

УДК 622.692.4

КВАЗИДИНАМИЧЕСКИЙ МЕТОД РАСЧЕТА НЕФТЕПРОВОДА НА ПРОЧНОСТЬ В ЗОНЕ ТЕКТОНИЧЕСКИХ РАЗЛОМОВ

Александров А.А.

*Московский государственный технический университет имени Н.Э. Баумана,
г. Москва, e-mail: rector@bmstu.ru*

Ларионов В.И.

*Научно-образовательный центр исследования экстремальных ситуаций
(НОЦ ИЭС) МГТУ имени Н.Э. Баумана, г. Москва
e-mail: lar@esrc.ru*

Лисин Ю.В.

*ОАО «АК «Транснефть», г. Москва
e-mail: transneft@ak.transneft.ru*

Сущев Т.С.

*ООО Научно-исследовательский центр «Стратегические технологии
анализа риска и комплексной безопасности» (ООО «НИЦ «СТАРК»), г. Москва
e-mail: tsushchev@nic-starc.ru*

Аннотация. В статье приводится информация об оценке возможных опасностей при пересечении нефтепроводами участков с активными тектоническими разломами. Предложен квазидинамический метод расчета нефтепровода на прочность в зоне тектонических разломов. Метод учитывает действующие на нефтепровод статические и динамические нагрузки и воздействия. Суть метода заключается в следующем: расчет статических нагрузок проводится на основе решения дифференциального уравнения продольно-поперечного изгиба трубы, а расчет нагрузок от сейсмического воздействия – по нормативным документам.

Ключевые слова: магистральный нефтепровод, тектонический разлом, нагрузка, прочность, статика, динамика, квазидинамика, воздействие

Обеспечение надежности и прочности газонефтепроводов, проложенных в зонах тектонических разломов является одной из наиболее актуальных задач. Трубопроводы, проложенные и эксплуатируемые в данных условиях, кроме стандартных нагрузок (вес трубопровода с продуктом, вес грунта на трубопроводе, реакция грунта на деформацию трубопровода, внутреннее рабочее давление и пр.) испытывают и не стандартные, обусловленные смещением плит земной коры. Так как при выборе трасс нефте- и газопроводов не всегда удается избежать пересечения с активными разломами, то в связи с этим важной является разработка комплекса мероприятий по обеспечению безопасности трубопроводов в зонах разломов. Однако, проведенный анализ действующих нормативных документов и

современных литературных источников показал, что в них практически отсутствуют приемлемые для трубопроводного строительства методики оценки напряженно-деформированного состояния (НДС) трубопровода в данных условиях.

Активный тектонический разлом (АТР) – полоса на поверхности земли, в пределах которой в процессе землетрясений могут иметь место разрывные остаточные смещения грунта [1].

Наличие тектонических разломов является негативным фактором для строительства и эксплуатации трубопроводов. В каждом отдельном случае разломы должны быть выявлены на стадии инженерных изысканий; их пространственное положение, потенциальная активность, степень и мера подвижности, предполагаемая величина смещения, средний период повторяемости подвижек и другие факторы должны учитываться на всех последующих этапах ведения работ.

Выявление и диагностика свойств АТР представляет собой непростую задачу и является обязательным условием для проектирования, строительства и эксплуатации трубопроводов.

Методика инженерных изысканий, являющаяся общепринятой в настоящее время, фактически не способна справиться с задачей обнаружения и исследования активных тектонических разломов. Выделение активных разломов возможно методами высокоточных геодезических наблюдений, осуществляемых с помощью регулярного аэровизуального обследования [2] и аэрокосмической съемки трасс трубопроводов путем многоступенчатого анализа полученных данных.

Вначале выявляются и сканируются подозрительные формы рельефа вдоль трассы трубопровода (рис. 1), затем по уточненным данным проводятся полевые работы с целью изучения строения и свойств зон активных разломов (рис. 2) и определения максимально точного положения участка пересечения трубопровода с разломом. Полученные данные используются для оценки напряженно-деформированного состояния трубопровода.

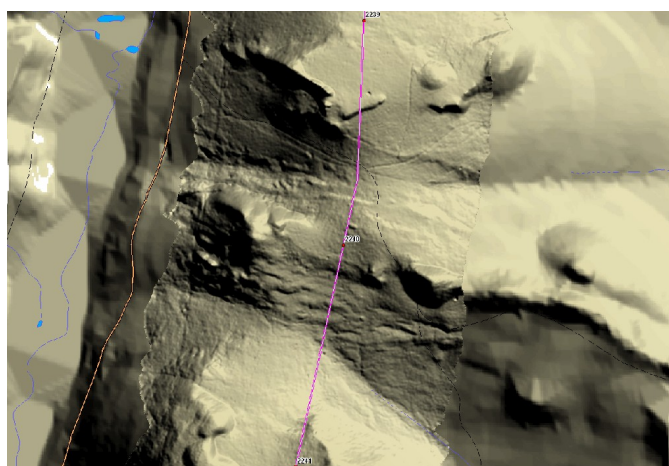


Рис. 1. Фрагмент модели рельефа лазерного сканирования в зоне разлома



Рис. 2. Фотография участка смещения земной коры в зоне разлома

Активные тектонические разломы являются одними из самых опасных и наиболее трудных участков на трассе трубопровода, так как блоки земной коры по тектоническим разломам при землетрясениях могут смещаться в вертикальном направлении до 8 м, а в горизонтальном – до 4 м [3].

Квазидинамический метод расчета прочности нефтепровода в зоне АТР учитывает действующие на нефтепровод статические и динамические нагрузки и воздействия. Суть метода заключается в следующем: расчет на статические нагрузки проводится на основе решения дифференциального уравнения продольно-поперечного изгиба трубы [4, 5]:

$$E J_x \frac{d^4 v}{dz^4} - N(z) \frac{d^2 v}{dz^2} = q_y(z), \quad (1)$$

а на нагрузки от сейсмического воздействия по формуле:

$$\sigma_N = \pm 0,04 K_c m_0 k_0 k_{II} a_c E T_0 / V_1, \quad (2)$$

при этом учитывается, что в процессе смещения плит сейсмическое воздействие на трубопровод снижается за счет нарушения сцепления грунта с трубой.

Здесь z – координата вдоль оси трубы;

E – модуль упругости металла трубы, Па;

v – смещение оси трубы по вертикали, м;

$N(z)$ – продольное усилие (растяжению соответствует $N > 0$, сжатию – $N < 0$), Н;

$q_y(z)$ – вертикальная поперечная нагрузка на трубу, Н/м;

$J_x(z)$ – момент инерции поперечного сечения трубы относительно горизонтальной оси x , м⁴;

σ_N – напряжения в подземных трубопроводах при сейсмическом воздействии с учетом вертикального смещения плит в зоне АТР, Па;

K_c – коэффициент, учитывающий долю сейсмического воздействия;

m_0 – коэффициент защемления трубопровода в грунте;

k_0 – коэффициент, учитывающий ответственность трубопровода;

k_{II} – коэффициент повторяемости землетрясения;

a_c – сейсмическое ускорение, м/с²;

T_0 – преобладающий период сейсмических колебаний грунтового массива, с;

V_1 – скорость распространения продольной сейсмической волны вдоль продольной оси трубопровода в грунтовом массиве, м/с.

В уравнении (1) многообразие действующих сил (нагрузок) учитывается в выражениях $q_y(z)$ и $N(z)$. При некоторых видах нагрузок $q_y(z)$ и $N(z)$ данное уравнение решается аналитически. Но на практике такие случаи встречаются редко. Решением уравнения является вертикальное смещение оси трубы $v(z)$, с помощью которого определяются изгибающий момент $M_x(z)$ относительно оси x , осевые напряжения $\sigma(y, z)$, касательные напряжения $\tau(z)$ и перерезывающая сила $Q_y(z)$:

$$M_x(z) = E J_x(z) \frac{d^2 v(z)}{dz^2}, \text{ Н}\cdot\text{м}; \quad (3)$$

$$Q_y(z) = \frac{d}{dz} \left(E J_x(z) \frac{d^2 v(z)}{dz^2} \right), \text{ Н}; \quad (4)$$

$$\sigma(y, z) = \frac{M_x(z)}{J_x(z)} y + \frac{N(z)}{F(z)}, \text{ Па}; \quad (5)$$

$$\tau(z) = \frac{Q_y(z)}{F(z)}, \text{ Па}, \quad (6)$$

где (x, y, z) – система координат;

$F(z)$ – площадь поперечного сечения трубы (металла) в сечении z , м².

Уравнение продольно-поперечного изгиба (1) можно решать различными способами, приведем решение *методом конечных элементов*. Этот метод использует основной закон термодинамики, согласно которому система находится в состоянии устойчивого равновесия, если его потенциальная энергия минимальна из всех возможных вариантов.

Будем рассматривать трубу, разбитую на конечные элементы (кольца) длиной h каждый. В центре элементов определим узлы. Узлы и элементы пронумеруем и отметим индексами $i, i+1, i+2, \dots$ и т.д. (рис. 3).

Заметим, что равновесное положение всей конструкции (в данном случае участка трубопровода) рассматривается как совокупность локальных равновесий конечных элементов. То есть, равновесие всей системы достигается тогда, когда каждый конечный элемент находится в равновесии со своими ближайшими соседними конечными элементами.

В пределах всего трубопровода или его участка все величины (перемещения, напряжения, температура, давление и т.д.) распределяются по каким-то неизвестным законам. Однако в пределах каждого конечного элемента, размер которого невелик, распределения величин можно упростить, приближенно приняв их постоянными или линейными. Погрешность решения из-за допущенных прибли-

жений снижается по мере уменьшения размеров конечных элементов. В итоге объём вычислений растёт, но их сложность снижается. То есть, расчётные программы получаются простыми, хотя время расчётов может увеличиться.

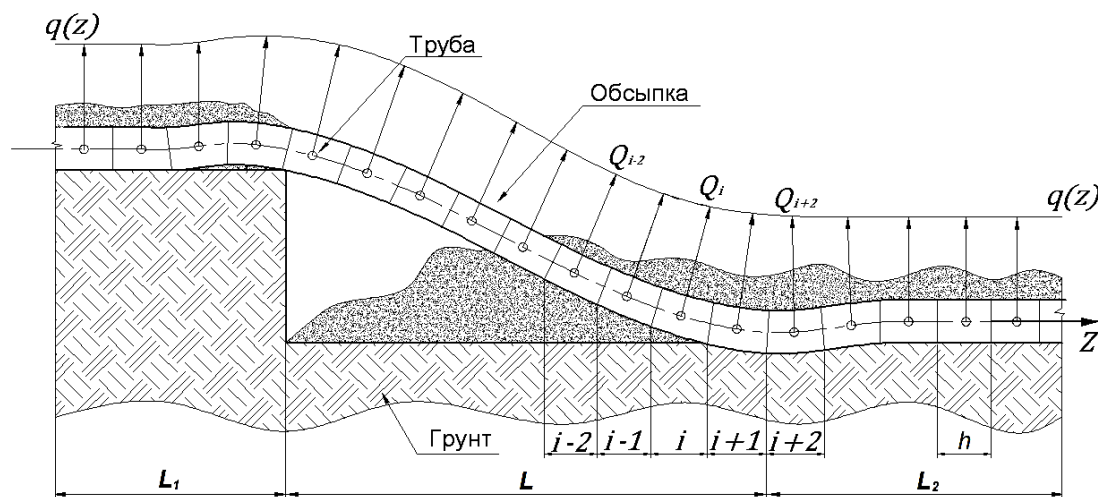


Рис. 3. Конечно-элементное представление участка трубопровода

Для упрощения понимания сути преобразований рассмотрим частный случай, когда **продольная нагрузка отсутствует**, тогда уравнение продольно-поперечного изгиба трубы имеет вид:

$$EJ_x \frac{d^4 v}{dz^4} = q_y(z). \quad (1^*)$$

При этом энергия упругой деформации \mathcal{E} , Н·м, каждого элемента определяется формулой

$$\mathcal{E} = \frac{1}{2} \int_0^h \frac{M_x^2}{E J_x} dz, \quad (7)$$

здесь M_x – изгибающий момент относительно оси x , Н·м;

E – модуль упругости металла трубы, Па;

$J_x(z)$ – момент инерции поперечного сечения трубы относительно горизонтальной оси x , м⁴.

h – длина элемента трубы.

Из формул (3) и (7) получаем:

$$\mathcal{E} = \frac{1}{2} \int_0^h E J_x \left[\left(\frac{d^2 v}{dz^2} \right)^2 \right] dz. \quad (8)$$

Заменяя вторую производную приближенными конечно-разностными выражениями, получим следующие выражения для упругой энергии элементов с

номера $(i-1)$, (i) , $(i+1)$ в предположении, что для трубопровода значения E и J_x являются постоянными:

$$\left. \begin{aligned} \mathcal{E}_{i-1} &= \frac{1}{2} E J_x h \left(\frac{v_i - 2v_{i-1} + v_{i-2}}{h^2} \right)^2 = \frac{E J_x}{2 h^3} (v_i - 2v_{i-1} + v_{i-2})^2; \\ \mathcal{E}_i &= \frac{E J_x}{2 h^3} (v_{i+1} - 2v_i + v_{i-1})^2; \\ \mathcal{E}_{i+1} &= \frac{E J_x}{2 h^3} (v_{i+2} - 2v_{i+1} + v_i)^2. \end{aligned} \right\} \quad (9)$$

Полная упругая энергия всего участка трубопровода равна сумме выражений типа (9):

$$\mathcal{E}_n = \sum_{i=1}^N \mathcal{E}_i. \quad (10)$$

Условию равновесия в локальной области соответствует равенство нулю вариации функции Лагранжа:

$$L = \mathcal{E}_n - A_i; \quad (11)$$

$$\delta L = \delta(\mathcal{E}_n - A_i) = 0; \quad (12)$$

$$\delta \mathcal{E}_n = \delta A_i, \quad (13)$$

здесь A_i – работа внешних сил, приложенных в узле с номером i ;

δ – знак вариации (не путать с толщиной стенки трубопровода δ_m).

$$\delta A_i = Q_i \delta v_i = h q_i \delta v_i, \quad (14)$$

$$\delta \mathcal{E}_n = \frac{E J_x}{h^3} (v_{i-2} - 4v_{i-1} + 6v_i - 4v_{i+1} + v_{i+2}) \delta v_i.$$

Отсюда условие локального равновесия получает вид:

$$v_i = \frac{q_i h^4}{6 E J_x} + \frac{2}{3} (v_{i-1} + v_{i+1}) - \frac{1}{6} (v_{i-2} + v_{i+2}). \quad (15)$$

В том случае, если **присутствует продольная сила**, дифференциальное уравнение продольно-поперечного изгиба имеет вид (1):

$$E J_x \frac{d^4 v}{dz^4} - N(z) \frac{d^2 v}{dz^2} = q_y(z),$$

где $N(z)$ представляет собой продольное суммарное усилие и определяется по формуле

$$N = (\mu \sigma_{кц} - \alpha \Delta t E + \varepsilon_{ос} E) F, \quad (16)$$

где μ – коэффициент Пуассона, безразмерная величина;

$\sigma_{кц}$ – кольцевое напряжение в стенке трубы, Па;

α – коэффициент линейного расширения металла (для стали $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5}$ град $^{-1}$);

Δt – расчетный температурный перепад, °C;

F – площадь поперечного сечения стенки трубы, м 2 ;

$\varepsilon_{ос}$ – деформация трубы в осевом направлении, причинами которой могут

быть грунтовые изменения, воздействие механизмов, остаточные (послестроительные) деформации.

Далее необходимо вычислить функцию Лагранжа и ее вариацию при изменении положения узла i . При этом необходимо учитывать, что упругая энергия складывается из энергий деформации растяжения и деформации изгиба. Причем, при вычислении полной энергии нельзя применять метод суперпозиции энергий по отдельности от растяжения и от изгиба.

Решение уравнения (1) при наличии продольной силы будет иметь вид:

$$\begin{cases} v_i = A_v(v_{i-1} + v_{i+1}) + B_v(v_{i-2} + v_{i+2}) + C_v; \\ A_v = \frac{4 E J_x + N h^2}{6 E J_x + 2 N h^2}; \\ B_v = \frac{-E J_x}{6 E J_x + 2 N h^2}; \\ C_v = \frac{q_y h^4}{6 E J_x + 2 N h^2}. \end{cases} \quad (17)$$

Все многообразие нагрузок можно выразить функцией нагрузки $q_y(z)$, которая при численном решении заменяется сосредоточенными силами (рис. 3), приложенными на узлы конечных элементов: $Q_i = h q_i$.

Таким образом, решение уравнения (1) сводится к определению смещений всех узлов v_i ($i = 1, 2, 3, \dots$) из системы простейших уравнений типа (17). Решение проводится методом последовательных приближений, при этом одновременно уточняются нагрузки, перемещения, реакция грунта. По сути, происходит *численное моделирование* взаимодействия трубопровода с грунтом. При этом учитывается влияние соседних участков, примыкающих к трубопроводу.

На основании приведенной методики разработана программа «MAGISTRAL» по расчету нефтепровода на прочность в зонах тектонических разломов и исследовано влияние основных показателей разлома на напряженно-деформированное состояние трубы [6].

Влияние сейсмического воздействия оценивалось путем сравнения результатов, полученных по квазидинамическому методу расчета нефтепровода (по программе «MAGISTRAL») и по динамическому методу (по программе «DYNAMIC – S»).

Коэффициент K_c (2) при расчетах по программе «MAGISTRAL» изменяли от 0,1 до 1,0. Результаты сопоставления показали, что напряженно-деформированное состояние трубы практически совпадает ($\Delta_{max} = \pm 5,28 \%$) при коэффициенте $K_c = 0,3$ (результаты приведены в табл. 1).

В ходе расчетов смещения плит земной коры в разломе принимались равными 1, 2, 3, 4 и 5 м; интенсивности землетрясения 8, 9 и 10 баллов; диаметры труб 820, 1020 и 1220 мм; толщины стенок 22, 24, 26, 29 и 32 мм.

Таблица 1. Максимальные напряжения в трубе, полученные по программе «MAGISTRAL»

Диаметр трубы D , мм	Максимальные напряжения в трубе σ , МПа					
	Интенсивность землетрясения, балл					
	8	9	10			
	Толщина стенки трубы δ , мм					
	26	29	32			
	Смещение плит в разломе h , м					
	2	3	3	4	4	5
1220	347	427	425	484	508	530
Δ_{1220} , %	$\pm 0,86$	$\pm 1,67$	$\pm 1,16$	$\pm 0,83$	$\pm 1,60$	0
1020	332	406	405	445	470	505
Δ_{1020} , %	$\pm 0,61$	$\pm 4,10$	$\pm 1,22$	$\pm 1,14$	0	$\pm 1,00$
820	312	379	378	414	440	461
Δ_{820} , %	$\pm 0,65$	$\pm 5,28$	$\pm 0,53$	$\pm 0,98$	0	$\pm 0,22$

Расчеты показали, что основным фактором, влияющим на величину напряжения в растянутой зоне трубы, является изгиб от смещения плит. Другим фактором, влияющим на величину напряжения в трубе, является интенсивность землетрясения. При изменениях интенсивности землетрясения от 8 до 10 баллов напряжение возрастает в 1,2 - 1,4 раза. Изменение диаметра трубопровода с 820 до 1220 мм приводит к повышению максимального напряжения в растянутой зоне в 1,1 - 1,2 раза. Результаты расчетов для нефтепроводов диаметром 1220 мм приведены в табл. 2 и на рис. 4.

Результаты расчетов, полученные по программам «DYNAMIC-S» и «MAGISTRAL», дали возможность исследовать деформацию труб в зоне разлома.

При деформации трубы можно выделить три характерных участка:

- L_1 – участок деформации трубы до разлома;
- L – участок деформации трубы в зоне разлома, где происходит основной изгиб трубопровода;
- L_2 – заключительный участок деформации трубы.

Протяженность траншеи с пологими участками L_{mp} в каждую сторону от тектонического разлома можно определить суммированием характерных участков деформации.

Результаты расчетов по определению длины участка L (для трубы диаметром 1220 мм) приведены в виде графических зависимостей (рис. 5). В расчетах учитывались параметры:

- величина вертикального смещения h плит земной коры в разломе от 1 до 5 м;
- толщина стенок δ трубы, принималась равной 19, 22, 24, 26, 29 и 32 мм;
- интенсивность землетрясения составляла 8, 9 и 10 баллов.

Остальные данные по нефтепроводу, нефти и грунту принимались в соответствии с положениями нормативно-правовых документов [7].

Таблица 2. Максимальные напряжения (изгиб + растяжение)
в растянутой зоне трубы диаметром 1220 мм

Смещение h плит в разломе, м	Максимальные напряжения, МПа, при толщине стенки трубы, мм				
	22	24	26	29	32
<i>Интенсивность землетрясения 8 баллов</i>					
1	254	235	228	210	203
2	378	354	347	324	316
3	459	434	427	402	395
4	> 500	> 500	470	461	439
5	> 500	> 500	> 500	> 500	> 500
<i>Интенсивность землетрясения 9 баллов</i>					
1	277	257	251	232	225
2	401	377	370	347	339
3	482	457	450	425	417
4	> 500	> 500	493	484	462
5	> 500	> 500	> 500	> 500	482
<i>Интенсивность землетрясения 10 баллов</i>					
1	322	303	296	278	271
2	447	422	416	392	385
3	> 500	> 500	495	470	463
4	> 500	> 500	> 500	> 500	> 500

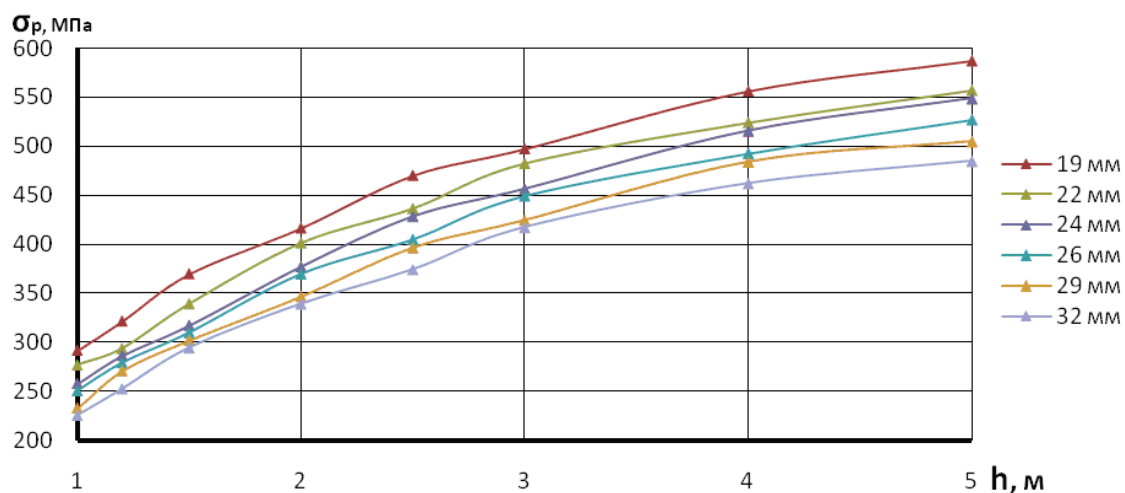


Рис. 4. Графики зависимости максимального напряжения (изгиб + растяжение) в растянутой зоне трубы диаметром 1220 мм от вертикального смещения h плит в тектоническом разломе при землетрясении интенсивностью 9 баллов

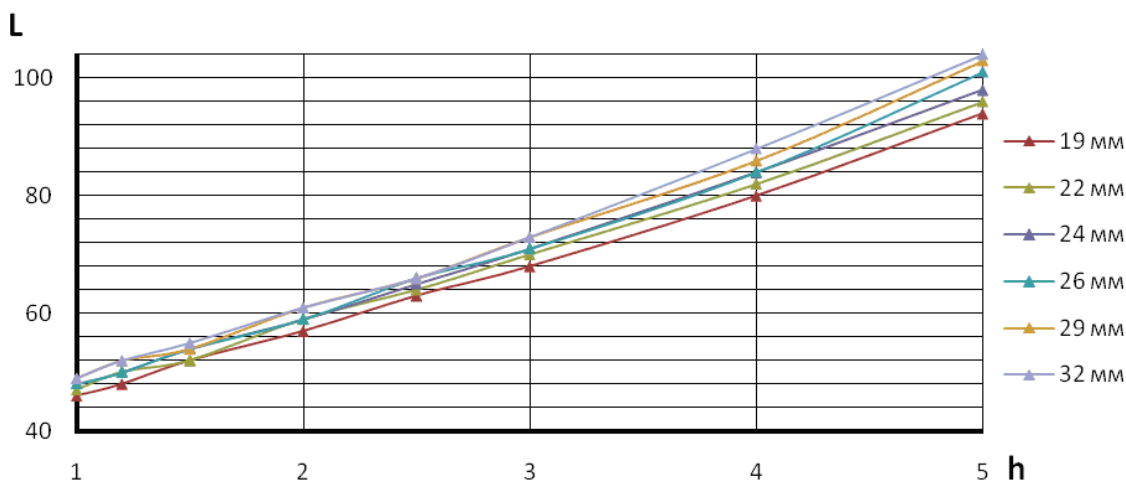


Рис. 5. Графики зависимости протяженности участка деформации L трубы от вертикального смещения h плит в тектоническом разломе и толщины стенки δ для диаметра трубы 1220 мм при землетрясении интенсивностью 9 баллов

На основании расчетов получены значения L_1 и L_2 (табл. 3).

Таблица 3. Участки деформации L_1 и L_2 в зоне разлома для труб диаметрами 820, 1020 и 1220 мм

Участки деформации, м	Диаметр труб, мм		
	820	1020	1220
L_1	14 ... 17	16 ... 20	18 ... 29
L_2	10 ... 15	13 ... 18	15 ... 19

При обосновании протяженности траншей с пологими откосами значения L_2 , приведенные в табл. 3, следует принимать максимальными по величине.

На участках нефтепровода в пределах активных тектонических разломов рекомендуется дополнительно устанавливать линейную запорную арматуру с целью минимизации разливов нефти при авариях, обусловленных возможными сейсмическими воздействиями. Выбор мест установки дополнительной линейной запорной арматуры должен быть осуществлен при соблюдении многих условий, в частности, запорная арматура должна устанавливаться на трубопроводе за границами прилегающих к разлому участков, в пределах которых возможны деформации трубы с учетом коэффициента запаса, равным 2; линейную запорную арматуру, для минимизации объемов возможных утечек на участках магистрального нефтепровода в пределах активных тектонических разломов, следует размещать как можно ближе к опасным участкам; линейную запорную арматуру следует размещать с одной стороны относительно разлома в месте выше по рельефу или с обеих сторон от границ тектонического разлома и т.д.

Выводы

1. Предложенный квазидинамический метод расчета нефтепровода на прочность в зоне тектонических разломов позволяет учитывать действующие на нефтепровод статические и динамические нагрузки и воздействия, причем расчет статических нагрузок проводится на основе решения дифференциального уравнения продольно-поперечного изгиба трубы, а расчет нагрузок от сейсмического воздействия – по нормативным документам.

2. С помощью квазидинамического метода исследовано влияние основных показателей активного тектонического разлома на напряженно-деформированное состояние трубопровода.

3. Метод имеет программную реализацию.

Работа, результаты которой использованы в данной научной публикации, выполнена при финансовой поддержке Министерства образования и науки РФ.

Литература

1. Специальные нормы проектирования и строительства. «Магистральный нефтепровод «Восточная Сибирь – Тихий Океан (ВСТО)». РД-16.01-74.20.00-КТН-058-1-05 / ОАО «Транснефть». Введ. 08.09.2005. М., 2005. 15 с.

2. Сергеев Д.О., Перльштейн Г.З., Хименков А.Н., Халилова Ю.В. Угаров А.Н. Использование результатов аэровизуального обследования при оценке опасности экзогенных геологических процессов на трассе магистрального нефтепровода // Электронный научный журнал "Нефтегазовое дело". 2011. № 6. С. 101-115. URL: http://www.ogbus.ru/authors/SergeevDO/SergeevDO_1.pdf.

3. Котляревский В.А., Ларионов В.И., Суцев С.П. Энциклопедия безопасности. Строительство, промышленность, экология. Т. 3. М.: Изд-во АСВ, 2010. 633 с.

4. Шаммазов А.М., Зарипов Р.М., Чичелов В.А., Коробков Г.Е. Расчет и обеспечение прочности трубопроводов в сложных инженерно-геологических условиях. Том 1. Численное моделирование напряженно-деформированного состояния и устойчивости трубопроводов. М.: Интер, 2005. 706 с.

5. Айнбиндер А.Б., Камерштейн А.Г. Расчет магистральных трубопроводов на прочность и устойчивость. М.: Недра, 1982. 340 с.

6. Александров А.А., Котляревский В.А., Ларионов В.И., Лисин Ю.В. Модель динамического анализа прочности магистральных нефтепроводов на сейсмические воздействия // Электронный научный журнал "Нефтегазовое дело". 2011. № 5. С. 66-88. URL: http://www.ogbus.ru/authors/Aleksandrov/Aleksandrov_1.pdf.

7. СНиП III-42-80. Магистральные трубопроводы / Госстрой СССР. Введ. 01.01.81. М., 2001. 38 с.

THE QUASIDYNAMIC METHOD OF ESTIMATION RELIABILITY OF OIL PIPELINES IN THE AREA OF TECTONIC FAULTS

A.A. Aleksandrov

*Bauman Moscow State Technical University, Moscow, Russia
e-mail: rector@bmstu.ru*

V.I. Larionov

*Scientific and Educational Center Extreme Situations Research
of Bauman Moscow State Technical University, Moscow, Russia
e-mail: lar@esrc.ru*

Yu.V. Lisin

*JSC «Transneft», Moscow, Russia
e-mail: transneft@ak.transneft.ru*

T.S. Sushchev

*«Strategic Technologies Analyses of Risk and Complex Safety» (STARC) LLC
Moscow, Russia, e-mail: tsushchev@nic-starc.ru*

Abstract. *This article present the information about the estimation of possible dangers when oil pipelines crosses areas with active tectonic faults. The quasidynamic method of estimation reliability of oil pipeline in the area of tectonic fault is offered. The method considers statics and dynamics stresses and exposures on the oil pipeline. The main idea of this method: the estimation of statics stresses is carried out on base of solving differential equation of twist-and-steer turn of pipeline and the estimation of stresses from seismic activity by regulatory documents.*

Keywords: *main oil pipeline, tectonic fault, stress, reliability, statics, dynamics, quasidynamics, exposure*

References

1. RD-16.01-74.20.00-KTN-058-1-05 “The Eastern Siberia – Pacific Ocean (ESPO)” Main Pipeline. Special design and construction standards. JSC “Transneft”, Moscow, 2005. 15 p.
2. Sergeev D.O., Perl'shtein G.Z., Khimenkov A.N., Khalilova Yu.V., A.N. Ugarov. Ispol'zovanie rezultatov aerovizual'nogo obsledovaniya pri otsenke opasnosti ekzogennykh geologicheskikh protsessov na trasse magistral'nogo nefteprovoda (The usage of aerial survey results for danger estimation of exogenous geological processes on the main pipeline), *Electronic scientific journal "Neftegazavoe delo - Oil and Gas Business"*, 2011, Issue 6, pp. 101-115.
http://www.ogbus.ru/authors/SergeevDO/SergeevDO_1.pdf.

3. Kotlyarevskii V.A., Larionov V.I., Sushchev S.P. Entsiklopediya bezopasnosti. Stroitel'stvo, promyshlennost', ekologiya. Tom 3 (Safety encyclopedia. Construction, industry, and ecology. Vol. 3). Moscow: ASV, 2008. 633 p.

4. Shammazov A.M., Zaripov R.M., Chichelov V.A., Korobkov G.E. Raschet i obespechenie prochnosti truboprovodov v slozhnykh inzhenerno-geologicheskikh usloviyakh. Tom 1. Chislennoe modelirovanie napryazhenno-deformirovannogo sostoyaniya i ustoichivosti truboprovodov (Calculation and to ensure the safety of pipelines in difficult engineering and geological conditions: in 2 volumes. Vol. 1. Numerical simulation of stress-strain state and stability of pipelines). Moscow, Inter, 2005. 706 p.

5. Ainbinder A.B., Kamershtein A.G. Raschet magistral'nykh truboprovodov na prochnost' i ustoichivost' (The calculation of pipelines on the strength and stability). Moscow, Nedra, 1982. 340 p.

6. Aleksandrov A.A., Kotlyarevskii V.A., Larionov V.I., Lisin Yu.V. Model' dinamicheskogo analiza prochnosti magistral'nykh nefteprovodov na seismicheskie vozdeistviya (The model of dynamic analysis of seismic effects strength of main pipelines) *Electronic scientific journal "Neftegazovoe delo - Oil and Gas Business"*, 2011, Issue 5, pp. 66-88. http://www.ogbus.ru/authors/Aleksandrov/Aleksandrov_1.pdf.

7. SNiP III-42-80. Magistral'nye truboprovody (Main pipelines). Gosstroy USSR. Moscow, 2001. 38 p.