

DOI: 10.17122/ntj-oil-2019-2-118-124
УДК 622.276.53-054

М.Я. Хабибуллин (Филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета в г. Октябрьском, г. Октябрьский, Республика Башкортостан, Российская Федерация)

ТЕОРЕТИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ОПТИМАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ИСПЫТАНИЙ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Marat Ya. Khabibullin (Oktyabrskiy Affiliate of Ufa State Petroleum Technological University, Oktyabrskiy, Republic of Bashkortostan, Russian Federation)

THEORETICAL DEFINITION OF OPTIMAL PARAMETERS OF FIELD PIPELINE HYDRAULIC TESTS

Введение

Аварии и остановки промысловых технологических трубопроводов приводят не только к потере газа, нефти и нефтепродуктов, но и требуют затрат на ремонтно-восстановительные работы, что влечет за собой большие экономические затраты, оцениваемые в миллиарды рублей ежегодно.

Цели и задачи

Расчет испытательного давления нефтепромысловых трубопроводов с учетом овальности и кривизны труб, вида напряженного состояния, размеров поверхностных дефектов, пластических свойств трубных сталей.

Результаты

Для определения максимального испытательного давления представляется целесообразным разделить трубопровод на участки для гидравлических испытаний, указать источники получения и места сброса воды.

Background

Accidents and shutdowns of field technical pipelines not only lead to the loss of gas, oil and oil products, but also require the cost of repair and restoration work, which entails large economic costs, estimated at billions of rubles annually.

Aims and Objectives

Calculation of oil field pipelines test pressure taking into account the ovality and curvature of pipes, the type of stress state, the size of surface defects, plastic properties of pipes.

Results

To determine the maximum test pressure, it seems reasonable to divide the pipeline into sections for hydraulic testing, indicate the sources of production and the place of discharge of water.

Для каждого участка необходимо найти минимальные радиусы упругого изгиба и толщины стенок. Безаварийную работу нефтепровода можно обеспечить путем периодических гидравлических испытаний – примерно 1 раз в 3 года или путем периодического снижения рабочего давления. Другой путь обеспечения безотказной работы нефтепровода – снижение цикличности нагружения.

For each site, it should be found the minimum radius of elastic bending and wall thickness. Trouble-free operation of the oil pipeline can be ensured by periodic hydraulic testing - approximately 1 time in 3 years or by periodically reducing the working pressure. Another way to ensure trouble-free operation of a heat conductor is to reduce the load cycling.

Ключевые слова: нефтепромысловый трубопровод; гидравлические испытания; давление; напряжения

Key words: oil field pipeline; hydraulic tests; pressure; stresses

Нефтепромысловые трубопроводы относятся к ответственным инженерным конструкциям. Аварии и остановки промысловых технологических трубопроводов приводят не только к потере газа, нефти и нефтепродуктов, но и требуют затрат на ремонтно-восстановительные работы, что влечет за собой большие экономические затраты, оцениваемые в миллиарды рублей ежегодно.

Разрушения трубопроводов сопровождаются взрывами, пожарами, загрязнением водоемов, почвы и воздушного бассейна, что оказывает губительное воздействие на флору, фауну и экономику страны. Все это говорит о крайней актуальности повышения качества и надежности магистральных трубопроводов путем их гидравлических испытаний. Проблема анализа и обеспечения безопасности нефтепроводов занимает особое место в вопросе обеспечения их надежности.

Нефтепромысловые трубопроводы представляют собой систему последовательно соединенных элементов (труб, арматуры, трубных деталей), поэтому отказ любого из них приводит к остановке транспортировки продукта и экономическим потерям.

Каждая труба на заводе-изготовителе подвергается кратковременным (до 30 с) гидравлическим испытаниям по ГОСТ 31443-2012. На отечественных заводах испытательное давление не превышает $0,90-0,95\sigma_T$ (σ_T – нормальный предел текучести). Некоторые зарубежные фирмы испытывают трубы при давлении $1,1\sigma_T$. Однако на заводах-изготовителях применяющиеся при кратковременных испытаниях современные средства дефектоскопии и неразрушающего контроля не позволяют обнаружить все дефекты труб. Для выявления дефектов металлургического и технологического происхождения, оставшихся в трубах, при прокате листа и сварке в производстве труб, а также дефектов строительно-монтажного характера, должны быть проведены эффективные предпусковые испытания [1].

Гидравлические испытания нефтепроводов повышенным давлением в процессе эксплуатации сводятся к определению дефектов в металле стенки трубы, а долговечность труб большого диаметра после испытаний определяется остаточной дефектностью.

Величина дефекта трубы зависит от параметров гидравлических испытаний (давление, время выдержки, количество циклов).

Параметры гидравлических испытаний.

- испытательное давление $p_n = (1,1-1,5)p_{\text{раб}}$;
- время выдержки давления $t_n = 6-24$ ч;
- число циклов нагружения $N_n = 1-3$ различные в нормативных документах (СП 6.13330.2012, СП 86.13330.2014 и др.).

Нормы испытаний действующих нефтепроводов регламентируют *Правила испытания линейной части действующих нефтепроводов (ГОСТ Р 53580-2009)*, согласно которым испытательное давление определяют по котельной формуле $p_k = 2 \cdot 0,95 \sigma_t \delta / (D_n - 2\delta)$, где δ – толщина стенки трубы, мм; D_n – наружный диаметр трубы, мм.

Котельная формула дает довольно грубую оценку (погрешность ± 25 %), так как не учитывает влияние вида напряженного состояния, изменение размеров трубы к моменту разрушения, коэффициент деформационного упрочнения n , пластические свойства трубных сталей и размеры поверхностных дефектов, каверн и трещин нефтепроводов, из-за которых происходят разрушения. Испытательное давление, определяемое разностью высотных отметок испытуемого участка, находят с учетом гидростатического давления.

Гидравлические испытания действующих нефтепроводов, как правило, проводят после выполнения их реконструкции, технологического перевооружения и капитального ремонта. Гидравлические испытания нефтепровода проводят чистой, химически нейтральной водой. Продолжительность испытаний действующих магистральных нефтепроводов зависит от диаметра и длины участка и составляет 48-165 ч при диаметре трубы 500-1200 мм и длине участков 10-40 км [1].

Цель данной работы – *расчет испытательного давления нефтепромысловых трубопроводов с учетом овальности и кривизны труб, вида напряженного состояния, размеров поверхностных дефектов, пластических свойств трубных сталей.*

В зарубежной практике нет единого подхода к выбору уровня испытательного

давления [1]. Нормативные документы по проектированию, строительству и эксплуатации магистральных трубопроводов (СП 6.13330.2012, СП 86.13330.2014) не дают точного ответа на вопрос о величине испытательного давления, вызывающего в металле напряжения, равные определенной (нормированной) доле нормативного предела текучести [2].

Например, требованиям СП 6.13330.2012 отвечают условия:

$$\begin{cases} \sigma_{\text{кц}}^{\text{и}} = 0,9\sigma_{\text{т}}; \\ \sigma_{\text{пр}}^{\text{и}} = 0,9\sigma_{\text{т}}; \\ \sigma_{\text{экв}}^{\text{и}} = 0,9\sigma_{\text{т}}; \end{cases} \quad (1)$$

а требованиям СП 86.13330.2014 - условия:

$$\begin{cases} 0,9\sigma_{\text{т}} \leq \sigma_{\text{кц}}^{\text{и}} \leq \sigma_{\text{т}}; \\ 0,9\sigma_{\text{т}} \leq \sigma_{\text{пр}}^{\text{и}} \leq \sigma_{\text{т}}; \\ 0,9\sigma_{\text{т}} \leq \sigma_{\text{экв}}^{\text{и}} \leq \sigma_{\text{т}}; \end{cases} \quad (2)$$

где $\sigma_{\text{кц}}^{\text{и}}$, $\sigma_{\text{пр}}^{\text{и}}$ – соответственно кольцевые и продольные напряжения, возникающие при максимальном испытательном давлении, МПа;

$\sigma_{\text{т}}$ – нормативный (гарантированный) предел текучести стали, МПа;

$\sigma_{\text{экв}}^{\text{и}}$ – эквивалентные напряжения (интенсивность напряжений), вычисляемые по энергетической теории и соответствующие $\sigma_{\text{кц}}^{\text{и}}$, $\sigma_{\text{пр}}^{\text{и}}$, МПа.

В период испытаний обеспечить выполнение условий (1) и (2) невозможно, так как, например, при $\sigma_{\text{кц}}^{\text{и}} = 0,9\sigma_{\text{т}}$, $\sigma_{\text{пр}}^{\text{и}} = -0,9\sigma_{\text{т}}$ эквивалентные напряжения достигают $1,56\sigma_{\text{т}}$, что для стали марки Х60 превышает нормативное значение временного сопротивления $\sigma_{\text{в}}$.

С учетом необходимости максимального выявления при испытаниях дефектов различного происхождения и связанной с этим тенденции к повышению испытательного давления в работе [2] приведены условия, отвечающие этому в наибольшей степени:

$$\begin{cases} \sigma_{\text{кц}}^{\text{и}} = u\sigma_{\text{т}} \leq \sigma_{\text{зав}}; \\ |\sigma_{\text{пр}}^{\text{и}}| \leq \sigma_{\text{т}}; \\ \sigma_{\text{экв}}^{\text{и}} \leq \sigma_{\text{т}}; \end{cases} \quad (3)$$

где $u = \sigma_{II} / \sigma_T = 0,9$ (принимается по СП 86.13330.2014);

$\sigma_{зав}$ – кольцевые напряжения, вызываемые заводским испытательным давлением, МПа.

Практически все нефтепромысловые трубопроводы имеют дефект овальности. С.П. Тимошенко решил эту проблему [3]. Критическое кольцевое давление $p_{кц}^H$, приводящее к текучести трубы, можно записать, пренебрегая остаточными напряжениями с учетом работы [3].

Анализируя влияние изменения формы трубы и коэффициента двухосности нагружения трубопровода m на разрушающее давление, развивая и уточняя методику работы [4], получаем новые формулы для трубы [5].

Анализ этих формул показывает, что разрушающее внутреннее давление, в результате которого происходит потеря несущей способности трубопровода, выше (на 5 % при растягивающих нагрузках, на 9 % - при сжимающих нагрузках) давления, полученного методами, не учитывающими переменности коэффициента m .

С другой стороны, в работе [4] на основании сравнительного анализа коэффициента ослабления сечения трещиной, проведенного институтом Баттеля в США, с известными экспериментальными данными, получены уточнения формулы для разрушающего давления $p_{раз}$.

Объединяя эти результаты, получаем новые формулы для давления $p_{кц}^H$ для трубопровода с поверхностным дефектом:

$$P_{кц}^H \leq \left(\frac{u\delta}{ND} \right) \left[B - \left(B^2 - \frac{2n\sigma_T p_E N D_H}{\delta} \right) \right], \quad (4)$$

где $N = \frac{1}{K_D K_T}$;

$$B = n\sigma_T + \frac{0,5p_E D_H N}{\delta} + 0,75\Delta p_E \left(\frac{D_H}{\delta} \right)^2;$$

$$p_E = \frac{2E}{1 - \mu^2 \left(\frac{D_H}{\delta} \right)^3};$$

$$\Delta = \frac{(D_H - D_{вн})}{D_{ср}};$$

$$K_D = \frac{\delta + l}{\left[\delta - \frac{l}{M} \right]};$$

$$M = 1 + 1,61(L \cos \omega)^{1,65} / 2D_H \delta;$$

$$K_T = \left(\frac{2}{3} \right)^n \xi^{n-1} \left[1 + \frac{(2m-1)^2 (2-m)n}{6\xi^2} \right];$$

$$\xi = \sqrt{1 - m + m^2};$$

ω – угол наклона заводского сварного шва;

$D_H, D_{вн}, D_{ср}$ – наружный, внутренний и средний диаметры трубы, мм;

L, l – длина и глубина поверхностного дефекта;

m – отношение продольного к кольцевому напряжению.

Испытательное давление $p_{пр}^H$, вызывающее в металле криволинейного трубопровода продольные напряжения $\sigma_{пр}^H$, с учетом работ [3, 6], можно получить по формуле

$$P_{пр}^H = 2\delta(\sigma_T - C) / q D_{вн} N, \quad (5)$$

где $q = \mu + \beta(0,5 - \mu)$;

$\mu = 0,3$ – коэффициент Пуассона;

$$\beta = \frac{1+5\gamma}{\left[1 + \left(\frac{15}{16} \right) (\gamma^2 / \eta^2) \right]};$$

C – часть суммарных продольных напряжений, определяемых для криволинейных труб и упругоизогнутых участков трубопровода с учетом работы [6] по формуле

$$C = -(1 - \beta)\alpha \Delta t E \pm (E D_H / 2\rho);$$

α – коэффициент линейного расширения, равный $1,2 \cdot 10^{-5} K^{-1}$;

E – модуль упругости, равный $2,1 \cdot 10^5$ МПа;

Δt – температурный перепад в период испытания; K ;

ρ – минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода на испытываемом участке, м;

$\gamma = D_H / 2l$; $\eta = f / l_{тр}$ – кривизна трубопровода;

$l_{тр}$ – протяженность криволинейного участка трубопровода, м.

Используя подходы, изложенные в работах [7, 8], получаем испытательное давление $p_{экв}^H$ по эквивалентным напряжениям $\sigma_{экв}^H$ для более сложного случая (криволинейный трубопровод с продольными дефектами):

$$P_{экв}^H \leq \frac{2\delta C(N - 2\mu q) + \sqrt{4(N^2 - N\mu q + \mu^2 q^2)R_1^2 - 3N^2 C^2}}{nN D_{вн}(N^2 - n\mu q + \mu^2 q^2)}, \quad (6)$$

где $R_1 < \sigma_T$ – расчетное сопротивление.

Из давлений, полученных по (4)-(6), определяем минимальное и сравниваем его с заводским испытательным давлением.

Наименьшее из этих давлений и будет максимальным испытательным давлением.

Далее по новым более точным формулам получим с учетом работ [3, 6]:

$$\sigma_{кц}^и = \frac{Np_{кц}^и D}{2\delta} + \frac{3}{4} \left(\frac{D_{ср}}{\delta} \right)^2 \frac{\Delta p_{кц}^и}{[1 - (p_{кц}^и / PE)]}; \quad (7)$$

$$\sigma_{пр} = \left(\frac{p_{кц}^и D_{ср}}{2\delta} \right) [\mu + \beta(0,5 - \mu)] + C;$$

$$\sigma_{экв}^и = \sqrt{(\sigma_{кц}^и)^2 - \sigma_{кц}^и \sigma_{пр}^и + (\sigma_{пр}^и)^2} \quad (8)$$

и проверим соответствующие напряжения, которые должны удовлетворять условиям (3).

Для рассматриваемого случая величина Δt должна быть равна разности температур стенки трубы, в моменты окончания подъема давления до испытательного и замыкания расчетной схемы участка, испытываемого трубопровода. С достаточной для практики точностью температуру стенки трубы в момент замыкания расчетной схемы можно принять (с запасом) равной температуре наружного воздуха. Температуру трубы в момент окончания подъема давления до испытательного можно принять равной температуре испытательной среды [2].

Первое слагаемое в уравнении (7) представляет собой средние мембранные кольцевые напряжения в трубе, а второе – напряжения изгиба, которые зависят от овальности трубы.

Однако первое слагаемое является кривой формулой и дает довольно грубую (погрешность $\pm 25\%$) оценку прочности трубы, так как в ней не учтены пластические свойства трубных сталей и параметры дефектов газонефтепроводов, из-за которых происходят разрушения.

Не учтены двухосность нагружения и изменение диаметра и толщины трубы к мо-

менту разрушения. Кроме того, возможно появление поверхностных дефектов (рисок, царапин, каверн, трещин, механически неоднородных кольцевых сварных швов, участков локальной прочности и пластичности с уменьшением толщины стенки трубы), что может привести к разрушению трубы на этом участке.

Когда овальности в трубе нет, в первом приближении можно применять подходы работы [2] и наши более точные формулы (4), (5), (7), (8).

На основании изложенного для определения максимального испытательного давления представляется целесообразным в соответствии с п.11.27 СП 86.13330.2014 разделить трубопровод на участки для гидравлических испытаний, указать источники получения и места сброса воды.

Для каждого участка необходимо найти минимальные радиусы упругого изгиба и толщины стенок.

Выводы

Проведенные расчеты показали, что при выборе давлений для гидравлических испытаний должны соблюдаться условия (3) и рекомендации [2], а дополнение к п. 11.27 СП 86.13330.2014 и разделам 2 и 3 ГОСТ 31443-2012 «Инструкции по проведению гидравлических испытаний трубопроводов повышенным давлением (методом стресс-теста)» необходимо изложить в следующей редакции: «При этом продольные и эквивалентные напряжения не должны превышать нормативного (гарантированного) предела текучести».

Безаварийную работу нефтепровода можно обеспечить путем периодических гидравлических испытаний – примерно 1 раз в 3 года (в случае, когда испытательное напряжение $\sigma_i = \sigma_r$) или путем периодического снижения рабочего давления.

Другой путь обеспечения безотказной работы нефтепровода – снижение цикличности нагружения [9, 10].

Например, для обеспечения безаварийной работы в течение 15 лет (при $\sigma_n = \sigma_r$) количество циклов нагружения в год не должно превышать 90.

Для обеспечения безотказной работы нефтепровода можно рекомендовать проведение капитального ремонта с помощью бандажирования нефтепровода. Для этого

были разработаны опытно-промышленные технологии и машины локального и непрерывного бандажирования газонефтепроводов.

Периодические гидравлические испытания повышенным давлением способствуют снижению отказов нефтепроводов и улучшению их эксплуатационной надежности.

Список литературы

1. Зайнуллин Р.С., Гумеров А.Г., Морозов Е.М., Галюк В.Х. Гидравлические испытания действующих нефтепроводов. М.: Недра, 1990. 224 с.
2. Гордышевский А.М., Бессараб В.В. Методика определения максимального испытательного давления в магистральных трубопроводах // Строительство трубопроводов. 1983. № 10. С. 42-43.
3. Timoshenko S.P., Gere I.M. Theory of Elastic Stability. 2nd Edition. New-York: McGraw-Hill, 1961.
4. Хабибуллин М.Я. Универсальная система очистки сточных вод при импульсном нестационарном заводнении // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2018. Вып. 1 (111). С. 44-51. DOI: <http://dx.doi.org/10.17122/ntj-oil-2018-1-44-51>.
5. Дильман В.Л., Остсемин А.А. О влиянии двухосности нагружения на несущую способность труб магистральных газонефтепродуктов // Известия РАН. Механика твердого тела. 2000. № 5. С. 179-185.
6. Хабибуллин М.Я., Сулейманов Р.И., Сидоркин Д.И., Арсланов И.Г. Параметры гашения колебаний колонны насосно-компрессорных труб при работе забойных импульсных устройств // Химическое и нефтегазовое машиностроение. 2017. № 6. С. 19-22.
7. Остсемин А.А., Дильман В.Л. Расчет толщины стенки труб магистральных газонефтепроводов // Химическое и нефтегазовое машиностроение. 2002. № 2. С. 15-18.
8. Хабибуллин М.Я., Сулейманов Р.И., Сидоркин Д.И., Зайнагалина Л.З. Исследование напряженного состояния колонны насосно-компрессорных труб при работе импульсных устройств // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 4. С. 94-99.
9. Остсемин А.А. Анализ несущей способности действующего магистрального нефтепровода при наличии дефектов в продольном сварном шве // Сварочное производство. 1998. № 9. С. 11-15.
10. Khabibullin M.Y., Suleimanov R.I., Sidorkin D.I., Arslanov I.G. Parameters of Damping of Vibrations of Tubing String in the Operation of Bottomhole Pulse Devices // Chemical and Petroleum Engineering. 2017. Vol. 53. No. 5-6. P. 378-384.

References

1. Zainullin R.S., Gumerov A.G., Morozov E.M., Galyuk V.Kh. *Gidravlicheskie ispytaniya deistvuyushchikh nefteprovodov* [Hydraulic Testing of Existing Oil Pipelines]. Moscow, Nedra Publ., 1990. 224 p. [in Russian].
2. Gordyshevskii A.M., Bessarab V.V. Metodika opredeleniya maksimal'nogo ispytatel'nogo davleniya v magistral'nykh truboprovodakh [Method of Determining the Maximum Test Pressure in the Main Pipelines]. *Stroitel'stvo truboprovodov – Construction of Pipelines*, 1983, No. 10, pp. 42-43. [in Russian].
3. Timoshenko S.P., Gere I.M. *Theory of Elastic Stability. 2nd Edition*. New-York: McGraw-Hill, 1961.
4. Khabibullin M.Ya. Universal'naya sistema oчитki stochnykh vod pri impul'snom nestatsionarnom zavodnenii [Improved Sewage Treatment System at The Pulsed Non-Stationary Waterflooding]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefi i nefteproduktov – Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2018, Issue 1 (111), pp. 44-51. DOI: <http://dx.doi.org/10.17122/ntj-oil-2018-1-44-51>. [in Russian].
5. Dil'man V.L., Ostsemin A.A. O vliyani dvukhosnosti nagruzheniya na nesushchuyu sposobnost' trub magistral'nykh gazonefteproduktov [About Influence of Biaxial Loading on Bearing Capacity of Pipes of The Main Gas and Oil Products]. *Mekhanika tverdogo tela – Mechanics of Solids*, 2000, No. 5, pp. 179-185. [in Russian].
6. Khabibullin M.Ya., Suleimanov R.I., Sidorkin D.I., Arslanov I.G. Parametry gasheniya kolebanii kolonny nasosno-kompressornykh trub pri rabote zaboinykh impul'snykh ustroystv [Parameters Vibration Damping Columns Tubing at Workdownhole Pulse Device]. *Khimicheskoe i neftegazovoe mashinostroenie – Chemical and Petroleum Engineering*, 2017, No. 6, pp. 19-22. [in Russian].
7. Ostsemin A.A., Dil'man V.L. Raschet tolshchiny stenki trub magistral'nykh gazonefteprovodov [Calculation of Wall Thickness of Main Oil and Gas Pipelines]. *Khimicheskoe i neftegazovoe mashinostroenie – Chemical and Petroleum Engineering*, 2002, No. 2, pp. 15-18. [in Russian].
8. Khabibullin M.Ya., Suleimanov R.I., Sidorkin D.I., Zainagalina L.Z. Issledovanie napryazhennogo sostoyaniya kolonny nasosno-

kompressornykh trub pri rabote impul'snykh ustroystv [Stress State Columns of Tubing String During Operation Pulsed Downhole Device]. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii. Neft' i gaz. – Proceedings of Higher Educational Establishments. Oil and Gas*, 2018, No. 4, pp. 94-99. [in Russian].

9. Ostsemin A.A. Analiz nesushchei sposobnosti deistvuyushchego magistral'nogo nefteprovoda pri nalichii defektov v prodol'nom svarnom shve [Analysis of The Bearing Capacity of The Existing Oil Trunk Pipeline in the Presence of Defects in the Longitudinal Weld]. *Svarochnoe proizvodstvo – Svarochnoe Proizvodstvo*, 1998, No. 9, pp. 11-15. [in Russian].

10. Khabibullin M.Y., Suleimanov R.I., Sidorkin D.I., Arslanov I.G. Parameters of Damping of Vibrations of Tubing String in the Operation of Bottomhole Pulse Devices. *Chemical and Petroleum Engineering*, 2017, Vol. 53, No. 5-6, pp. 378-384.

Автор

• Хабибуллин Марат Яхиевич, канд. техн. наук
Филиал Уфимского государственного нефтяного
технического университета в г. Октябрьском
Доцент кафедры «Нефтепромысловые машины
и оборудование»
Российская Федерация, 452607, Республика
Башкортостан, г. Октябрьский, ул. Девонская, 54 а
e-mail: m-hab@mail.ru

The Author

• Khabibullin Marat Ya., Candidate of Engineering
Sciences
Oktyabrskiy Affiliate of Ufa State Petroleum
Technological University
Assistant Professor of Oilfield Machines
and Equipment Department
54 a, Devonskaya str., Oktyabrskiy, Republic
of Bashkortostan, 452607, Russian Federation
e-mail: m-hab@mail.ru