DOI: 10.17122/ntj-oil-2019-5-95-103
УДК 622.692.4

Х.А. Азметов, Б.Р. Шайбаков (Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Российская Федерация)

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ ДЕЙСТВИЯ ПРОДОЛЬНОГО СЖИМАЮЩЕГО УСИЛИЯ В СТЕНКЕ ТРУБ

Khasan A. Azmetov, Bulat R. Shaybakov (Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation)

TECHNOLOGICAL PARAMETERS DETERMINATION FOR TRUNK PIPELINES OVERHAUL UNDER CONDITIONS OF LONGITUDINAL COMPRESSIVE FORCE IN THE PIPE WALL

Введение

Одним из важных факторов развития трубопроводного транспорта является эффективное использование основных фондов. Наряду с развитием технологий сооружения трубопроводов научно обоснованные технологии их эксплуатации и капитального ремонта обеспечивают работоспособность и сохранение трубопроводов в нормативном эксплуатационном состоянии.

Цели и задачи

Получить аналитические зависимости технологических параметров капитального ремонта линейной части магистральных трубопроводов от продольных сжимающих усилий, действующих в трубопроводе, и оценить влияние этих усилий на безопасность проведения ремонтных работ.

Методы

Теоретические исследования напряженно-деформированного состояния трубопровода в процессе капитального ремонта с его подъемом трубоукладчиками при действии в стенке труб продольного сжимающего усилия.

Background

One of the important factors in the pipeline transport development is the efficient use of fixed assets. Along with the development of pipeline construction technologies, scientifically based technologies for their operation and overhaul ensure the operability and preservation of pipelines in a normative operational state.

Aims and Objectives

To obtain analytical dependences of technological parameters of trunk pipelines linear part overhaul on longitudinal compressive forces acting in the pipeline and to estimate the impact of these forces on the repair works safety.

Methods

Theoretical research of pipeline stress-strain state in the overhaul process with its lifting by pipe-layers under the action of longitudinal compressive force in the pipe wall.

Результаты

Получены аналитические зависимости технологических параметров капитального ремонта магистральных трубопроводов от продольных сжимающих усилий в стенке трубы. Установлено, что наличие продольного сжимающего усилия в трубопроводе от воздействия положительного температурного перепада приводит к изменениям технологических параметров капитального ремонта и повышению уровня механических напряжений в стенке труб. С целью обеспечения безопасности производимых ремонтных работ следует определить технологические параметры ремонта с учетом продольных усилий.

Results

Analytical dependences of main pipelines overhaul technological parameters on longitudinal compressive forces in the pipe wall are obtained. It is concluded that the presence of longitudinal compressive force in the pipeline from the impact of positive temperature difference leads to an increase in the mechanical stress level. In order to ensure safety of performed repair works it is necessary to determine overhaul technological parameters taking into account longitudinal forces.

Ключевые слова: трубопровод; технологические параметры капитального ремонта; положительный температурный перепад; механические напряжения; безопасность проведения капитального ремонта

Key words: pipeline; overhaul technological parameters; positive temperature difference; mechanical stresses; overhaul safety

Из анализа статистических данных следует, что одной из причин отказов на магистральных трубопроводах является наружная коррозия металла труб по причине снижения характеристик изоляционных покрытий, нанесенных при строительстве в трассовых условиях, с применением различных пленок холодного нанесения и битумно-резиновых мастик [1]. Опыт эксплуатации магистральных трубопроводов показывает, что покрытия после 10-15 лет эксплуатации практически теряют свои защитные свойства и требуют замены.

Современные изоляционные покрытия заводского нанесения обеспечивают достаточно хорошую защиту, однако их доля в общей системе магистральных трубопроводов в настоящее время невелика - около 35 % от общей протяженности. Полимерные ленточные и мастичные защитные покрытия обладают сравнительно невысокой стоимостью, поэтому в свое время получили широкое применение [2].

Из всего многообразия схем ремонта трубопроводов с переизоляцией рассмотрим

метод сплошной переизоляции с подъемом в траншее ремонтируемой плети на требуемую высоту.

Характер выполнения работ по капитальному ремонту трубопровода с его подъемом предполагает строгое соблюдение требований безопасности.

В известных методиках [3-5] отсутствует учет продольных усилий при определении технологических параметров ремонта. Анализ нормативной базы показывает, что параметры ремонтной колонны в указанных документах определены для условий сооружения трубопроводов в «средней полосе» страны, где разность температур металла труб при эксплуатации и строительстве (температурный перепад), а также продольное усилие, возникающее вследствие данного температурного перепада, незначительны и практически не влияют на технологические параметры капитального ремонта.

Исходя из последних тенденций изменения регионов нефтедобычи, новые трубопроводные системы сооружаются в более суровых климатических и сложных грунтовых

условиях. Положительный температурный перепад в районах Севера и Сибири для некоторых трубопроводов может достигать 80 °С.

Вышеизложенные положения и факторы влияют на выбор значений технологических параметров ремонтной колонны, которые включают усилия подъема трубопровода, расстояния между трубоукладчиками, высоту подъема, протяженность изогнутого участка, допустимый уровень механических напряжений в стенке труб, обеспечивающих безопас-

ность и необходимую производительность работ.

Требуются изучение влияния вышеуказанных факторов на параметры ремонтной колонны и дальнейшее совершенствование технологии капитального ремонта подземного трубопровода.

Дифференциальное уравнение изгиба трубопровода четвертого порядка [6] решено с учетом продольного сжимающего усилия на примере расчетной схемы с четырьмя трубоукладчиками (рисунок 1).

Рисунок 1. Расчетная схема подъема трубопровода в траншее для четырех трубоукладчиков при наличии сжимающих продольных усилий и с учетом очистной (G_1) и изолировочной (G_2) машин

В результате решения указанного уравнения изгиба были получены следующие аналитические зависимости с учетом рекомендаций работ [3, 7]:

$$\bar{P}_i = \frac{P_i}{\sqrt[4]{h_T q^3 EI}}, \quad (1)$$

$$\bar{l} = l \cdot \sqrt[4]{\frac{q}{EI h_T}}, \quad (2)$$

$$\bar{N} = N \cdot \sqrt{\frac{h_T}{q EI}}, \quad (3)$$

$$\bar{M}_i = \frac{M_i}{\sqrt{EI h_T q}}, \quad (4)$$

$$\bar{v}_i = \frac{v_i}{h_T}, \quad (5)$$

где P_i - усилия на i -ом трубоукладчике;

h_T - технологическая высота подъема трубопровода в местах установки очистной и изоляционной машин;

E - модуль упругости металла трубы;

I - момент инерции сечения трубы;

q - вес ремонтируемого трубопровода единичной длины с продуктом;

M_i - изгибающий момент в расчетных сечениях;

l - длина участка подъема трубопровода;

N - продольное усилие (эквивалентное) в трубопроводе на изогнутом участке.

Безразмерные параметры для отдельно взятого трубопровода $\bar{P}_i, \bar{M}_i, \bar{v}_i, \bar{N}, \bar{l}$ характеризуют влияние продольного сжимающего усилия в трубопроводе на соответствующие технологические параметры капитального ремонта.

На рисунках 2-8 даны графические зависимости $\bar{P}_i, \bar{M}_i, \bar{v}_i, \bar{N}, \bar{l}$ от комплексного параметра a , который характеризует продольное усилие для конкретного рассматриваемого трубопровода. При этом расчетная схема является симметричной, поэтому все приведенные параметры парны. Полученные зависимости позволяют вычислить напряжения в сечениях приложения сил подъема и в сечении наибольшего прогиба трубопровода.

Суммарные продольные напряжения в трубопроводе [8]:

$$\sigma_{np} = \frac{0,15p(D-2\delta)}{\delta} - \frac{N_p}{F} \pm \frac{M}{W}, \quad (6)$$

где p - давление в трубопроводе при его подъеме;

N_p - расчетное продольное усилие:

$$N_p = N - 0,3142p(D-2\delta)^2. \quad (7)$$

Расчетные зависимости получены из условия, что расстояния между трубоукладчиками одинаковы.

При подъеме трубопровода продольные сжимающие усилия на изогнутом участке снижаются от начального N_0 до N . Расчетные формулы получены из условия, что N при подъеме остается сжимающим. Условие, обеспечивающее применимость приведенных расчетных формул, имеет вид [9]:

$$\frac{N_0^2}{2p_r EF} + N_0 \frac{l}{2EF} - 2,4674 \frac{v_0^2}{l} > 0, \quad (8)$$

где N_0 - начальное продольное усилие до подъема трубопровода, определяется согласно [8];

p_r - сопротивление продольным перемещениям трубопровода на вскрытом участке, например, для глинистого грунта, согласно [10]:

$$p_r = 0,4245 \cdot q. \quad (9)$$

Учет продольных усилий в методике расчета позволит повысить точность расчетов, что в конечном итоге приведет к повышению безопасности проведения работ.

На рисунке 2 приведена зависимость параметра a от параметра начального усилия $\bar{N}_0$ при различных значениях ε и ε_1 , зависящих, в свою очередь, от расстояния между трубоукладчиками, расположения очистной и изолировочной машин и длины поднимаемого участка трубопровода. С увеличением параметра $\bar{N}_0$ параметр a также возрастает. В связи с увеличением $\bar{N}_0$ увеличение a обозначает рост температурного перепада.

На рисунке 3 показана зависимость безразмерных параметров усилия подъема $\bar{P}_i$ от параметра a . С увеличением a безразмерный параметр усилия подъема $\bar{P}_i$ уменьшается из-за действия увеличивающихся сжимающих усилий, способствующих подъему трубопровода.

На рисунке 4 показана зависимость безразмерного параметра длины поднимаемого участка $\bar{l}$ от параметра a . С увеличением температурного перепада параметр длины изгибаемого участка снижается.

На рисунке 5 показана зависимость безразмерного параметра наибольшей высоты подъема поднимаемого участка от параметра a . С увеличением параметра a растет наибольшая высота подъема трубопровода при ремонте.

Рисунок 2. Зависимость параметра a от параметра начального усилия $\overline{No}$

Рисунок 3. Зависимость безразмерного параметра усилия подъема $\overline{P}_i$ от параметра a

Рисунок 4. Зависимость безразмерного параметра длины поднимаемого участка $\overline{l}$ от параметра a

Рисунок 5. Зависимость безразмерного параметра наибольшей высоты подъема в центре поднимаемого участка от параметра a

Рисунок 6. Зависимость безразмерных параметров наибольшего изгибаемого момента $\bar{M}_0$ в центре поднимаемого участка от параметра a

Рисунок 7. Зависимость безразмерного параметра продольного усилия $\bar{N}$ на поднимаемом участке от параметра a

На рисунке 6 показана зависимость безразмерного параметра наибольшего изгибающего момента $\overline{M}_0$ от параметра a . С увеличением параметра a параметр $\overline{M}_0$ увеличивается вследствие возрастающего продольного сжимающего усилия, способствующего изгибу трубопровода.

На рисунке 7 показана зависимость безразмерного параметра продольного усилия поднимаемого участка от параметра a .

Рассмотрим влияние сжимающих продольных усилий на уровень напряжений.

В качестве исходных данных примем:

- диаметр трубопровода $D = 530$ мм;
- внутреннее давление $p = 2,5$ МПа;
- продукт перекачки - нефть;
- плотность нефти $\rho_n = 820$ кг/м³;
- технологическая высота поднятия трубопровода в сечениях установки очистных и изоляционных машин $h_T = 0,4$ м;
- расстояние между трубоукладчиками $l_0 = 18$ м;
- расстояние от проекции положения крюка ближайшего трубоукладчика до очистной/изоляционной машины $c = 0,4$ м.

Наибольший интерес представляет зависимость максимальных напряжений в сечении от температурного перепада, представленная на рисунке 8.

Дополнительно на данном рисунке представлена прямая, представляющая значение расчетного сопротивления R_2 , соответствующая пределу текучести стали 17ГС через 10 лет ($R_2 = 212$ МПа) [11]. Как видно из рисунка, пересечение прямой происходит при 65 °С.

Данный расчет объясняет возникающие иногда при подъеме пластические деформации или появление гофров, которые опасны особенно в процессе проведения ремонтных работ [12].

В связи с этим можно отметить, что учет продольных усилий в зависимости от температурного перепада является важным фактором, который необходимо учитывать. Усовершенствование методики расчета позволит увеличить точность, что в конечном итоге приведет к обеспечению безопасности проведения работ с учетом изменения фактической несущей способности стенки ремонтируемого трубопровода в процессе эксплуатации.

Рисунок 8. Зависимость суммарных продольных напряжений $\sigma_{пр}$ в сечении максимального подъема трубопровода от температурного перепада

Выводы

Получены аналитические зависимости влияния продольного сжимающего усилия на технологические параметры капитального ремонта трубопровода.

Расчеты показали, что действие продольного сжимающего усилия в трубопроводе приводит к изменениям параметров капи-

тального ремонта трубопровода при подъеме, повышению уровня механических напряжений в стенке трубопровода и снижению безопасности проведения ремонтных работ.

Технологические параметры ремонта трубопровода при подъеме следует определять с учетом продольных сжимающих усилий.

Список литературы

1. Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору. URL: <http://www.gosnadzor.ru> (дата обращения 01.04.2019).
2. Мустафин Ф.М. Обзор методов защиты трубопроводов от коррозии изоляционными покрытиями // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2003. № 1. URL: http://ogbus.ru/authors/Mustafin/Mustafin_3.pdf.
3. Березин В.Л., Ращепкин К.Е. Капитальный ремонт нефтепроводов без остановки перекачки. М.: Недра, 1967. 127 с.
4. РД 39-00147105-015-98. Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов. Уфа: ИПТЭР, 1998. 188 с.
5. РД 39-00147105-016-98. Методика расчета прочности и устойчивости ремонтируемых линейных участков магистральных нефтепроводов с учетом дефектов, обнаруженных при диагностическом обследовании. Уфа: ИПТЭР, 1998. 65 с.
6. Ясин Э.М., Черников В.И. Устойчивость подземных трубопроводов. М.: Недра, 1968. 120 с.
7. Гумеров А.Г., Зубаиров А.Г., Векштейн М.Г., Гумеров Р.С., Азметов Х.А. Капитальный ремонт подземных нефтепроводов. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. 525 с.
8. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы (Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*). М.: ФАУ «ФЦС», 2013. 93 с.
9. Азметов Х.А., Матлашов И.А., Гумеров А.Г. Прочность и устойчивость подземных трубопроводов. М.: Недра, 2005. 248 с.
10. Бородавкин П.П. Механика грунтов в трубопроводном строительстве. М.: Недра, 1986. 224 с.
11. Ямалеев К.М. Старение металла труб в процессе эксплуатации нефтепроводов. М.: ВНИИОЭНГ, 1990. 64 с.
12. Махутов Н.А., Пермьяков В.Н. Исследования прочности магистральных трубопроводов с опасными повреждениями в виде гофров // Безопасность труда в промышленности. 2013. № 8. С. 51-60.

References

1. Federal'naya sluzhba po ekologicheskomu, tekhnologicheskomu i atomnomu nadzoru [Federal Service for Ecological, Technological and Nuclear Supervision]. Available at: <http://www.gosnadzor.ru> (accessed 01.04.2019). [in Russian].
2. Mustafin F.M. Obzor metodov zashchity truboprovodov ot korrozii izolyatsionnymi pokrytiyami [Overview of Methods of Pipeline Corrosion Protection by Insulating Coatings]. *Elektronnyi nauchnyi zhurnal «Neftegazovoe delo» - Electronic Scientific Journal «Oil and Gas Business»*, 2003, No. 1. URL: http://ogbus.ru/authors/Mustafin/Mustafin_3.pdf (accessed 14.01.2019). [in Russian].
3. Berezin V.L. *Kapital'nyi remont nefteprovodov bez ostanovki perekachki* [Overhaul of Oil Pipelines without Stopping Pumping]. Moscow, Nedra Publ., 1967. 127 p. [in Russian].
4. *RD 39-00147105-015-98. Pravila kapital'nogo remonta magistral'nykh nefteprovodov* [Guidance Document 39-00147105-015-98. Rules for Overhaul of Main Oil Pipelines]. Ufa, IPITER, 1998. 188 p. [in Russian].
5. *RD 39-00147105-016-98. Pravila kapital'nogo remonta magistral'nykh nefteprovodov* [Guidance Document 39-00147105-016-98. Calculation Method of Strength and Stability of Repaired Linear Sections of Trunk Oil Pipelines Taking into Account Defects Detected during the Diagnostic Examination]. Ufa, IPITER, 1998. 65 p. [in Russian].
6. Yasin E.M., Chernikin V.I. *Ustoichivost' podzemnykh truboprovodov* [Stability of Underground Pipelines]. Moscow, Nedra Publ., 1968. 120 p. [in Russian].
7. 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].
8. *SP 36.13330.2012. Magistral'nye truboprovody* [Set of Rules 36.13330.2012. Trunk Pipelines]. Moscow, FAU FCP, 2013. 93 p. [in Russian].
9. Azmetov Kh.A., Matlashov I.A., Gumerov A.G. *Prochnost' i ustoichivost' podzemnykh truboprovodov* [Strength and Stability of Underground Pipelines]. Moscow, Nedra Publ., 2005. 248 p. [in Russian].

10. Borodavkin P.P. *Mekhanika gruntov v truboprovodnom stroitel'stve* [Soil Mechanics in Pipeline Construction]. Moscow, Nedra Publ., 1986. 224 p. [in Russian].

11. Yamaleev K.M. *Starenie metalla trub v protsesse ekspluatatsii nefteprovodov* [Ageing of Pipe Metal during Operation of Oil Pipelines]. Moscow, VNIIOENG, 1990. 64 p. [in Russian].

12. Makhutov N.A., Permyakov V.N. *Issledovaniya prochnosti magistral'nykh truboprovodov s opasnymi povrezhdeniyami v vide gofrov* [Strength Studies of Trunk Pipelines with Hazardous Damage in the Form of Corrugations]. *Bezopasnost' truda v promyshlennosti - Occupational Health and Safety in Industry*, 2013, Issue 8, pp. 51-60. [in Russian].

Авторы

• Азметов Хасан Ахметзиевич, д-р техн. наук, профессор
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Профессор кафедры «Сооружение и ремонт газонефтепроводов и газонефтехранилищ»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1
e-mail: azmetov1939@yandex.ru

• Шайбаков Булат Рамилевич
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Аспирант кафедры «Сооружение и ремонт газонефтепроводов и газонефтехранилищ»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1
e-mail: b_shaybakov@mail.ru

The Authors

• Azmetov Khasan A., Doctor of Engineering Sciences, Professor
Ufa State Petroleum Technological University
Professor of Gas and Oil Pipelines and Storage Facilities Construction and Repair Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062, Russian Federation
e-mail: azmetov1939@yandex.ru

• Shaybakov Bulat R.
Ufa State Petroleum Technological University
Post-graduate Student of Gas and Oil Pipelines and Storage Facilities Construction and Repair Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062, Russian Federation
e-mail: b_shaybakov@mail.ru