

DOI: 10.17122/ntj-oil-2019-5-83-94

УДК 681.5:658.382

Х.А. Азметов, З.Х. Павлова (Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Российская Федерация), **Х.Х. Азметов** (ФГУП «Центральный институт авиационного моторостроения им. П.И. Баранова», г. Москва, Российская Федерация)

ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЁЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

Kh.A. Azmetov, Z.Kh. Pavlova (Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation), **Kh.Kh. Azmetov** (Federal State Unitary Enterprise «Central Institute of Aviation Engine Building named after P.I. Baranov», Moscow, Russian Federation)

OIL TRUNK PIPELINES RELIABILITY AND SAFETY

Введение

Надёжность и безопасность магистральных нефтепроводов обеспечиваются разработкой и применением научно обоснованных технических и технологических решений на этапах проектирования, строительства и эксплуатации. Основы надёжности и безопасности магистральных нефтепроводов при проектировании закладываются принятием технических и технологических решений с использованием методов расчёта, в полной мере отражающих реальные условия эксплуатации. Строгое соблюдение научно обоснованных проектных решений в процессе строительства и эксплуатации обеспечивает надёжность и безопасность трубопроводных систем. С учётом того что надёжность и безопасность магистральных нефтепроводов в значительной степени определяются уровнем механического напряжения в несущих основных нагрузках элементах сооружения и характером изменения этого уровня, технические и технологические решения должны быть направлены на снижение уровня напряжений и обеспе-

Background

Reliability and safety of oil trunk pipelines are ensured by the development and application of scientifically proven technical and technological solutions at the design, construction and operation stages. The basics of reliability and safety of oil trunk pipelines during design are laid by the adoption of technical and technological solutions using calculation methods that fully reflect the actual operating conditions. Strict adherence to scientifically based design decisions during construction and operation ensures the reliability and safety of pipeline systems. Taking into account the fact that the reliability and safety of oil trunk pipelines are largely determined by the level of mechanical stress in the structural elements that bear the main load and the nature of the change in this level, technical and technological solutions should be aimed at reducing stress levels and ensuring the stationary nature of the product transfer regime, on which the nature depends stress changes. At the same time, the quality of these solutions is evaluated by ensuring minimum stresses and the minimum frequency of their changes in

чение стационарности режима перекачки продукта, от которого зависит характер изменения напряжений. При этом качество указанных решений оценивается обеспечением минимальных напряжений и минимальной частотой их изменений в сооружениях в условиях заданных на них нагрузок. Изменения ситуации вблизи объектов и сооружений магистральных нефтепроводов в течение длительной их эксплуатации, а также научно-технические достижения последних лет по надёжности и безопасности трубопроводных систем определяют необходимость и позволяют принять текущих мер по поддержанию эффективности эксплуатации магистральных нефтепроводов. В процессе технической эксплуатации магистральных нефтепроводов проводится ремонт и реконструкция сооружений с целью поддержания надёжности и безопасности в изменившихся условиях. Комплексным показателем безопасности является риск аварий. Высокие технико-экономические показатели магистральных нефтепроводов достигаются снижением риска аварий. С целью дальнейшего успешного развития сети магистральных нефтепроводов необходима разработка технических и технологических решений по снижению техногенных рисков, обеспечению надёжности и безопасности сооружения.

Цели и задачи

Обеспечение надёжности и безопасности магистральных трубопроводов на основе совершенствования технических и технологических решений на стадиях проектирования и эксплуатации сооружения.

Результаты

Получены аналитические зависимости параметров влияния эксплуатационных нагрузок, геометрических характеристик труб, технических решений строительства трубопровода, свойств окружающей среды, взаимодействующей с трубопроводом, на напряженно-деформированное состояние подземного трубопровода. Предложены методы обеспечения надёжности и безопасности магистральных трубопроводов на основе технических и технологических решений.

structures under the conditions of the loads assigned to them. Changes in the situation near facilities and structures of oil trunk pipelines during their long-term operation, as well as scientific and technical achievements of recent years in the reliability and safety of pipeline systems, determine the need and allow the adoption of current measures to maintain the efficiency of operation of oil trunk pipelines. During the technical operation of the oil trunk pipelines, repairs and reconstruction of structures are carried out in order to maintain reliability and safety in the changed conditions. A comprehensive safety indicator is the risk of accidents. High technical and economic indicators of trunk pipelines are achieved by reducing the risk of accidents. In order to further successfully develop the network of oil trunk pipelines, it is necessary to develop technical and technological solutions to reduce technological risks, ensure the reliability and safety of the structure.

Aims and Objectives

Theoretical and experimental studies of the stress-strain state of underground pipelines during their operation, analysis of the consequences of accidents on the linear part of the oil trunk pipelines.

Results

Analytical dependences of the influence parameters of operational loads, geometric characteristics of pipes, technical solutions for the construction of the pipeline, the properties of the environment interacting with the pipeline, on the stress-strain state of the underground pipeline are obtained. Methods for ensuring the reliability and safety of trunk pipelines based on technical and technological solutions are proposed.

Ключевые слова: магистральный нефтепровод; эксплуатационная нагрузка; режим перекачки; геометрические характеристики труб; технические и технологические решения; механическое напряжение; запас прочности; риск аварии

Key words: oil trunk pipeline; operational load; pumping mode; geometric characteristics of pipes; technical and technological solutions; mechanical stress; reserve strength; accident risk

В современных условиях развития нефтяной отрасли с мощной сетью трубопроводов, характеризующихся сложными условиями строительства и жестким режимом эксплуатации, а также наличия длительно эксплуатируемых сооружений и оборудования, одним из основных направлений прогресса является дальнейшее совершенствование методов и средств обеспечения надёжности и безопасности трубопроводных систем, учитывающее реальные условия эксплуатации.

Обеспечение стабильного функционирования магистральных нефтепроводов (МН), а также поддержание их надёжной и безопасной работы входят в ряд первоочередных проблем эксплуатации нефтепроводной системы [1-6].

Всёвозрастающие требования к надёжности и безопасности систем трубопроводного транспорта и фактическое техническое состояние магистральных нефтепроводов обуславливают, наряду с применением традиционных методов, необходимость создания и развития новых направлений поддержания работоспособности трубопроводов.

Обеспечение эффективности и надёжности действующих магистральных нефтепроводов может быть достигнуто проведением капитального ремонта, реновации оборудования и реконструкции [7-9]. Однако капитальный ремонт и реновация оборудования лишь поддерживают проектное техническое состояние и технико-экономические показатели объектов. Реконструкция, которая проводится на основе современных технических решений, разработанных с учётом последних достижений науки и техники, позволяет добиться улучшения технико-экономических показателей, заложенных в проекте магистрального нефтепровода [10, 11].

Практика показывает, что многие технические решения для отдельных участков линейной части магистральных нефтепроводов морально устарели, не соответствуют фактическим условиям работы нефтепроводов, не отвечают современным требованиям надёжности, безопасности и требованиям действующих строительных норм и правил. Ресурс участков, узлов и всей линейной части магистрального нефтепровода, т.е. наработка

от начала ввода в эксплуатацию до наступления предельного состояния, в значительной степени определяется уровнем напряжений в них. Высокие напряжения в конструкции приводят к снижению их ресурса. Уменьшение же уровня напряжений позволит повысить ресурс участков, узлов и магистральных нефтепроводов в целом [12]. К тому же отказы магистральных нефтепроводов часто инициируются высокими напряжениями. Анализ надёжности и расчёты подземных трубопроводов на прочность показали, что наиболее нагруженными участками нефтепроводов и, вследствие этого, обладающими пониженным ресурсом из-за действия высоких напряжений, являются криволинейные участки трубопровода. Кроме того, проведенный анализ свидетельствует о необходимости совершенствования методов расчёта в направлении их соответствия действительным условиям работы нефтепровода, в т.ч. путём обоснованного учёта продольных и поперечных перемещений нефтепровода и характера взаимодействия трубопровода с грунтом. Известно, что в ряде подземных нефтепроводов действуют продольные сжимающие усилия, возникающие от положительного температурного перепада и внутреннего давления. Под действием продольных сжимающих усилий на криволинейных участках происходит изгиб трубопровода. При изгибе трубопровода эквивалентное продольное усилие уменьшается от первоначального N_0 , определяемого по [11], до равновесного N и формируется изогнутый участок. На изогнутом участке прогиб трубопровода снижается от наибольшего значения v в вершине угла поворота до нулевого значения по краям этого изогнутого участка. Эквивалентное продольное сжимающее усилие на изогнутом участке имеет одинаковое значение, равное N .

По результатам теоретических и экспериментальных исследований определены параметры, характеризующие напряженно-деформированное состояние трубопровода и устанавливающие зависимость между эквивалентным продольным усилием N , наибольшим прогибом v , наибольшим изгибающим моментом M и конструктивным решением криволинейного участка, геометрическими

характеристиками трубы и её веса с перекачиваемым продуктом, свойствами грунта, взаимодействующего с трубопроводом. К этим параметрам относятся \bar{N} , \bar{v} , \bar{M} - соответственно параметры продольного усилия, наибольшего прогиба и изгибающего момента. Указанные зависимости имеют вид:

$$\bar{N} = N \left[\frac{1}{EJ} \left(\frac{tg\varphi}{q} \right)^2 \right]^{0,33}; \quad (1)$$

$$\bar{v} = v \left(\frac{q}{EJ} \cdot \frac{1}{tg^4\varphi} \right)^{0,33}; \quad (2)$$

$$\bar{M} = M [q(EJ \cdot tg\varphi)^2]^{-0,33}, \quad (3)$$

где E - модуль упругости металла трубы;

J - момент инерции поперечного сечения трубы;

q - сопротивление поперечному перемещению трубопровода, включающего вес трубопровода с продуктом и сопротивление грунта;

φ - половина угла поворота трубопровода на вершине угла.

Параметры \bar{N} , \bar{v} , \bar{M} вычисляются в зависимости от начального продольного сжимающего усилия, геометрических характеристик труб и конструктивного выполнения угла поворота. Для углов поворота, конструктивно выполненных с применением крутоизогнутых отводов, параметры \bar{N} , \bar{v} , \bar{M} вычисляются по формулам:

$$\bar{M} = \frac{1}{\bar{N}} \left\{ \frac{1}{\cos a} \left[(\bar{N})^{1,5} \sin a - 1 \right] + 1 \right\}; \quad (4)$$

$$\bar{v} = \bar{N} \left[\frac{1}{\cos a} - 1 - \frac{1}{(\bar{N})^3} \left(\frac{1}{\cos a} - \frac{a^2}{2} - 1 \right) \right]; \quad (5)$$

$$\bar{N} = \left(\frac{\sin a - a \cos a}{1 - \cos a} \right)^{0,67}. \quad (6)$$

Аналогичные расчётные формулы получены для углов поворота, выполненных отводом холодного гнутья, а также для случаев разбивки большого угла с применением прямых вставок.

Комплексный параметр a для указанных конструктивных решений вычисляется по следующей формуле:

$$a = Z_1 \cdot (\bar{N})^{0,5} (\bar{N}_0 - \bar{N}) \left[\left(1 + Z_2 \cdot \frac{(\bar{v})^2}{(\bar{N}_0 - \bar{N})^3} \right)^{0,5} - 1 \right], \quad (7)$$

где \bar{N}_0 - безразмерный параметр, определяемый в зависимости от начального усилия N_0 ;

Z_1 и Z_2 - безразмерные параметры, зависящие от геометрических характеристик трубопровода и сопротивлений продольным и поперечным его перемещениям.

Аналитическое выражение (7) позволяет вычислить параметр a в зависимости от значений начального эквивалентного продольного сжимающего усилия N_0 , момента инерции поперечного сечения трубы J , угла поворота трубопровода φ , q и p - сопротивлений поперечным и продольным перемещениям трубопровода, зависящим от глубины его заложения и свойств грунта.

Наибольшие суммарные продольные напряжения σ_{np}^H в соответствии с требованиями [13] с учётом зависимостей (1) и (3) определяются по формуле

$$\sigma_{np}^H = 0,15p \frac{D_B}{\delta} - \frac{N_p}{F} \pm \frac{M}{W}, \quad (8)$$

где p - рабочее давление;

D_B - внутренний диаметр трубы;

δ - толщина стенки трубы;

N_p - расчётное продольное усилие, определяемое по формуле $N_p = N - 0,1 \cdot n \cdot p \cdot F \cdot \frac{D_B}{\delta}$, где F , W - площадь и момент сопротивления поперечного сечения трубы, n - коэффициент надёжности по давлению p .

Расчёты по полученным формулам показали, что наибольшие продольные напряжения при положительном температурном перепаде более 25 °С и значениях углах поворота трубопровода больше 5° достигают значительных величин, отрицательно влияющих на надёжность и безопасность МН. Так, например, для нефтепровода с наружным диаметром 720 мм, толщиной стенки 9 мм, глубиной заложения в песчаном грунте 0,8 м при угле поворота $2\varphi = 7^\circ 30'$ и положительном температурном перепаде $\Delta t = 50$ °С, рабочем давлении 5 МПа наибольшее продольное напряжение составляет 376 МПа. Без учёта изгиба трубопровода в процессе эксплуатации кольцевые напряжения являются наибольшими и они равны 197,5 МПа. Одним из количественных показателей надёжности и безо-

пасности технических сооружений является запас прочности по пределу прочности: $n_B = \frac{\sigma_B}{\sigma_H}$, где σ_B - предел прочности материала; σ_H - наибольшее напряжение.

Для трубопроводов по [12] n_B принимают в пределах 1,7-2,5. При пределе прочности металла труб $\sigma_B = 500$ МПа запас прочности в условиях расчёта трубопровода без учёта его изгиба на анализируемом криволинейном участке будет 2,5, а с учётом изгиба запас прочности - 1,3.

Таким образом, расчёт трубопровода с учётом реальных условий его напряженно-деформированного состояния показывает, что на углах поворота запас прочности анализируемого трубопровода n_B ниже рекомендуемых величин. Низкий запас прочности приводит к сокращению ресурса труб, снижению надёжности и безопасности МН.

Проведенные на экспериментальной установке исследования напряженно-деформированного состояния участков трубопровода с углом поворота под действием продольных сжимающих усилий подтвердили характер перемещений трубопроводов на углах поворота, выявленный в процессе теоретических исследований, что свидетельствует об адекватности полученных математических моделей реальным условиям эксплуатации магистральных нефтепроводов [10].

С увеличением угла поворота подземного нефтепровода происходит значительный рост напряжений, которые достигают величин, представляющих опасность с точки зрения обеспечения прочности нефтепровода. Разбивка больших углов поворота с применением прямых вставок и гнутых отводов создаёт благоприятные условия работы нефтепровода. Так, например, разбивка углов поворота с применением прямой вставки и гнутых отводов с большим радиусом кривизны позволяет снизить суммарные продольные напряжения до 1,5 раза.

На основании анализа напряжений и перемещений нефтепровода на углах поворота, конструктивно выполненных прямой вставкой, установлено, что имеется оптимальная длина прямой вставки, при которой напряжения минимальны.

Выявлено, что с увеличением температурного перепада, внутреннего давления и угла поворота оптимальная длина вставки увеличивается, а с увеличением несущей способности грунта уменьшается. Для определения оптимальной длины прямой вставки получена расчётная формула [11].

Установлено, что с использованием пригрузов и анкеров напряжения на углах поворота в вертикальной плоскости можно довести до допускаемого уровня. Причём эффективность использования грузов и анкерных устройств зависит от координат их размещения на трубопроводе относительно вершины угла поворота, и при удалении мест размещения пригрузов от вершины угла поворота эффективность их использования снижается до уровня отсутствия средств закрепления.

Применение изложенных положений для углов поворота на выпуклых участках трассы при проектировании новых МН и реконструкции действующих позволит повысить их надёжность и безопасность.

В условиях эксплуатации МН на их прочность и риск аварий влияет изменение режима перекачки продукта [14-16]. В связи с этим требуются оценка влияния указанного фактора на безопасность МН и разработка мер по снижению его влияния на безопасность. В сечении сопряжения участков трубопровода с разными внутренними давлениями, вызванными указанными изменениями режима перекачки, и разными геометрическими характеристиками и оборудованием происходит местный изгиб стенки труб из-за наличия разности возрастных радиусов под действием внутреннего давления.

Для оценки влияния местного изгиба и возникающих при этом дополнительных напряжений на прочность и безопасность определены дополнительные напряжения в зависимости от внутреннего давления p , его локального изменения Δp , геометрических характеристик труб и механических свойств металла труб.

В результате исследований с учётом [17] для максимальных напряжений изгиба в стенке трубы вследствие резкого изменения режима перекачки получено уравнение

$$\sigma_u = \sigma_{\text{кц}} \cdot \bar{\sigma}_u, \quad (9)$$

где $\sigma_{\text{кц}}$ - кольцевые напряжения от действия рабочего давления p и определяемые по формуле $\sigma_{\text{кц}} = \frac{pR}{\delta}$; R - радиус срединной поверхности стенки трубы; $\bar{\sigma}_u$ - безразмерный параметр напряжения изгиба, определяемый по формуле

$$\bar{\sigma}_u = 1,8157 \frac{\Delta p}{p}. \quad (10)$$

Наибольшие кольцевые напряжения при этом определяются по формуле

$$\sigma_{\text{кц}} = \sigma_{\text{кц}} \cdot \bar{\sigma}_{\text{кц}}, \quad (11)$$

где $\bar{\sigma}_{\text{кц}} = 1 + 1,5447 \frac{\Delta p}{p}$. (12)

Увеличения p и $\Delta p/p$ приводят к существенному снижению запасов прочности. Анализ показал, что в действующих трубопроводах локальное повышение давления Δp на 25 % от рабочего снижает запас прочности стенок труб до 1,7 раза.

Государственными стандартами разрешены ограниченные отклонения по толщине стенок труб от номинальных размеров. В условиях совпадения в одном сечении трубопровода изменений давления и толщин стенки трубы локальные напряжения значительно возрастают и могут достигать значительных величин. Получены аналитические зависимости и проведена оценка уровня напряжений в сечении, где происходят изменения внутреннего давления и толщины стенок трубопровода.

Проведены расчеты напряженно-деформированного состояния стенки трубы в сечении соединения трубопровода с жестким на деформацию оборудованием при равенстве нулю радиальных перемещений в указанном сечении в условиях повышения давления от p до $(p + \Delta p)$.

В результате исследований для определения напряжений σ_u и $\sigma_{\text{кц}}$ получены аналитические выражения вида (9) и (11), где

$$\bar{\sigma}_u = 1,8157 \left(1 + \frac{\Delta p}{p} \right); \quad (13)$$

$$\bar{\sigma}_{\text{кц}} = 0,5447 \left(1 + \frac{\Delta p}{p} \right). \quad (14)$$

Расчеты показывают, что применение вставки промежуточной толщины между оборудованием и трубопроводом с соблюдением [13] позволяет снизить напряжения и повысить запас прочности до 1,5 раза.

Возможно обеспечение безопасности трубопровода на основе регулирования режима перекачки. С целью уменьшения локального повышения давления и снижения наибольших напряжений необходимо снизить интенсивность изменения скорости движения продукта во времени и снизить величину изменения этой скорости. Эту задачу позволяют реализовать магистральные насосы, оснащенные частотно-регулируемым электроприводом [18, 19]. Расчеты показали, что регулирование параметров изменения режима перекачки позволяет для реальных условий повысить запасы прочности участка трубопровода с постоянной толщиной стенки в 1,2 раза и более.

Магистральные нефтепроводы пересекают множество естественных и искусственных препятствий. Многие реки подвержены деформациям русла на участках пересечения с нефтепроводами. Проведены исследования и получены аналитические зависимости интенсивности пригрузки и максимальных суммарных продольных напряжений в трубопроводе от протяженности изгибаемого участка по профилю подводного перехода и наибольшего прогиба для различных наиболее распространенных форм продольного профиля перехода трубопровода.

Аналитические зависимости получены для случаев действия в трубопроводе продольного сжимающего и растягивающего усилий и для случая, когда это усилие равно нулю.

Установлены количественное и качественное влияния значений и знака продольных усилий в трубопроводе на интенсивность балластировки подводного трубопровода. Наличие продольных сжимающих усилий приводит к снижению необходимой интенсивности балластировки, а наличие продольных растягивающих усилий – к увеличению необходимой интенсивности балластировки трубопровода. Определены рациональная схема и интенсивность балластировки подводного трубопровода, обеспечивающие его устойчивость, прочность и безопасность при эксплуатации и позволяющие снизить затраты на балластировку [20].

Определены безопасные параметры заглубления подводного трубопровода в процессе его эксплуатации, основанные на учете заданных параметров заглубления, геометрических характеристик трубопровода и продольного усилия в нем. Выявлены закономерности изменения напряжений в трубопроводе и необходимого веса пригруза для обеспечения заданных параметров заглубления от геометрических характеристик трубопровода, знака и значений продольного усилия, наибольшего прогиба и протяженности заглубляемого участка. Определены условия, при которых возможно заглубление трубопровода без врезки в трубопровод участка трубы и когда необходима такая врезка, учитывающие прочность трубопровода и достаточность протяженности заглубляемого трубопровода в новом заглубленном положении. Использование полученных результатов в практике строительства и обслуживания подводных переходов позволит снизить такие явления, как излив и провисание в процессе эксплуатации.

Увеличение сети подземных трубопроводов на участках действия наземных нагрузок в результате антропогенной деятельности и изменения ситуации в местах их прокладки привели к существенным изменениям условий их работы и к росту уровня напряженно-деформированного состояния. Разработан усовершенствованный метод расчета на прочность подземного трубопровода, проложенного без защитного футляра, через автомобильные дороги, от действия наземной нагрузки, основанный на учете продольных уси-

лий, действующих в трубопроводе, конструкции его укладки и закономерностей изменения усилия, передаваемого через грунтовую засыпку от наземной нагрузки на подземный трубопровод от глубины его залегания и свойств грунта. Получены аналитические зависимости, позволяющие определить максимальные напряжения в трубопроводе. Установлено, что параметры прокладки трубопроводов, особенно проложенных в слабонесущих грунтах на участках действия наземных нагрузок, в ряде случаев не обеспечивают нормативные требования по уровню напряжений. Предложены технические меры (установка над трубопроводом несущих плит, увеличение глубины его заложения) по снижению высоких напряжений до нормативного уровня. На основе полученных аналитических зависимостей разработана методика расчета на прочность подземного трубопровода на участках действия наземной нагрузки [20].

Весьма важным является обеспечение безопасности МН в аварийных чрезвычайных ситуациях. Характерными особенностями аварий нефтепроводов с потерей герметичности труб и оборудования являются тяжесть последствий с точки зрения длительности перерыва в работе трубопровода, так и ущерб, наносимого растекающимся продуктом окружающей местности, а также повышение пожароопасности.

При проектировании и строительстве магистральных нефтепроводов в соответствии с [13] выбираются минимальные расстояния от оси нефтепроводов до населенных пунктов, отдельных промышленных и сельскохозяйственных предприятий, зданий и сооружений с учётом обеспечения их безопасности. Однако анализ аварийных ситуаций на МН показывает, что даже при соблюдении нормативных требований не всегда обеспечивается безопасность объектов из-за возможного попадания на них растекающейся по поверхности нефти при авариях на МН. В таких случаях требуется перенос трассы. Такая ситуация чаще всего возникает из-за того, что за время многолетней эксплуатации МН вблизи них сооружаются новые здания и сооружения с нарушениями требований строительных норм и правил в части безопасных

расстояний, в которых указано, что минимальные расстояния должны приниматься в зависимости от степени ответственности объектов и диаметра нефтепровода. В то же время возможность попадания нефти на объекты зависит как от объема выхода её в окружающую среду, так и от рельефа местности на участке между МН и близлежащими объектами. На этой основе можно заключить, что для исключения попадания разлившейся нефти при возможных авариях на эти объекты безопасные расстояния должны рассчитываться, в дополнение к требованиям [13], также в зависимости от профиля трассы нефтепровода и рельефа местности.

Объем разлившегося перекачиваемого продукта при аварии и величина ущерба от аварии - параметры, на снижение которых направлены технические и технологические решения при проектировании и эксплуатации магистральных трубопроводов. Техническим решением, позволяющим снизить объем выхода нефти или нефтепродукта и ущерб от аварии, является размещение на линейной части магистральных трубопроводов запорной арматуры, ограничивающей самотечно опорожняемый участок при повреждении трубопровода. Эффективность использования запорной арматуры по снижению объема аварийного выхода продукта из полости трубопровода в окружающую среду зависит от координат ее размещения по трассе. Согласно п. 8.2.1 СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы» размещение запорной арматуры на трубопроводах надлежит предусматривать на расстоянии, определяемом расчетом. Однако в своде правил принципы расчета не представлены. При равных объемах загрязняющего вещества (нефти или нефтепродукта) ущерб от аварии будет различным в зависимости от «уязвимости» участков к воздействию аварийно разлитого продукта. По трассе трубопровода «уязвимость» окружающей среды, интенсивность отказов и риск аварии не являются постоянными величинами. В связи с этим при расчётах по размещению запорной арматуры трубопровод рекомендуется делить на секции, где риск аварии существенно не меняется и его можно принять постоянным. За критерий оптимальности размещения линейной

запорной арматуры на трубопроводе следует принять минимальный риск возможных аварий [6], определяемый как сумма рисков аварий на секциях расчетного участка $R = \sum_1^i R_i$,

где i - номер секции. Риск аварий определяется по [21].

Факторами, влияющими на негативные последствия аварий, такие как загрязнение природной среды, повышение пожароопасности, безвозвратные потери нефти и аварийный простой МН, являются объем вылившейся нефти через аварийный разрыв, площади поверхности земли и водоемов, покрытые разлитой нефтью, продолжительность истечения нефти через аварийный разрыв, продолжительность освобождения полости опорожняемого аварийного участка от нефти и продолжительность нахождения вылившейся нефти на поверхности земли и воды.

С целью обеспечения безопасности МН в чрезвычайных аварийных ситуациях необходимо снижение указанных факторов. Анализ аварийных ситуаций и их последствий показывает, что для решения проблем обеспечения безопасности в чрезвычайных аварийных ситуациях на МН следует исследовать процесс освобождения полости аварийного участка нефтепровода от перекачиваемого продукта. Характеристиками этого процесса являются такие параметры, как объем вылившейся нефти через аварийный разрыв, продолжительность истечения продукта через разрыв и продолжительность опорожнения аварийного участка. Освобождение от нефти локализованного участка является в большинстве случаев самой длительной операцией и занимает больше половины общего времени восстановления. Длительное истечение нефти через разрыв и большие объемы вылившейся нефти создают проблемы обеспечения безопасности.

Получены аналитические зависимости производительности откачки нефти и её расхода через разрыв МН от параметров освобождаемого участка, узлов откачки и аварийного разрыва [22, 23].

Установлены качественные и количественные показатели влияния параметров ос-

вобождаемого участка, узлов откачки и аварийного разрыва на продолжительность опорожнения участка МН от перекачиваемого продукта, производительность откачки продукта насосами и его расход через аварийный разрыв. Расчёты показали, что в среднепересечённой местности увеличение давления в полости трубопровода над нефтью на 1,0 МПа позволяет сократить процесс опорожнения до 1,5 раза. На основании полученных аналитических зависимостей определены рациональные параметры узла откачки в зависимости от характеристик опорожняемого участка МН, при которых достигается наибольшая производительность освобождения участка нефтепровода от продукта. Полученные результаты позволяют обосновать конструктивные решения защитных сооружений (канал и амбаров) для аварийно разлившейся нефти для обеспечения безопасности ближайших объектов. Разработана методика расчета параметров освобождения от нефти аварийного участка магистрального нефтепровода откачкой насосами с учетом истечения через разрыв в начальной стадии опорожнения до герметичного перекрытия разрыва. Методика позволяет выбрать параметры откачки, обеспечивающие ускорение процесса освобождения аварийного участка от нефти, снижение объема ее истечения через аварийный разрыв в окружающую среду, и повысить безопасность магистральных нефтепроводов в чрезвычайных ситуациях.

Список литературы

1. РД 153-39.4-056-00. Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов. М.: АК «Транснефть», 2001. 194 с.
2. Гаспарянц Р.С. Организационно-технологическая система обеспечения эксплуатационной надежности магистральных нефтепроводов. СПб.: Недра, 2007. 232 с.
3. Мазур И.И., Иванцов О.М. Безопасность трубопроводных систем. М.: НК «Елима», 2004. 104 с.
4. Ямалеев К.М., Гумерова Л.Р. Структурные аспекты разрушения металла нефтепроводов. Уфа: Гилем, 2011. 144 с.
5. РД-13.100.00-КТН-196-06. Правила безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов. М.: АК «Транснефть», 2006. 64 с.

Выводы

В результате теоретических и экспериментальных исследований, анализа реальных условий эксплуатации и напряженно-деформированного состояния подземных трубопроводов магистральных нефтепроводов получены аналитические зависимости параметров влияния эксплуатационных нагрузок, геометрических труб и технических решений строительства трубопровода, свойств окружающей среды, взаимодействующей с трубопроводом, на напряженно-деформированное состояние сооружения. Полученные зависимости позволяют принимать технические решения, обеспечивающие надежность и безопасность на этапах проектирования новых магистральных нефтепроводов и реконструкции действующих.

Приведены рекомендации по снижению уровня напряжений в стенке труб в условиях резкого изменения режима перекачки.

Даны технические решения по обеспечению прочности, надежности и безопасности подземных трубопроводов на пересечениях через реки и автомобильные дороги.

Установлена возможность и предложен метод снижения риска аварий на линейной части магистрального нефтепровода оптимальным размещением запорной арматуры.

Изложены технико-технологические предложения по повышению эффективности проведения аварийно-восстановительных работ.

References

1. *RD 153-39.4-056-00. Pravila tekhnicheskoi ekspluatatsii magistral'nykh nefteprovodov* [RD 153-39. 4-056-00. Rules of Technical Operation of Oil Trunk Pipelines]. Moscow, AK «Transneft» Publ., 2001. 194 p. [in Russian].
2. Gaspariants R.S. *Organizatsionno-tekhnologicheskaya sistema obespecheniya ekspluatatsionnoi nadezhnosti magistral'nykh nefteprovodov* [Organizational and Technological System for Ensuring Operational Reliability of Oil Trunk Pipelines]. Saint-Petersburg, Nedra Publ., 2007. 232 p. [in Russian].
3. Mazur I.I., Ivantsov O.M. *Bezopasnost' truboprovodnykh sistem* [Pipeline System Safety]. Moscow, NK «Elima» Publ., 2004. 104 p. [in Russian].

6. Азметов Х.А., Павлова З.Х., Дудников Ю.В. Технико-технологические решения по обеспечению надежности и безопасности магистральных нефтепроводов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2014. Вып. 3 (97). С. 117-122.
7. Гумеров А.Г., Ямалеев К.М., Гумеров Р.С., Азметов Х.А. Дефектность труб нефтепроводов и методы их ремонта. М.: Недра, 1998. 240 с.
8. Гумеров А.Г., Зубаиров А.Г., Векштейн М.Г., Гумеров Р.С., Азметов Х.А. Капитальный ремонт подземных нефтепроводов. М.: Недра, 1999. 525 с.
9. СП 86.13330.2012. Магистральные трубопроводы. М.: Госстрой, 2013. 51 с.
10. Гумеров А.Г., Азметов Х.А., Гумеров Р.С. Реконструкция линейной части магистральных нефтепроводов. М.: Недра-Бизнесцентр, 2003. 310 с.
11. Азметов Х.А., Матлашов И.А., Гумеров А.Г. Прочность и устойчивость подземных нефтепроводов. СПб.: Недра, 2005. 248 с.
12. Махутов Н.А., Пермьяков В.Н. Ресурс безопасной эксплуатации сосудов и трубопроводов. Новосибирск: Наука, 2005. 516 с.
13. СП 36.13320.2012. Магистральные трубопроводы. М.: Госстрой, 2012. 78 с.
14. Лурье М.В. Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа. М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. 336 с.
15. РД 75.180.00.-КТН-258-10. Методика расчета нестационарных технологических режимов работы магистральных нефтепроводов. М.: АК «Транснефть», 2010. 108 с.
16. Павлова З.Х. Исследование напряженно-деформированного состояния труб магистральных нефтепроводов в условиях изменений технологического режима перекачки // Нефтегазовое дело. 2014. Т. 12. № 1. С. 91-96.
17. Феодосьев В.И. Сопротивление материалов. М.: Наука, 1970. 544 с.
18. Шабанов В.А., Павлова З.Х., Кабаргина О.В. Снижение амплитуды волн давления в нефтепроводе при частотно-регулируемом электроприводе магистральных насосов // Вестник Атырауского института нефти и газа. 2011. № 1 (24). С. 75-80.
19. Шабанов В.А., Павлова З.Х. Об определении мест расстановки частотно-регулируемых электроприводов на технологическом участке нефтепровода // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2012. Вып. 3 (89). С. 87-93.
20. Азметов Х.А., Дудников Ю.В., Павлова З.Х. Прочность и устойчивость подземных трубопроводов на переходах через естественные и искусственные препятствия. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. 281 с.
21. РД 13.020.00-КТН-148-11. Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах и нефтепродуктопроводах. М.: АК «Транснефть», 2011. 120 с.
4. Yamaleev K.M., Gumerova L.R. *Strukturnye aspekty razrusheniya metalla nefteprovodov* [Structural Aspects of Pipeline Metal Destruction]. Ufa, Gilem Publ., 2011. 144 p. [in Russian].
5. *RD-13.100.00-KTN-196-06. Pravila bezopasnosti pri ekspluatatsii magistral'nykh nefteprovodov* [RD-13.100.00-KTN-196-06. Safety Rules for the Operation of Oil Trunk Pipelines]. Moscow, AK «Transneft», 2006. 64 p. [in Russian].
6. Azmetov Kh.A., Pavlova Z.Kh., Dudnikov Yu.V. *Tekhniko-tehnologicheskie resheniya po obespecheniyu nadezhnosti i bezopasnosti magistral'nykh nefteprovodov* [Technical and Technological Solutions for the Reliability and Safety Assurance of Trunk Gas Pipelines]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefti i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2014, Issue 3 (97), pp. 117-122. [in Russian].
7. Gumerov A.G., Yamaleev K.M., Gumerov R.S., Azmetov Kh.A. *Defektnost' trub nefteprovodov i metody ikh remonta* [Defects of Oil Pipeline Pipes and Methods of their Repair]. Moscow, Nedra Publ., 1998. 240 p. [in Russian].
8. Gumerov A.G., Zubairov A.G., Vekshtein M.G., Gumerov R.S., Azmetov Kh.A. *Kapital'nyi remont podzemnykh nefteprovodov* [Overhaul of Underground Oil Pipelines]. Moscow, Nedra Publ., 1999. 525 p. [in Russian].
9. *SP 86.13330.2012. Magistral'nye truboprovody* [SP 86.13330.2012. Main Pipeline]. Moscow, Gosstroj Publ., 2013. 51 p. [in Russian].
10. Gumerov A.G., Azmetov Kh.A., Gumerov R.S. *Rekonstruktsiya lineinoi chasti magistral'nykh nefteprovodov* [Reconstruction of the Linear Part of Oil Trunk Pipelines]. Moscow, Nedra-Biznesstsentr Publ., 2003. 310 p. [in Russian].
11. Azmetov Kh.A., Matlashov I.A., Gumerov A.G. *Prochnost' i ustoichivost' podzemnykh nefteprovodov* [Strength and Stability of Underground Oil Pipelines]. Saint-Petersburg, Nedra Publ., 2005. 248 p. [in Russian].
12. Makhutov N.A., Permyakov V.N. *Resurs bezopasnoi ekspluatatsii sosudov i truboprovodov* [Resource of Safe Operation of Vessels and Pipelines]. Novosibirsk, Nauka Publ., 2005. 516 p. [in Russian].
13. *SP 36.13320.2012. Magistral'nye truboprovody* [SP 36.13320.2012. Main Pipeline]. Moscow, Gosstroj Publ., 2012. 78 p. [in Russian].
14. Lure M.V. *Matematicheskoe modelirovanie protsessov truboprovodnogo transporta nefti, nefteproduktov i gaza* [Mathematical Modeling of Pipeline Transportation of Oil, Oil Products and Gas]. Moscow, Izd-vo «Neft' i gaz» RGU nefti i gaza im. I.M. Gubkina Publ., 2003. 336 p. [in Russian].
15. *RD 75.180.00.-КТН-258-10. Metodika rascheta nestatsionarnykh tekhnologicheskikh rezhimov raboty magistral'nykh nefteprovodov* [RD 75.180.00.-КТН-258-10. Method of Calculation of Non-Stationary Technological Modes of Oil Trunk Pipelines Operation]. Moscow, AK «Transneft» Publ., 2010. 108 p. [in Russian].

22. Азметов Х.А., Сарбалина Н.С. Анализ параметров откачки нефти из демонтируемого участка нефтепровода // Проблемы сбора, подготовки и транспортировки нефти и нефтепродуктов. 2003. Вып. 62. С. 274-282.

23. Азметов Х.А., Караманов В.А. Особенности оценки опасности разлива продукта при аварии на магистральных трубопроводах // Энергоэффективность. Проблемы и решения: докл. на уч.-практ. конф. Уфа, 2005. С. 55-56.

16. Pavlova Z.Kh. Issledovanie napryazhenno-deformirovannogo sostoyaniya trub magistral'nykh nefteprovodov v usloviyakh izmenenii tekhnologicheskogo rezhima perekachki [Investigation of the Stress-Strain State of Pipes of the Main Oil Pipelines in Conditions of Changes in Technology Pumping Mode]. *Neftegazovoe delo - Petroleum Engineering*, 2014, Vol. 12, No. 1, pp. 91-96. [in Russian].

17. Feodosev V.I. *Soprotivlenie materialov* [Strength of Materials]. Moscow, Nauka Publ., 1970. 544 p. [in Russian].

18. Shabanov V.A., Pavlova Z.Kh., Kabargina O.V. Snizhenie amplitudy voln davleniya v nefteprovode pri chastotno-reguliruemom elektroprivode magistral'nykh nasosov [Reducing the Amplitude of Pressure Waves in the Oil Pipeline with Frequency-Controlled Electric Drive of Main Pumps]. *Vestnik Atyrauskogo instituta nefti i gaza - Herald of Atyrau Institute of Oil and Gas*, 2011, No. 1 (24), pp. 75-80. [in Russian].

19. Shabanov V.A., Bondarenko O.V., Pavlova Z.Kh. Ob opredelenii mest raspolozheniya chastotno-reguliruemykh elektroprivodov na tekhnologicheskom uchastke nefteprovoda [Definition of the Location of Variable Frequency Drive on the Pipeline Technological Plot]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefti i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2012, Issue 3 (89), pp. 87-93. [in Russian].

20. Azmetov Kh.A., Dudnikov Yu.V., Pavlova Z.Kh. *Prochnost' i ustoichivost' podzemnykh truboprovodov na perekhodakh cherez estestvennyye i iskusstvennyye prepyatstviya* [Strength and Stability of Underground Pipelines at Transitions through Natural and Artificial Obstacles]. Ufa, UGNTU Publ., 2016. 281 p. [in Russian].

21. RD 13.020.00-KTN-148-11. *Metodicheskoe rukovodstvo po otsenke stepeni riska avarii na magistral'nykh nefteprovodakh i nefteproduktoprovodakh* [RD 13.020.00-KTN-148-11. Methodological Guidance on Assessing the Risk of Accidents on Oil Trunk Pipelines and Oil Product Pipelines]. Moscow, AK «Transneft» Publ., 2011. 120 p. [in Russian].

22. Azmetov Kh.A., Sarbalina N.S. Analiz parametrov otkachki nefti iz demontiruемого uchastka nefteprovoda [Analysis of the Parameters of Oil Pumping from the Dismantled Section of the Pipeline]. *Problemy sbora, podgotovki i transportirovki nefti i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2003, Issue 62, pp. 274-282. [in Russian].

23. Azmetov Kh.A., Karamanov V.A. Osobennosti otsenki opasnosti razliva produkta pri avarii na magistral'nykh truboprovodakh [Features of Risk Assessment of Product Spill in Case of Accident on Main Pipelines]. *Doklady nauchno-prakticheskoi konferentsii «Energoeffektivnost'. Problemy i resheniya»* [Reports of the Scientific and Practical Conference «Energy Efficiency. Problems and Solutions»]. Ufa, 2005, pp. 55-56. [in Russian].

Авторы

• Азметов Хасан Ахметзиевич, доктор технических наук, профессор
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Профессор кафедры «Сооружение и ремонт газонефтепроводов и газонефтехранилищ»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 8/3, к. 2-514
тел. (347) 242-08-14
e-mail: azmetov1939@yandex.ru

• Павлова Зухра Хасановна, доктор технических наук, доцент
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Декан факультета автоматизации производственных процессов
Российская Федерация, 450062, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1, 1-256
тел. (347) 242-08-51
e-mail: zpavlova@mail.ru

• Азметов Хаким Хасанович, доктор технических наук, доцент
ФГУП «Центральный институт авиационного моторостроения им. П.И. Баранова»
Начальник сектора отдела «Математическое моделирование и системы автоматизированного проектирования газотурбинных двигателей»
Российская Федерация, 111116, г. Москва,
ул. Авиамоторная, 2
e-mail: hakim@progtech.ru

The Authors

• Azmetov Khasan A., Doctor of Engineering Sciences, Professor
Ufa State Petroleum Technological University
Professor of Construction and Maintenance of Oil and Gas Pipelines and Storages Chair
cab. 2-514, 8/3, Kosmonavtov str., Ufa, 450062, Russian Federation
tel: (347) 242-08-14
e-mail: azmetov1939@yandex.ru

• Pavlova Zukhra Kh., Doctor of Engineering Sciences, Associate Professor
Ufa State Petroleum Technological University
Dean of Industrial Processes Automation Department
cab. 1-256, 1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062, Russian Federation
tel: (347) 242-08-51
e-mail: zpavlova@mail.ru

• Azmetov Khakim Kh., Doctor of Engineering Sciences, Associate Professor
Central Institute of Aviation Engine Building named after P.I. Baranov, Federal State Unitary Enterprise
Chief of Department Sector «Mathematical Modeling and Computer-Aided Design of Gas Turbine Engines»
2, Aviamotornaya str., Moscow, 111116, Russian Federation
e-mail: hakim@progtech.ru