

Интернет-журнал «Транспортные сооружения» <https://t-s.today>
Russian journal of transport engineering

2019, №3, Том 6 / 2019, No 3, Vol 6 <https://t-s.today/issue-3-2019.html>

URL статьи: <https://t-s.today/PDF/30SATS319.pdf>

DOI: 10.15862/30SATS319 (<http://dx.doi.org/10.15862/30SATS319>)

Ссылка для цитирования этой статьи:

Муравьева Л.В., Овчинников И.Г. Анализ заглубленных трубопроводов, проложенных под эксплуатируемыми трубопроводами, подвергнутых воздействию эксплуатационных нагрузок // Интернет-журнал «Транспортные сооружения», 2019 №3, <https://t-s.today/PDF/30SATS319.pdf> (доступ свободный). Загл. с экрана. Яз. рус., англ. DOI: 10.15862/30SATS319

For citation:

Muravieva L.V., Ovchinnikov I.G. (2019). Analysis of buried pipelines laid under the pipelines operation, is subjected to operational loads. *Russian journal of transport engineering*, [online] 3(6). Available at: <https://t-s.today/PDF/30SATS319.pdf> (in Russian). DOI: 10.15862/30SATS319

УДК 539.04

Муравьева Людмила Викторовна

Саратов, Россия
Доктор технических наук, доцент
E-mail: rfludmia@yandex.ru

Овчинников Игорь Георгиевич

ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия
ФГБОУ ВО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет», Пермь, Россия
Профессор
Доктор технических наук, профессор
E-mail: bridgesar@mail.ru

Анализ заглубленных трубопроводов, проложенных под эксплуатируемыми трубопроводами, подвергнутых воздействию эксплуатационных нагрузок

Аннотация. Морские подводные трубопроводы используются для экспорта нефти и газа с месторождения на платформу и на материк. Стабильность и целостность трубопроводов, имеет важное экономическое и экологическое значение. Успешная работа нефтегазовой отрасли сегодня базируется на треугольнике "безопасность-надежность-рентабельность (эффективность)". Важно правильно сбалансировать эти понятия, а иногда и противоположные позиции. Высокие технологические и эксплуатационные стандарты гарантируют безопасность человека и окружающей среды.

Пересечения технологических трубопроводов важны с точки зрения вывода из эксплуатации, из-за прямого воздействия на операции по выводу из эксплуатации операционных трубопроводов.

Совместное влияние комбинированной нагрузки, накладываемой при строительстве, и температурных воздействий при эксплуатации влияет на безопасность трубопровода. На ухудшение эксплуатационных свойств трубопровода, например, на прочность при сжатии труб, также влияют геометрические несовершенства труб, такие как овальность поперечного сечения.

Ключевые слова: заглубленный морской трубопровод; пересечение; комбинированные нагрузки; стабильность; целостность

Введение

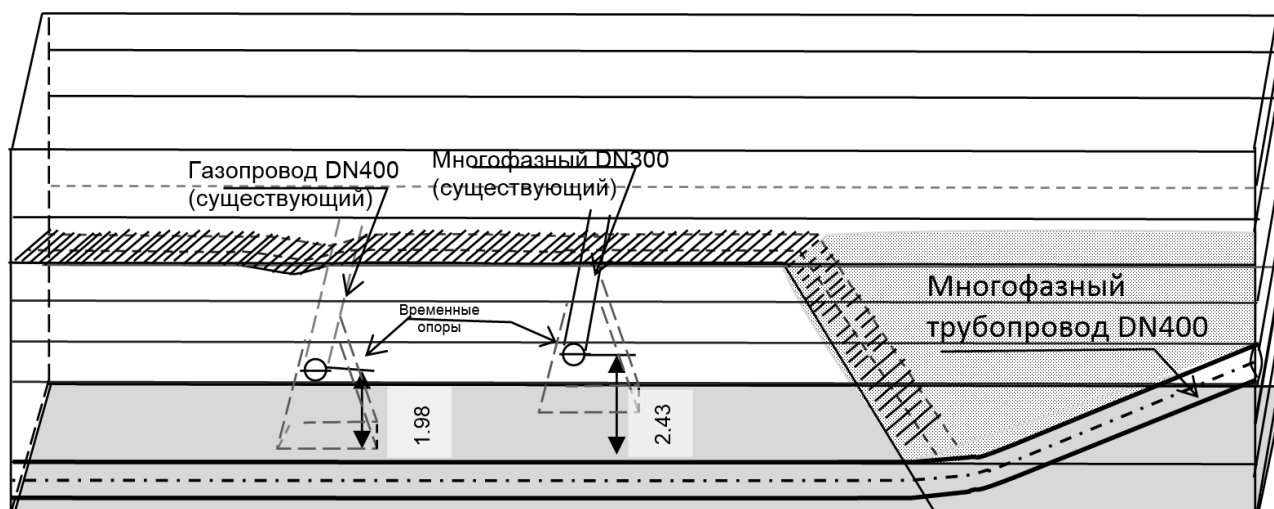
Пересечения морских трубопроводов возникают в течение продуктивной жизни бассейна по мере развития региона. Необходимость пересечения морским трубопроводом других трубопроводов по маршруту проектируемого трубопровода неизбежна в хорошо развитом бассейне. Если трубопровод пересекает другой работающий трубопровод, то участок трубопровода на месте пересечения остается, пока эксплуатируемый трубопровод не будет выведен из эксплуатации [1–7].

Высокая категория последствий отказа относится к платформам, где не планируется закрытие добычи нефти или газа до наступления проектного события (районы с высокой сейсмической активностью), и к платформам, поддерживающим основные транспортные линии к складским помещениям для периодической отгрузки нефти [8–15].

При обустройстве месторождения им. В. Филановского в Каспийском море проектируемые подводные трубопроводы в районе установки ледостойкой стационарной платформы пересекают ряд трубопроводов, соединяющих данное месторождение с существующими межпромысловыми трубопроводами: многофазный трубопровод (\varnothing 300 мм) и газопровод (\varnothing 400 мм). Пересечения трубопроводов требуют особого внимания с учетом их вывода из эксплуатации.

При обустройстве месторождения используется вариант решения пересечения трубопроводов с помощью протаскивания новых строящихся трубопроводов под существующими трубопроводами и разработки подводного котлована глубиной до 5,75 м и под ними. После окончания работ необходимо выполнить обратную засыпку подводного котлована до проектных отметок дна.

Пример схемы расположения пересекающихся трубопроводов представлен на рис. 1.



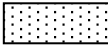

Условные обозначения  – засыпка проектируемого трубопровода грунтом;  – поверхность морского дна

Рисунок 1. Расстояния по вертикали между проектируемым многофазным трубопроводом и существующими трубопроводами (составлено авторами)

Более распространенной ситуацией в глубоководной среде является ситуация, когда существующий трубопровод проложен на морском дне. В этом случае прокладка морских заглубленных трубопроводов выполняется с заглублением в морское дно. Вертикальные и горизонтальные перемещения морской платформы и трубопроводов определяются с учетом

первоначального расчета первичной и вторичной консолидации грунтов, слагающих морское дно, чтобы не повредить трубы, подключенные к платформе.

1. Постановка проблемы

Морские незаглубленные трубопроводы имеют меньше ограничений при движении труб в горизонтальном и вертикальном направлениях, чем наземные. Потеря устойчивости, выпучивание представляют собой основной вариант «отказа» для морских трубопроводов при сжатии из-за температурных воздействий. Низкая прочность грунтов морского дна приводит к поведению трубопровода, более похожему на поведение кабеля, чем на поведение балки. При этом осевое натяжение и напряжения изгиба рассматриваются, как основные напряжения.

Прокладка морских трубопроводов с заглублением в морское дно выполняется для защиты их от механических воздействий (тралов), а в сезоннопромерзающих морях от ледовых образований.

Для морских трубопроводов в DNV (2000)¹ разработано уравнение для отношения D/t меньше 45. В уравнении (1) учтено отношение предела текучести к пределу растяжения.

$$\varepsilon_{cr} = 0.78 \left(\frac{t}{D} - 0.01 \right) \left(1 + 5 \frac{\alpha_h}{\sigma_y} \right) \alpha_h^{-1.5} \alpha_{gw}, \quad (1)$$

где ε_{cr} – предельная изгибная деформация, t – толщина стенки после рассмотрения припуска на коррозию, σ_y – напряжение текучести труб, α_h максимальное усилие с учетом коэффициента прочности на растяжение и α_{gw} коэффициент кольцевого сварного шва. Канадские и норвежские стандарты не учитывают опасность распространения сейсмических волн для морских трубопроводов.

2. Выбор основной системы

Модель заглубленного морского трубопровода принимается в виде балки на упругом основании. Упругие сопротивления грунта перемещениям трубопровода задаются в виде пружин вдоль продольной оси трубопровода в горизонтальном и поперечном направлениях.

Рассмотрим дифференциальные уравнения (2) и (3).

$$EJ_x \frac{d^4 y}{dz^4} - N(z) \frac{d^2 y}{dz^2} = q_y(z); \quad (2)$$

$$\frac{d^2 w}{dz^2} = - \frac{q_z(z)}{\pi D E \delta_T}, \quad (3)$$

где y и w – вертикальное и продольное смещение трубы; $q_y(z)$ и $q_z(z)$ – вертикальная и продольная нагрузки на трубу; E – модуль упругости металла трубы; $N(z)$ – продольная (осевая) сила, H ; $J_y(z)$ – момент инерции поперечного сечения трубы относительно вертикальной оси y , совпадает с $J_x(z)$.

Первое уравнение (2) – это уравнение продольно-поперечного изгиба упругой балки в плоскости $y(z)$, а второе – уравнение (3) описывает поведение трубопровода при продольном сдвиге по оси z .

Расчетная схема модели с указанием всех нагрузок и воздействий представлена на рис. 2.

¹ Offshore standard Det Norske Veritas DNV-OS-F101 submarine pipeline systems, 2000, 166 p.

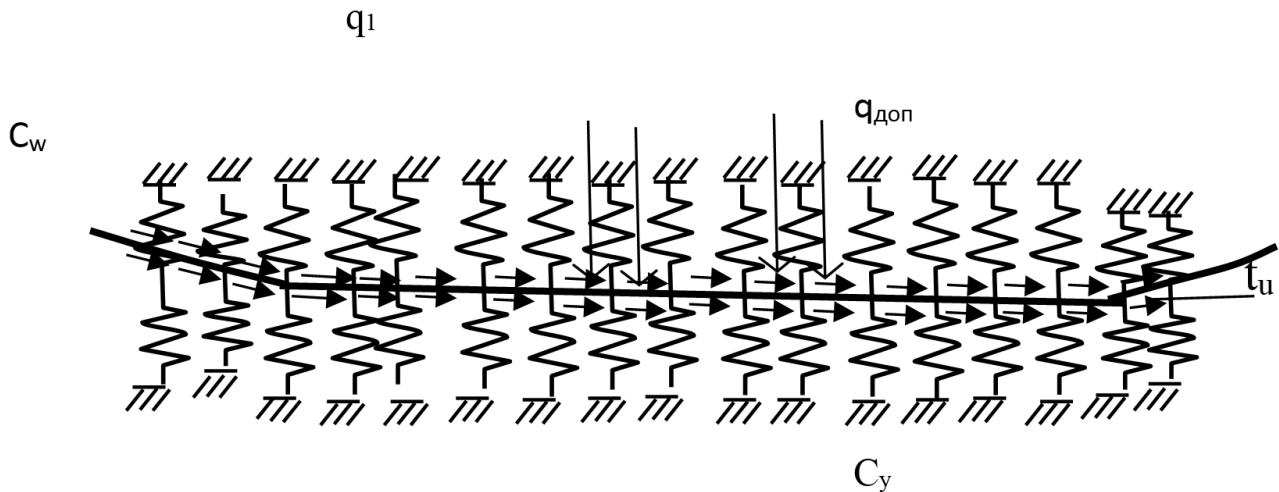


Рисунок 2. Расчетная схема участка трубопровода с указанием всех расчетных нагрузок: q_1 – вес грунта и собственный вес трубопровода; $q_{гр(н)} = -C_y \Delta v D$; C_y – коэффициент постели грунта при движении трубы вниз; $q_{доп}$ – вес временных опор (составлен авторами)

Изменение продольных размеров участков трубопровода вызывает продольное смещение трубы относительно грунта, при этом появляются силы, препятствующие смещению:

$$q_{гр(z)} = -\pi C_w \Delta w_z. \quad (4)$$

Здесь: C_w – коэффициент постели при продольном перемещении грунта; Δw_z – продольное смещение грунта; D – внешний диаметр трубы.

Нагрузка, действующая на трубопровод, складывается из веса грунта и собственного веса трубопровода:

$$q_1 = q_{св} + q_{гр}, \quad (5)$$

где $q_{св}$ – собственный вес трубы с продуктом на единицу длины, равный

$$q_{св(y)} = -\frac{\pi \gamma_r}{4} [D^2 - (D - 2\delta_T)^2] - \frac{\pi \gamma_{и}}{4} (D - 2\delta_T)^2 - \pi \gamma_{и} \delta_{и} (D + \delta_{и}), \quad (6)$$

(γ_r , γ_n , $\gamma_{и}$ – удельные веса металла трубы, нефти и изоляции; δ_r , $\delta_{и}$ – толщина стенки трубы и изоляции; D – внешний диаметр трубы).

3. Удлинение трубопровода вдоль продольной оси L_u будет

$$\Delta L_u = \int_{x=0}^{L_u} \frac{F(x)}{E_1 A_s} dx = \frac{F_0 L_u}{E_1 A_s} - \frac{t_u L_u^2}{2 E_1 A_s}, \quad (7)$$

где E_1 – модуль упругости металла трубы.

Осевое сопротивление t_u продольным перемещениям заглубленного морского трубопровода определяется по соотношению [1]:

$$t_u = \frac{\pi \cdot D}{2} \gamma \cdot H \cdot (1 + K_0) \tan \delta, \quad (8)$$

где K_0 – коэффициент давления грунта в покое, H – глубина от поверхности грунта до центра тяжести трубопровода, D – внешний диаметр трубы, γ – эффективный удельный вес грунта, δ – угол трения между трубой и грунтом. Среднее значение δ , при соотношении 2/3 от угла трения грунта засыпки ϕ .

Для заглубленных морских трубопроводов при определении сопротивления сдвигу используется давление переуплотнения. Определим прочность на сдвиг в зависимости от текущего давления консолидации и OCR [1]²:

$$s_u = S \cdot \sigma'_{v0} \cdot OCR^m, \quad (9)$$

здесь обозначено; σ'_{v0} – текущее эффективное напряжение вертикальной консолидации. OCR – коэффициент переуплотнения, а m – параметр грунта, определяющий форму кривой $s_u = f(OCR)$, где S – коэффициент недренированной прочности.

Выполним оценку влияния отклонений конструкции в виде смещения δ' на напряжения:

$$\delta' = \frac{1}{2\xi^2 EI} (F - \xi M). \quad (10)$$

Для заданной силы F в узле в продольном направлении имеем:

$$\xi = \sqrt[4]{\frac{Kg}{4EI}}. \quad (11)$$

Результирующий момент M определяется по формуле:

$$M = \frac{F}{3\xi}. \quad (12)$$

Полное напряжение в трубе определяется согласно соотношению (14):

$$\varepsilon_b = \frac{D}{2Rc}, \quad (13)$$

$$Rc = \frac{\sigma \pi D t}{p_u}, \quad (14)$$

где σ – осевое напряжение, p_u – максимальная погонная боковая сила взаимодействия грунт-труба, ε_b – деформации изгиба трубы и Rc – осевое напряжение в трубопроводе.

Предполагая, что отношение между осевыми напряжениями и напряжениями вдоль трубопровода остается упругим, записываем соотношение для продольной силы:

$$F(x) = E_1 A_s \varepsilon(x) = E_1 A_s \frac{du(x)}{dx}. \quad (15)$$

В трубопроводе от давления грунтов может наблюдаться сплющивание³.

Местная устойчивость стенки трубопровода при совместном действии изгибающего момента и продольной сжимающей силы обеспечивается выполнением условия

$$\frac{\varepsilon_b}{\varepsilon_{1cr}} \leq \theta^*, \quad (16.1)$$

где ε_b – предельно допустимая изгибная деформация; ε_{1cr} – критическая продольная деформация только при изгибе трубопровода; θ^* – параметр овальности сечения трубы (рис. 3).

Параметр овальности

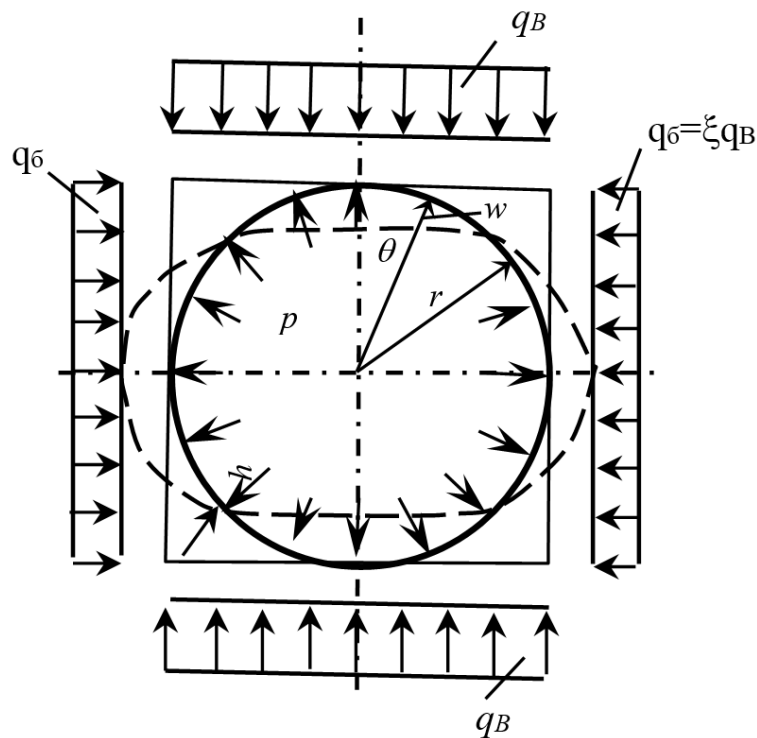
$$\theta^* = \sqrt{\frac{1+(\sigma_{cr}^*)^2}{1+(\sigma_{cr}^*/f)^2}}, \quad (16.2)$$

² DNVGL-RP-F114, Pipe-soil interaction for submarine pipelines 2017, 97p.

³ Национальный стандарт РФ ГОСТ Р 55990-2014 "Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования" (утв. приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 1 апреля 2014 г. N 278-ст).

где характеристика f вычисляется по формуле

$$f = \sqrt{1 + \left(\frac{\theta_0/100 \cdot D}{t_{nom}}\right)^2} - \frac{\theta_0/100 \cdot D}{t_{nom}}. \quad (16.3)$$



Обозначено $q_z = \sigma_z = \sigma_B = \gamma z$, и боковое давление грунта на глубине z равно $\sigma_6 = \xi \gamma z$, здесь ξ – коэффициент бокового давления грунта в условиях естественного залегания

Рисунок 3. Схема оваллизации сечения трубопровода (составлен авторами)

В стальных трубопроводах потеря устойчивости (выпучивание) происходит, когда овальность достигает около 2 %¹. Иностраные требования⁴ к конструкции обычно ограничивают величину допустимой овальности поперечного сечения для новых стальных трубопроводов другими значениями (например, 3 % в API RP-1102).

3. Проверка по предельным параметрам

Осевая деформация трубы с учетом соотношения Рамберга-Осгурда (табл. 1) рассчитывается по выражению:

$$\varepsilon_a = \frac{\sigma}{E} \left[1 + \frac{n}{1+r} \left(\frac{\sigma}{\sigma_y} \right)^r \right], \quad (17)$$

где n и r – параметры модели Рамберга-Осгурда, E – модуль упругости стали, σ_y – эффективный предел текучести металла труб. Основываясь на соотношении Рамберга-Осгурда в уравнении (14), полное удлинение можно выразить в терминах интеграла осевого напряжения:

$$\Delta L = \frac{2}{E} \int_0^{L_u} \sigma \left[1 + \frac{n}{1+r} \left(\frac{\sigma}{\sigma_y} \right)^r \right] dx. \quad (18)$$

⁴ API 1111 Recommended practice, third edition, Design, Construction, Operation, and Maintenance of Offshore Hydrocarbon Pipelines. American Petroleum Institute, 1999, 58 p.

Таблица 1

Значения предела текучести и коэффициентов Рамберга-Осгурда минимального удлинения для стали степени-X по API 5L [1]

Характеристики стали	Grade-B	X-42	X-52	X-60	X-70	X-80
Предел текучести (МПа)	241	290	359	414	483	552
Минимальное удлинение %	18 %	18 %	16 %	15 %	13 %	12 %
<i>n</i>	10	15	9	10	5.5	16
<i>r</i>	100	32	10	12	16.6	16

Внутреннее давление в трубе оказывает влияние на увеличение локальной деформации изгиба.

$$\sigma_{cr} = acEt/R, \tag{19}$$

где *c* – локальный параметр изгиба, α – коэффициент уменьшения пластичности.

Снижение пластичности определяется как:

$$\alpha = 1.10 \sqrt{\frac{E_s E_t}{E^2}}, \tag{20}$$

где E_s и E_t – секущий и касательный модули для рассматриваемого уровня напряжения.

В диапазоне соотношений $25 < D/t < 250$, в трубопроводе возможно локальное смятие, приводящее к нарушению круглой формы трубы (рис. 4).

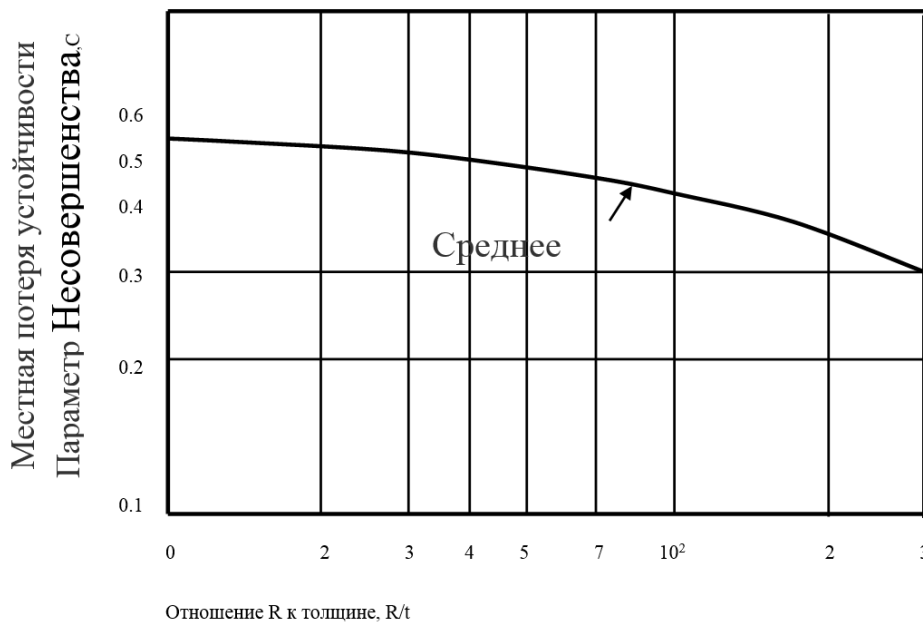


Рисунок 4. Зависимость параметра местной потери устойчивости от D/t (составлен авторами)

Отношения для E_s и E_t определяются по формулам:

$$\frac{E}{E_s} = 1 + \frac{3}{7} \left(\frac{\sigma}{\sigma_{0.7}} \right)^{n-1}; \tag{23}$$

$$\frac{E}{E_t} = 1 + \frac{3}{7} n \left(\frac{\sigma}{\sigma_{0.7}} \right)^{n-1}, \tag{24}$$

где $\sigma_{0.7}$ – напряжение, соответствующее пересечению линии секущего модуля 0.7 E и фактической кривой напряжения-деформации.

Коэффициент снижения пластичности является функцией уровня напряжений, и потому необходима итеративная процедура для определения критического напряжения.

Эксплуатация нефтепроводов с циклическими изменениями давления в магистральной приводит к гидравлическим ударам и поперечным колебаниям стальной оболочки трубопровода с частотой ω_y . Частота $\omega_y = \frac{1}{\lambda} = \frac{u}{2L}$, L – расстояние между задвижками.

Учитывая радиальные деформации тонкостенной оболочки трубопровода при гидравлическом ударе, получим выражения для определения максимальных величин напора и линейной скорости жидкости:

$$y_{max} = y_0 + F(t), \quad (25.1)$$

$$v_{max} = v_0 + \frac{g}{u} F(t), \quad (25.2)$$

где y_0 и v_0 – высота напора и линейная скорость потока при установившемся режиме течения жидкости и полностью открытой напорной задвижке.

Влияние транспортируемой среды на деформации цилиндрической оболочки трубопровода при гидравлических ударах описывается выражением:

$$F(t) = \frac{u \cdot v_0}{g} \left[f \cdot \left(1 - \frac{t}{\tau}\right)^2 - \left(1 - \frac{t}{\tau}\right) \times \sqrt{1 + 2f + f^2 \cdot \left(1 - \frac{t}{\tau}\right)^2} \right], \quad (25.3)$$

где τ – время открытия напорной задвижки, $f = \frac{1}{2} \sqrt{\frac{W_1}{W_2}}$ – функция кинетической энергии течения жидкости в трубопроводе, $W_1 = \frac{\gamma}{g} \cdot S \cdot 1 \cdot \frac{v_0^2}{2}$ – кинетическая энергия установившегося течения жидкости при полностью открытой задвижке, в единице длины трубопровода; $W_2 = \frac{\gamma^2 \cdot y_0^2}{\zeta} \cdot 1 \cdot S + 1 \cdot \left(\frac{\gamma \cdot y_0 \cdot D}{2}\right)^2 \cdot \frac{\pi D}{E \cdot \delta}$ – энергия радиальной деформации оболочки трубопровода.

Функция вариации радиальных перемещений цилиндрической оболочки трубопровода во времени при гидравлических ударах, определяется из уравнения

$$\Delta w(t) = (y_{max} - y_0) \frac{\rho \cdot g D^2}{4E\delta} \sin \omega_y t = \frac{F(t) \rho \cdot g D^2}{4E\delta} \sin \omega_y t, \quad (25.4)$$

Пример 1.

Определим значения радиальных перемещений цилиндрической оболочки по (25.4).

при гидравлическом ударе 0.525 имеем $\Delta w(t) = 0.043$;

Пример 2.

Наружный диаметр трубы $D_n = 53$ см; толщина стенки $\delta = 1.8$ см; транспортируемый продукт – газ, рабочее давление 14.5 МПа, масса единицы длины трубы $m = 1,03$ т/1 пог. м (с учетом массы заполняющего трубу продукта – природного газа); $\sigma_{min} = 412$ МПа (42 кгс/мм²), $\sigma_{min}^u = 245$ МПа.

Общая деформация морских трубопроводов от термического воздействия и давления при температуре транспортировки 50 °С равна $7,772 \times 10^{-4}$ м.

При заглублении трубопровода в морское дно с характеристиками: $c = 2$ и $\varphi = 28^\circ$ и глубиной погружения 5,75 м, сопротивление грунта продольным перемещениям трубопровода равно $t_u = 8.612$ МПа.

Отклонение конструкции в виде смещения δ' в продольном направлении с учетом предела сжатия грунта равно $7,93 \times 10^{-4}$ м:

Полное удлинение трубопровода в продольном направлении L_u составит 0,031 м.

Осевая деформация трубы с учетом соотношения Рамберга-Осгурда для X80 (табл. 1) составит $9,565 \times 10^{-4}$ м.

Выполним оценку устойчивости формы поперечного сечения трубопровода.

ε_b предельно допустимая деформация 4×10^{-3} м.

Критическая деформация $\varepsilon_{1cr} = 2,5 \times 10^{-3}$ м.

Расчетное значение $\theta^* = 2$ %.

Параметр овальности $\theta^* = 0,635$, при значении характеристики f равной 0,236.

Устойчивость формы поперечного сечения трубопровода обеспечена.

Выводы

В статье рассмотрены расчетные соотношения и требования по проверке целостности поперечного сечения проектируемого трубопровода при пересечении существующих трубопроводов. Выполненные расчеты показали, что значение параметра овальности составляет 0,635 и находится в допустимых пределах, но расчеты выполнены с учетом технологических условий эксплуатации без учета сейсмической составляющей района строительства.

ЛИТЕРАТУРА

1. Michael J. O'Rourke, (Jack) X. Liu, Seismic Design of Buried and Offshore Pipelines, Published by MCEER (University at Buffalo), State University of New York 2012, 384 p.
2. Елисеев В.В., Механика деформируемого твердого тела, 2006 г., 231 с.
3. Xinjian Zhang, Leon R.L. Wang, Isao Ishibashi, Lateral Stiffness and Damping Coefficient of Soils for Seismic Analysis of Buried Pipelines, Second International Conference on Recent Advances in Geotechnical Earthquake Engineering & Soil Dynamics, Mar 11th – Mar 15th 1991.
4. Елисеев В.В. Механика деформируемого твердого тела, 2006 г., 231 с.
5. George P. Kouretzis, Dimitrios K. Karamitros, Scott W. Sloan, Analysis of buried pipelines subjected to ground surface settlement and heave, Can. Geotech. J., 2014, pp. 1058–1071 (2015) www.nrcresearchpress.com/cgj.
6. Gullik Anthon Jensen Offshore Pipe laying Dynamics. Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, February 2010. 150 p.
7. Boyun Guo, Shanhong Song, Ali Ghalambor, Tian Ran Lin, Offshore Pipelines: Design, Installation, and Maintenance 2nd Edition, Gulf Professional Publishing, 2013, 400 p.
8. Yinghui Tian, Mark Cassidy, Chee Khang Chang, Assessment of offshore pipelines using dynamic lateral stability analysis, March 2015, Applied Ocean Research 50.
9. Run Liu, Wen-bin Liu, Xin-li Wu, Shu-wang Yan, Global lateral buckling analysis of idealized subsea pipelines, Journal of Central South University, 2014, Volume 21, Issue 1, pp. 416–427.
10. Yinghui Tian, Mark J. Cassidy, Chee Khang, Assessment of offshore pipelines using dynamic lateral stability analysis. 50 (2015) Centre for Offshore Foundation Systems and ARC CoE for Geotechnical Science and Engineering, University of Western Australia / Applied Ocean Research, Australia, 11 p.
11. N.I. Thusyanthan, S.A. Ganesan, M.D. Bolton, Upheaval buckling resistance of pipelines buried in clayey backfill, The Eighteenth (2008) International Offshore and Polar Engineering Conference Vancouver, Canada, July 6–11, 2008,
12. Alex Aynbinder, Special Report: New method assesses the risk of upheaval buckling for submerged Pipelines, Oil and Gas Journal, 2008. 8 p.
13. Mark Finch and Rob Fisher, Integrated Approach to Pipeline Burial in the 21st Century. University of Cambridge, UK.
14. Andrew Palmer, Alex Baumgard, Technical Standards and Specifications Including Safety Standards for Natural Gas, Petroleum & Natural Gas Regulatory Board, December, 2008, 50 p.
15. Husain Abbas, Tan Kiang Hwee, Upheaval Buckling Analysis of Buried Offshore Pipelines under High Temperature and High Pressure, Advanced Materials Research (Volumes 919–921) Pages: 292–295.
16. P. Liu et al., "Upheaval Buckling Analysis of Buried Offshore Pipelines under High Temperature and High Pressure", Advanced Materials Research, Vols. 919–921, pp. 292–295, 2014.

Muravieva Liudmila Victorovna

Saratov, Russia
E-mail: rfludmia@yandex.ru

Ovchinnikov Igor Georgievich

Industrial university of Tyumen, Tyumen, Russia
Perm national research polytechnic university, Perm, Russia
E-mail: bridgesar@mail.ru

Analysis of buried pipelines laid under the pipelines operation, is subjected to operational loads

Abstract. Today's successful operation within the oil and gas industry is based on the triangle "Safety – Reliability – Profitability (Efficiency)".

It is of high importance to properly balance these different and sometimes opposite positions. The article describes the characteristics of the strength of the buried offshore pipeline. Pipe geometric imperfections as the cross section ovality, combined load effects as axial and bending loads superimposed to the external pressure, material properties as compressive yield strength in the circumferential direction and across the wall thickness etc., significantly interfere in the definition of the demanding, in such projects, minimum wall thickness requirements.

Keywords: buried offshore pipeline; crossing; combined loads; stability; integrity

REFERENCES

1. Michael J. O'Rourke, (Jack) X. Liu (2012). *Seismic Design of Buried and Offshore Pipelines*, Buffalo: Published by MCEER (University), New York: State University, p. 384.
2. Eliseev V.V. (2006). *Mekhanika deformiruemogo tverdogo tela. [Mechanics of a deformable solid.]* p. 231.
3. Xinjian Zhang, Leon R.L. Wang, Isao Ishibashi (1991). *Lateral Stiffness and Damping Coefficient of Soils for Seismic Analysis of Buried Pipelines*.
4. George P. Kouretzis, Dimitrios K. Karamitros, Scott W. Sloan (2014). Analysis of buried pipelines subjected to ground surface settlement and heave. *Can. Geotech. J.*, [online] pp. 1058–1071. Available at: www.nrcresearchpress.com/cgj.
5. Gullik Anthon Jensen (2010). *Offshore Pipe laying Dynamics*. Trondheim: Norwegian University of Science and Technology, p. 150.
6. Boyun Guo, Shanhong Song, Ali Ghalambor, Tian Ran Lin (2013). *Offshore Pipelines: Design, Installation, and Maintenance*. Gulf Professional Publishing, p. 400.
7. Yinghui Tian, Mark Cassidy, Chee Khang Chang (2015). Assessment of offshore pipelines using dynamic lateral stability analysis. *Applied Ocean Research*, 50.
8. Run Liu, Wen-bin Liu, Xin-li Wu, Shu-wang Yan (2014). Global lateral buckling analysis of idealized subsea pipelines. *Journal of Central South University*, 1(21), pp. 416–427.
9. Yinghui Tian, Mark J. Cassidy, Chee Khang (2015). Assessment of offshore pipelines using dynamic lateral stability analysis. *Applied Ocean Research, Australia*, 50, p. 11.

10. N.I. Thusyanthan, S.A. Ganesan, M.D. Bolton (2008). *Upheaval buckling resistance of pipelines buried in clayey backfill*. Vancouver, Canada.
11. Alex Aynbinder (2008). Special Report: New method assesses the risk of upheaval buckling for submerged Pipelines. *Oil and Gas Journal*, p. 8.
12. Mark Finch and Rob Fisher (n.d.). *Integrated Approach to Pipeline Burial in the 21st Century*. United Kingdom: University of Cambridge.
13. Andrew Palmer, Alex Baumgard (2008). Technical Standards and Specifications Including Safety Standards for Natural Gas. *Petroleum & Natural Gas Regulatory Board*, p. 50.
14. Husain Abbas, Tan Kiang Hwee (n.d.). *Upheaval Buckling Analysis of Buried Offshore Pipelines under High Temperature and High Pressure*. *Advanced Materials Research*. Volumes 919–921, pp. 292–295.
15. P. Liu and etc. (2014). Upheaval Buckling Analysis of Buried Offshore Pipelines under High Temperature and High Pressure. *Advanced Materials Research*. Volumes 919–921, pp. 292–295.