

И.А. Шаммазов, Р.М. Зарипов,
Г.Е. Коробков

ФГБОУ ВПО Уфимский
государственный нефтяной
технический университет

I.A. Shammazov, R.M. Zaripov,
G.E. Korobkov

FSBEI Ufa state petroleum technical
university

В статье рассмотрено изменение напряженно-деформированного состояния (НДС) газопровода при осуществлении технологии замены антикоррозионного изоляционного покрытия с использованием укладки на лѐжки. Укладка на лѐжки (временные опоры) может использоваться и при выполнении других ремонтно-восстановительных работ. Анализ данных замеров напряжений показывает, что в процессе работ их величина находится на неопасном уровне. Более того, в контролируемом сечении произошла разгрузка трубопровода после вскрытия траншеи. Для исследования НДС газопровода при выполнении капремонта был использован расчетный метод.

The gas pipeline deformed mode change in process of reisolation procedures with laying on temporary supports is reviewed in the given paper; temporary supports can also be used in process of any other repair-and-renewal operations. The analysis of stresses measurement statistics indicates that the stresses level is in permissible zone, furthermore, in the researched pipe cross-section the stresses unload after trench opening takes place. For the gas pipeline deformed mode research in process of major repair the computational method was used.

Ключевые слова: газопровод, напряженно-деформированное состояние.

Key words: gas pipeline, stress-deformed condition.

Одним из видов работ, проводимых при капитальном ремонте линейной части магистральных газопроводов, является их переизоляция. Рассмотрим изменение напряженно-деформированного состояния (НДС) газопровода при осуществлении технологии замены антикоррозионного изоляционного покрытия с использованием укладки на лѐжки. Укладка на лѐжки (временные опоры) может использоваться и при выполнении других ремонтно-восстановительных работ.

Замеры продольных напряжений в трубе диаметром 1420 мм на участке капремонта производились в нескольких сечениях на различных этапах производства работ: до вскрытия траншеи при рабочем давлении $P_0=6,4$ МПа; после вскрытия траншеи, $P_0=5,8$ МПа; труба на опорах $P_0=5,8$ МПа. Использовалась система «Астрон» с ультразвуковыми датчиками.

Результаты проведенных измерений представлены в виде круговых эпюр (рисунок 1). В таблице указывается часовая ориентация измерительных точек и величины замеренных в них напряжений. Круговые эпюры напряжений дают наглядное графическое изображение распределения напряжений в сечении трубы.

Растягивающие напряжения в таблице представляются в виде положительных значений ($\sigma > 0$), а сжимающие напряжения – в виде отрицательных значений ($\sigma < 0$). Соответственно этому на эпюрах значения растягивающих напряжений находятся в светлой зоне, а сжимающих – в затемненной.

Сравнение эпюр до и после укладки трубопровода на лѐжки (рисунки 2 и 3), показывает:

1) после укладки трубопровода на лѐжки максимальный уровень положительных напряжений на 7^{30} часов уменьшился на 90 МПа (со 1^{30} до 40 МПа), а отрицательных напряжений (на 1^{30} час) – на 30 МПа (с минус 220 до минус 190 МПа);

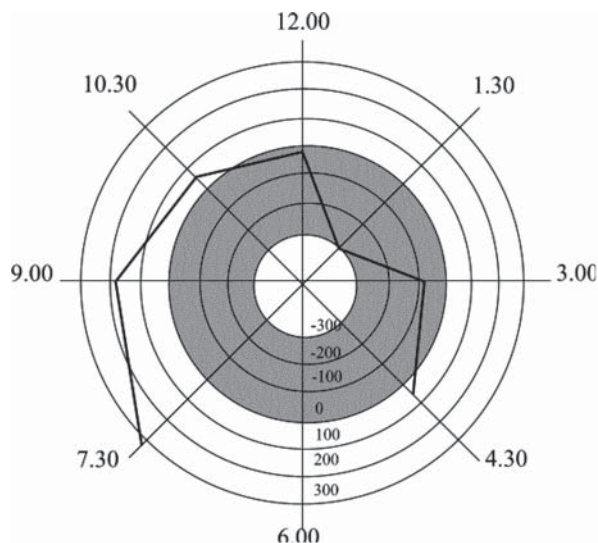
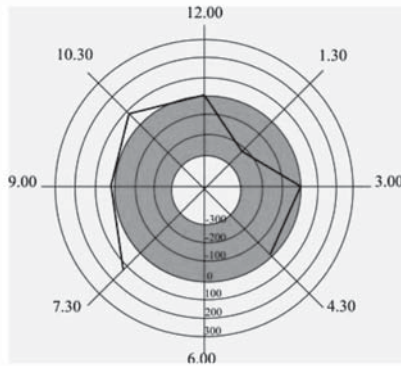


Рисунок 1. Эпюра продольных напряжений до вскрытия траншеи, $p_0=6,4$ МПа

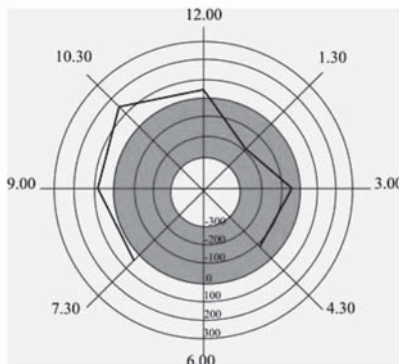
2) во всех остальных точках замеров напряжения увеличиваются, причем величина увеличения колеблется от 80 до 40 МПа;

3) незначительное изменение формы эпюр указывает на смещение максимально растянутой зоны стенки трубы по направлению с 7^{30} часов на 10^{30} часов. Это означает смещение плоскости изгиба трубопровода. Увеличение сжимающих напряжений (на



Продольные напряжения σ , МПа						
7.30	9.00	10.30	12.00	1.30	3.00	4.30
130	10	90	0	-220	0	-10

Рисунок 2. Эпюра продольных напряжений (труба вскрыта, опоры не подведены, $p_0 = 5,8$ МПа)



Продольные напряжения σ , МПа						
7.30	9.00	10.30	12.00	1.30	3.00	4.30
40	90	140	50	-190	-40	-90

Рисунок 3. Эпюра продольных напряжений (труба вскрыта, опоры подведены, $p_0 = 5,8$ МПа)

4³⁰ часа) с минус 10 МПа до минус 90 МПа, а растягивающих напряжений (на 10³⁰ часов) — с 90 до 140 МПа свидетельствует о том, что после установки на лёжки продольное сжатие трубопровода по нижней образующей и растяжение по верхней образующей увеличивается.

Результаты замеров напряжений после засыпки трубопровода представлены в таблице 1.

Таблица 1. Результаты замеров напряжений

Точка замера по цифровому циферблату	Результаты замеров напряжений, МПа	
	Труба на опорах не засыпана	Труба засыпана
10 ³⁰	80	19
1 ³⁰	-20	22

Анализ данных замеров напряжений показывает, что в процессе работ их величина находится на неопасном уровне. Более того, в контролируемом сечении произошла разгрузка трубопровода после вскрытия траншеи.

Для исследования НДС газопровода при выполнении капремонта был использован расчетный метод, изложенный в [1]. Составление расчетной базы было сделано на основании следующей проектно – исполнительной документации по рассматриваемому участку: абсолютные отметки; инженерно-геологические характеристики трассы, в т.ч. типы грунтов с указанием их несущей способности; глубина заложения трубы и высота засыпки грунта; радиусы естественного изгиба оси трубы; радиусы и углы поворота гнутых и сварных отводов; характеристика труб с указанием диаметра и толщины стенки; категории участков трубопровода.

Значения физико – механических характеристик грунта основания, грунта засыпки и геометрических данных газопровода при укладке на лёжки приведены в таблице 2.

В таблице 2 представлены следующие характеристики:

по грунту основания: $E_{гр.осн.}$ — модуль деформации; $\mu_{гр.осн.}$ — коэффициент Пуассона; $c_{хо}$ — обобщенный коэффициент касательного сопротивления; $R_{гр.осн.}$ — несущая способность;

по грунту засыпки: $\gamma_{гр.зас.}$ — удельный вес; $\phi_{гр.зас.}$ — угол внутреннего трения; $c_{гр.зас.}$ — коэффициент сцепления; h_a — расстояние от верха засыпки до дна траншеи; x_L — длина частей условного разбивания; ρ_0 — радиус изгиба гнутых вставок. Согласно исполнительной документации толщина стенки трубы на прямолинейных участках равна 18,7 мм, на криволинейных вставках – 19,5 мм. Участок трубопровода отнесен к II-й категории.

Некоторые результаты расчетов представлены на рисунках 4 и 5, где основные характеристики НДС участка газопровода, установленного на лёжки, приведены в следующей последовательности: эпюры перерезывающих сил Q_y , эпюра изгибных напряжений σ_M , эпюра угла поворота нормали к деформированной продольной оси трубы ω_1 , эпюра прогиба ω , эпюра продольных перемещений u , эпюра напряжений от продольных усилий σ_T , а также эпюры суммарных продольных напряжений по нижней и верхней образующей трубы $\sigma_{пр}^H$, $\sigma_{пр}^B$.

Анализ эпюр показывает, что максимальные значения опорных изгибных напряжений имеют место в трубопроводе на лёжках 1 и 6 (минус 110 МПа).

Сравнение данных на этапах выполнения капремонта трубопровода представлено в таблице 3.

Таблица 2. Значения физико-механических характеристик грунта основания, грунта засыпки и геометрических данных трубы при укладке на лёжке

Характеристики грунтов и трубопроводов	Номера частей										
	L_1	L_2	L_3	L_4	L_5	L_6-L_9	L_{10}	L_{11}	L_{12}	L_{13}	L_{14}
$E_{гр.осн.}, МПа$	15,5	15,5	15,5	-	-	-	-	-	17,3	28,3	37,0
$\mu_{гр.осн.}, МПа$	0,42	0,42	0,42	-	-	-	-	-	0,35	0,35	0,35
$R_{гр.осн.}, МПа$	0,2	0,2	0,2	-	-	-	-	-	0,3	0,4	0,4
$c_{хо}, МПа / м$	1,0	1,0	1,0	1,0	0,5	0,05	0,05	0,05	0,5	2	2
$\gamma_{гр.зас.}, кН / м^3$	16,3	16,3	16,3	-	-	-	-	-	20	22	28
$\varphi_{гр.зас.}, град$	11^0	11^0	11^0	-	-	-	-	-	18^0	22^0	30^0
$c_{гр.зас.}, МПа$	0,03	0,03	0,03	-	-	-	-	-	0,028	0,028	0,03
$h_a, м$	2,6	2,7	3,0	-	-	-	-	-	3,5	2,8	2,9
$x_I, м$	48	12	21	30	6	24	6	24	56	12	60
$\rho_o, м$	-	60	-	60	60	-	-	60	-	60	-
Форма нач. изгиба	-	выпукл.	-	вогн.	вогн.	-	-	выпукл.	-	вогн.	-
$D_H, м$	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42
$\delta, м$	0,0187	0,0195	0,0187	0,0195	0,0195	0,0187	0,0187	0,0195	0,0187	0,0195	0,0187

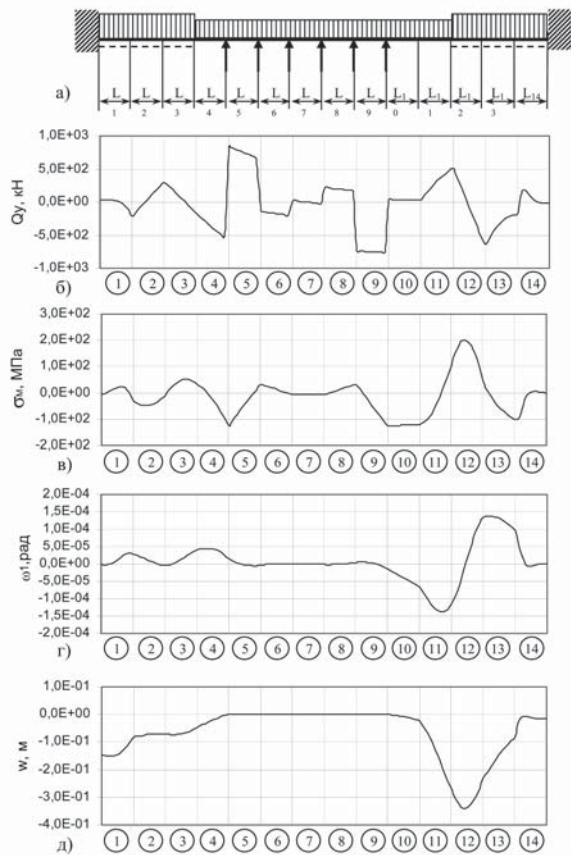


Рисунок 4. Расчет основных параметров НДС газопровода на лёжках: а) расчетная схема трубопровода ($p_o = 5,8$ МПа); б) эпюра перерезывающих сил; в) изгибных напряжений; г) угла поворота нормали; д) прогиба

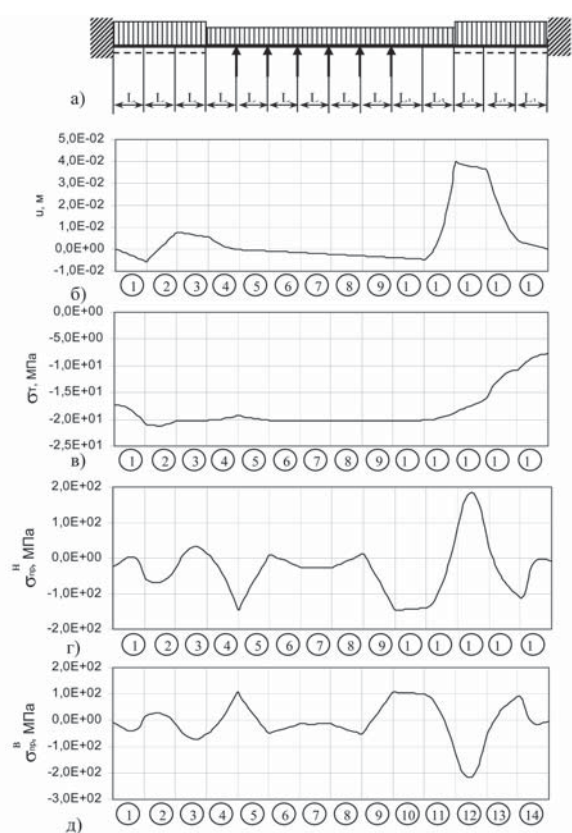


Рисунок 5. Расчет основных параметров НДС газопровода на лёжках: а) расчетная схема трубопровода ($p_o = 5,8$ МПа); б) эпюры продольных перемещений; в) напряжений от продольных усилий; г и д) эпюры продольных напряжений по нижней и верхней образующей трубы

Таблица 3. Сравнение результатов замеров и расчетных значений

Значение напряжений	Газопровод вскрыт		Газопровод на лёжках	
	по верхней образующей, $\sigma_{пр}^в$, МПа	по нижней образующей, $\sigma_{пр}^н$, МПа	по верхней образующей, $\sigma_{пр}^в$, МПа	по нижней образующей, $\sigma_{пр}^н$, МПа
Замеренное	-220	130	140	-90
Расчетное	-200	150	110	-130

Сравнение данных замеров напряжений и соответствующих расчетных значений суммарных продольных напряжений по верхней и нижней образующей трубы, для одинаковых эксплуатационных параметров ($p_0=5,8$ МПа), показывает их удовлетворительное совпадение: $\sigma_{пр}^в$ (зам.) = - 220 МПа, $\sigma_{пр}^в$ (расч.) = - 200 МПа, $\sigma_{пр}^н$ (зам.) = 130 МПа, $\sigma_{пр}^н$ (расч.) = 150 МПа.

ЛИТЕРАТУРА

1. Коробков Г.Е. Численное моделирование напряженно-деформированного состояния и устойчивости трубопроводов и резервуаров в осложненных условиях эксплуатации / Г.Е. Коробков, Р.М. Зарипов, И.А. Шаммазов. – СПб.: Недра, 2009. – 410 с.

Шаммазов И.А., канд.техн.наук, доцент кафедры «Транспорт и хранение нефти и газа», ФГБОУ ВПО УГНТУ

*Shammazov I.A., cand.tech.sci., associate professor of chair «Transportation and storage of oil and gas», FSBEI USPTU
e-mail: shammazov@mail.ru*

Зарипов Р.М., д.т.н., профессор кафедры «Транспорт и хранение нефти и газа», ФГБОУ ВПО УГНТУ

Zaripov R.M., dr.tech.sci., professor of chair «Transportation and storage of oil and gas», FSBEI USPTU

Коробков Г.Е., д.т.н., профессор кафедры «Транспорт и хранение нефти и газа», ФГБОУ ВПО УГНТУ

Korobkov G.E., dr.tech.sci., professor of chair «Transportation and storage of oil and gas», FSBEI USPTU