех плоскостях по часовой стрелке по ходу движения продукта. За действительное значение толщины и твердости стенки принимается средний результат не менее чем из 3 замеров в каждой точке.

Расчеты остаточного ресурса газопровода

Расчет минимальной допустимой расчетной толщины магистрального газопровода

В соответствии с п. 9.2 ВНС 51-3-85 толщина стенки трубопроводов определяется согласно п. 12.3. СП36.13330.2012 по формуле:

$$\delta = \frac{n \times P \times D_n}{2 \times (R_l + n \times P)}, \quad (1)$$

где P – рабочее нормативное давление, МПа; $n=1,5$ – коэффициент надежности по нагрузке; D_n – наружный диаметр трубопровода; $R_l = m \cdot R^H / k_l \cdot k_n$ – расчетное сопротивление растяжению; $m=0,75$ – коэффициент условий работы; $k_l=1,4$ – коэффициент надежности по материалу; $k_n=1,0$ – коэффициент надежности по назначению.

Значения толщин газопровода при рабочем давлении $P = 5,39$ МПа составили:

- вычислительная $\delta = 5,23$ мм;
- минимально допустимая принятая – 6 мм;
- минимальная измеренная – 7 мм.

Толщину стенки труб, определенную по формуле (1), следует принимать не менее $1/100 D_n$.

При этом толщина стенки труб должна быть: для труб номинальным диаметром менее $D_n 200$ – 3 мм; более $D_n 200$ – 4 мм.

Для учета уровня ответственности, связанного с объемом экономических, социальных и экологических последствий разрушения магистрального трубопровода с номинальным диаметром $D_n 1000$ и более, толщина стенки для этих диаметров должна приниматься не менее 12 мм.

Полученное расчетное значение толщины стенки трубы округляется до ближайшего большего значения, предусмотренного действующими стандартами на трубную продукцию. При этом минусовый допуск на толщину стенки труб не учитывается.

Таким образом, согласно п.12.3 СП36.13330.2012, минимальная допустимая толщина газопровода при наружном диаметре 530 мм составляет не

менее 5,23 мм, а минимальная измеренная толщина стенки трубопровода – 7,0 мм, что удовлетворяет условиям эксплуатации.

Оценка остаточного ресурса МГ

Сначала определим остаточный ресурс газопровода согласно ОСТ 153-39.4-010-2002. При традиционной схеме на карте контроля точки для измерения толщины стенки распределяются равномерно. Поскольку измерения осуществляют выборочно (в намеченных точках), то при этом методе минимальная из измеренных величин может оказаться существенно больше, чем фактическая минимальная толщина стенки. Достоверность контроля при этом остается неопределенной, если не учитывать разброс фактических толщин элемента трубопровода.

Среднеквадратическое отклонение σ определяется по результатам измерений на нескольких участках поверхности, находящихся в одинаковых условиях эксплуатации, по формуле:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{k=1}^N (t_k - t_{cp})^2}{N-1}}, \quad (2)$$

где t_k – результаты измерений толщин на k -х участках поверхности; t_{cp} – средняя измеренная толщина; N – число участков замера.

Минимальную возможную толщину стенки t_{min} с учетом неконтролируемых участков поверхности вычисляют для доверительной вероятности 95% по формуле:

$$t_{min} = t_{cp} - 2\sigma. \quad (3)$$

Средняя скорость утонения стенки трубопровода находится по формуле:

$$V_{cp} = \frac{t_n - t_{min}}{\tau}, \quad (4)$$

где τ – время эксплуатации газопровода, лет.

Остаточный ресурс трубопровода определяется по формуле:

$$\tau_{ост} = \frac{t_{min} - t_{омб}}{V_{cp}}. \quad (5)$$

По результатам расчетов, согласно СП36.13330.2012, остаточный срок службы МГ составляет 57 лет.

Одним из недостатков существующих методов расчета остаточного ресурса является необходимость применения разрушающих методов и вырезки образцов для механических испытаний и невозможность оперативной диагностики текущего состояния материала в полевых условиях. Для сравнительного анализа результатов был рассчитан остаточный ресурс этого же МГ по предложенной методике. На основе экспериментальных исследований и с использованием

разработанной методики оценки остаточного ресурса [1, 2] была проведена оценка остаточного ресурса МГ «Павловск–Майя». В соответствии с приведенной схемой (рисунок) определим следующее:

1) допустимое значение потери пластичности, исходя из анализа, примем равным $\Pi_u = 0,9$;

2) в течение 12 лет эксплуатации твердость металла газопровода повысилась с 110НВ (в исходном состоянии) до 126НВ и составила потерю пластичности порядка $\Pi_\phi = 0,873$, а скорость потери пластичности за весь период эксплуатации в среднем составила $V_{nn} = 0,00225$ в год⁻¹;

3) эксплуатационное повреждение – потеря пластичности Π_ϕ для газопроводов принимается равным 0,05, для резервуаров – 0,095.

При выполнении условий по данной схеме (рисунок), исходя из оценки скорости потери пластичности за время эксплуатации, определяется время – 22 года (остаточный ресурс) до следующей оценки состояния газопровода, которое согласовывается с контролирующими и надзорными органами.

Результаты и обсуждение

В результате проведенного исследования выявлено, что МГ «Павловск–Майя» АО СТНГ находится в работоспособном состоянии. В ходе работ по исследованию технического состояния МГ обнаружены:

- несанкционированные пересечения трассы газопровода с подъездными дорогами;
- отсутствие на железнодорожном переезде опознавательных знаков;
- участки с растительностью (деревья, кустарники) на обваловании и вдоль него с резким изменением рельефа местности;

Необходимо устранить несанкционированные пересечения трассы газопровода с подъездными дорогами и установить опознавательные знаки на железнодорожном переезде. По результатам определения остаточного ресурса выяснено, что остаточный ресурс газопровода, вычисленный по разработанной методике, равен 22 годам, а остаточный ресурс, рассчитанный по стандартной методике – 57 годам.

Заключение

Проведено исследование работоспособности МГ «Павловск–Майя». В соответствии с п. 6.3.2. ПТЭМГ АО «Сахатранснефтегаз» [4] рекомендуется ежегодно в весенне-осенний период проводить контроль коррозионного состояния на участках (ПК05+511, ПК11+450, ПК21+634, ПК24+872, ПК25+672, ПК27+837) с высокой и повышенной коррозионной опасностью. Расчеты остаточного ресурса газопровода получились следующими: рассчитанный согласно стандартной методике равен 57 годам, а по разработанной – 22 годам. По рекоменда-

Схема расчета остаточного ресурса металлоконструкции
Scheme of calculating the residual service life of metal structures

ям научно-технической документации Ростехнадзора при оценке остаточного ресурса несколькими методами выбирается минимально рассчитанный остаточный ресурс.

Литература

1. ВСН 51-3-85. Проектирование промышленных стальных трубопроводов. М.: Мингазпром, 1985.
2. СП36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. М.: Минстрой России, 2014.
3. ОСТ 153-39.4-010-2002. Методика определения остаточного ресурса нефтегазопромысловых трубопроводов и трубопроводов головных сооружений. Введ. 2002-10-01. М.: Минэнерго, 2002.
4. ПТЭМГ АО «Сахатранснефтегаз». Якутск: Минпром РС(Я), 2016.
5. Иванов А.Р., Большаков А.М. Способ оценки остаточного ресурса по изменению потери пластичности конструкционной стали: Патент на изобретение № 2555508 от 19.02.2014 г.
6. Иванов А.Р. Разработка методики оценки остаточного ресурса трубопроводов и резервуаров, работающих в условиях Крайнего Севера: Автореф. дис. ... канд. техн. наук. Новосибирск, 2011. 18 с.
7. Алексеев А.А., Сыромятникова А.С., Большаков А.М., Иванов А.Р. Катастрофические разрушения трубопроводов и резервуаров с ветвлением трещины // Безопасность труда в промышленности. 2013. № 1. С. 42–44.
8. Алексеев А.А., Сыромятникова А.С., Большаков А.М., Иванов А.Р. Непроектные положения газопроводов, проложенных подземным способом в районах многолетнемерзлых грунтов // Газовая промышленность. 2014. № 4. С. 66–69.
9. Alexeev A.A., Syromyatnikova A.S., Bolshakov K.N., Bolshakov A.M., Ivanov A.R. Crack Branching in Catastrophic Fractures of Metal Structures and Environmental Damages // Iranica Journal of Energy & Environment. 2015. No. 2. P. 98–102.
10. Большаков А.М., Иванов А.Р. Исследование работоспособности магистрального газопровода «Таас-Юрях–Мирный–Айхал» // Газовая промышленность. 2015. № 12. С. 60–61.
11. Хейнс Х., Кифнер Д., Розенфельд М. Гидроиспытания трубопровода: о выборе времени выдержки под давлением // Oil & Gas Journal Russia. 2012. № 11.

12. Харионовский В.В. Магистральные газопроводы: развитие диагностических работ // Газовая промышленность. 2018. №2. С. 36–38.

References

1. VSN 51-3-85. Proektirovanie promyslovykh stal'nykh truboprovodov. M.: Mingazprom, 1985.
2. SP36.13330.2012. Magistral'nye truboprovody. M.: Minstroj Rossii, 2014.
3. OST 153-39.4-010-2002. Metodika opredeleniya ostatocnogo resursa neftegazopromyslovykh truboprovodov i truboprovodov golovnykh sooruzhenij. Vved. 2002-10-01. M.: Minenergo, 2002.
4. Pravila tekhnicheskie ekspluatatsii magistral'nykh gazoprovodov AO «Sakhatransneftegaz». Yakutsk: Minprom RS(Ya), 2016.
5. Ivanov A.R., Bol'shakov A.M. Sposob otsenki ostatocnogo resursa po izmeneniyu poteri plastichnosti konstruksionnoj stali: Patent na izobretenie № 2555508 ot 19.02.2014 g.
6. Ivanov A.R. Razrabotka metodiki otsenki ostatocnogo resursa truboprovodov i rezervuarov, rabotayuschikh v usloviyakh Krajnego Severa: Avtoreferat dis. ... na soisk. uch. stepeni kand. tekhn. nauk. Novosibirsk, 2011. 18 s.
7. Alekseev A.A., Syromyatnikova A.S., Bol'shakov A.M., Ivanov A.R. Katastroficheskie razrusheniya truboprovodov i rezervuarov s vetvleniem treschiny // Bezopasnost' truda v promyshlennosti. 2013. № 1. S. 42–44.
8. Alekseev A.A., Syromyatnikova A.S., Bol'shakov A.M., Ivanov A.R. Neproektnye polozheniya gazoprovodov, prolozhennykh podzemnym sposobom v rajonakh mnogoletnemerzlykh gruntov // Gazovaya promyshlennost'. 2014. № 4. S. 66–69.
9. Alexeev A.A., Syromyatnikova A.S., Bolshakov K.N., Bolshakov A.M., Ivanov A.R. Crack Branching in Catastrophic Fractures of Metal Structures and Environmental Damages // Iranica Journal of Energy & Environment. 2015. No. 2. P. 98–102.
10. Bol'shakov A.M., Ivanov A.R. Issledovanie rabotosposobnosti magistral'nogo gazoprovoda «Taas-Yuryakh–Mirnyj–Ajkhay» // Gazovaya promyshlennost'. 2015. № 12. S. 60–61.
11. Khejns Kh., Kifner D., Rozenfel'd M. Gidroispytaniya truboprovoda: o vybore vremeni vyderzhki pod davleniem // Oil & Gas Journal Russia. 2012. № 11.
12. Kharionovskij V.V. Magistral'nye gazoprovody: razvitie diagnosticheskikh rabot // Gazovaya promyshlennost'. 2018. № 2. P. 36–38.

Поступила в редакцию 20.09.2018

Об авторах

БОЛЫШАКОВ Александр Михайлович, доктор технических наук, профессор РАН, вр.и.о. директора, Институт физико-технических проблем Севера им. В.П. Ларионова СО РАН, 677980, Якутск, ул. Октябрьская, 1, Россия, a.m.bolshakov@mail.ru;

ИВАНОВ Александр Русланович, кандидат технических наук, старший научный сотрудник, Институт физико-технических проблем Севера им. В.П. Ларионова СО РАН, 677980, Якутск, ул. Октябрьская, 1, Россия, spartak01@mail.ru.

About the authors

BOLSHAKOV Aleksandr Mikhailovich, Doctor of Technical Sciences, Professor of the RAS, Acting Director, V.P. Larionov Institute of Physical-Technical Problems of the North SB RAS, 1 Oktyabrskaya St., Yakutsk, 677980, Russia, a.m.bolshakov@mail.ru;

IVANOV Aleksandr Ruslanovich, Candidate of Technical Sciences, Senior Researcher, V.P. Larionov Institute of Physical-Technical Problems of the North SB RAS, 1 Oktyabrskaya St., Yakutsk, 677980, Russia, spartak01@mail.ru.

Редактор Л.П. Филиппова

Компьютерная верстка Ю.С. Николашкина

Обложка А.А. Николашкиной

Дата выхода в свет 28.09.2018. Формат 60x84 1/8. Печать цифровая.
Гарнитура Таймс. Усл. п.л. 14,88. Физ. п.л. 16. Тираж 300 экз. Заказ 27. Цена свободная.

Адрес редакции:

677007, г. Якутск, пр. Ленина, 33, тел. 8(4112) 39-06-64, po.ysn.ru

Адрес издателя:

677007, г. Якутск, пр. Ленина, 33, ГБУ «Академия наук Республики Саха (Якутия)»,
тел. 8(4112) 33-57-11, e-mail: anrsya@mail.ru

Адрес типографии:

ООО «Издательство Сфера»
677013, г. Якутск, ул. Сергеляхская, д. 12, корп. 2, оф. 25,
тел. 8 (4412) 73-46-29, e-mail: izd_sfera@mail.ru