Рисунок 4 – Скорость солнечной шестерни при блокировке эпицикла и солнечной шестерни между собой

Таким образом, можно сказать что модель работает корректно.

Результаты исследований

Благодаря полученным результатам работы, смоделирована математическая дифференциального планетарного редуктора на основе по известным формулам Виллиса для передач с неподвижными осями, проведены соответствующие расчеты. Полученные знания необходимо использовать при проектировании стартер-генератора на базе дифференциального электропривода.

1. Петров А.В. Планетарные и гидромеханические передачи колесных и гусеничных машин/ М. Машиностроение, 1966. – 388 с.
2. Чишков Ю.П. Электрооборудование автомобилей и тракторов: учебник / Ю.П. Чишков. М.: Машиностроение, 2007. – 656 с.
3. Savosteenko, N.V. Starter-Generator Differential Electric Drive of the Medium-Powered Industrial Vehicles / Savosteenko, N.V., Shishkov, A.N., Bychkov, A.E. // 2019 IEEE Russian Workshop on Power Engineering and Automation of Metallurgy Industry: Research and Practice, PEAMI 2019.
4. Максимов Н.М. Моделирование синхронного генератора с наружным ротором на постоянных магнитах / Максимов Н.М., Савостеев Н.В., Семенова К.Д., Киселева А.А., Панов К.Э. // Тенденции развития науки и образования. – 2019, – № 54-1, – С.46-50.
5. A.N. Shishkov Features of frequency analysis of torque control loop in AC electric drives / A.N. Shishkov, D.A. Sychev, N.V. Savosteenko, M.N. Krupnova, A.A. Zemlyansky // Bulletin of the South Ural State University. Ser. Power Engineering. 2017, vol. 17, no. 2, pp. 75–81.
6. В. Н. Кудрявцев, Ю. Н. Кирдяшев, Е. Г. Гинзбург Планетарные передачи. Справочник. Под ПЗ7 ред. докторов техн. наук В. Н. Кудрявцева и Ю. Н. Кирдяшева. Л., «Машиностроение» (Ленингр. отд-ние), 1977.

Морхов А.И., Орлова Г.М., Шацкая Л.А.

Определение периодичности проведения диагностическое обследования участков магистральных газопроводов

*Самарский государственный технический университет
(Россия, Самара)*

doi: 10.18411/lj-11-2020-77

idsp: ljjournal-11-2020-77

Аннотация

В настоящее время большое внимание уделяется вопросу определения длительности междиагностического периода в связи с переходом на стратегию технического обслуживания и ремонта (ТОР) магистральных газопроводов (МГ) в

зависимости от технического состояния. Вовремя проведенная диагностика участка МГ позволяет: с одной стороны, предупредить возможные отказы и неисправности, которые могут иметь непредсказуемые последствия, а с другой стороны – сэкономить материальные затраты, человеческие и временные ресурсы. В работе представлена статистическая обработка данных проведения внутритрубной диагностики (ВТД) на трёх участках МГ, обслуживаемых ООО «Газпром трансгаз Самара». В результате, выявлены временные зависимости, которые позволяют определить необходимые сроки проведения ВТД, предупреждающие возникновение отказов газопровода и исключаяющие излишнюю работу инженерно-технических групп.

Ключевые слова: участок магистрального газопровода, внутритрубная диагностика, время проведения ВТД.

Abstract

At present, much attention is paid to the issue of determining the duration of the diagnostic period in connection with the transition to the strategy of maintenance and repair of main gas pipelines, depending on the technical condition. The timely diagnostics of the gas pipeline section allows: on the one hand, to prevent possible failures and malfunctions that can have unpredictable consequences, and on the other hand, to save material costs, human and time resources. In this work, statistical processing of the data of in-line inspections was carried out on three sections of the gas pipeline served by «Gazprom transgaz Samara». As a result, time dependencies have been identified that determines the necessary timing for in-line inspections. It exclude excessive work of engineering groups and premature aging of the gas pipeline.

Keywords: gas pipeline, in-line inspection, time limit of diagnostics.

Система ТОР МГ – это комплекс положений и норм, определяющих организацию и порядок проведения работ по ТОР для заданных условий эксплуатации МГ.

Все мероприятия, проводимые во время эксплуатации МГ, можно разделить на 2 группы: плановые и внеплановые. Внеплановые, как правило, связаны с отказами и заключаются в ликвидации их последствий и восстановлении работоспособности трубопровода.

Плановые мероприятия проводятся профилактически, и при их реализации можно выделить основные проблемы профилактического обслуживания: определение периодичности профилактики; определение объемов профилактики; непосредственная организация выполнения профилактики [1].

В зависимости оттого, как решаются эти проблемы, различаются стратегии ТОР:

1. Внеплановая - по потребности после возникновения отказа;
2. Плановая - предупредительная в зависимости от наработки;
3. Плановая - предупредительная в зависимости от технического состояния.

Стратегия ТОР после отказа предусматривает ремонт оборудования по потребности после возникновения отказа в случайные моменты времени. Она обеспечивает почти полное использование ресурса элемента оборудования, но показатель безотказности остается очень низким в связи с отсутствием работ, предотвращающих отказы. Кроме того, аварийный ремонт может привести к большим материальным затратам.

Плановая – предупредительная стратегия ТОР по наработке представляет собой плановый ремонт, осуществляемый по регламенту через определенное время и предупреждающий отказы. Основной недостаток данной стратегии ТОР – значительное недоиспользование ресурса элементов оборудования при их преждевременной замене во время плановых работ. Эта стратегия ТОР повышает безотказность, однако характеризуется низкой экономичностью.

Плановая – предупредительная стратегия ТОР в зависимости от технического состояния основана на плановом контроле технического состояния оборудования с установленной периодичностью и техническим обслуживанием в зависимости от этого состояния. Эта стратегия одновременно повышает степень использования ресурса оборудования и показатель его безотказности, при этом является наиболее экономичной. Данная стратегия реализуется при наличии методов и средств диагностирования, обладающих большой информативностью и достоверностью. В связи с переходом на стратегию ТОР линейной части МГ в зависимости от технического состояния, возникает проблема определения оптимального промежутка времени между диагностическими обследованиями участка МГ.

Корректное определение оптимальных периодов между последующими ВТД позволит своевременно обнаружить дефекты на линейной части МГ, тем самым предотвратить отказы, а также сократить расходы на материальные затраты и сэкономить человеческие ресурсы. Выбор оптимальных сроков проведения ВТД, при которых обнаруженные дефекты не успевают перерасти в отказы, является актуальной задачей при эксплуатации МГ.

В данном исследовании были проанализированы результаты проведения ВТД за последние 10 лет на участках МГ: «Уренгой-Петровск» (У-П) на 98 км, «Уренгой-Новопсков» (У-Н) на 100 км и «Челябинск-Петровск» на 99 км, обслуживаемых ОАО «Газпром трансгаз Самара», представлены в таблице 1. Данные проведения ВТД (результаты описаны согласно стандарту [2]) на трёх участках МГ, обслуживаемых ООО «Газпром трансгаз Самара», представлены в таблице 1.

Таблица 1

Результаты проведения ВТД на трёх участках МГ, обслуживаемых ОАО «Газпром трансгаз Самара» (коррозия)

Наименование участка МГ	Год ввода в эксплуатацию, год	Год проведения ВТД, год	Число дефектов с относительной глубиной не более 15 %	Число дефектов с относительной глубиной не более 30 %
У-П	1982	2011	20	5
		2014	19	6
		2018	23	7
У-Н	1982	2010	26	5
		2014	31	6
		2019	26	4
Ч-П	1980	2012	20	4
		2015	19	5
		2017	24	5

Расчёт периодов между проведениями ВТД будем проводить согласно СТО Газпром 2-2.3-095-2007 [3]. Интервал времени от первой информативной до очередной ВТД при коррозионных дефектах (Δt^{j+1}) при средней величине дефекта 30% рассчитывается по формуле 1:

$$\Delta t^{j+1} = - \left(\frac{0,4}{\ln \left[\frac{1+M\gamma}{n_j} \right]} + \gamma_j \right) / (V^j), \quad (1)$$

где j – число проведенных ВТД, начиная с первой информативной ВТД;

где $M\gamma$ – планируемое к ремонту количество коррозионных дефектов на участке МГ;

здесь $M\gamma = \sum_{i=1}^j m_{0,15}$ – суммарное число дефектов с относительной глубиной больше или равной 15 %, обнаруженных по итогам всех обследований;

$n_j = \frac{m_{0,15}}{\exp(\frac{0,15}{\gamma})}$ – прогнозируемое число коррозионных дефектов, определяемое по результатам последней ВТД;

$\gamma_1 = \frac{0,1}{\ln[m_{0,15}/m_{0,3}]}$ – параметр распределения глубины дефектов при первой информативной ВТД, где $m_{0,15}$ – число обнаруженных дефектов с глубиной 15 %, $m_{0,3}$ – 30 %;

$$V^j = \begin{cases} \gamma_1/(t_1 - 8) & (a) \\ (\gamma_j - \gamma_{(j-1)})/\Delta t_j & (b) \end{cases} \quad \text{– скорость изменения параметра распределения глубины}$$

дефектов на момент проведения последнего ВТД (a – после проведения первой ВТД ($j=1$), b – после проведения последующих ВТД ($j = 2, 3 \dots$): Δt_j – интервал времени между двумя последующими ВТД, год;)

$$\gamma_j = \begin{cases} \gamma_1 & (a) \\ -0,225/\ln(\frac{M\Sigma}{n}) & (b) \end{cases} \quad \text{– параметр распределения глубины дефектов при } j\text{-ой}$$

информативной ВТД, где a – после проведения первой ВТД ($j=1$), b – после проведения последующих ВТД.

По приведенным выше формулам были рассчитаны параметры распределения глубины дефектов (γ_j), прогнозируемое число коррозионных дефектов (n), скорость изменения параметра распределения (V^j) для участков газопроводов «Уренгой-Петровск» (У-П), «Уренгой-Новопсков» (У-Н) и «Челябинск-Петровск» (Ч-П), которые представлены в таблице 2.

Таблица 2

Параметры распределения глубины дефектов, скорость изменения параметра распределения, прогнозируемое число дефектов, интервал проведения ВТД на трёх участках МГ, обслуживаемых «Газпром трансгаз Самара» (коррозия)

Наименование участка МГ	Скорость изменения параметра распределения	Прогнозируемое число коррозионных дефектов	Параметры распределения глубины дефектов	Интервал времени до проведения следующей ВТД, Δt^{j+1} , год	Прогнозируемый год проведения ВТД, год
У-П	0.0392	8.4612	0.07214	1.9	2011
	0.0700		0.08675	1.8	2013
	0.0695		0.08406	1.9	2015
У-Н	0.1351	9.5649	0.05409	2.4	2010
	0.1094		0.06089	2.8	2013
	0.1079		0.05343	2.9	2016
Ч-П	0.0222	8.8291	0.06213	2.8	2012
	0.1144		0.07491	2.1	2014
	0.1264		0.06375	1.9	2016

Таким образом, на основе статистической обработки результатов проведения ВТД и количественной оценки технического состояния участков МГ была выявлена необходимая периодичность проведения ВТД с целью заблаговременного обнаружения дефектов и выдачи рекомендаций для проведения ТОР с целью предотвращения отказов линейной части МГ.

1. А.А. Коршак, Г.Е. Коробков, В.А. Душин, Р.Р. Набиев. Обеспечение надежности магистральных трубопроводов // Уфа: ООО «Дизайн Полиграф Сервис». – 2000. – 170с.
2. Газпром С.Т.О. 2-2.3-1050-2016. Внутритрубно́е техническое диагностирование. Требования к проведению, приемке и использованию результатов диагностирования // М.: ИРЦ Газпром. – 2016.
3. Газпром С.Т.О. 2-2.3-095-2007. Методические указания по диагностическому обследованию линейной части магистральных газопроводов. – Введен 28.08. 2007 // М.: ИРЦ Газпром. – 2007.