

УДК 622.692.4

ОЦЕНКА И ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ НЕСТАЦИОНАРНОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ

Павлова Зухра Хасановна¹,
zpavlova@mail.ru

Азметов Хасан Ахметзиевич¹,
azmetov1939@yandex.ru

Абдрахманов Наиль Хадитович¹,
anailx@mail.ru

Павлова Анастасия Дмитриевна¹,
pavlovaad7@mail.ru

¹ Уфимский государственный нефтяной технический университет,
Россия, 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

Актуальность. Изменения технологических параметров перекачки продукта в процессе эксплуатации нефтегазопроводов по сравнению со стационарными условиями работы приводят к возникновению дополнительных механических напряжений в стенке труб и к снижению запасов прочности. При этом заданный в стадии проектирования ресурс трубопроводов изменяется в сторону уменьшения. Возрастает риск возникновения аварийных ситуаций. Это обуславливает необходимость разработки методов оценки и обеспечения безопасности нефтегазопроводов в условиях нестационарности технологических параметров эксплуатации.

Цель исследования: оценить и обеспечить безопасность эксплуатации нефтегазопроводов при нестационарности технологических параметров перекачки.

Объект исследования: трубопроводная система нефтегазовой отрасли.

Методы: теоретические исследования безопасности эксплуатации нефтегазопроводов в условиях нестационарности технологических параметров режима перекачки.

Результаты. Получены аналитические зависимости запасов прочности трубопроводов от параметров нестационарности режима перекачки. Даны рекомендации по обеспечению безопасности нефтегазопроводов в условиях нестационарности технологических параметров эксплуатации.

Выводы. В условиях нестационарности технологических параметров эксплуатации нефтегазопроводов в стенке их труб возникают повышенные механические напряжения, снижающие безопасность и ресурс сооружения. При одинаковых условиях нагружения внутренним давлением наибольшие напряжения возникают в сечениях соединения трубопровода с оборудованием, имеющим абсолютную жесткость на деформацию. Снижение уровня механических напряжений в стенке труб обеспечивается плавным регулированием режима перекачки, которое реализуется на нефтепроводах с помощью магистральных насосов, оснащенных частотно-регулируемым электроприводом. Обеспечение безопасности эксплуатации нефтегазопроводов в условиях нестационарности технологических параметров перекачки может быть достигнуто регулированием режима перекачки продукта перекачивающими агрегатами, оснащенными регулируемым приводом.

Ключевые слова:

Трубопровод, эксплуатация, изменение режима перекачки, напряженно-деформированное состояние труб, запас прочности, механические напряжения, ресурс, безопасность.

Введение

Трубопроводная система нефтегазовой отрасли характеризуется нестационарностью технологических параметров эксплуатации. Основной причиной нестационарности является изменение производительности транспортировки продукта по трубопроводу. Повреждения труб, отказы электрооборудования и оборудования, изменения вязкости и плотности продукта перекачки, наличие самотечных участков нефте- и нефтепродуктопроводов, накопление всевозможных осадков в полости трубопровода также приводят к изменению режима перекачки работы трубопроводных систем и появлению нестационарности [1–3]. Вместе с тем устойчивой и безопасной работе трубопроводной системы нефтегазовой отрасли уделяется повышенное внимание [4–10].

При изменении скорости движения продукта, производительности перекачки, а также при запуске и остановке перекачивающих агрегатов возникает волна повышенного или пониженного давления в полости трубопровода. Изменение режима перекачки продукта оказывает наиболее существенное влияние на безопасность трубопроводных систем [11–14]. Максимальное воздействие нестационарности технологических параметров наблюдается на перекачивающих жидкие продукты трубопроводах.

В современных условиях развитие нефтегазовой отрасли связано с созданием мощной сети трубопроводов при жестком режиме эксплуатации. Сложные условия сооружения и жесткие режимы эксплуатации трубопроводов могут привести к их повреждениям с потерей герметичности, сопро-

возрастающим загрязнением окружающей среды и значительными затратами. Одним из основных направлений развития трубопроводных систем является дальнейшее совершенствование методов и средств обеспечения их безопасности, учитывающих реальные нестационарные условия эксплуатации [15–17].

В настоящее время для условий нестационарности технологических параметров эксплуатации отсутствуют как научно обоснованные эффективные методы, направленные на снижение влияния нестационарности на безопасность трубопроводов, так и методы оценки запаса прочности и риска аварий трубопроводных систем.

О методике исследований

Метод оценки безопасной эксплуатации трубопроводных систем включает в себя определения запаса прочности и максимальных механических напряжений в стенке труб, а также оценки риска аварии и условий предотвращения недопустимых деформаций стенки трубы. Интенсивность и риск аварий снижаются при повышении запасов прочности. В связи с этим закономерности изменения запасов прочности в зависимости от характера изменений давления в полости трубопровода, геометрических характеристик труб, механических свойств их металла в полной мере характеризуют закономерности изменений риска аварий от указанных исходных данных.

При эксплуатации происходит местный изгиб стенки труб из-за возникновения разности возрастных их радиуса в сечениях сопряжения участков трубопровода с разными внутренними давлениями, вызванными изменениями режима перекачки и различными геометрическими характеристиками. В указанных сечениях имеет место появление наибольших механических напряжений, с учетом которых определяются запасы прочности и оценивается безопасность трубопровода.

Эффективным методом обеспечения безопасности трубопроводных систем, который позволяет снизить интенсивность изменения скорости движения продукта и приводит к уменьшению локального повышения давления, в условиях переходного процесса движения нефти и нефтепродукта, вызванного изменением производительности их транспортировки, является метод плавного регулирования режима перекачки. Интенсивность изменения скорости движения продукта и локальное повышение давления при этом зависят от изменений напора, создаваемого магистральными насосами, и потерь напора на трение в трубопроводе, зависящих от режима течения жидкости и её свойств [1, 2, 15]. Плавное регулирование режима перекачки, например, на нефтепроводах реализуется с помощью магистральных насосов, оснащенных частотно-регулируемыми электроприводами [18]. Частотно-регулируемый электропривод равномерно и плавно регулирует производительность перекачки соответствующим изменением частоты

вращения вала магистрального насоса в течение определенного промежутка времени. Значение промежутка времени изменения частоты вращения вала магистрального насоса, обеспечивающее требуемую плавность регулирования производительности перекачки, определяется с использованием баланса напоров для магистрального нефтепровода, в котором проводится регулирование. Баланс напоров формируется с учетом напорных характеристик и количества перекачивающих продукт насосов, протяженности и геодезических отметок начала и конца нефтепровода, свойств перекачиваемого продукта и характера его течения [19]. С целью повышения безопасности необходимо установить зависимость максимальных напряжений, запасов прочности и риска аварий от протяженности участка трубопровода, на котором происходит изменение внутреннего давления и который характеризует плавное изменение режима перекачки.

Запасы прочности определяются по формулам:

$$n_b = \frac{\sigma_b}{\sigma_{\max}}; \quad (1)$$

$$n_t = \frac{\sigma_t}{\sigma_{\max}}, \quad (2)$$

где σ_b и σ_t – предел прочности и предел текучести металла трубы, МПа; $\sigma_{\max}$ – максимальные напряжения в стенке трубы (напряжения изгиба, кольцевые напряжения, эквивалентные напряжения), МПа.

Величины запасов прочности n_b принимают в пределах 1,7...2,5; n_t – в пределах 1,2...2,0 [20].

Для определения максимальных напряжений в стенке трубы воспользуемся теорией тонкостенных оболочек, изложенной в работе [21]. К тонкостенным оболочкам относятся трубы, используемые для сооружения нефтегазопроводов с номинальным диаметром 530 мм и более, у которых отношение толщин стенок к радиусу меньше 1/30. В результате получены расчетные формулы для определения максимальных напряжений изгиба и суммарных кольцевых напряжений. При возникновении местной деформации сечения трубы из-за изменений внутреннего давления и геометрических характеристик трубопровода его стенка подвергается одновременно воздействию внутреннего давления и изгиба, в связи с чем проверка прочности этого сечения выполняется на основе энергетической теории прочности с определением эквивалентных напряжений, включающих максимальные напряжения изгиба $\sigma_{\text{изг}}$ и суммарные кольцевые напряжения $\sigma_{\text{кл.с.}}$. В связи с этим и с целью оценки безопасности трубопроводов в исследуемых условиях получены также расчетные формулы для вычисления максимальных эквивалентных напряжений.

Условие предотвращения недопустимых деформаций стенки трубы с учетом вычисленных максимальных эквивалентных напряжений $\sigma_{\text{экв.м}}$ (МПа), имеет вид [22]:

$$\sigma_{\text{экв.м}} \leq R_2^{\text{н}}, \quad (3)$$

где $R_2^{\text{н}}$ – нормативное сопротивление растяжению (сжатию) металла трубы, принимаемое равным минимальному значению предела текучести, МПа.

Расчетная формула для определения максимальных напряжений изгиба (МПа) имеет вид

$$\sigma_{\text{и}} = \pm \sigma_{\text{кц}} \cdot \bar{\sigma}_{\text{и}}, \quad (4)$$

где $\sigma_{\text{кц}}$ – кольцевые напряжения (МПа) от действия рабочего давления p (МПа), определяемые по формуле

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{p \cdot R}{\delta}; \quad (5)$$

R – радиус срединной поверхности стенки трубы, см; δ – толщина стенки трубы, см.

Наибольшие суммарные кольцевые напряжения $\sigma_{\text{кц.с}}$ представляют из себя сумму напряжений, определяемых по (5), и кольцевого напряжения $\sigma_{\text{кц.и}}$ (МПа), возникающего в результате действия продольного напряжения изгиба $\sigma_{\text{и}}$ и равного

$$\sigma_{\text{кц.и}} = -\nu \cdot \sigma_{\text{и}}, \quad (6)$$

где ν – коэффициент Пуассона, для стали $\nu=0,3$.

Таким образом, для определения $\sigma_{\text{кц.с}}$ (МПа) имеем

$$\sigma_{\text{кц.с}} = \sigma_{\text{кц}} \cdot \bar{\sigma}_{\text{кц.с}}. \quad (7)$$

Максимальные эквивалентные напряжения $\sigma_{\text{экв.м}}$ (МПа) определяются по формуле

$$\sigma_{\text{экв.м}} = \sigma_{\text{кц}} \cdot \bar{\sigma}_{\text{экв.м}}. \quad (8)$$

В расчетных формулах (4), (7) и (8) через $\bar{\sigma}_{\text{и}}$, $\bar{\sigma}_{\text{кц.с}}$ и $\bar{\sigma}_{\text{экв.м}}$ обозначены безразмерные параметры соответственно максимальных напряжений изгиба, суммарного кольцевого напряжения и эквивалентного напряжения.

Анализ влияния параметров режима перекачки на прочность и безопасность трубопроводных систем

Уменьшения локального повышения давления и наибольших напряжений могут быть достигнуты за счет снижения интенсивности изменения скорости движения продукта во времени и величины изменения этой скорости, что достигается с помощью магистральных насосов, оснащенных частотно-регулируемым электроприводом. Поскольку производительность, которая задается производственной необходимостью, определяет изменение скорости движения потока, избежать локальных изменений давления можно путем снижения интенсивности изменения скорости движения продукта. Установлена зависимость максимальных напряжений и запасов прочности от протяженности участка трубопровода, на котором происходит изменение внутреннего давления.

Указанные выше безразмерные параметры $\bar{\sigma}_{\text{и}}$, $\bar{\sigma}_{\text{кц.с}}$ и $\bar{\sigma}_{\text{экв.м}}$ определяются в зависимости от соотношения $\Delta p/p$ (p – рабочее давление, Δp – величина локального повышения давления вследствие изменения режима перекачки), интенсивности измене-

ния внутреннего давления, геометрических характеристик труб и их соединений, свойств металла труб. Для участка трубопровода, имеющего постоянную толщину стенки, получены следующие аналитические зависимости:

$$\bar{\sigma}_{\text{и}} = 1,8157 \frac{\Delta p}{p \cdot a_0}, \quad (9)$$

$$\bar{\sigma}_{\text{кц.с}} = 1 + \frac{\Delta p}{p} \left(1 + 0,5447 \frac{1}{a_0} \right), \quad (10)$$

$$\bar{\sigma}_{\text{экв.м}} = \left[\left(1 + \frac{\Delta p}{p} \right)^2 + 4,5824 \left(\frac{\Delta p}{p \cdot a_0} \right)^2 + \right. \\ \left. + 2,9051 \frac{\Delta p}{p \cdot a_0} \left(1 + \frac{\Delta p}{p} \right) \right]^{\frac{1}{2}}. \quad (11)$$

Здесь безразмерная величина $a_0 = \beta_0$, где β – параметр, определяемый в зависимости от геометрических характеристик трубы и механических свойств её металла. Например, для стальной трубы с наружным диаметром 102 см и толщиной стенки 1,1 см значение $\beta=0,1725$ (1/см); ℓ_0 – протяженность участка трубопровода, на котором происходит изменение внутреннего давления от p до $(p+\Delta p)$. Величина a_0 для конкретного трубопровода характеризует протяженность ℓ_0 .

В табл. 1 приведены зависимости напряжений $\sigma_{\text{и}}$, $\sigma_{\text{кц.с}}$ и $\sigma_{\text{экв.м}}$ от протяженности ℓ_0 при значениях $\Delta p/p=0,1$ и $\Delta p/p=0,5$ для трубопровода с наружным диаметром 122 см, толщиной стенки 1,4 см при $p=4,0$ МПа, $\sigma_{\text{в}}=550,0$ МПа, $\sigma_{\text{Т}}=350,0$ МПа.

Таблица 1. Значения напряжений $\sigma_{\text{и}}$, $\sigma_{\text{кц.с}}$ и $\sigma_{\text{экв.м}}$ при различных значениях ℓ_0 и $\Delta p/p$

Table 1. Values of tensions $\sigma_{\text{и}}$, $\sigma_{\text{кц.с}}$ and $\sigma_{\text{экв.м}}$ for different values of ℓ_0 and $\Delta p/p$

ℓ_0 , см	10,0	25,0	50,0	100,0	150,0	200,0	300,0
$\Delta p/p=0,1$							
$\sigma_{\text{и}}$	21,4	9,2	4,5	2,2	1,5	1,1	0,7
$\sigma_{\text{кц.с}}$	195,0	192,3	190,9	190,2	190,0	189,9	189,8
$\sigma_{\text{экв.м}}$	207,5	197,0	193,2	191,3	190,7	190,4	190,1
$\Delta p/p=0,5$							
$\sigma_{\text{и}}$	107,2	46,0	22,7	11,2	7,4	5,6	3,7
$\sigma_{\text{кц.с}}$	290,9	272,2	270,3	260,6	260,3	260,1	259,6
$\sigma_{\text{экв.м}}$	356,5	297,9	282,3	266,4	264,1	262,9	261,4

Анализ показывает, что в условиях нестационарности напряжения в стенке труб достигают значительных величин. Так, например, по данным табл. 1, при $\Delta p/p=0,5$ и $\ell_0=10$ см условие (3) не обеспечено.

Полученные аналитические зависимости позволяют определить влияние исходных данных на запасы прочности. Для общности анализа, который будет применен для всех диаметров труб при различных прочностных характеристиках $\sigma_{\text{в}}$ и $\sigma_{\text{Т}}$

металла, используем безразмерные параметры $\bar{\sigma}_B$, $\bar{\sigma}_T$, $\bar{\sigma}_{\text{ЭКВ.М}}$, равные

$$\bar{\sigma}_B = \frac{\sigma_B \cdot \delta_H}{p \cdot R}; \quad (12)$$

$$\bar{\sigma}_T = \frac{\sigma_T \cdot \delta_H}{p \cdot R}; \quad (13)$$

$$\bar{\sigma}_{\text{ЭКВ.М}} = \frac{\sigma_{\text{ЭКВ.М}} \cdot \delta}{p \cdot R}. \quad (14)$$

Используя (1), (2) и (12)–(14) для запасов прочности n_B и n_T , можно записать:

$$n_B = \frac{\bar{\sigma}_B}{\bar{\sigma}_{\text{ЭКВ.М}}}; \quad (15)$$

$$n_T = \frac{\bar{\sigma}_T}{\bar{\sigma}_{\text{ЭКВ.М}}}. \quad (16)$$

Некоторые результаты расчета коэффициентов запаса прочности при различных a_0 в условиях изменения давления в трубопроводе от p до $(p+\Delta p)$ получены в результате расчета по формулам (11), (15) и (16), приведены в табл. 2, где приняты $\bar{\sigma}_B=2,5$; $\bar{\sigma}_T=1,9$ и различные значения $\Delta p/p$.

Табл. 2. Зависимости коэффициентов запаса прочности n_B и n_T от параметра a_0 на участке трубопровода с постоянной толщиной стенки

Table 2. Dependences of safety factors n_B and n_T on parameter a_0 on the pipeline section with a constant wall thickness

$\Delta p/p$	a_0	1,0	5,0	10,0	15,0	20,0	25,0
0,25	n_B	1,51	1,90	1,95	1,96	1,97	1,98
	n_T	1,14	1,44	1,48	1,49	1,50	1,51
0,5	n_B	1,06	1,52	1,59	1,61	1,63	1,64
	n_T	–	1,16	1,21	1,23	1,24	1,25

В сечении соединения трубопровода с оборудованием, имеющим абсолютную жесткость на деформацию (запорная арматура и т. п.), имеется наибольшая разница радиальных перемещений стенок соединяемых изделий под действием внутреннего давления, и поэтому в этом сечении возникают наибольшие напряжения изгиба. Эти напряжения определяются по формуле (4), где

$$\bar{\sigma}_H = 1,8157 \cdot \left(1 + \frac{\Delta p}{pa_0} \right). \quad (17)$$

С учетом (6) для кольцевых напряжений в анализируемом сечении имеем (7), где

$$\bar{\sigma}_{\text{КЦ.С}} = 0,5447 \cdot \left(1 + \frac{\Delta p}{pa_0} \right). \quad (18)$$

Максимальные эквивалентные напряжения определяются по формуле (8), где

$$\bar{\sigma}_{\text{ЭКВ.М}} = 2,1407 \cdot \left(1 + \frac{\Delta p}{pa_0} \right). \quad (19)$$

Анализ расчетов по полученным расчетным формулам показывает, что повышение параметров p и Δp существенно увеличивает уровень механических напряжений в трубопроводе.

Сопоставление и обсуждение результатов исследований

В условиях стационарного режима работы для вышеуказанного трубопровода диаметром 122 см с толщиной стенки 1,4 см при внутреннем давлении 6,0 МПа наибольшие суммарные кольцевые напряжения равны 258,4 МПа, напряжения изгиба равны нулю (т. к. отсутствуют локальные повышения давления Δp и увеличение радиуса трубопровода). Внутреннее давление 6,0 МПа соответствует условию $\Delta p/p=0,5$, $p=4,0$ МПа при нестационарной работе трубопровода, уровни напряжений для которого приведены в табл. 1. Как видно из табл. 1, напряжения в условиях нестационарности существенно выше, и с увеличением ℓ_0 напряжения снижаются, приближаясь к уровню стационарного режима перекачки.

На основании расчетов установлено, что запасы прочности можно значительно повысить за счет регулирования параметров изменения режима перекачки. Исходя из зависимостей коэффициентов запаса прочности n_B и n_T от протяженности ℓ_0 , получено, что увеличение ℓ_0 (от нуля до некоторой величины) приводит к существенному снижению максимальных эквивалентных напряжений. Дальнейшее увеличение ℓ_0 не оказывает существенного влияния на повышение запасов прочности. На основании данной закономерности зависимость между рациональной протяженностью $\ell_{0,p}$ и отношением $\Delta p/p$ для участка трубопровода с постоянной толщиной стенки имеет вид:

$$\ell_{0,p} = \bar{\ell}_{0,p} \sqrt{R \cdot \delta}, \quad (20)$$

где

$$\bar{\ell}_{0,p} = 15,5594 \left(\frac{\Delta p}{p} + 1 \right). \quad (21)$$

В табл. 3 приведены значения рациональной протяженности $\ell_{0,p}$ для различных значений $\Delta p/p$ и диаметров с соответствующей толщиной стенки.

Табл. 3. Значения рациональной протяженности $\ell_{0,p}$

Table 3. Values of rational length $\ell_{0,p}$

$D_H \times \delta$, см	53×0,9	72×1,0	102×1,1	122×1,4	142×1,7
$\Delta p/p = 0,1$					
$\ell_{0,p}$, см	82,9	102,0	127,5	157,3	186,9
$\Delta p/p = 0,25$					
$\ell_{0,p}$, см	94,2	115,9	144,9	178,7	212,4
$\Delta p/p = 0,5$					
$\ell_{0,p}$, см	113,0	139,1	173,9	214,4	254,9

Анализ зависимостей, приведенных на рисунке, показывает, что увеличение параметра a_0 до

20,0 приводит к существенному повышению запаса прочности n_s вследствие снижения наибольших напряжений.

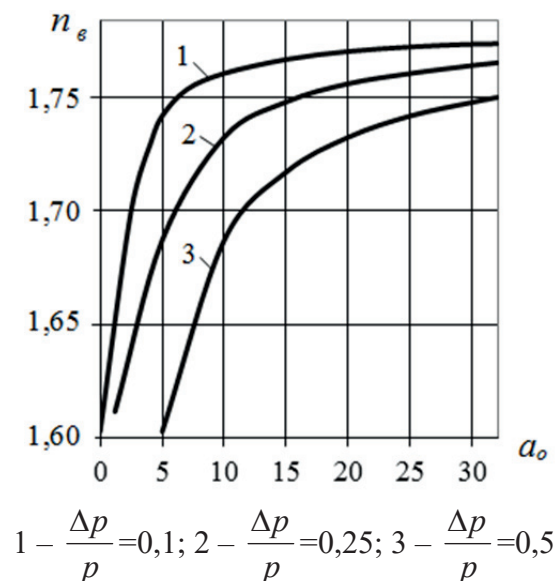


Рисунок. Графические зависимости n_s от a_0 при $\bar{\sigma}_s = 3,72$ и различных $\Delta p/p$ для сечения соединения трубопровода с оборудованием, имеющим абсолютную жесткость на деформацию

Figure. Graphical dependences of n_s on a_0 at $\bar{\sigma}_s = 3,72$ and different $\Delta p/p$ for pipeline connection section with equipment having absolute rigidity for deformation

Рациональная протяженность $\ell_{o,p}$ для сечения соединения трубопровода с оборудованием может быть определена из аналитического выражения (20), где

$$\bar{\ell}_{o,p} = 15,5594 \left(2 \frac{\Delta p}{p} + 1 \right). \quad (22)$$

В табл. 4 даны значения рациональной протяженности $\ell_{o,p}$ для различных $\Delta p/p$, толщин стенок и диаметров труб.

Табл. 4. Значения рациональной протяженности $\ell_{o,p}$ для различных диаметров труб и некоторых значений $\Delta p/p$

Table 4. Values of rational length $\ell_{o,p}$ for different pipe diameters and certain values of $\Delta p/p$

$D_n \times \delta$, см	53×0,9	72×1,0	102×1,1	122×1,4	142×1,7
$\Delta p/p=0,1$					
$\ell_{o,p}$, см	89,6	112,0	138,2	171,8	203,5
$\Delta p/p=0,25$					
$\ell_{o,p}$, см	112,0	134,0	172,7	214,7	254,4
$\Delta p/p=0,5$					
$\ell_{o,p}$, см	149,4	185,7	230,3	286,3	339,2

Увеличения диаметров труб и отношения $\Delta p/p$ приводят к повышению рациональной протяженности $\ell_{o,p}$.

Заключение

Изложены основные исходные положения оценки и обеспечения безопасности эксплуатации нефтегазопроводов в условиях нестационарности технологических параметров их функционирования.

В результате исследования получены аналитические зависимости, позволяющие оценить запасы прочности трубопроводов с учетом внутреннего давления, его изменений из-за нестационарности режима перекачки продукта, регулирования режима перекачки, геометрических характеристик труб и их соединений, механических свойств металла труб. Анализ показал, что в условиях нестационарности режима перекачки без его регулирования уровень механических напряжений в стенке труб в ряде случаев превышает нормативные значения.

Проведен анализ влияния параметров регулирования режима перекачки, геометрических характеристик труб и их соединений на уровень механических напряжений и запасы прочности трубопроводов.

Установлено, что при одинаковых условиях нагружения наибольшие напряжения возникают в сечениях соединения трубопровода с оборудованием, имеющим абсолютную жесткость на деформацию. В указанном сечении по сравнению с участком трубопровода из труб с равными толщинами стенок при $\Delta p/p=0,75$ и $a_0=5,0$ максимальные напряжения изгиба больше в 7,5 раза, а максимальные эквивалентные – в 1,25 раза. Соответственно меньше запасы прочности по напряжению изгиба и по эквивалентному напряжению. Анализ показал, что в ряде случаев нестационарности уровень напряжений и запасы прочности не соответствуют нормативным требованиям.

Выявлено, что изменение производительности трубопровода за счет применения магистральных насосных агрегатов, оснащенных регулирующим частоту вращения вала насоса приводом, обеспечивает плавные изменения внутреннего давления, значительное снижение максимальных напряжений в стенке труб и повышение запаса прочности. Для реальных условий плавное изменение режима перекачки позволяет повысить запасы прочности трубопровода в сечении его соединения с оборудованием от 1,2 до 2,4 раза. Показано, что с увеличением протяженности участка трубопровода, на котором происходит изменение режима перекачки (внутреннего давления, скорости движения перекачиваемого продукта), происходит снижение уровня напряженного состояния трубопровода. Выявлено наличие рациональной протяженности участка плавного изменения режима перекачки продукта, больше которой не происходит существенного снижения наибольших напряжений и увеличения запасов прочности. Увеличение запасов прочности снижает риск аварии и повышает безопасность эксплуатации нефтегазопроводов.

Регулирование режима перекачки продукта в условиях нестационарности технологических параметров перекачивающими агрегатами, оснащен-

ными регулируемым приводом, обеспечивает безопасность эксплуатации нефтегазопроводов на приемлемом уровне.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. 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.
2. РД 75.180.00.-КТН-258–10. Методика расчета нестационарных технологических режимов работы магистральных нефтепроводов. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2010. – 118 с.
3. Hofstatter H., Pavlov M., Mastobaev B.N. Application of ultrasound for the destruction of resin-paraffin deposits in pipeline transport of oil // Научные труды НИПИНефтегаз ГНКАР, 2014. – № 4. – С. 35–39.
4. True W. Pipeline safety progress noted at API pipeline conference // Oil & Gas Journal. – 2002. – Т. 100. – № 18. – С. 38–40.
5. Saleem O., Kovach S. Facility risk profile: a methodology of putting various risk assessment information to work // SPE International Conference on Health, Safety and Environment 2014: the Journey Continues. – Long Beach, CA; United State, 2014. – V. 2. – P. 703–706.
6. Application of probabilistic methods for predicting the remaining life of offshore pipelines / A.A. Aljaroud, P.B. Thodi, A.A. Akin-turk, F.A. Khan, M.B. Paulin // Proc. of the 10th Biennial International Pipeline Conference, IPC. – Calgary, Canada, 2014. – V. 4. – P. 26.
7. James B., Hudgins A. Handbook of Materials failure analysis with case studies from the oil and gas industry. – Amsterdam, Netherlands: Elsevier Inc., 2015. 430 p.
8. Integrity management of pipelines transporting hydrocarbons: an integrated approach / G. Gabetta, S. Morrea, F. Travaglia, P. Cioffi, S. Monaco // SPE – Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, ADIPEC 2015. – Abu Dhabi, United Arab Emirates, 2015. – P. 17.
9. Mohitpour M., McManus M., Trefanenko B. Trends in pipeline integrity inspection and rehabilitation techniques // Proc. of the 4th International pipeline conference, ASME. – Calgary, Canada, 2002. – V. B. – P. 1493–1500.
10. Pettitt G., Westfall S. The advantages of integrating major Accident hazards and ESIA for Pipeline Project // Proc. of the 11th Biennial International Pipeline Conference, IPC. – Calgary, Canada, 2016. – V. 2. – P. 23.
11. Зайнуллин Р.С., Гумеров А.Г. Повышение ресурса нефтепроводов. – М.: Изд-во «Недра», 2000. – 494 с.
12. Дефектность труб нефтепроводов и методы их ремонта / А.Г. Гумеров, К.М. Ямалеев, Р.С. Гумеров, Х.А. Азметов. – М.: Изд-во «Недра», 1998. – 240 с.
13. Павлова З.Х. Исследование напряженно-деформированного состояния труб магистральных нефтепроводов в условиях изменений технологического режима перекачки // Нефтегазовое дело. – 2014. – № 1. – Т. 12. – С. 91–96.
14. Research on the automatically trajectory control of a spherical isolation plug in subsea pipeline / X.Zhu, H.Wang, F.Li, Y.Quan, W.Wang, S.Zhang // Ocean Engineering. – 2017. – V. 141. – P. 101–107.
15. Чионов А.М., Черепанов А.В. Моделирование системы трубопроводов с различной пропускной способностью в нестационарном режиме // Трубопроводный транспорт (Теория и практика). – 2015. – № 4 (50). – С. 18–21.
16. Система непрерывного контроля режимов работы при частотном регулировании насосного агрегата / М.Ю. Земенкова, И.В. Сероштанов, Ю.Д. Земенков, К.С. Воронин // Трубопроводный транспорт (Теория и практика). – 2015. – № 4 (50). – С. 34–36.
17. Кулик В.С., Казак А.С., Храбров Ю.И. Оптимизация режимов функционирования магистральных систем транспорта газа при изменении производительности // Трубопроводный транспорт (Теория и практика). – 2015. – № 5 (51). – С. 38–42.
18. Шабанов В.А., Алексеев В.Ю., Павлова З.Х. Обеспечение бесперебойной работы частотно-регулируемых электроприводов магистральных насосов и технологического режима перекачки при кратковременных нарушениях электроснабжения. – Уфа: Нефтегазовое дело, 2012. – 171 с.
19. Коршак А.А., Нечваль А.М. Трубопроводный транспорт нефти, нефтепродуктов и газа. – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2011. – 571 с.
20. Махутов Н.А., Пермяков В.Н. Ресурс безопасной эксплуатации сосудов и трубопроводов. – Новосибирск: Изд-во «Наука», 2005. – 516 с.
21. Феодосьев В.И. Сопротивление материалов. – М.: Наука, 1970. – 544 с.
22. СП 36.13330.2012 (актуализированная редакция СНиП 2.05.06–85*). Магистральные трубопроводы. – М., 2012. – 78 с.

Поступила 24.10.2017 г.

Информация об авторах

Павлова З.Х., доктор технических наук, профессор кафедры электротехники и электрооборудования предприятий Уфимского государственного нефтяного технического университета.

Азметов Х.А., доктор технических наук, профессор кафедры сооружения и ремонта газонефтепроводов и газонефтехранилищ Уфимского государственного нефтяного технического университета.

Абдрахманов Н.Х., доктор технических наук, заведующий кафедрой промышленной безопасности и охраны труда Уфимского государственного нефтяного технического университета.

Павлова А.Д., магистрант кафедры промышленной безопасности и охраны труда Уфимского государственного нефтяного технического университета.

УДК 622.692.4

ASSESSMENT AND SAFETY OF OPERATION OF OIL AND GAS PIPELINES IN NON-STEADY CONDITIONS OF TECHNOLOGICAL PARAMETERS

Zukhra Kh. Pavlova¹,

zpavlova@mail.ru

Khasan A. Azmetov¹,

azmetov1939@yandex.ru

Nail Kh. Abdrakhmanov¹,

anailx@mail.ru

Anastasia D. Pavlova¹,

pavlovaad7@mail.ru

¹ Ufa State Petroleum Technological University,
1, Kosmonavtov street, Ufa, 450062, Russia.

The relevance. Changes in technological parameters of product pumping at oil and gas pipelines operation in comparison with the stationary operating condition leads to appearance of additional mechanical stresses in the wall of pipes and to decrease in margin of safety. At the same time, the pipeline resource specified in the project changes to decrease. The risk of failures increases. This substantiates the development of methods for assessing and ensuring the safety of oil and gas pipelines in conditions of non-stationarity of technological parameters of operation.

The main aim of the research is to assess and ensure the safety of operation of oil and gas pipelines at non-stationarity of pumping technological parameters.

Object: pipeline system of oil and gas industry.

Methods: theoretical studies of oil and gas pipeline operation safety in conditions of non-stationarity of technological parameters of the pumping regime.

Results. The authors have obtained the analytical dependences of pipelines strength on parameters of non-stationarity of pumping regime and recommended to ensure safety of oil and gas pipelines in conditions of non-stationarity of technological operating parameters.

Conclusions. In non-stationarity conditions of oil and gas pipelines technological parameters while operation, in the wall of their pipes, the increased mechanical stresses occur that reduce the safety and life of the structure. Under the same conditions of inner pressure, the highest stresses arise in section of pipeline connection with equipment which have absolute rigidity for deformation. Mechanical stresses reduction in pipeline wall is provided by pumping regime smooth regulation, which is realized on oil pipelines by means of the main pumps, equipped with frequency-regulated electric drive. The pipelines exploitation safety in non-stationarity conditions of pumping technological parameters can be reached by pumping regime regulation with use of frequency-regulated electric drive.

Key words:

Pipeline, exploitation, change of transfer mode, stress-strain state of pipes, margin of safety, mechanical stress, useful life, safety.

REFERENCES

1. Lure M.V. *Matematicheskoe modelirovanie protsessov truboprovodnogotransportanefi, nefteproduktovigaza* [Mathematical modeling of pipeline transportation of oil, oil products and gas]. Moscow, Neftgaz Publ., 2003. 336 p.
2. RD 75.180.00.-KTN-258–10. *Metodika rascheta nestatsionarnykh tekhnologicheskikh rezhimov raboty magistralnykh nefteprovodov* [Method of calculation of non-stationary technological modes of operation of main oil pipelines]. Moscow, Transneft Publ., 2010. 118 p.
3. Hofstatter H., Pavlov M., Mastobaev B.N. Application of ultrasound for the destruction of resin-paraffin deposits in pipeline transport of oil. *Scientific works of NIPI Neftegaz GNKAR*, 2014, no. 4, pp. 35–39.
4. True W. Pipeline safety progress noted at API pipeline conference. *Oil & Gas Journal*, 2002, vol. 100, no. 18, pp. 38–40.
5. Saleem O., Kovach S. Facility risk profile: A methodology of putting various risk assessment information to work. *SPE International Conference on Health, Safety and Environment 2014: the Journey Continues*. Long Beach, CA, United State, 2014. Vol. 2, pp. 703–706.
6. Aljaroudi A.A., Thodi P.B., Akinturk A.A., Khan F.A., Paulin M.B. Application of probabilistic methods for predicting the remaining life of offshore pipelines. *Proc. of the 10th Biennial International Pipeline Conference, IPC*. Calgary, Canada, 2014. Vol. 4, pp. 26.
7. James B., Hudgins A. *Handbook of Materials failure analysis with case studies from the oil and gas industry*. Amsterdam, Netherlands, Elsevier Inc., 2015. 430 p.
8. Gabetta G., Morrea S., Travaglia F., Cioffi P., Monaco S. Integrity management of pipelines transporting hydrocarbons: An integrated approach. *SPE – Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, ADIPEC 2015*. Abu Dhabi, United Arab Emirates, 2015. pp. 17.
9. Mohitpour M., McManus M., Trefanenko B. Trends in pipeline integrity inspection and rehabilitation techniques. *Proc. of the 4th International pipeline conference, ASME*. Calgary, Canada, 2002. Vol. B, pp. 1493–1500.
10. Pettitt G., Westfall S. The advantages of integrating major Accident hazards and ESIA for Pipeline Project. *Proc. of the 11th Biennial International Pipeline Conference, IPC*. Calgary, Canada, 2016. Vol. 2, pp. 23.
11. Zaynullin R.S., Gumerov A.G. *Povyishenie resursa nefteprovodov* [Increase in the resource of oil pipelines]. Moscow, Nedra Publ., 2000. 494 p.
12. Gumerov A.G., Yamaleev K.M., Gumerov R.S., Azmetov Kh.A. *Defektnost trubnefteprovodov i metodykh remonta* [Defectiveness of oil pipelines and methods of repair]. Moscow, Nedra Publ., 2000. 128 p.

- ess of oil pipelines and methods of their repair]. Moscow, Nedra Publ., 1998. 240 p.
13. Pavlova Z.Kh. Study of the stress-strain state of trunk oil pipelines in conditions of changes in technological pumping regime. *Oil and gas business*, 2014, no. 1, pp. 91–96. In Rus.
 14. Zhu X., Wang H., Li F., Quan Y., Wang W., Zhang S. Research on the automatically trajectory control of a spherical isolation plug in subsea pipeline. *Ocean Engineering*, 2017, vol. 141, pp. 101–107.
 15. Chionov A.M., Cherepanov A.V. Modeling of a system of pipelines with various capacity in non-stationary mode. *Pipeline Transport (Theory and Practice)*, 2015, no. 4 (50), pp. 18–21. In Rus.
 16. Zemenkova M.Yu., Seroshtanov I.V., Zemenkov Yu.D., Voronin K.S. System of continuous monitoring of operating modes for control of the pump unit. *Pipeline transport (Theory and practice)*, 2015, no. 4 (50), pp. 34–36. In Rus.
 17. Kulik V.S., Kazak A.S., Khrabrov Yu.I. Optimization of operation modes of the main gas transportation systems for performance changes. *Pipeline Transport (Theory and Practice)*, 2015, no. 5 (51), pp. 38–42. In Rus.
 18. Shabanov V.A., Alekseev V.Yu., Pavlova Z.Kh. *Obespechenie bespereboynoy rabotychastotno-reguliruemyykh elektropriivodov magistralnykh nasosov i tekhnologicheskogo rezhima perekachki pri kratkovremennykh narusheniyakh elektroobzheniya* [Maintenance of uninterrupted operation of frequency-regulated electric drives of main pumps and technological mode of pumping during short-term power supply disruptions]. Ufa, Neftgazovoe delo Publ., 2012. 171 p.
 19. Korshak A.A., Nechval A.M. *Truboprovodny transport nefti, nefteproduktov i gaza* [Pipeline transport of oil, petroleum products and gas]. Ufa, DizaynPoligrafServis Publ., 2011. 571 p.
 20. Makhutov N.A., Permyakov V.N. *Resurs bezopasnoy ekspluatatsii sudov i truboprovodov* [Resource of safe operation of vessels and pipelines]. Novosibirsk, Nauka Publ., 2005. 516 p.
 21. Feodosev V.I. *Soprotivlenie materialov* [Strength of materials]. Moscow, Nauka Publ., 1970. 544 p.
 22. SP 36.13330.2012. *Magistralnye truboprovody* [Trunk pipelines]. Moscow, 2012. 78 p.

Received: 24 October 2017.

Information about the authors

Zukhra Kh. Pavlova, Dr. Sc., professor, Ufa State Petroleum Technological University.

Khasan A. Azmetov, Dr. Sc., professor, Ufa State Petroleum Technological University.

Nail Kh. Abdrakhmanov, Dr. Sc., head of the department, Ufa State Petroleum Technological University.

Anastasia D. Pavlova, graduate student, Ufa State Petroleum Technological University.