УДК 339.54.012 ***Марченко А.Г., Маслова О.П., Вильгута О.Ф.***

Марченко А.Г.

магистрант

Самарский государственный технический университет

(г. Самара, Россия)

Маслова О.П.

доцент

кафедра экономики промышленности и производственного менеджмента

Самарский государственный технический университет

(г. Самара, Россия)

Вильгута О.Ф.

кандидат экономических наук, доцент

кафедра экономики промышленности и производственного менеджмента

Самарский государственный технический университет

(г. Самара, Россия)

ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ КАЧЕСТВОМ В НЕФТЕГАЗОВОЙ КОМПАНИИ

Аннотация: *настоящая статья посвящена вопросам оценки и повышения качества применяемого оборудования. В ПАО «Транснефть» установлен порядок сбора и систематизации сведений об отказах и браке, обнаруженных в гарантийный и постгарантийный периоды, а также об оборудовании ненадлежащего качества, не принятом по результатам входного контроля, в том числе об отказах и браке, повлекших остановку работы опасных производственных объектов. Приоритетной задачей для нефтепроводных компаний является минимизация аварий на эксплуатируемых опасных производственных объектах. Исследована обширная статистическая информация о результатах эксплуатации основных видов оборудования на объектах ПАО «Транснефть».*

Проведен анализ данных об отказах и браке оборудования на основании действующих отраслевых стандартов, регламентирующих требования к качеству изготовления оборудования. Проанализированы методы количественного определения качества процессов, реализуемых в целях повышения надежности оборудования. В результате обоснован и сформирован перечень процессов, позволяющий определить все аспекты функционирования системы управления надежностью оборудования в трубопроводном транспорте нефти. Разработана методика, позволяющая формировать адресные корректирующие мероприятия, направленные на совершенствование системы управления надежностью оборудования для магистральных нефтепроводов. Внедрение положений методики способствовало повышению показателей безотказности оборудования в системе «Транснефть» и увеличению дохода.

Ключевые слова: *качество оборудования, надежность, безотказность, отказ, входной контроль, отраслевой стандарт, корректирующее мероприятие, магистральный нефтепровод, ПАО Транснефть.*

Направление деятельности по анализу данных об отказах и браке оборудования является важным звеном отраслевой системы управления надежностью оборудования, поскольку позволяет использовать дополнительные инструменты для минимизации затрат на устранение и ликвидацию последствий отказов оборудования, а также на выплаты штрафов, связанных с авариями и нарушением целостности нефтепроводов.

Повышение надежности технологического оборудования, применяемого в трубопроводном транспорте нефти, наряду с улучшением проектирования, строительства, эксплуатации является базовым процессом, обеспечивающим требуемый уровень безопасности опасных производственных объектов, входящих в нефтепроводную инфраструктуру. Аварии и инциденты, возникающие на нефтепроводах по причине отказов и брака оборудования, причиняют вред окружающей среде, наносят экономический и репутационный ущерб эксплуатирующим организациям.

Многообразие требований, направленных на повышение показателей надежности и контроля качества оборудования, тем более их избыточность (разнородные виды испытаний, аудиты, инспекции, квалификационные отборы, освидетельствование, диагностические работы, технический надзор за изготовлением, операционный, входной и строительный контроль, техническое обслуживание, различные реестры, базы данных качества), не всегда положительно сказывается на производственной деятельности, как изготовителей, так и потребителей оборудования. В данной связи предлагается выявить недостатки, определить необходимые и достаточные процессы системы управления надежностью и установить перечень технических показателей оборудования, удовлетворяющих интересам как нефтегазовых компаний, так и производителей оборудования, определить рациональный объем процедур для минимизации случаев использования некачественного оборудования на опасных производственных объектах.

Факторы, оказывающие влияние на показатели надежности продукции в трубопроводном транспорте нефти весьма разнообразны, поэтому смысл предлагаемого управления надежностью заключается в редактировании мероприятий проведения строительного контроля, оценки соответствия, технического надзора, планово-предупредительных ремонтов эксплуатируемого оборудования, технического обслуживания и диагностики в зависимости от расчетных показателей безотказности, коэффициента готовности оборудования, характеризующих его состояние.

Основные виды отказов и брака оборудования.

В результате анализа классифицированы основные виды отказов и брака оборудования, а именно для задвижек:

- дефекты и повреждения основных деталей (шибер, шток, бугельный узел) и сварных соединений корпусных деталей,

- потеря герметичности в затворе (наличие утечек в затворе, превышающих установленные нормы),

- негерметичность фланцевого соединения корпус-крышка,

- разрушение срезных штифтов муфты ограничителя крутящего момента бугельного узла задвижки,

- дефекты антикоррозионного покрытия,

- дефекты в результате некачественного крепления производителем задвижки при транспортировке.

Для насосов магистральных и подпорных:

- осевой сдвиг ротора в сторону электродвигателя с последующим нагревом подшипникового узла и барабана разгрузки. Разрушение секции подшипника,

- износ бандажного кольца со срывом с места установки,

- трещины на сварных швах приварки перегородки к крышке насоса,

- разрушение торцевой части вала со стороны упорного подшипника,

- поперечные трещины по ширине рабочей плоскости корпуса с неподвижным элементом гидропяты, забоины, усадочные раковины,

- дефекты отливки корпуса насоса,

- дефекты в виде механических разрушений шпонки и шпоночных пазов и узла соединения диска упорного подшипника и вала насоса. Недопустимые дефекты шейки вала и посадочной поверхности диска подшипника (задиры в виде прокатной плены),

- заклинивание торцевого уплотнения магистрального насоса со стороны упорного подшипника,

- зажатие торцевого уплотнения, нагрев и разрушение колец контактной пары.

трения, оплавление уплотнительных колец в корпусе торцевого уплотнения и во втулке вала ротора насоса,

- разгерметизация торцевого уплотнения. Разрушение карбид кремниевой контактной пары торцевого уплотнения,

- поперечные трещины и поры, выходящие наружу на рабочих поверхностях колец разгрузки,

- забоины и вмятины рабочего колеса,

- негерметичность корпуса насоса в области спиральной улитки под карманом утечек с рабочей стороны, негерметичность выкидного патрубка.

Для труб нефтепроводных и соединительных деталей трубопроводов:

- дефекты в продольном шве (непровары, трещины),

- дефекты основного металла металлургического происхождения (раковины, вдавы, риски, расслоения, раковины, потеря основного металла),

- дефекты торцов (забой фаски),

- дефекты в результате некачественного крепления производителем труб при транспортировке.

Причины возникновения вышеуказанных отказов оборудования можно разделить на производственные и эксплуатационные отказы.

Информация, полученная по результатам проведенного анализа данных об отказах и браке оборудования, позволила разработать новые и откорректировать действующие отраслевые стандарты, регламентирующие требования к качеству изготовления оборудования, ввести адресный контроль (технический надзор) за производителями, допустившими брак, что в целом положительно повлияло на показатели удельной аварийности при транспортировке нефти по магистральным трубопроводам.

Подтверждением эффективности деятельности по управлению надежностью является отчет аудиторской компании KPMG, в котором выполнен анализ удельной аварийности при транспортировке нефти по магистральным трубопроводам ПАО «Транснефть» за период 2024-2025гг. по сравнению с крупнейшими мировыми нефтегазовыми компаниями, такими как BP Pipelines (North America), Buckeye Pipeline Company, Caspian Pipeline Consorcium (КТК), Chevron Pipe Line Company, Colonial Pipeline, Conoco Offshore Pipe Line Company, ConocoPhillips Transportation, Alaska, Conpet, Eilat Ashkelon Pipeline, Enbridge, Enterprise Crude Pipeline, Excel Pipeline, Explorer Pipeline, ExxonMobil Pipeline и др. (всего 57 компаний).

В соответствии с данным отчетом, показатель удельной аварийности при перекачке углеводородов по трубопроводам ПАО «Транснефть» (аварий на 1000 км) в 2025 г. в 24 раза ниже среднего показателя выборки (0,06 против 1,39). Значение удельной аварийности в 2025 г. снизилось на 18% по отношению к 2024 г.

Соотношение объема разлива нефти к протяженности трубопроводов ПАО «Транснефть» в 2025 гг. в 21,3 раза ниже среднего показателя по аналогичным предприятиям (0,13 против 2,78) (официальный сайт www.transneft.ru).

Российские нефтегазовые компании (ПАО «Транснефть», ПАО «НК Роснефть», ПАО «Газпром», ПАО «Лукойл») разрабатывают и применяют для целей управления качеством оборудования в большинстве случаев собственные отраслевые нормативы, устанавливающие требования к оборудованию, внедряют типовые программы испытаний оборудования и проведения анализа состояния производства (инспекционного контроля) заводов-изготовителей. Требования к характеристикам оборудования базируются на международных и(или) национальных стандартах, при этом дополняют, обобщают их, конкретизируют отдельные положения, а также, при необходимости, устанавливают более высокие показатели качества.

На организации, эксплуатирующие опасные производственные объекты, возложена обязанность по обеспечению безопасности технических устройств, применяемых на опасных производственных объектах. Надежность объектов нефтепроводных компаний заключается в выполнении всех заданных функции и сохранении эксплуатационных свойств в течение всего жизненного цикла.

Процессы контроля качества применяемого оборудования тесно связаны с функционированием в нефтепроводных компаниях систем отраслевой стандартизации и сертификации, определяющих требования к качеству оборудования.

В настоящее время, нефтепроводные компании, в той или иной мере, обязывают производителей следовать своим корпоративным стандартам, осуществляют контроль за качеством оборудования на разных этапах его жизненного цикла, начиная с производства оборудования, заканчивая монтажом и эксплуатацией на объектах.

ПАО «Транснефть» - обеспечивает транспортировку порядка 85% нефти, добываемой в России, эксплуатирует магистральные нефте- и нефтепродуктопроводы протяженностью 67,08 тыс. км., а также более 500 насосных станций, резервуарный парк объемом порядка 24 млн. м3, более 2,5 тыс. магистральных и подпорных насосов, около 42 тыс. различных задвижек и 75 тыс. соединительных деталей.

ПАО «Транснефть» подразделяет оборудование, применяемое на своих объектах на две категории:

1. Оборудование, непосредственно оказывающее влияние на безопасность опасных производственных объектов и подлежащее отраслевой сертификации.

2. Оборудование, поставка которого осуществляется на основе имеющихся сертификатов соответствия и/или разрешительных документов на применение технических устройств на опасных производственных объектах, выдаваемых в установленном порядке.

ПАО «Транснефть» разрабатывает отраслевые стандарты, проводит комплекс научно – методических и организационно-технических мероприятий по разработке обоснованных технических требований к оборудованию, ведет мониторинг технического состояния оборудования на всех интервалах жизненного цикла, определяет показатели надежности, анализирует причины отказов оборудования, ведет информационную базу данных об отказах/дефектах оборудования, выявленных в процессе его поставки и эксплуатации.

Кроме того, ПАО «Транснефть» осуществляет технический надзор на предприятиях-изготовителях за производством основных видов оборудования, строительный контроль за монтажом оборудования, а также диагностику магистральных нефтепроводов, механо-технологического и энергетического оборудования. Процессы, направленные на повышение надежности оборудования ПАО «Транснефть» схематично представлены на рисунке 1.



Рисунок 1. Научно–методические и организационно-технические мероприятия, направленных на повышение показателей надежности оборудования на разных стадиях жизненного цикла.

Основными факторами, которые оказывают ключевое влияние на функционирование процессов управления надежностью оборудования, применяемого на магистральных нефтепроводах являются: отраслевая стандартизация, учитывающая специфику условий сооружения и эксплуатации опасных производственных объектов, постоянный анализ результатов эксплуатации оборудования, наличие положительной динамики в снижении отказов и брака оборудования, подтвержденной достоверными данными из информационных систем предприятия, наличие детализированных параметров, характеристик, правил технического надзора, строительного контроля, диагностирования, технического обслуживания и ремонта оборудования.

Поскольку система управления надежностью оборудования относится к целостным системам, в которых каждый элемент (процесс) функционально зависит от всей целостности, а сама система зависит от каждого из своих элементов, то изменение состояния одного из связанных процессов влияет на другие процессы.

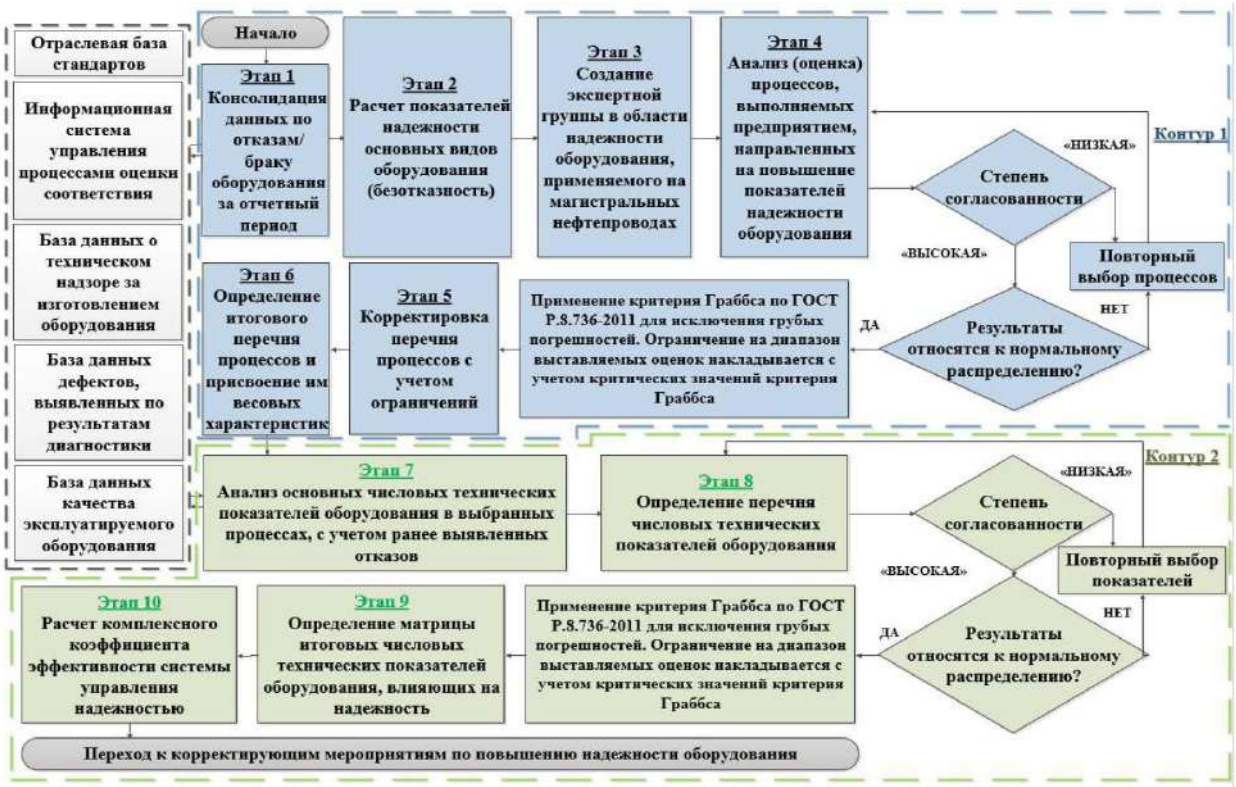

Рисунок 2. Алгоритм выбора процессов и тех. показателей системы управления надежностью оборудования.

Для выбора и расчёта числовых показателей процессов разработан соответствующий математический аппарат, основанный на экспертном методе с применением прямых многократных независимых измерений в условиях нормального распределения.

Выбраны основные процессы, которые отражают наиболее важные компоненты управления надежностью и контроля за её показателями, а именно: отраслевая стандартизация, сертификация оборудования, технический надзор за изготовлением оборудования, строительный контроль за монтажом, его диагностика при эксплуатации, техническое обслуживание и ремонт. Разработанная Методика позволит формировать адресные корректирующие мероприятия, направленные на совершенствование системы управления надежностью оборудования для магистральных нефтепроводов.



Рисунок 3. Корректирующие мероприятия
по повышению надежности оборудования.

Расчет экономической эффективности Методики.

Объектом расчета экономической эффективности является Методика, реализация которой позволила обеспечить слаженное и эффективное функционирование всех процессов управления надёжностью, что в свою очередь повысило качество применяемого оборудования, и в целом надежность объектов трубопроводного транспорта нефти.

Расчет экономической эффективности Методики осуществлен на основе сопоставления экономических выгод, полученных в результате применения её положений, и затрат, понесенных на реализацию данной Методики.

Порядок проведения оценки экономической эффективности Методики.

Основным экономическим критерием оценки деятельности в области трубопроводного транспорта нефти является объем транспортировки нефти.

При проведении оценки экономической эффективности Методики в рамках единой системы нефтепроводов целесообразно выделить ряд относительно независимых направлений транспортировки нефти.

При распределении объемов нефти по основным направлениям транспортировки в качестве базовой величины приняты объемы по состоянию на 2025 год. При этом полагаем, что в период реализации Методики существенного перераспределения объемов нефти по направлениям транспортировки не произойдет.

В таблице 4 представлены основные направления и объемы транспортировки нефти.

Таблица 4. Основные направления транспортировки нефти.

№ п/п	Направления		Объемы (тыс.тонн)
1	2		3
1	Российская нефть	Приморск	49440
2		Новороссийск	21200
3		Козьмино	22300
4		Усть-Луга	18700
5		Китайская народная республика	19500
6		Экспорт через западную границу	51500
7		НПЗ Белоруссии	21630
8		НПЗ Казахстана	7210
9		НПЗ России	268200
10	Транзитная нефть	Приморск	4100
11		Новороссийск	8961
12		Усть-Луга	5000
13		Махачкала - Новороссийск	3660
		Итого:	501401

Для оценки экономической эффективности Методики использован наиболее распространенный в международной практике метод дисконтированных денежных потоков (Discounted Cash Flows, DCF), согласно которому рассчитываются показатели эффективности на основании прогнозных денежных потоков, приведенных к начальному моменту времени.

На основании прогноза дисконтированных денежных средств для Методики определялись следующие показатели эффективности:

— чистая приведенная стоимость (Net present value, NPV),

— дисконтированный срок окупаемости (Discounted Payback Period, DPP).

Показатели рассчитаны в соответствии с «Методическими рекомендациями по оценке инвестиционных проектов,».

Оценка положительного экономического эффекта от реализации Методики.

Сокращение затрат на устранение отказов/брака оборудования и предотвращение снижения объемов транспортировки нефти. Отказы и брак труб, механо-технологического и энергетического оборудования, вынуждают ограничивать величину рабочего давления и, как следствие, пропускную способность участка нефтепровода с целью предотвращения аварийных ситуаций. В связи с этим возникает необходимость устранения отказа/брака оборудования для нормализации работы нефтепровода.

Таблица 5. Объем недопоставленной нефти в связи со снижением объемов перекачки из-за отказов/брака оборудования.

№ п/п	Направления		Объем недопоставленной нефти в год q·t (тонн за год)										
			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
1	2		3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	*Российская нефть*	Приморск	6028	7045	6536	6389	5956	3857	2874	2354	1681	931	241
2		Новороссийск	3011	2834	2630	2184	1779	1220	1115	914	653	361	93
3		Усть-Луга	2703	2927	2716	1965	1257	817	808	662	474	262	68
4		Козьмино	1587	1946	1806	1230	959	628	543	444	317	174	45
5		Китайская народная республика	1849	2030	1883	2423	2663	1796	1773	1453	1037	573	148
6		Экспорт через западную границу	8177	7968	7392	5520	4259	2355	2333	1911	1365	755	195
7		НПЗ Белоруссии	3114	3032	2484	3341	2785	1964	1964	1609	1150	635	164
8		НПЗ Казахстана	2127	2231	1740	2466	2114	1440	1414	1159	827	457	118
9		НПЗ России	91048	88687	84486	78458	55659	60192	45924	37628	26877	14870	3843
10	*Транзитная нефть*	Приморск	882	705	1093	316	321	181	163	134	96	53	14
11		Новороссийск	1697	2157	1231	988	612	176	172	141	101	55	14
12		Усть-Луга	897	1152	959	543	618	153	145	119	84	46	12
13		Махачкала - Новороссийск	2755	2557	3473	1781	1524	1099	1097	898	642	356	92
Итого			125875	125271	118429	107604	80506	75878	60325	49426	35304	19528	5047

Потенциальные доходы за счет предотвращения снижения объемов транспортировки нефти можно представить, как разницу между средневзвешенными затратами на устранение отказов/брака оборудования в 2024- 2025 гг. (до выполнения положений Методики) и ежегодными затратами после начала выполнения положений Методики в 2026 году.

Таблица 6. Затраты на устранение отказов/брака оборудования.

№ п/п	Направления		Потери в связи с недопоставкой нефти из-за отказов/брака оборудования (млн. руб.)										
			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
1	2		3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	*Российская нефть*	Приморск	9,163	10,708	9,935	9,711	9,053	5,863	4,368	3,578	2,555	1,415	0,366
2		Новороссийск	4,878	4,591	4,261	3,538	2,882	1,976	1,806	1,481	1,058	0,585	0,151
3		Усть-Луга	4,46	4,83	4,481	3,242	2,074	1,348	1,333	1,092	0,782	0,432	0,112
4		Козьмино	3,303	4,05	3,758	2,56	1,996	1,307	1,13	0,924	0,66	0,362	0,094
5		Китайская народная республика	3,848	4,224	3,919	5,042	5,542	3,737	3,69	3,024	2,158	1,192	0,308
6		Экспорт через западную границу	11,448	11,155	10,349	7,728	5,963	3,297	3,266	2,675	1,911	1,057	0,273
7		НПЗ Белоруссии	4,811	4,684	3,838	5,162	4,303	3,034	3,034	2,486	1,777	0,981	0,253
8		НПЗ Казахстана	1,489	1,562	1,218	1,726	1,48	1,008	0,99	0,811	0,579	0,32	0,083
9		НПЗ России	59,636	58,09	55,338	51,39	36,457	39,426	30,08	24,646	17,604	9,74	2,517
10	*Транзитная нефть*	Приморск	1,111	0,888	1,377	0,398	0,404	0,228	0,205	0,169	0,121	0,067	0,018
11		Новороссийск	1,527	1,941	1,108	0,889	0,551	0,158	0,155	0,127	0,091	0,05	0,013
12		Усть-Луга	0,843	1,083	0,901	0,51	0,581	0,144	0,136	0,112	0,079	0,043	0,011
13		Махачкала - Новороссийск	0,854	0,793	1,077	0,552	0,472	0,341	0,34	0,278	0,199	0,11	0,029
		Итого, ∑ ΔЭо	107,371	108,599	101,56	92,448	71,758	61,867	50,533	41,403	29,574	16,354	4,228

Как мы видим из таблицы 6, что с возникновение аварий на линейной части нефтепровода по причине отказа/брака оборудования приводит к самым масштабным убыткам.

Результаты анализа и ряд научных работ показал, что обширные исследования в области надежности оборудования магистральных нефтепроводов и процессов оценки его соответствия нуждаются в более детальном определении причинно-следственных связей и классификации организационно-методических мероприятий, влияющих на качество оборудования. Факторы, оказывающие влияние на показатели надежности продукции в трубопроводном транспорте нефти весьма разнообразны, поэтому смысл предлагаемого управления надежностью заключается в редактировании мероприятий проведения строительного контроля, оценки соответствия, технического надзора, планово-предупредительных ремонтов эксплуатируемого оборудования, технического обслуживания и диагностики в зависимости от расчетных показателей безотказности, коэффициента готовности оборудования, характеризующих его состояние.

Результатом данного проекта будет являться решения актуальной научной задачи по разработке методического аппарата, позволяющего научно обосновать выбор наиболее эффективной системы управления надежностью оборудования, применяемого на магистральных нефтепроводах.

Таким образом, применение методики повышения надежности оборудования позволит сократить финансовые потери от вынужденного простоя нефтепроводного оборудования ПАО «Транснефть», показатель чистого дисконтирования дохода в результате составит 213,6 млн. руб. по 2030 год включительно.

Заключение.

В результате прохождения производственной практики были выполнены следующие задачи:

обоснована тема магистерской диссертации,

составлен плана магистерской диссертации,

подобрана литература и информационные интернет-ресурсы по теме диссертационного исследования,

опубликована научная публикация «Проектирование системы управления качеством в нефтегазовой компании» (на основе обсуждения поставленных проблем в рамках научно-исследовательского семинара).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Кочерга В.Г. Основы теории надежности оборудования. Издательство ДВГУПС, 2025. 98 с.
2. Официальный сайт ПАО «ТРАНСНЕФТЬ» [Электронный ресурс] // Режим доступа: https://www.transneft.ru/Investors/statements_and_presentations/annual_reports/
3. Современные проблемы качества ПАО «ТРАНСНЕФТЬ» [Электронный ресурс] // Режим доступа: https://cyberleninka.ru/article/n/sovremennye-problemy-korporativnogo-upravleniya-pao-transneft/viewer
4. Дайненко С.В. Обеспечение надежности системы трубопроводного транспорта нефти и газа. М.: Издательство Техника, 2024. 176 с.
5. Курочкин В.В., Малюшин Н.А., Степанов О.А., Мороз А.А. Эксплуатационная долговечность нефтепроводов. М.: Недра-Бизнесцентр, 2024. 231 с.
6. Аралов О.В. Методологические основы управления качеством продукции с применением механизма оценки соответствия в магистральном трубопроводном транспорте. СПб.: Недра, 2024. 288 с.
7. Коршак А.А., Коробкова Г.Е., Душин В.А., Набиев Р.Р. Обеспечение надежности магистральных трубопроводов. Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2020. 170 с.
8. Конесев С.Г., Хазиева Р.Т. Методы оценки показателей надежности сложных компонентов и систем // Современные проблемы науки и образования. 2023. № 1. С. 57
9. Вьюнов С.И. Совершенствование системы оценки соответствия оборудования в трубопроводном транспорте нефти // Стандарты и качество. 2020. № 4 (994). С. 26–30

Marchenko A.G., Maslova O.P., Vilguta O.F.

Marchenko A.G.

master's degree student

Samara State Technical University

(Samara, Russia)

Maslova O.P.

Associate Professor

Department of Industrial Economics and Production Management

Samara State Technical University

(Samara, Russia)

Vilguta O.F.

PhD in Economics, Associate Professor

Department of Industrial Economics and Production Management

Samara State Technical University

(Samara, Russia)

DESIGNING A QUALITY MANAGEMENT SYSTEM IN THE OIL AND GAS COMPANY

Abstract: *this article addresses the assessment and improvement of the quality of equipment used. PJSC «Transneft» has established a procedure for collecting and systematizing information on failures and defects identified during warranty and post-warranty periods, as well as on substandard equipment rejected based on incoming inspection results, including failures and defects that caused hazardous production facilities to stop operating. The priority task for oil pipeline companies is to minimize accidents at hazardous production facilities in operation. Extensive statistical data on the operating performance of the main types of equipment at PJSC «Transneft» facilities were studied. Data on equipment failures and defects were analyzed based on current industry standards regulating requirements for equipment manufacturing quality. Methods for quantitatively determining the quality of processes implemented to improve equipment reliability were analyzed. As a result, a list of processes was substantiated and developed, making it possible to identify all aspects of the functioning of the equipment reliability management system in oil pipeline transportation. A methodology was developed to formulate targeted corrective measures aimed at improving the equipment reliability management system for main oil pipelines. Implementation of the methodology improved equipment failure-free performance indicators within the Transneft system and increased revenue.*

Keywords: *equipment quality, reliability, failure-free performance, failure, incoming inspection, industry standard, corrective action, main oil pipeline, Transneft.*