

**ПРОБЛЕМЫ ОБОСНОВАНИЯ ПРОЧНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ
МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ С УЧЕТОМ СТАДИЙ ЖИЗНЕННОГО
ЦИКЛА, ОПАСНЫХ ТЕХНОГЕННЫХ И ПРИРОДНЫХ ФАКТОРОВ**

**Член-корреспондент РАН *Н.А. Махутов*
Институт машиноведения им. А.А. Благонравова Российской академии наук**

***В.А. Надеин*
«НГБ-Энергодиагностика»**

**Доктор техн. наук *Ж.М. Бледнова*
Кубанский государственный технологический университет**

**Кандидат техн. наук *Д.А. Неганов*
ООО «НИИ Транснефть»**

**Кандидат техн. наук *А.Н. Шауро*
ООО «СКИП»**

Рассмотрены особенности расчетно-экспериментального определения прочности и безопасности магистральных трубопроводов в условиях сложных технологических и эксплуатационных воздействий. Показано, что общепринятые нормативные расчеты прочности на стадии проектирования не исключают повреждения и разрушения трубопроводов на различных стадиях строительства, испытаний и эксплуатации. Предложены обобщенные уравнения и их параметры для поверочных расчетов прочности с учетом фактического состояния металла и реальных геометрических параметров опасных сечений. Переход от детерминированных методов расчетов к вероятностным при оценках прочности является основой для оценок безопасности по критериям рисков.

Ключевые слова: прочность, безопасность, напряжение, риск, ресурс, срок эксплуатации, запас прочности, предел текучести, предел прочности.

**PROBLEMS OF SUBSTANTIATING THE STRENGTH AND SAFETY OF MAIN
PIPELINES, TAKING INTO ACCOUNT THE STAGES OF THE LIFE CYCLE,
HAZARDOUS TECHNOGENIC AND NATURAL FACTORS**

**Corresponding Member of the RAS *N.A. Makhutov*
Mechanical Engineering research Institute of the RAS Moscow, Russia**

***V.A. Nadein*
NGB-Energodagnostika LLC**

**Doctor (Tech.), *Zh.M. Blednova*
Kuban State Technological University**

Ph.D. (Tech.) D.A. Neganov
Transneft Research Institute, LLC.

Ph.D. (Tech.) A.N. Shauro
SKIP LLC

The features of the computational and experimental determination of the strength and safety of main pipelines in conditions of complex technological and operational influences are considered. It is shown that generally accepted standard strength calculations at the design stage do not exclude damage and destruction of pipelines at various stages of construction, testing and operation. Generalized equations and their parameters are proposed for verification of strength calculations, taking into account the actual state of the metal and real geometric parameters of dangerous sections. The transition from deterministic to probabilistic calculation methods in strength assessments is the basis for safety assessments based on risk criteria.

Keywords: strength, safety, stress, risk, durability, life cycle, safety margin, yield point, strength limit.

1. Постановка проблем

Магистральный трубопроводный транспорт жидких и газообразных углеводородов (газ, нефть, нефтепродукты, природный газ) является одним из основных компонентов обеспечения энергетической, технологической, экологической и социально-экономической безопасности страны. Это находит свое отражение в энергетической стратегии [1], транспортной [2] стратегии, в стратегии национальной безопасности [3], в стратегии научно-технологического развития [4]. На протяжении многих десятилетий в нашей стране и за рубежом проектирование, строительство и эксплуатация магистральных трубопроводов осуществлялись с использованием традиционных норм прочности, правил контроля и эксплуатации [6 - 8]. Обобщение опыта проектирования, строительства и эксплуатации магистральных трубопроводов выполнено в [9, 10].

При расчетах на прочность в основных поверочных расчетах на стадии проектирования в качестве определяющего расчетного природно-техногенного воздействия в них использовалось внутреннее давление p_e рабочего тела при наземной прокладке трубопровода и сочетание внутреннего и наружного давления p_n от грунтов и воды при подъемной и подводной p_e прокладке.

При начальных давлениях p_e , p_n и экономически обоснованном внутреннем диаметре трубопровода N по расчету определялась толщина стенки δ . Расчет δ проводился по двум основным методам:

- в зарубежной практике по допускаемым напряжениям

$$\sigma = \frac{(P_B - P_H)(d_B + \delta)}{k \cdot \delta} \leq [\sigma] = \frac{\sigma_{оп}}{n_\sigma} = \min \left\{ \frac{\sigma_T}{n_T}, \frac{\sigma_B}{n_B} \right\}; \quad (1)$$

- в отечественной практике по предельным состояниям и предельным сопротивлениям

$$\sigma = \frac{(P_B - P_H)(d_B + \delta)}{k \cdot \delta} \leq \frac{\{R_1, R_2\} m}{\{K_1, K_2\} K_H}, \quad (2)$$

где k – коэффициент, учитывающий действие кольцевых ($k=2$) или осевых ($k \geq 4$) напряжений;

$\sigma_{оп}$ – опасные напряжения (предел текучести σ_T или предел прочности σ_B);

R_1, R_2 – предельные сопротивления (предел прочности σ_B или предел текучести σ_T);

n_σ, n_T, n_B – запасы по опасным напряжениям, пределу текучести σ_T и пределу прочности σ_B соответственно ($n_T \leq n_\sigma \leq n_B$);

m – коэффициент надежности по условиям работы ($0,66 \leq m \leq 0,99$);

K_H – коэффициент надежности по назначению ($1,1 \leq K_H \leq 1,265$);

K_1, K_2 – коэффициент надежности по материалу ($1,34 \leq K_1 \leq 1,55$).

Из (1) и (2) следует, что

$$n_\sigma = (n_m, n_e) = \frac{\{K_1, K_2\} K_H}{m}. \quad (3)$$

Проектные основные расчеты на прочность по выражениям (1) – (3) ориентированы на предупреждение возникновения двух предельных состояний – образования недопустимых опасных пластических деформаций при расчетах по σ_m и R_2 и однократного статического разрушения по σ_e, R_2 . Все известные и неизвестные конструкторские, технологические и эксплуатационные факторы в неявном виде учитываются в этих расчетах системой коэффициентов запаса (n_σ, n_m, n_e) и коэффициентов надежности (n, m, K_H, K_1, K_2).

Многолетняя эксплуатация магистральных трубопроводов в нашей стране и за рубежом показала [9, 10], что заложенные в основные проектные расчеты прочности силовые критерии прочности, простейшие расчетные схемы трубопроводов и соответствующие запасы не позволяют предупредить, и исключить отказы, аварии и катастрофы.

По мере совершенствования комплекса расчетов прочности трубопроводов и выполнения на этой основе проектной документации постепенно снижалась относительная аварийность $\bar{A}(\tau)$ магистральных трубопроводных систем, измеряемая числом аварий на 1000 км трубопроводов в год

$$\bar{A}(\tau) = \frac{n_A}{\Delta\tau^3} \frac{L}{1000}, \quad (4)$$

где n_A – число аварий на всей анализируемой протяженности L (км) трубопроводов на интервал времени эксплуатации $\Delta\tau^3$ (годы).

За последние годы ($\Delta\tau^3 \cong 50$ лет) аварийность \bar{A} на магистральных нефтегазопроводах снизилась с $0,38 \div 0,43$ до $0,08 \div 0,12$. Но так как за это время протяженность L увеличилась с 217 тыс. км до 250 тыс., а средние затраты $Z_n(\tau)$ на ликвидацию одной крупной аварии возросли примерно в 1,7 раза, то вместе с прямыми затратами $Z_n(\tau)$ в суммарные ущербы $U(\tau)$ входят косвенные $Z_k(\tau)$ социальные, экологические, экономические потери людям, природе и техносфере. Это связано с прокладкой новых трубопроводных систем в более суровых условиях эксплуатации.

Сказанное выше и современные требования [1 - 4], несомненно, подтверждают актуальность перехода в нашей стране [11 - 12] на новые методы и системы расчетного обос-

нования не только прочности в её классической постановке по выражениям (1) – (3), но и необходимость расчетного обоснования и обеспечения безопасности магистральных трубопроводов с позиций снижения как аварийности $\bar{A}(\tau)$ по выражению (4), так и рисков $R(\tau)$, выраженных через функционал (обычно произведение)

$$R(\tau) = F_R \{ \bar{A}(\tau), Z_n(\tau), Z_k(\tau) \}. \quad (5)$$

Анализ функционирования отечественных и зарубежных магистральных трубопроводных систем за последний полувековой период $\Delta\tau^9$ выявил общие характерные тенденции развития [10, 13, 14] – непрерывное относительное повышение основных расчетных конструктивно-технологических и эксплуатационных параметров группы $\bar{P}_1(\tau)$ - $p, d, \delta, \sigma_m, \sigma_b, L$ в сочетании с относительным поэтапным снижением параметров группы $\bar{P}_2(\tau)$ - n_σ, n_m, n_e, A (рис. 1).

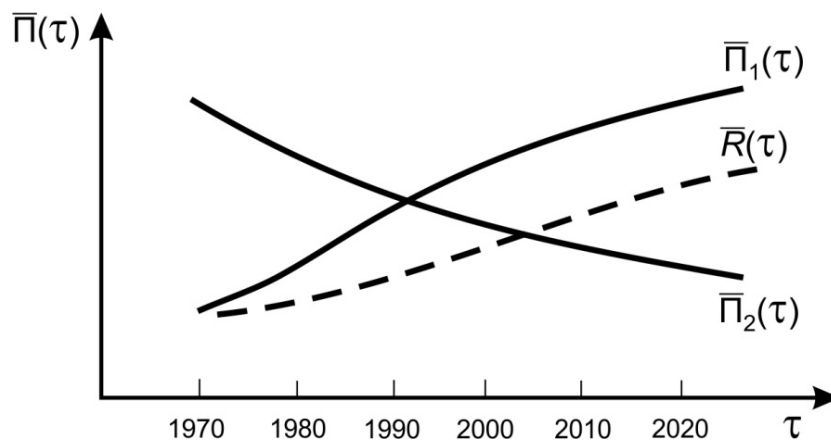


Рис. 1. Изменение во времени расчетных параметров прочности и безопасности магистральных трубопроводов

В целом, несмотря на уменьшение аварийности \bar{A} по (4) и повышение прочности (σ_m, σ_b) трубопроводных сталей затраты $Z_n(\tau)$ и ущербы $Z_k(\tau)$ повышались, что определяет относительное увеличение $\bar{R}(\tau)$, определяемых по (5). Эта тенденция изменения $\bar{R}(\tau)$ в значительной степени связывается со стадией эксплуатации магистральных трубопроводов, когда на практике обнаруживаются эффекты временного старения металла и деградации трубопроводных систем. В свою очередь, указанные обстоятельства требуют совершенствования и нормативной базы с учетом требований безопасности и рисков.

2. Основные и поверочные методы оценки прочности на стадии проектирования и строительства

В рамках основных нормативных расчетов прочности по (1) – (3) на стадии проектирования [5, 6] предусматриваются уточненный анализ не только давлений p_b, p_n , но и более общее сочетание проектных эксплуатационных нагрузок (постоянных, длитель-

ных, кратковременных и особых) в виде добавок к расчетным давлениям или введения в расчет приведенных напряжений дополнительных воздействий – температурных, изгибных, сейсмических для времени τ

$$\sigma_{np}(\tau) = \mu\sigma(\tau) + \sigma_o(\tau) \pm \alpha E \Delta t(\tau) \pm \frac{E \cdot d_n}{2\rho(\tau)} \pm \sigma_{oc}(\tau), \quad (6)$$

где $\sigma(\tau)$ – кольцевое напряжение для давлений $p_b(\tau)$, $p_n(\tau)$ по (1);

$\sigma_o(\tau)$ – осевые напряжения от осевых нагрузок;

μ – коэффициент Пуассона;

E – модуль продольной упругости;

$\Delta t(\tau)$ – расчетный период температур;

$\rho(\tau)$ – радиус изгиба продольной оси трубопровода;

$\sigma_{oc}(\tau)$ – напряжение от особых эксплуатационных воздействий.

Если $\sigma_{np}(\tau) > \sigma_m$, то возможно возникновение упругопластических деформаций и расчеты должны проводиться для стадии неупругого деформирования. При трех компонентах основных напряжений ($\sigma_1 \leq \sigma_2 \geq \sigma_3$) и $(\sigma_1, \sigma_3) \gg (p_e, p_n)$ для большинства опасных участков магистральных трубопроводов наиболее повреждаемыми в процессе эксплуатации оказываются поверхностные слои трубопроводов с плоским напряженно-деформированным состоянием, поэтому в расчетах можно пользоваться третьей гипотезой прочности, когда эквивалентные напряжения $\sigma_{\text{э}}^{\text{III}}$ будут определяться действием преимущественно внутреннего ($p_e \gg p_n$) или наружного ($p_n \gg p_e$) давления для внутренней и наружной поверхности

$$\sigma_{\text{э}}^{\text{III}} = \sigma_{1e} - \sigma_{3e} \quad \text{или} \quad \sigma_{\text{эн}}^{\text{III}} = -\sigma_{3e} - \mu \sigma_{2n}. \quad (7)$$

Для наземных и подземных трубопроводов в проектных режимах $\sigma_{3e} = P_e \ll \sigma_{1e}$; поэтому расчеты прочности можно проводить по величине $\sigma_{\text{эн}}^{\text{III}} = \sigma_{1e}$; для морских глубоководных трубопроводов при отсутствии внутреннего давления ($P_e = 0$) $\sigma_{\text{эн}}^{\text{III}} = -\sigma_{3n}$.

На стадии строительства при соблюдении основных проектных решений и расчетных обоснований прочности по выражениям (1) – (7) могут возникнуть определенные несоответствия и отклонения от проекта. В первую очередь, это относится к прокладке траншей для подземных трубопроводов с отклонениями $\Delta\rho$ в опасную сторону (в сторону уменьшения) радиусов изгиба ρ в выражении (6) в горизонтальной и вертикальной плоскостях.

При величинах $\Delta\rho$ составляющих 0,10 ÷ 0,15 от ρ до 10 ÷ 15%, увеличивается дополнительная составляющая напряжений в выражении (6). Вторым опасным фактором на стадии строительства может быть необходимость проведения гидроиспытаний при низких климатических температурах, возникающая при создании трубопроводных систем в условиях Сибири и Севера. В ряде случаев приходится заменять испытания водой испытанием воздухом, что сопряжено с возможностью опасных хрупких разрушений за счет снижения температуры металла труб и увеличения потенциальной энергии деформируемых труб и рабочего тела (воздуха).

3. Поверочные расчеты на стадии эксплуатации

В процессе длительной (до 20 – 40 лет) эксплуатации магистральных трубопроводов, спроектированных и построенных по действовавшим нормам и правилам, могут возникнуть существенные изменения в состоянии окружающей природно-климатической среды, как непосредственно влияющие на трубопроводы, так и в требованиях обновленной нормативно-технической документации. Большая группа этих изменений оказывается связанной с проявлением во времени τ опасных факторов $\Phi_o(\tau)$, процессов и явлений, влияющих на увеличение вероятности повреждений, отказов и разрушений.

К опасным факторам природно-климатического характера, не отраженных надлежащим образом в основных нормативных расчетах прочности, можно отнести:

- геофизические опасности $\Phi_z(\tau)$ - землетрясения и цунами, наводнения, размывы траншей, обводнения и размораживание грунтов, переработки береговой линии, карсты, залповые выбросы газов;

- атмосферные опасности $\Phi_a(\tau)$ – обледенения, ливни, снеговые и ветровые нагрузки, многолетние, сезонные и суточные изменения температур;

- космические опасности $\Phi_k(\tau)$ – геогелиомагнитные бури космической погоды;

- биологические опасности $\Phi_b(\tau)$ – биокоррозия металла и защитных покрытий;

- технологические опасности $\Phi_m(\tau)$ – гидроудары, увеличение нестационарности рабочих процессов, форсирование режимов работы;

- антропогенные опасности, связанные с проявлениями человеческого фактора $\Phi_y(\tau)$ – несвоевременное и некачественное проведение надзорных, контрольных, диагностических и ремонтно-восстановительных работ, несанкционированные воздействия.

Указанные выше опасности вызывают изменения всех основных расчетных параметров магистральных трубопроводов в выражениях (1) – (7). Их количественный учет приводит к необходимости установления связей между рисками $R(\tau)$ и опасными факторами $\Phi_o(\tau)$ проектирования, строительства и эксплуатации магистральных трубопроводов.

$$R(\tau) = F_R \{ \Phi_i(\tau) \}. \quad (8)$$

В соответствии с выражением (8) и рис. 1 определяющие факторы $\Phi_i(\tau)$ сказываются на относительном изменении во времени τ групп расчетных параметров $\bar{P}_1(\tau)$ и $\bar{P}_2(\tau)$ и рисков $\bar{R}(\tau)$. С учетом сказанного, с позиций обеспечения прочности и безопасности на заданной стадии эксплуатации $\tau_i^?$ в расчетах необходимо располагать следующей исходной информацией по опасному проявлению факторов $\Phi_i(\tau)$ для групп $\bar{P}_1(\tau)$ и $\bar{P}_2(\tau)$ расчетных характеристик $X_1(\tau)$ и $X_2(\tau)$. Эти характеристики могут отличаться в опасную сторону по сравнению с расчетными проектными X_1 и X_2 как в сторону увеличения $\bar{X}_1(\tau)$, так и в сторону уменьшения $\bar{X}_2(\tau)$.

$$X_1(\tau) = F_{x1} \{ p(\tau), d(\tau), L(\tau), \sigma(\tau), \bar{A}(\tau) \}, \quad (9)$$

$$X_2(\tau) = F_{x2} \{ \delta(\tau), \sigma_m(\tau), \sigma_e(\tau), n_\sigma(\tau), n_m(\tau), n_e(\tau) \}. \quad (10)$$



Рис. 2. Принципиальная схема анализа прочности по проекту и обоснования эксплуатационной прочности и безопасности по критериям рисков

В соответствии с требованиями Федерального закона о промышленной безопасности [15] при опасных отклонениях по (8) – (10) от проектных решений, выявляемых на стадии эксплуатации $\tau_i^э$, должно быть проведено обоснование безопасности с учетом рисков $R(\tau)$ по выражениям (7), (8).

Влияние факторов $\Phi_i(\tau)$ на расчетные характеристики $X_1(\tau)$, $X_2(\tau)$ можно связать с процессом увеличения воздействий – механических, температурных, сейсмических, ветровых, снеговых, гидродинамических, режимных, размывов грунтов, смещения опор и грунтов

$$X_1(\tau) = F_\phi \{ \Phi_\sigma(\tau), \Phi_a(\tau), \Phi_\tau(\tau) \}. \quad (11)$$

Факторы $\Phi_i(\tau)$, снижающие прочность (сопротивление пластическим деформациям $\sigma_m(\tau)$ и разрушению $\sigma_g(\tau)$), за счет деградации механических свойств при коррозии и эрозии, за счет уменьшения толщины стенки $\sigma(\tau)$ сказываются на снижении запасов прочности n_σ, n_m, n_g . К этим факторам следует отнести наводнения и обводнения, цикличность нагружения, а также электромагнитные наводки космического происхождения, биологические процессы, усиливающие электрохимические и биохимические коррозионные повреждения.

$$X_2(\tau) = F_\phi \{ \Phi_z(\tau), \Phi_a(\tau), \Phi_k(\tau), \Phi_\delta(\tau), \Phi_m(\tau), \Phi_\gamma(\tau) \} \quad (12)$$

По выражениям (7) – (10) можно построить [9, 10, 12, 14, 16] матрицу и алгоритмы вначале для исходного анализа прочности по модифицированной системе выражений (1) – (4), а затем для определения и обоснования безопасности по показателям рисков на основе выражений (5) и (8). Последовательность операций по анализу прочности и безопасности показана на рис. 2.

На основе результатов расчетов прочности и диагностики состояний на заданной стадии эксплуатации τ_i^3 принимаются решения о продолжении эксплуатации, проведении ремонтно-восстановительных работ или выводе магистрального трубопровода из эксплуатации.

4. Реализация расчетов и обоснований

При реализации изложенных выше методов и алгоритмов расчетно-диагностических обоснований прочности и безопасности магистральных трубопроводов для данной стадии эксплуатации τ_i^3 решается ряд ключевых задач:

- выбор расчетных схем и расчетных случаев;
- определение напряженно-деформированных состояний;
- расчетная оценка базовых характеристик механических свойств;
- определение фактических запасов прочности;
- оценка показателей потенциальной аварийности и рисков;
- обоснование безопасности и принятие решений.

В основных нормативных расчетах на стадии проектирования в качестве исходной расчетной схемы в опасном сечении магистральных трубопроводов принимается тонкостенная цилиндрическая оболочка ($\delta \ll d$), нагруженная внутренним p_v и наружным p_n давлением с возникновением кольцевых и осевых напряжений и деформаций (рис. 3,а). При проектировании учитывается влияние на продольные напряжения изгиба трубопровода и температурных напряжений, обусловленных разницей между температурой замыкания расчетной схемы и температуры стенок трубопровода в процессе эксплуатации. Эта же расчетная схема используется и при поверочных расчетах во время τ^3 эксплуатации и используется при поверочных расчетах прочности на данной стадии эксплуатации τ_i^3 с расчетными параметрами $p_g(\tau), p_n(\tau), d(\tau), \delta(\tau)$.

Если в процессе эксплуатации выявляются отклонения от проектного пространственного положения магистрального трубопровода, возникающие вследствие большого числа факторов $\Phi_i(\tau)$ природного, техногенного и антропогенного характера, то в качестве расчетной схемы для анализируемого участка $L(\tau) \gg d(\tau)$. При температурных, геостатических, карстовых, размывных, растаивающих, селевых, оползневых процессах с

опасными факторами $\Phi_z(\tau)$, $\Phi_e(\tau)$, $\Phi_m(\tau)$ возможны перемещения трубопроводов от проектного положения на десятки метров, образование арок (рис. 4,б), провисание с опасным уменьшением радиусов $\rho(\tau)$ (рис. 4,а) изгиба продольной оси при $\rho_i(\tau) \leq \rho_i$ и удлинением участка трубопровода при $L_i(\tau) \geq L_i$. При образовании арок и потерях продольной устойчивости трубопроводов возможно изменение формы поперечного сечения – от круговой с диаметром d_n (рис. 3 а,б) до эллиптического $d_{n\max}(\tau)$, $d_{n\min}(\tau)$.

Основные расчетные случаи формируются на основе анализа проектных решений и расчетов по выражениям (1) – (3) и расчетных схем по рис. 3 и 4. Все опасные факторы $\Phi_i(\tau)$, группы параметров $\bar{P}_1(\tau)$ и $\bar{P}_2(\tau)$ по рис. 1 и расчетные характеристики $X_1(\tau)$ и $X_2(\tau)$ по выражениям (11) – (12) позволяют выбрать наиболее опасные сечения с экстремальными или значительными отклонениями для них опасных факторов. В системе координат x, y, z определяются все основные приведенные воздействия – усилия $Q_x(\tau)$, $Q_y(\tau)$, $Q_z(\tau)$ и моменты $M_x(\tau)$, $M_y(\tau)$, $M_z(\tau)$ (рис. 5).

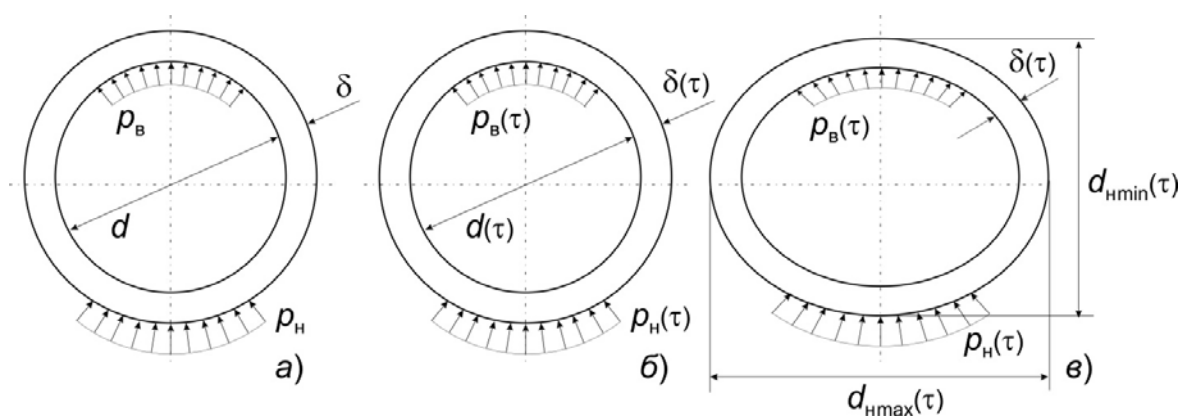


Рис. 3. Расчетные схемы для магистрального трубопровода на стадии проектирования (а), эксплуатации с кольцевым поперечным сечением (б) и на стадии эксплуатации с эллиптическим поперечным сечением (в)

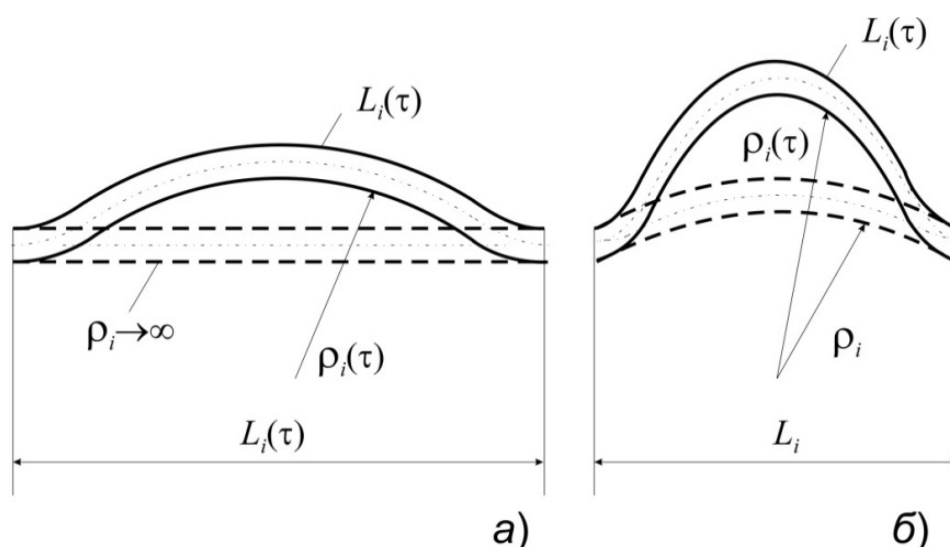


Рис. 4. Изменение конфигурации трубопровода при смещении и изгибе прямолинейного участка а) и при образовании арки б) изогнутого трубопровода

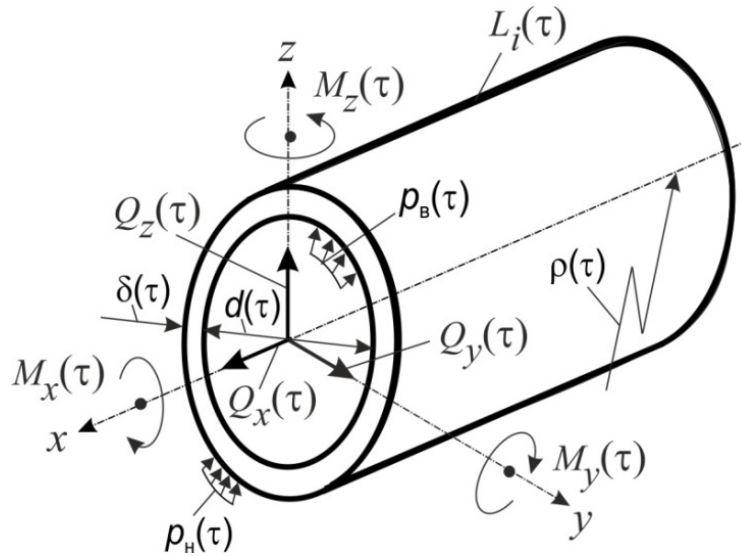


Рис. 5. Расчетная схема при определении силовых воздействий в опасном сечении

Эти воздействия с учетом всех факторов $\Phi_i(\tau)$ оцениваются по данным измерений стержневой геометрии продольной оси, толщинометрии $\delta(\tau)$, формы и размеров (диаметра) сечения $d(\tau)$.

Продольные усилия $Q_x(\tau)$ устанавливаются измерениями и расчетом по температурным деформациям с учетом взаимодействия труб с грунтом, по действию давлений $p_в(\tau)$, $p_н(\tau)$, по деформациям грунтов и пространственного перемещения трубопроводов по рис. 4.

Перерезывающие усилия $Q_y(\tau)$ и $Q_z(\tau)$ возникают при оползнях, карстовых процессах, размывах грунтов, геологических разломах, действии ветровых, снеговых нагрузок и в водных потоках.

Крутящие моменты $M_x(\tau)$ возникают в тех случаях, когда имеет место пространственное изменение продольной оси трубопровода (изгибы траншей, образование арок).

Изгибающие моменты $M_y(\tau)$, $M_z(\tau)$ обусловлены проектными пространственными изгибами трубопроводов ρ , а также геостатическими, ветровыми, снеговыми, геодинамическими (в том числе сейсмическими) воздействиями.

По указанным на рис. 5 воздействиям, аналитическими методами сопротивления материалов строительной механики или численными методами (методами конечных элементов, конечных разностей, интегральных уравнений) для наиболее нагруженных точек опасных сечений определяются компоненты номинальных нормальных $\sigma_{нху}(\tau)$, $\sigma_{нхз}(\tau)$, $\sigma_{нхх}(\tau)$ напряжений, а по ним главные напряжения $\sigma_1(\tau)$, $\sigma_2(\tau)$, $\sigma_3(\tau)$

$$\{\sigma_1(\tau), \sigma_2(\tau), \sigma_3(\tau)\} = F_\sigma \left\{ (Q_x(\tau), Q_y(\tau), Q_z(\tau)), (M_x(\tau), M_y(\tau), M_z(\tau)), (F, W_{oc}, W_p) \right\} \quad (13)$$

Эти напряжения, определяющие общее напряженное состояние трубопровода, могут превышать величины напряжений по выражению (4) нормативных расчетов.

По компонентам главных напряжений в выражении (13) и классическим I – IX теориями прочности устанавливаются эквивалентные напряжения [9, 10, 11, 16]. Наиболее часто в отечественных и зарубежных расчетах используются первая (теория наибольших нормальных напряжений) или четвертая (энергетическая теория) теории прочности. Вместе с тем, для расчетов прочности трубопроводов атомных электростанций третья теория прочности – теория наибольших касательных напряжений. В форме выражения (5) это дает существенное упрощение расчетов, особенно при возникновении циклических знакопеременных напряжений.

Следующей важной задачей обоснования прочности функционирующих магистральных трубопроводов является расчетная оценка базовых характеристик механических свойств – пределов текучести σ_m и прочности σ_e , входящих в основные нормативные расчеты по выражениям (1) – (3). На заданной стадии эксплуатации τ_i° в силу протекания процессов старения и деградации конструкционных материалов магистральных трубопроводов указанные расчетные характеристики будут изменяться. Многочисленные лабораторные и натурные испытания образцов из длительно (до 40 – 50 лет) эксплуатируемых трубопроводов показывают, что изменения σ_m и σ_e для разных времен τ и температур t могут идти как в сторону повышения (тепловое и начальное старение), так и в сторону снижения (за счет развития микродефектов, потери локальной пластичности). Если учитывать только снижение расчетных характеристик прочности (что идет в запас), то можно воспользоваться степенными уравнениями [9, 10, 16]

$$\{\sigma_m(\tau), \sigma_e(\tau)\} = (\sigma_m, \sigma_e) (\tau_i^{\circ} / \tau_0)^{m_{\tau}}, \quad (14)$$

где τ_0 – время лабораторных испытаний образца;

m_{τ} – характеристика материала, зависящая от его химического состава и исходных свойств (σ_m, σ_e) и определяемая экспериментально ($0 \leq m_{\tau} \leq 0,03$).

Используя информацию о напряженном состоянии по (13) и об эквивалентных напряжениях по (5) для заданной стадии эксплуатации τ_i° на основе (1) – (3) с измененными расчетными параметрами, можно определить фактические запасы прочности

$$\{n_m(\tau), n_e(\tau)\} = \left\{ \frac{\sigma_m(\tau)}{\sigma_s(\tau)}, \frac{\sigma_e(\tau)}{\sigma_s(\tau)} \right\}. \quad (15)$$

Если уточненные поверочные расчеты по выражениям (11), (12) с учетом рис. 3 – 5 и данные по аварийности $\bar{A}(\tau)$ по выражению (4) показывают несущественное снижение запасов $n_m(\tau), n_e(\tau)$ по сравнению n_m и n_e в проекте, указанном в проектной документации этот трубопровод, а аварийность $\bar{A}(\tau)$ не выше среднестатистической ($0 \leq A(\tau) \leq 0,08$), то анализируемый участок $L_i(\tau)$ трубопровода может быть допущен к дальнейшей эксплуатации по условиям прочности. При этом необходима разработка рекомендаций по оценке прогнозного остаточного срока службы.

В тех случаях, когда выявляется нарушение условий прочности по запасам $n_m(\tau), n_e(\tau)$, или повышение уровня аварийности $\bar{A}(\tau)$, необходим переход к обоснованию безопасности по критериям рисков $R(\tau)$ по выражениям (5), (8) и рис. 1.

При этом необходим переход от основных и поверочных расчетов по выражениям (1) - (15) в детерминированной постановке к поверочным расчетам в вероятностной постановке. В последнем случае все параметры выражений (1) - (15) приобретают статистическую трактовку, а запасы прочности $n_m(\tau)$ и величины рисков $R(\tau)$ определяются и назначаются для заданных вероятностей достижения предельных состояний.

Проблема количественного обоснования безопасности по величинам рисков в соответствии с теорией рисков [10, 11, 12, 16] и требованиями федерального законодательства [15] является самостоятельной и подлежит дальнейшему рассмотрению в рамках развиваемого в нашей стране риск-ориентированного подхода [10, 12, 14, 16, 17].

5. Заключение

Практическая реализация изложенной выше поэтапно развивающейся методологии проектных расчетов прочности по действующим нормам и обоснования прочности и безопасности функционирующих магистральных трубопроводов увязывается с тем, что в ряде ситуаций в процессе эксплуатации не удается подтвердить принятые ранее проектные решения или удовлетворить возникающие требования к безопасности.

В этих случаях в соответствии со специальными техническими условиями разрабатываются новые конструкторско-технологические решения, направленные как на повышение прочности, так и на снижение рисков. Такое обоснование прочности и безопасности было выполнено при разработке и реализации ряда уникальных проектов: «Голубой поток» (с прокладкой трубопроводов в горных тоннелях для уменьшения оползневых и селевых опасностей и на больших морских глубинах с учетом высоких наружных давлений и сложности профиля изгиба труб по трассе); «Сахалин-1», «Сахалин-2» (с прохождением трубопроводов по двум десяткам мощных геологических разломов до $3,5 \div 5,0$ м); «ВСТО» (с большими перепадами климатических температур и проблемами растрескивания и растаивания многолетнемерзлых грунтов); «КТК» (с решением вопросов всплытия газопроводов в сверхувлажненных грунтах с малой несущей способностью).

Накапливаемый опыт научных исследований, проектных расчетных, изыскательских, диагностических, ремонтно-восстановительных работ, с одной стороны, и требований федерального законодательства, энергетической и транспортной стратегий, а также стратегии национальной безопасности, с другой, будет приводить к дальнейшему совершенствованию нормативного обеспечения прочности и безопасности отечественных магистральных трубопроводов. Это соответствует основам государственной политики в области промышленной безопасности и защищенности населения, объектов и территорий от чрезвычайных ситуаций.

Литература

1. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года. Утверждена Распоряжением Правительства Российской Федерации от 09.06.2020 №1523-р.
2. Транспортная стратегия Российской Федерации на период до 2035 года.
3. Стратегия национальной безопасности Российской Федерации. Указ Президента РФ от 31.12.2015 г. №683.
4. Стратегия научно-технологического развития Российской Федерации. Утверждена Указом Президента Российской Федерации от 01.12.2016 г. №642.
5. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*.
6. СП 20.13330.2017 «СНиП 2.01.07-85*. Нагрузки и воздействия».
7. ASME B31.4-2016 (Revision of ASME B31.4-2012) Pipeline Transportation Systems for Liquids and Slurries.

8. Мазур И.И., Иванцов О.М. Безопасность трубопроводных систем. – М.: ИЦ Елима. – 2004. – 1099 с.
9. Лисин Ю.В., Александров А.А. Мониторинг магистральных нефтепроводов в сложных геологических условиях. Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2013, №2(10). – С. 22-27.
10. Радионова С.Г., Жулина С.А., Гаденин М.М., Лисин Ю.В., Неганов Д.А., Надеин В.А. Перспективы исследований в области анализа риска для совершенствования государственного регулирования и повышения безопасности объектов нефтегазохимического комплекса. Безопасность труда в промышленности, №9, 2017. – стр. 5 – 13.
11. Безопасность России. Правовые социально-экономические и научно-технические аспекты. Безопасность трубопроводного транспорта. – М.: МГОФ «Знание». – 2002. – 749 с.
12. Безопасность России. Правовые социально-экономические и научно-технические аспекты. Безопасность средств хранения и транспорта энергоресурсов. Научный руководитель Махутов Н.А. - М.: МГОФ «Знание», 2018. – 631 с.
13. Бородавкин П.П. Подземные магистральные трубопроводы (проектирование и строительство). – М.: Недра. – 1982, 384 с.
14. Lisin Y.V., Makhutov N.A., Nadein V.A., Neganov D.A. Probabilistic Analysis of Transportation Systems for Oil and Natural Gas. Probabilistic Modeling in System Engineering. – London, Intech Open, - 2018. - Pp.81 – 103.
15. Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 №116-ФЗ.
16. Махутов Н.А. Прочность и безопасность. Фундаментальные и прикладные исследования. – Новосибирск: «Наука». - 2008. – 523 с.
17. Neganov D., Makhutov N. Combined Calculatrd, Experimental and Determinated and Probable Justifications for Strength of Trunk Crude Oil Pipelines. Probability, Combinatorics and Control. – London: IntechOpen. - 2020/ - Pp. 143-162.

Сведения об авторах

Махутов Николай Андреевич – главный научный сотрудник, председатель Комиссии по надзору за специальными и химически опасными производственными объектами. Институт машиноведения им. А.А. Благонравова Российской академии наук (ИМАШ РАН). 101000, Москва, Малый Харитоньевский переулок, д. 4. E-mail: safety@imash.ru. Тел. +7(495)930-80-78

Надеин Владимир Александрович – инженер, генеральный директор-президент ООО «НГБ-Энергодиагностика». E-mail: Vladimir_Nadein@ogsed.ru

Бледнова Жесфина Михайловна – профессор, заведующий кафедрой динамики и прочности машин Кубанского государственного технологического университета. 350072, г. Краснодар, ул. Московская, д. 2, E-mail: blednova@mail.ru

Неганов Дмитрий Александрович – докторант, первый заместитель генерального директора ООО «НИИ Транснефть», Севастопольский проспект, 47а, 117186, Москва, Российская Федерация», E-mail: NeganovDA@niitnn.transneft.ru

Шауро Андрей Николаевич – генеральный директор ООО «СКИП», Краснодар, E-mail: Shauro.a@ncesco.ru