АНАЛИЗ ПОВРЕЖДАЕМОСТИ И ПРОЧНОСТИ ДЛИТЕЛЬНО ФУНКЦИОНИРУЮЩЕГО НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

DAMAGE AND STRENGTH ANALYSIS OF LONG-TERM OIL AND GAS CHEMICAL EQUIPMENT

Д. А. Неганов
Dmitry A. Neganov

ООО «Научно-исследовательский
институт трубопроводного
транспорта»
(ООО «НИИ Транснефть»),
г. Москва, Российская Федерация

Pipeline Transport Institute LLC
(Transneft R&D, LLC),
Moscow, Russian Federation

В статье на основании работ по анализу и экспертизе ряда отказов, повреждений, разрушений и аварий на оборудовании, используемом в магистральных трубопроводных системах для транспорта и хранения нефти и нефтепродуктов (насосы, задвижки, тройники, трубопроводы, резервуары) обоснована необходимость перехода от расчетов по нормативным требованиям к расчетам по фактическому состоянию оборудования с учетом эксплуатационного нагружения, временных эффектов старения и деградации конструкционных материалов, трещиностойкости и концентрации напряжений. В качестве примера приведен случай разгерметизации в 2019 г. клиновой задвижки Ду300 диаметром 300 мм в узле пропуска средств очистки и диагностики. В качестве необходимых исследований обоснованы: определение химического состава и структуры конструкционных сталей, из которых изготовлено оборудование; определение механических свойств (прочности, текучести, пластичности, ударной вязкости — KCV, RCU, твердости); фрактографические исследования зон повреждения трещинами. Также обоснована необходимость в рамках проведения расчетов на прочность, компьютерного моделирования (МКЭ-методом) для определения напряженно-деформированного состояния оборудования.

Приведенные в статье результаты анализа прочности длительно эксплуатируемого оборудования указывают на необходимость введения в практику дополнительно к нормативным основным расчетам новых поверочных расчетов на различные сочетания предельных состояний при циклических, длительных, сейсмических и др. воздействиях с образованием статического, циклического, хрупкого, коррозионного разрушения, основной отличительной особенностью которых является то, что они учитывают наличие в функционирующих оболочковых конструкциях дефектов различного типа, изменение условий напряжения и механических свойств материалов.

Based on the analysis and examination of a number of failures, damage, destruction and accidents on equipment used in trunk pipelines for transporting and storing oil and oil products (pumps, valves, tees, pipelines, tanks), the need for a transition from normative calculations for calculations on the actual condition of the equipment, taking into account operational loading, temporary effects of aging and degradation of structural materials, crack resistance and concentration stresses is substantiated. As an example, the case of depressurization in 2019 of a DN300

Ключевые слова

длительно эксплуатируемое
оборудование; магистральные
трубопроводные системы
для транспорта и хранения нефти
и нефтепродуктов; прочность;
ресурс; отказ;
механические свойства

Key words

long-term equipment; trunk pipeline
systems for oil and oil products
transporting and storing; strength;
resource; failure;
mechanical properties

wedge gate valve with a diameter of 300 mm at pig trap station is given. As the necessary studies, there are substantiated: determination of the chemical composition and structure of structural steels from which the equipment is made; determination of mechanical properties (strength, fluidity, ductility, impact strength — KCV, RCU, hardness); fractographic studies of fracture damage zones. It also substantiated the need, within the framework of strength calculations, of computer modeling (FEM-method) to determine the stress-strain state of equipment.

The results of the analysis of the strength of long-term equipment presented in the article indicate the need to introduce in practice, in addition to the standard basic calculations, new calibration calculations for various combinations of ultimate states under cyclic, long-term, seismic and other influences with the formation of static, cyclic, brittle, corrosion failure. The main distinctive feature is the calculations take into account the presence of functional defects of different type in shell structures, change in stress conditions and mechanical properties of materials.

Введение

В отечественной нефтегазохимической промышленности эксплуатируются сотни тысяч единиц оборудования — насосов, компрессоров, задвижек, защитных мембранных устройств, прямых и обратных клапанов, узлов входа, внутритрубных диагностических систем и др. Как и для всех производственных объектов, время их реальной эксплуатации изменяется в пределах часов для нового оборудования и 3–5 десятков лет для функционирующих.

На стадии проектирования длительно работающего оборудования их расчетный ресурс обычно не определялся, а назначался, исходя из времени амортизации (порядка 30 лет). В связи с такими параметрами назначенных сроков службы степень временного износа в целом ряде случаев достигала 50–80 %, а иногда превышала и 100 %.

Длительная эксплуатация оборудования сопровождалась рядом физически, химически и механически опасных процессов старения, деградации конструкционных материалов, возникновением и развитием микро-, мезо- и макродефектов. Эти процессы и дефекты приводили к повреждениям, разгерметизации, разрушению в опасных зонах и, в конечном счете, к авариям.

Многофакторность начальных процессов эксплуатационных повреждений и конечных аварийных состояний элементов оборудования и нефтегазохимических объектов стала предметом рассмотрения промышленной безопасности как одного из компонентов национальной безопасности [1–5].

Проектные решения по параметрам прочности

Проектирование длительно (30 лет и более) эксплуатируемого оборудования осуществля-

лось в соответствии с действовавшими до конца XX в. нормами и правилами [6]. Основное требование этих норм состояло в расчетном определении толщины стенки отвечающей требованиям статической прочности:

$$\delta \geq \frac{p^3 d}{k_0 \sigma^3}; \sigma^3 \leq [\sigma] = \frac{\sigma_{оп}}{n_\sigma} = \min \left\{ \frac{\sigma_t}{n_t}, \frac{\sigma_b}{n_b} \right\}, \quad (1)$$

где p^3 — эксплуатационное давление;

d — диаметр корпуса оборудования;

k_0 — коэффициент формы корпуса оборудования ($2 \leq k_0 \leq 4$) в эксплуатации;

σ^3 — кольцевое напряжение при эксплуатации;

$[\sigma]$ — допускаемое напряжение;

$\sigma_{оп}$ — опасное напряжение при эксплуатации;

σ_t, σ_b — пределы текучести и прочности конструкционного материала соответственно;

n_t, n_b — запасы по пределам текучести и прочности ($n_t \leq n_\sigma \leq n_b$).

В нормативных выражениях (1) величины σ_t, σ_b выбирались по стандартам и техническим условиям на конструкционные стали, а запасы n_σ назначались с учетом коэффициентов надежности по материалам K_1 ($1,34 \leq k_1 \leq 1,55$), по назначению K_n ($1 \leq K_n \leq 1,05$), по нагрузке n ($1,1 \leq n \leq 1,15$) и по условиям работы m ($0,6 \leq m \leq 0,9$):

$$n_\sigma = \frac{n K_1 \cdot K_n}{m}. \quad (2)$$

В соответствии с (1) и (2) запас n_σ варьировался в пределах $1,6 \leq n_\sigma \leq 3,1$.

В современных нормах основных расчетов [7] по обоснованию толщины стенки расширены и уточнены условия определения напряжений σ^3 , повышены уровни механических свойств материалов — характеристики прочности (σ_t, σ_b), конкретизированы значения коэффициентов выражения (2).

Вместе с тем, в выражениях (1) и (2) в явном виде не отражен ряд важнейших факторов прочности: конструктивно-технологических и эксплуатационных. К конструктивно-технологическим факторам относятся:

- наличие концентрации напряжений, ведущее к увеличению локальных напряжений σ^3 ;

- наличие сварных швов, создающих остаточные напряжения (что также увеличивает σ^3), и неравнопрочность основного металла и металла сварных соединений (что снижает $\sigma_{оп}$).

К эксплуатационным факторам относятся:

- время эксплуатации τ^3 , переменность давлений p^3 и их цикличность N^3 , изменчивость в эксплуатации механических свойств σ_t^3 и σ_v^3 , наличие коррозионно-эрозионных воздействий, ведущих к уменьшению толщины стенки δ^3 , образование и развитие эксплуатационных трещин ℓ^3 , создающих предельно высокую концентрацию.

Роль этих факторов в условиях длительной эксплуатации проанализирована в [1–5]. Проверка их значимости осуществлялась и осуществляется по двум группам данных:

- по лабораторным, стендовым и натурным испытаниям образцов, моделей и натурных изделий [1, 2, 4, 5];

- по анализу повреждений и разрушений реально эксплуатируемого оборудования [2, 4, 5, 8].

К настоящему времени большая работа по получению второй группы данных проведена специалистами Ростехнадзора, ПАО «Транснефть», ОАО «Газпром», ПАО «Роснефть», их ведущими институтами (ООО «НИИ Транснефть», ВНИИГАЗ), а также головными вузами (РГУ нефти и газа, УГНТУ).

Практическая реализация мероприятий по анализу эксплуатационных повреждений

В ПАО «Транснефть» головным Институтом («НИИ Транснефть») в течение последнего десятилетия был выполнен цикл работ по анализу и экспертизе ряда отказов, повреждений, разрушений и аварий на оборудовании, используемом в магистральных трубопроводных системах для транспорта и хранения нефти и нефтепродуктов (насосы, задвижки, тройники, трубопроводы, резервуары). На этой же основе с учетом требований государственных и отраслевых комиссий, служб Ростехнадзора формировались ответы на та-

кие базовые вопросы, как влияние эксплуатационных повреждений на источники, процессы и последствия аварий, условий эксплуатации, механизмов и параметров повреждения оборудования.

Решение этих вопросов рассмотрено ниже на примере разгерметизации в 2019 г. клиновой задвижки Ду300 диаметром 300 мм в узле пропуска средств очистки и диагностики (СОД).

Задвижка была рассчитана на условное эксплуатационное давление $p^3 = 6,4$ МПа и изготовлена в 1991 г. по требованиям ТУ на температуру $t = -60$ °С с использованием отливок при $t^3 \geq -40$ °С. Срок эксплуатации на момент отказа составил $\tau^3 = 28$ лет. Капитальный ремонт (КР) задвижки был проведен в 2014 г. с предварительной циклической наработкой $N^3 = 155$. После ремонта был назначен новый срок эксплуатации $\tau_n^3 = 10$ лет (до 2024 г.). По измерениям минимальный суточный уровень температуры оказался равным минус 45 °С, а абсолютный минимум $t_{min}^3 = -51$ °С.

После обследований и капитального ремонта в 2015 г. схема установки задвижки имела вид, показанный на рисунке 1.

С учетом нетипового проектного решения уточненный расчет на прочность был выполнен в соответствии с принятыми в ПАО «Транснефть» нормами проектирования. Он включал:

- расчет на прочность и деформативность труб и соединительных деталей с учетом нагрузок от собственного веса трубы, температурного перепада с учетом температуры наружного воздуха;

- расчет опор, с учетом свойств грунтов основания, на вертикальные нагрузки от массы трубопровода с транспортируемой средой (или водой при гидроиспытании), а также нагрузки, возникающие при термическом расширении трубопровода.

Расчет был выполнен на следующие эксплуатационные параметры:

- клиновая задвижка рассчитана на номинальное давление 6,3 МПа, максимальное проектное давление в области установки задвижки 5,0 МПа, разрешенное — 4,70 МПа. Годовая цикличность — 272 цикла. Разгерметизация произошла при давлении 1,91 МПа;

- наработка клиновой задвижки до КР — 155 циклов, после КР до момента отказа — 22 цикла.

Рисунок 1. Схема обвязки задвижки после реконструкции в декабре 2015 года (задвижка вынесена на поверхность)

При обследовании корпуса в 2014 г. в нем был выявлен дефект — подрез протяженного 350 мм над прибылью (рисунок 2), устраненный при КР.

Рисунок 2. Схема расположения дефекта при визуальном-измерительном контроле (ВИК) задвижки

После КР и контроля задвижки недопустимых дефектов в ней не было обнаружено, и задвижка прошла гидроиспытания при $p^3 = 9,45$ МПа.

Опасный отказ с распылением нефти через трещину в задвижке произошел в 2019 году. Задвижка была доставлена в НТЦ ООО «НИИ Транснефть» для проведения неразрушающего контроля (визуальным — ВИК, ультразвуковым — УЗК и капиллярным — ПВК методами). По результатам точечных измерений толщины и дефектометрии (рисунок 3) были выявлены два дефекта — сквозная и несквозная трещины (таблица 1).

Вариация толщин стенки в разных точках измерений была в пределах от 21 мм (точка 32) до 45 мм (точка 14). Из корпуса задвижки была вырезана система фрагментов для металлографических исследований и механических испытаний.

В систему исследований и испытаний были включены:

- определение химического состава и структуры;
- определение механических свойств: прочности — σ_b , текучести — σ_t , пластичности — δ_5 , ударной вязкости — KCV, RCU, твердости H_b . Кроме того, были проведены фрактографические исследования зон повреждения трещинами.

Компьютерным моделированием (МКЭ-методом) было определено напряженно-деформированное состояние (НДС).

Исследованиями было подтверждено использование для корпуса задвижки стали 30Л (С 0,30; Si 0,56; Mn 0,48; S 0,020; P 0,032; Cr 0,15; Ni 0,12).

Характеристики прочности были в пределах:

- для σ_b — 535÷580 МПа при значении по ГОСТ 977-88 на уровне 471 МПа;
- для σ_t — 280÷330 МПа при значении по ГОСТ на уровне 255 МПа.

Однако пластичность δ_5 изменялась в пределах 13,8–25,0 %, что в ряде точек не отвечало требованиям ГОСТ на уровне 17 %. Аналогичные результаты несоответствия требованиям ГОСТ получены при испытаниях

Рисунок 3. Схема проведения НК задвижки (а) и вид дефектов (б)

Таблица 1. Результаты измерения параметров дефектов, обнаруженных при НК

№ дефекта п/п	Название дефекта	Длина дефекта L, мм	Максимальная ширина раскрытия В, мм
Д1	Трещина (сквозная)	1215	7
Д2	Трещина	170	1

на ударную вязкость — практически для всех образцов при температурах испытания (20 °С; –20 °С; –40 °С; –60 °С) ударная вязкость была в пределах 0,1–0,95 от требуемой.

Полученные характеристики твердости в целом отвечали требованиям ГОСТ.

Фрактографические исследования позволили установить очаг возникновения трещины — с внутренней поверхности от пор и окислов в зоне газового канала (рисунок 4).

Характер поверхности разрушения хрупкий, по типу «шеврона» (рисунок 5), направление расположения бороздок указывает на места очагов. Такой излом характерен для хрупких тонкостенных материалов при значениях температуры эксплуатации ниже порога хладноломкости (температуры вязко-хрупкого перехода) и, соответственно, низких значений ударной вязкости. Хрупкие разрушения могут происходить при напряжениях ниже предела

текучести без сопутствующей пластической деформации. Характер поверхности трещины — транскристаллитный. Поверхность разрушения образована фасетками скола и квази-скола.

Анализ НДС по компьютерному моделированию с применением программного ком-

Рисунок 4. Газовый канал в области очага

Рисунок 5. Характер поверхности разрушения в области распространения трещины

а)

б)

Рисунок 6. Объемная (а) и плоская по сечению (б) конечно-элементная модель задвижки клиновой

Выводы

По обобщенным результатам исследований химического состава, микроструктуры, механических испытаний и конечно-элементных расчетов НДС можно было сделать выводы, что основными причинами повреждений и разрушения длительно эксплуатируемой задвижки стали:

- пониженная на 20 % пластичность; она была даже ниже в сравнении с требованиями ГОСТ и обусловлена сочетанием исходной

плекса ANSYS показал (рисунок 6), что при действии на задвижку внутреннего давления $p = 1,91$ МПа и нагрузок от вертикальных смещений её по отношению к внутренней обвязке трубопроводов максимальные условные упругие напряжения $\sigma_{\max}$ достигают величины $\sigma_{\text{в}}$ стали 30Л по ГОСТ.

пластичности и сниженной в процессе эксплуатации; но это не включено в расчеты по выражениям (1) и (2);

- низкая ударная вязкость (до 0,1 от требований ГОСТ), обусловленная возможной низкой исходной сопротивляемостью образованию и развитию трещин; это тоже не учтено при оценках прочности по выражениям (1) и (2);

- повышенные местные напряжения $\sigma_{\max}$ в опасных зонах (превышающие предел прочности по $\sigma_{\text{в}}$ ГОСТ), обусловленные сложно-

стью схем комбинированного нагружения, концентрацией напряжений и возможным уменьшением толщины стенки за счет коррозии; эти факторы в явном виде не учитываются нормативными расчетами по выражениям (1) и (2).

Приведенные выше результаты анализа прочности длительно эксплуатируемого оборудования указывают [1, 4, 5, 9] на необходи-

мость введения в практику его проектирования и эксплуатации дополнительно к нормативным основным расчетам по выражениям (1) и (2) новых поверочных расчетов, специально учитывающих факторы эксплуатационного нагружения, временные эффекты старения и деградации конструкционных материалов, трещиностойкость и концентрацию напряжений.

СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Махутова Н.А., Матвиенко Ю.Г., Романова А.Н. Проблемы прочности, техногенной безопасности и конструкционного материаловедения. М.: Ленанд, 2018. 720 с.
2. Иванцов О.М., Мазур И.И. Безопасность трубопроводных систем. М.: ИЦ-Елима, 2004. 1104 с.
3. Неганов Д.А. Статистические факторы прочности нефтепроводов // Нефтяное хозяйство. 2018. № 11. С. 131–134. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-11-131-134.
4. Махутов Н.А., Гаденин М.М., Резников Д.О., Неганов Д.А. Анализ напряженно-деформированных и предельных состояний в экстремально нагруженных зонах машин и конструкций // Чебышевский сборник. 2017. Т. 18. № 3 (63). С. 394–416. DOI: 10.22405/2226-8383-2017-18-3-394-416.
5. Махутов Н.А., Пермяков В.Н. Механика деформирования и разрушения нефтегазохимических объектов. Тюмень: ТюмГНГУ, 2003. 176 с.
6. СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы. М.: ФГУП ЦПП, 2005. 60 с.
7. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*. М.: Госстрой, 2013. 95 с.
8. Ценев Н.К., Салихов Р.Н., Козырев О.А., Неганов Д.А., Никитин Н.Ю. Анализ причин разрушения тройников // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2018. Т. 8. № 3. С. 290–299. DOI: 10.28999/2541-9595-2018-8-3-290-299.
9. Неганов Д.А. Основные и поверочные методы обоснования прочности магистральных нефтепроводов с учетом стадий жизненного цикла // Нефтяное хозяйство. 2019. № 5. С. 100–103. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-5-100-103.

REFERENCES

1. Makhutova N.A., Matvienko Yu.G., Romanova A.N. *Problemy prochnosti, tekhnogennoi bezopasnosti i konstruktivnogo materialovedeniya* [Problems of Strength, Industrial Safety and Structural Materials Science]. Moscow, Lenand Publ., 2018. 720 p. [in Russian].

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ ABOUT THE AUTHOR

Неганов Дмитрий Александрович, канд. техн. наук, первый заместитель генерального директора, ООО «Научно-исследовательский институт трубопроводного транспорта» (ООО «НИИ Транснефть»), г. Москва, Российская Федерация

Dmitry A. Neganov, Ph.D, First Deputy General Director, Pipeline Transport Institute, LLC (Transneft R&D, LLC), Moscow, Russian Federation

2. Ivantsov O.M., Mazur I.I. *Bezopasnost' truboprovodnykh sistem* [Pipeline Safety]. Moscow, ITs-Elima Publ., 2004. 1104 p. [in Russian].

3. Neganov D.A. Statisticheskie faktory prochnosti nefteprovodov [Statistical Factors of Strength of Oil Pipelines]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 2018, No. 11, pp. 131–134. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-11-131-134. [in Russian].

4. Makhutov N.A., Gadenin M.M., Reznikov D.O., Neganov D.A. Analiz napryazhenno-deformirovannykh i predel'nykh sostoyanii v ekstremal'no nagruzhennykh zonakh mashin i konstruktii [Analysis of Stress-Strain and Limit States in Extremely Loaded Zones of Machines and Constructions]. *Chebyshevskii sbornik — Chebyshevskii Sbornik*, 2017, Vol. 18, No. 3 (63), pp. 394–416. DOI: 10.22405/2226-8383-2017-18-3-394-416. [in Russian].

5. Makhutov N.A., Permyakov V.N. *Mekhanika deformirovaniya i razrusheniya neftegazokhimicheskikh ob"ektov* [The Mechanics of the Deformation and Destruction of Oil and Gas Chemical Objects]. Tyumen, TyumGNGU Publ., 2003. 176 p. [in Russian].

6. СНиП 2.05.06-85*. *Magistral'nye truboprovody* [SNiP 2.05.06-85*. Trunk Pipelines]. Moscow, FGUP TsPP Publ., 2005. 60 p. [in Russian].

7. СП 36.13330.2012. *Magistral'nye truboprovody. Aktualizirovannaya redaktsiya SNiP 2.05.06-85** [SP 36.13330.2012. Main Pipelines. Updated Edition of SNiP 2.05.06-85*]. Moscow, Gosstroi Publ., 2013. 95 p. [in Russian].

8. Tsenev N.K., Salikhov R.N., Kozyrev O.A., Neganov D.A., Nikitin N.Yu. Analiz prichin razrusheniya troinikov [T-Pipe Destruction Origin Investigation]. *Nauka i tekhnologii truboprovodnogo transporta nefti i nefteproduktov — Science and Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation*, 2018, Vol. 8, No. 3, pp. 290–299. DOI: 10.28999/2541-9595-2018-8-3-290-299. [in Russian].

9. Neganov D.A. Osnovnye i poverochnye metody obosnovaniya prochnosti magistral'nykh nefteprovodov s uchetom stadii zhiznennogo tsikla [Basic and Verification Methods for Substantiation of Main Oil Pipeline Strength Taking into Account Life Cycle Stages]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 2019, No. 5, pp. 100–103. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-5-100-103. [in Russian].