

УДК 622.692.4.053
DOI: 10.18799/24131830/2024/3/4222
Шифр специальности ВАК: 2.8.5

Нештатная ситуация при строительстве подводного перехода методом наклонно-направленного бурения

Р.Р. Хасанов, А.Е. Наставшев✉

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Россия, г. Уфа

✉a.nastavshev1@yandex.ru

Аннотация. Актуальность. Рассматривается проблема строительства подводных переходов магистральных трубопроводов методом наклонно-направленного бурения с использованием труб с бетонным покрытием. Данная проблема является актуальной, так как на сегодняшний день отсутствует нормативно-техническая документация, регламентирующая алгоритм расчёта минимально допустимого радиуса упругого изгиба обетонированного трубопровода в скважине. Известны ситуации, когда проектными организациями были приняты неверные проектные решения, которые привели к застреванию трубной плети, лишним экономическим затратам и задержке в графиках производства работ. **Цель:** исследовать инцидент, связанный с застреванием трубной плети при строительстве подводного перехода магистрального трубопровода методом наклонно-направленного бурения; определить минимально допустимый радиус упругого изгиба обетонированного трубопровода и фактические параметры пилотной скважины. **Объект:** подводный переход магистрального трубопровода, сооружаемый методом наклонно-направленного бурения. **Методы:** изучение литературы и нормативных документов по строительству подводных переходов магистральных трубопроводов и анализ инцидента, при котором произошло застревание трубопровода, сооружаемого из труб с бетонным покрытием. **Результаты.** Авторами обоснован расчёт минимально допустимого радиуса упругого изгиба трубопровода с бетонным покрытием исходя из требований отечественной нормативно-технической документации. Произведен расчёт данной величины аналитическим методом, основываясь на исследованиях изгибной жесткости бетонных конструкций зарубежными учёными, а также расчёт фактических параметров пилотной скважины. Полученные значения исследуемых величин были проанализированы, и дано заключение о причинах инцидента, связанного с застреванием трубной плети.

Ключевые слова: обетонированные трубы, подводный переход, наклонно-направленное бурение, строительство, радиус упругого изгиба

Для цитирования: Хасанов Р.Р., Наставшев А.Е. Нештатная ситуация при строительстве подводного перехода методом наклонно-направленного бурения // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2024. – Т. 335. – № 3. – С. 230–239. DOI: 10.18799/24131830/2024/3/4222

UDC 622.692.4.053
DOI: 10.18799/24131830/2024/3/4222

Incident during construction of an underwater passage by directional drilling

R.R. Khasanov, A.E. Nastavshev✉

Ufa State Petroleum Technical University, Ufa, Russian Federation

✉a.nastavshev1@yandex.ru

Abstract. Relevance. This paper considers the issue of construction of underwater passages of trunk pipelines by the directional drilling method using concrete weight coated pipes. This issue is relevant, since at the present moment there is no standards and technical documentation regulating the calculation procedure of the minimum allowable elastic bend radius of a pipeline with concrete coating in a well. There are situations when design institutes made incorrect design decisions as a

result, the pipe string got stuck during works. Those incidents led to unnecessary economic expenditures and a delay in the work implementation plan. **Aim.** To study the issues which related with the sticking of the pipe string during the construction of the underwater passage of the main pipeline by the method of directional drilling; calculate the minimum allowable elastic bend radius of a pipeline with concrete coating and the actual parameters of the pilot drillhole. **Objects.** An underwater passage of a trunk pipeline constructed by the method of directional drilling. **Methods.** Study of standards and technical documents on the construction of underwater crossings of main pipelines and an analysis of the incident in which a pipeline with concrete weight coating got stuck. **Results.** The authors substantiate the calculation of the minimum allowable elastic bend radius of a pipeline with a concrete coating based on the requirements of domestic standards and technical documentation. The authors have calculated this value by an analytical method, based on studies of the bending stiffness of concrete structures by foreign scientists, as well as actual parameters of the pilot drillhole. The obtained results of the studied values were analyzed and a conclusion was given about the causes of the incident associated with the sticking of the pipe string.

Keywords: concrete weight coated pipes, underwater passage, directional drilling, construction, elastic bend radius

For citation: Khasanov R.R., Nastavshev A.E. Incident during construction of an underwater passage by directional drilling. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2024, vol. 335, no. 3, pp. 230–239. DOI: 10.18799/24131830/2024/3/4222

Введение

В последние десятилетия набирает популярность использование труб с бетонным покрытием для строительства подводных переходов способом наклонно-направленного бурения (ННБ). Трубы с данным покрытием имеют множество преимуществ, но также недостатков, например, трубы с бетонным покрытием характеризуются повышенной изгибной жесткостью поперечного сечения [1].

Задачей данного исследования является разработать методику определения минимально допустимого радиуса упругого изгиба обетонированного трубопровода, сооружаемого методом наклонно направленного бурения. Объектом исследования выступает подводный переход магистрального трубопровода, сооружаемого методом наклонно направленного бурения, с использованием обетонированных труб.

Как отмечается в работе [2], балластировка подводных трубопроводов сплошным бетонным покрытием имеет ряд преимуществ по сравнению с балластировкой отдельными грузами.

Монолитное армированное бетонное покрытие характеризуется низкой стоимостью производства, низкой тепло- и электропроводностью, хорошей устойчивостью к коррозии. Наряду с этим данное покрытие обеспечивает [3]:

- механическую защиту антикоррозионного покрытия [4];
- возможность протаскивания трубопровода по всем известным типам спусковых дорожек и любым грунтам без нарушения изоляционного покрытия;
- значительное снижение тяговых усилий на береговых участках и при протаскивании в воде;
- невозможность смещения бетонного покрытия относительно тела трубы при сооружении подводного перехода методом протаскивания [2].

Помимо строительства трубопроводов в море, трубы с бетонной оболочкой применяются и на суше.

На практике трубопроводного строительства известны негативные случаи, произошедшие при строительстве подводных переходов трубопроводов методом наклонно-направленного бурения. В проектах было предусмотрено использование труб с бетонным покрытием. При выполнении протаскивания трубопровода в скважину из-за большого значения изгибной жесткости трубная плетель застревала, что приводило к экономическим издержкам, а также нарушало график производства работ.

Таким образом, поднимается вопрос об определении фактических геометрических параметров пилотной скважины протаскиваемого трубопровода. Данные проблемы усугубляются отсутствием нормативно-технической документации, учитывающей влияние бетонного покрытия на напряженно-деформированное состояние трубопровода, протаскиваемого в скважину.

В начале данной статьи рассмотрены требования нормативной документации по определению минимального радиуса изгиба обетонированного трубопровода, затем определено фактическое значение для анализируемого участка, после чего проведено сравнение с фактическими значениями, сформулированы рекомендации.

Определение радиуса упругого изгиба обетонированного трубопровода Требования отечественной нормативно-технической документации

Дальнейшие примеры расчетов определены для следующих исходных параметров: диаметр 1220 мм, бетон марки В60 плотностью 2500 кг/м³, сталь класса К55 с временным сопротивлением разрыву 549 МПа.

Радиус изгиба проектируемой скважины должен быть не менее радиуса упругого изгиба трубопровода, укладываемого способом ННБ [5–7].

Минимально допустимые радиусы упругого изгиба $R_{ст}$, обеспечивающие прокладку трубопроводов без опасных напряжений в стенках трубы, должны быть не менее [5]

$$R_{(ст1)} = 1200 \cdot D_{тр}, \quad (1)$$

где $D_{тр}$ – наружный диаметр трубопровода, 1,220 м.

$$R_{(ст1)} = 1200 \cdot 1,22 = 1464 \text{ м.}$$

Согласно [6] радиусы трассировки должны быть не менее допустимого радиуса упругого изгиба стального трубопровода $R_{ст}$, значение которого определяется аналогично выражению (1). Однако данный документ, в зависимости от назначения трубопровода, рекомендует увеличить минимальный радиус трассировки трубопровода для труб диаметром 820 мм и более до $1400 \cdot D_H$.

СП 341.1325800.2017 [7], утвержденный Приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ от 14 ноября 2017 г., однозначно указывает, что по технологическим условиям прокладки для труб диаметром 820 мм и более радиус упругого изгиба трубопровода $R_{(ст)}$ должен быть не менее $1400 \cdot D_H$. Следует обратить внимание на то, что данное требование не является рекомендательным и носит обязательный характер для принимаемых проектных решений, не зависимо от назначения трубопровода. Следовательно,

$$R_{(ст2)} = 1400 \cdot D_{тр},$$

$$R_{(ст2)} = 1400 \cdot 1,22 = 1708 \text{ м.}$$

Однако факт того, что на стальную трубу нанесено наружное бетонное покрытие «ЗУБ-КОМПОЗИТ» в оцинкованной оболочке, увеличивает изгибную жесткость плети протаскиваемого в скважину трубопровода. Следовательно, увеличивается минимальный радиус упругого изгиба обетонированного трубопровода $R_{(ст+об)}$.

Должно выполняться условие

$$R_{(ст+об)} \geq R_{(ст)}.$$

По состоянию на сегодняшний день не существует нормативных документов, которые бы регламентировали порядок расчета минимально допустимого радиуса упругого изгиба $R_{(ст+об)}$ таких обетонированных трубопроводов [8].

Единственный документ, который косвенно затрагивает вопрос об учете влияния бетонного покрытия на напряженно-деформированное состояние обетонированного трубопровода, это ВСН 005-88 [9].

Так, согласно [9], минимальный радиус упругого изгиба трубопровода (он прямо пропорционален его жесткости) со сплошным бетонным покрытием (без прорезей) определяется по формуле

$$R_{(ст+об)} = R_{\min}(1,03 + 0,0041\delta), \quad (2)$$

где $R_{\min}$ – минимальный радиус упругого изгиба необетонированного трубопровода; δ – толщина бетонного покрытия, 25 мм.

Необходимо отметить, что ВСН 005-88 [9] регламентирует порядок укладки обетонированных трубопроводов исключительно в траншею, в том числе подводную. Требования к параметрам упругоизогнутых участков трубопроводов, укладываемых в траншею, являются менее жесткими, чем при их укладке в скважину методом ННБ. Данное требование косвенно подтверждается значением радиуса упругого изгиба трубопровода, которое, согласно [9], должно определяться в соответствии с нормами СП 86.13330.2022 ($R_{\min} = 1220$ м).

Тогда из выражения (2) следует, что

$$R_{(ст+об)} = R_{\min}(1,03 + 0,0041 \cdot 25) = 1382 \text{ м.}$$

Подчеркивается, что данное значение минимального радиуса упругого изгиба обетонированного трубопровода $R_{(ст+об)}$ определено для плети, укладываемой исключительно в траншею.

Для предварительного расчета минимального радиуса упругого изгиба обетонированного трубопровода $R_{(ст+об)}$, протаскиваемого в скважину, также воспользуемся выражением (2). Значение минимального радиуса упругого изгиба $R_{\min}$ для данного случая принимается равным:

1. $R_{\min 1} = R_{(ст1)} = 1464$ м, согласно [5].

2. $R_{\min 2} = R_{(ст2)} = 1708$ м, согласно [7].

Соответственно

$$R_{(ст+об)} = 1464 \cdot (1,03 + 0,0041 \cdot 25) = 1658 \text{ м,}$$

$$R_{(ст+об)} = 1708 \cdot (1,03 + 0,0041 \cdot 25) = 1934 \text{ м.}$$

Аналитический метод определения радиуса упругого изгиба обетонированного трубопровода

Минимальный радиус упругого изгиба трубопровода из труб с бетонным покрытием определяется из условия прочности бетона при его работе на растяжение и, как следствие, возможного развития трещин в теле бетонного покрытия.

Согласно [10–12] прочность бетона на растяжение σ_{bt} в 10–20 раз меньше прочности бетона на сжатие σ_b .

При значениях прочности бетона на сжатие $\sigma_b = 37,5$ МПа (согласно сертификату соответствия на бетонное покрытие труб) прочность бетона на растяжение σ_{bt} будет находится в интервале 1,9–3,8 МПа.

Известно, что радиус упругого изгиба прямо пропорционален продольной жесткости бетонной обертки, работающей на изгиб

$$R_{(ст+об)} = \frac{E_{об} \cdot I_{об}}{M_{max}},$$

где $I_{об}$ – осевой момент инерции бетонной обертки, $I_{об} = 1\,894\,300\text{ см}^4$; M_{max} – максимальный изгибающий момент; $E_{об}$ – модуль упругости первого рода бетонной обертки. Согласно [13–15]

$$E_{об} = 4700 \cdot \sqrt{\sigma_b},$$

$$E_{об} = 4700 \cdot \sqrt{37,5} = 28\,781\text{ МПа}.$$

Максимальный изгибающий момент

$$M_{max} = \sigma_{изг}^{max} \cdot W_{об},$$

где $W_{об}$ – осевой момент сопротивления бетонной обертки, $W_{об} = 29\,831\text{ см}^3$; $\sigma_{изг}^{max}$ – максимальные растягивающие продольные напряжения в бетонной обертке от изгиба. Принимается равным прочности бетона на растяжение σ_{bt} , $\sigma_{изг} = 3,8\text{ МПа}$.

$$R_{(ст+об)} = \frac{28781 \cdot 0,018943}{3,8 \cdot 0,029831} = 4\,808,6\text{ м}.$$

На практике все же наблюдается снижение изгибной жесткости бетонного покрытия за счет образования трещин в нём (металлополимерная (оцинкованная) оболочка служит для сохранения бетонной обертки) [13]. Это свидетельствует о том, что минимальный радиус упругого изгиба обетонированного трубопровода $R_{(ст+об)}$ фактически меньше значения, определенного при расчёте по требованиям отечественной нормативно-технической документации.

Прежде всего, следует обратить внимание на то, что в незащищенной бетонным покрытием стыковой зоне обетонированного трубопровода при изгибе максимальные значения полей напряжений локализуются на границах этой зоны (границы стыковой зоны обозначены стрелками на изображении конечно-элементной сетки) (рис. 1). Причем максимальные значения напряжений на границах значительно превышают номинальные напряжения в стенке трубы обетонированного трубопровода.

Для уточнения величины $R_{(ст+об)}$ служит условие, при котором максимальные значения продольных изгибных напряжений в стенке трубы обетонированной стыковой зоны (зоны концентрации напряжений (ЗКН)) обетонированного трубопровода были бы равны максимальным значениям продольных изгибных напряжений в стенке трубы без бетонного покрытия. Тогда, если выразить максимальные продольные напряжения в ЗКН через номинальные продольные напряжения в стенке трубы, можно записать [16]

$$\sigma_{max} = \frac{E_{тр} D_{тр}}{2 \cdot R_{(ст)}} = k \frac{E_{тр} D_{тр}}{2 \cdot R_{(ст+об)}}, \quad (3)$$

где $E_{тр}$ – модуль упругости первого рода трубной стали, $E_{тр} = 2,1 \cdot 10^5\text{ МПа}$; $R_{(ст)}$ – минимальный радиус упругого изгиба аналогичного трубопровода без бетонной обертки; k – коэффициент пропорциональности.

Из выражения (3) следует соотношение

$$R_{(ст+об)} = k \cdot R_{(ст)}. \quad (4)$$

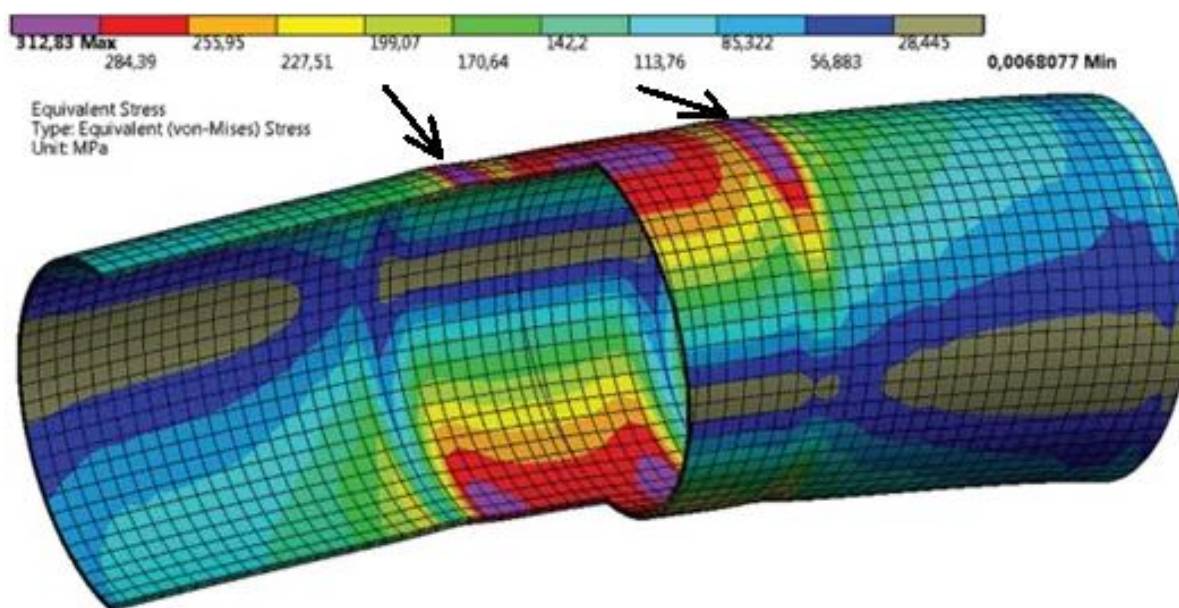


Рис. 1. Поля распределения эквивалентных напряжений в обетонированном трубопроводе при чистом изгибе (бетонное покрытие не показано) [16, 17]

Fig. 1. Equivalent stress pattern distribution in pipeline with concrete coating with pure flexure (concrete coating is not shown) [16, 17]

С другой стороны, получая радиус упругого изгиба $R_{(ст+об)}$ через изгибающий момент M , действующий на обетонированный трубопровод [16, 18],

$$\frac{1}{\rho_{об}} = \frac{M}{\sum_{i=1}^n E_i \cdot I_i'} \quad (5)$$

где $\sum_{i=1}^n E_i \cdot I_i$ – суммарная изгибная жесткость обетонированного трубопровода

$$\sum_{i=1}^n E_i \cdot I_i = E_{об} \cdot I_{об} + E_{тр} \cdot I_{тр}, \quad (6)$$

$I_{тр}$ – осевой момент инерции трубы, $I_{тр} = 0,01862 \text{ м}^4$.

С учетом выражений (5), (6) формула (3) переписывается в виде

$$\sigma_{max} = \frac{E_{тр} D_{тр}}{2 \cdot R_{(ст)}} = k \frac{E_{тр} D_{тр}}{2 \cdot R_{(ст+об)}} = k \frac{M \cdot E_{тр} \cdot D_{тр}}{2 \cdot (E_{об} \cdot I_{об} + E_{тр} \cdot I_{тр})}. \quad (7)$$

После преобразования уравнения (7) следует, что коэффициент пропорциональности k определяется следующим выражением

$$k = 1 + \frac{E_{об} \cdot I_{об}}{E_{тр} \cdot I_{тр}}.$$

$$k = 1 + \frac{28781 \cdot 0,018943}{2,1 \cdot 10^5 \cdot 0,01862} = 1,14.$$

Из выражения (4) следует, что минимальный радиус упругого изгиба для обетонированного трубопровода $R_{(ст+об)}$ будет равен

$$R_{(ст+об)3} = k \cdot R_{(ст1)} = 1,14 \cdot 1464 = 1669 \text{ м},$$

$$R_{(ст+об)4} = k \cdot R_{(ст1)} = 1,14 \cdot 1708 = 1947 \text{ м}.$$

Данные значения хорошо согласуются с величинами, определенными ранее по выражению (4) из ВСН 005-88 [9], и не противоречат нормам, прописанным в указанном документе (п.8.39–8.40).

В исследуемом проекте значение радиуса упругого изгиба трубопровода $R_{проект}$ принимается на 15 % больше расчетного минимального радиуса упругого изгиба $R_{(ст+об)}$ (запас 1,15), $R_{проект} = 2000 \text{ м}$.

Основным условием беспрепятственной проходки плети обетонированного трубопровода внутри скважины является соотношение принятых и рассчитанных (допускаемых) параметров

$$R_{проект} \geq R_{(ст+об)}. \quad (8)$$

Условие (8) выполняется для всех вариантов рассчитанных значений $R_{(ст+об)}$.

Тем не менее для расчетных случаев $R_{(ст+об)2} = 1934 \text{ м}$ и $R_{(ст+об)4} = 1947 \text{ м}$ запас составляет всего 3,3 и 2,7 % соответственно. При заложенном в проекте среднем запасе в 15 % принятый радиус упругого изгиба для данных двух случаев должен быть не менее 2200 м.

Определение фактических параметров пилотной скважины

Согласно [19, 20] для криволинейного участка трубопровода (участка поворота) характерны следующие тригонометрические зависимости (рис. 2):

- K – катет прямоугольного треугольника

$$K = R_{(ст+об)}^{\text{факт}} \cdot \operatorname{tg} \frac{a}{2}; \quad (9)$$

- B – часть биссектрисы кривой (за вычетом радиуса упругого изгиба)

$$B = R_{(ст+об)}^{\text{факт}} \cdot \left(\frac{1}{\cos \frac{a}{2}} - 1 \right);$$

- L_K – длина кривой

$$L_K = R_{(ст+об)}^{\text{факт}} \cdot \frac{\pi a}{180}.$$

где $R_{(ст+об)}^{\text{факт}}$ – фактический радиус изгиба пилотной скважины; a – угол поворота (угол между новым направлением трассы и продолжением старого направления).

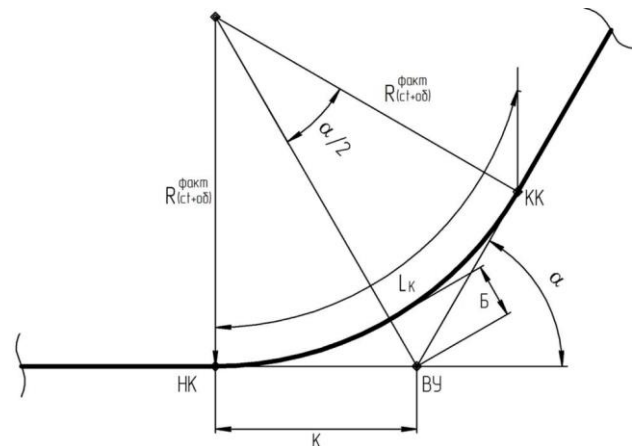


Рис. 2. Параметры поворота: НК – начало кривой; КК – конец кривой; ВУ – вершина угла

Fig. 2. Parameter of a bend: НК – beginning of the curve; КК – end of the curve; ВУ – angle vortex

На рис. 3 представлено фактическое положение пилотной скважины на первом прямолинейном и на первом криволинейном участках. Параметры криволинейного участка скважины приведены согласно горизонтальному и вертикальному масштабу исполнительной схемы.

Для определения фактического радиуса изгиба пилотной скважины используется формула (9). После несложных преобразований получается

$$R_{(ст+об)}^{\text{факт}} = \frac{K}{\operatorname{tg}(\frac{a}{2})}.$$

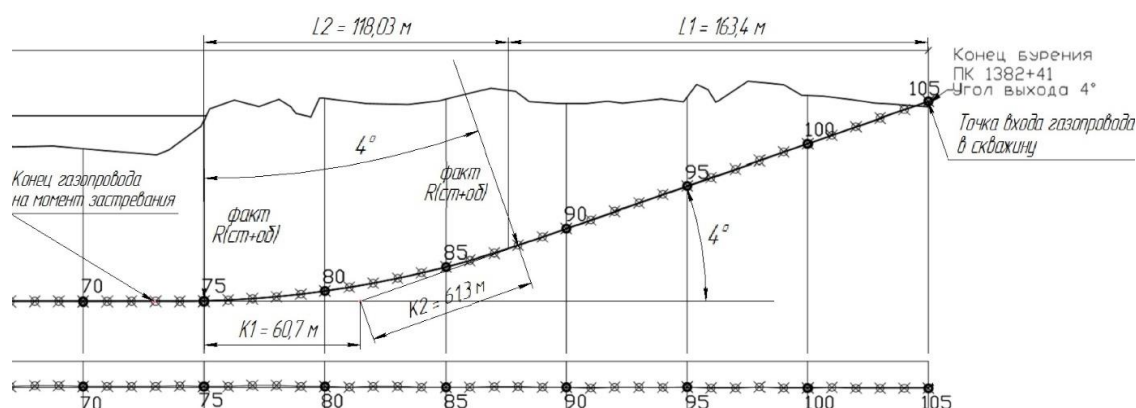


Рис. 3. Продольный профиль пилотной скважины на «проблемном» участке
Fig. 3. Grade line of a pilot drillhole in the «problem» area

Значение угла поворота на месте перехода от первого прямолинейного участка к первому криволинейному составляет четыре градуса ($\alpha = 4^\circ$).

Значения $K_1=60,7$ м и $K_2=61,3$ м (рис. 3)

$$R_{(ст+об)1}^{факт} = \frac{K}{tg\left(\frac{\alpha}{2}\right)} = \frac{60,7}{tg2^\circ} = 1738 \text{ м},$$

$$R_{(ст+об)2}^{факт} = \frac{K}{tg\left(\frac{\alpha}{2}\right)} = \frac{61,3}{tg2^\circ} = 1756 \text{ м}.$$

Как следует из расчетов, фактический радиус упругого изгиба пилотной скважины не отвечает принятым проектным решениям

$$R_{(ст+об)1,2}^{факт} = 1738; 1756 \text{ м} < R_{проект} = 2000 \text{ м}.$$

Уточнение радиуса упругого изгиба пилотной скважины на криволинейном участке «74–89»

Дальнейшие расчеты приводятся для криволинейного участка «74–89».

В табл. 1 представлены пространственные координаты точек криволинейного участка в створе перехода.

Вводится местная система координат «XОН» с началом координат в точке «74», с ориентацией

«ОН» по вертикальной оси и «ОХ» по горизонтальной оси (рис. 4). Тогда, с учетом фактического положения каждой точки, в новой системе координат данные табл. 1 переписутся в виде табл. 2.

Ось криволинейного участка пилотной скважины на участке «74–89» является частью окружности – дуги, описываемой функцией

$$X^2 + (H - R)^2 = R^2, \quad (10)$$

где X , H – координаты точек окружности, м; R – радиус окружности, равный радиусу изгиба криволинейного участка пилотной скважины, м. Все точки криволинейного участка должны соответствовать дуге окружности радиусом (R) 2000 м и/или более (условие беспрепятственной проходки трубопроводом криволинейного участка «74–89» или условие вписываемости трубопровода в скважину: $R \geq R_{проект} = 2000$ м). Указывается, что $R=2017,05$ м.

После преобразования уравнения (10) следует, что фактический радиус окружности (изгиба) R , на котором находятся точки позиционирования пилотной скважины, определяется выражением

$$R = \frac{X^2 + H^2}{2 \cdot H}. \quad (11)$$

Таблица 1. Координаты точек криволинейного участка «74–89»

Table 1. Position of points of the curved section «74–89»

Точка, м Point, m	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89
X	696,42	705,84	715,26	724,68	734,10	743,52	752,93	762,35	771,76	781,18	790,59	800,00	809,40	818,81	828,21	837,60
H	17,99	18,01	18,09	18,20	18,34	18,54	18,80	19,09	19,41	19,79	20,22	20,69	21,18	21,74	22,35	23,00

Таблица 2. Координаты точек криволинейного участка «74–89» в локальной системе координат

Table 2. Position of points of the curved section «74–89» in a local system of reference

Точка, м Point, m	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89
X	0	9,42	18,84	28,26	37,68	47,1	56,51	65,93	75,34	84,76	94,17	103,58	112,98	122,39	131,79	141,18
H	0	0,02	0,1	0,21	0,35	0,55	0,81	1,1	1,42	1,8	2,23	2,7	3,19	3,75	4,36	5,01



Рис. 4. Криволинейный участок в координатной плоскости «X0H»

Fig. 4. Curved section in the coordinate plane «X0H»

Точка «74» (0;0) – начало координат.

Уравнение (10) для данной точки на окружности превращается в тождество вида $R=R$, что свидетельствует о том, что функция, описывающая положение оси пилотной скважины на криволинейной участке, приведена верно.

Точка «75» (9,42; 0,02). Из выражения (11) следует

$$R_{74-75} = \frac{9,42^2 + 0,02^2}{2 \cdot 0,02} = 2218 \text{ м.}$$

Радиус изгиба на участке «74–75» составляет 2218 м, что отвечает требованию $R \geq R_{\text{проект}}$. Большое значение радиуса изгиба пилотной скважины на данном участке объясняется тем, что высотный перепад между точками позиционирования «74» и «75» составляет всего 2 см при условии, что на прилегающем прямолинейном горизонтальном участке пилотной скважины L3 разность высотных отметок между соседними точками позиционирования в среднем составляет 1 см (участок «74–75» близок к прямолинейному).

Точка «76» (18,84; 0,1)

$$R_{74-76} = \frac{18,84^2 + 0,1^2}{2 \cdot 0,1} = 1775 \text{ м.}$$

Фактическое положение точки «76» соответствует дуге окружности, проходящей через точки «74» и «76», с радиусом изгиба 1775 м, что не отвечает условию $R \geq R_{\text{проект}} = 2000 \text{ м.}$

Точка «77» (28,26; 0,21)

$$R_{74-77} = \frac{28,26^2 + 0,21^2}{2 \cdot 0,21} = 1901 \text{ м.}$$

Фактическое положение точки «77» соответствует дуге окружности, проходящей через точки «74» и «77», с радиусом изгиба 1901 м, что не отвечает условию $R \geq R_{\text{проект}} = 2000 \text{ м.}$

Рис. 5 наглядно поясняет, чем опасно несоблюдение данного условия на примере рассмотренных изгибных участков «74–75», «74–76» и «74–77».

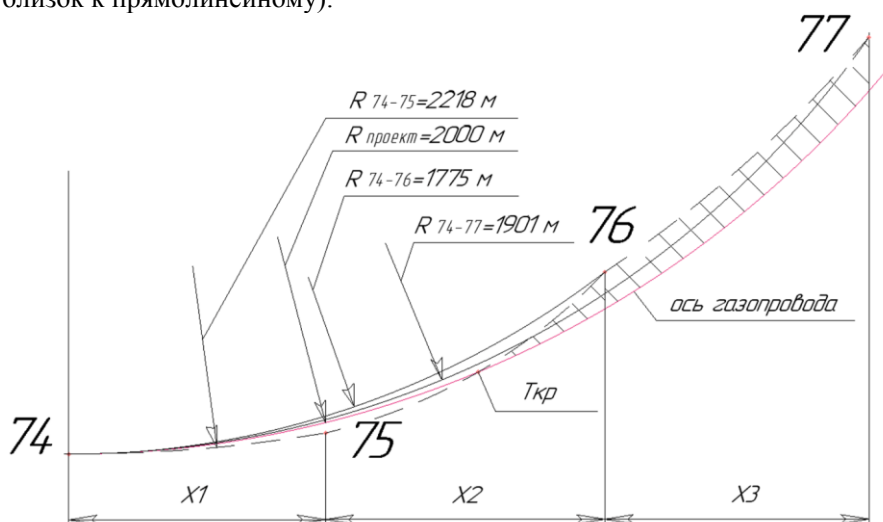


Рис. 5. Сопоставление фактического и проектного положения точек на оси пилотной скважины на криволинейном участке «74–77»

Fig. 5. Comparison of the actual and design position of the points on the axis of the pilot drillhole on the curved section «74–77»

Таблица 3. Радиусы изгиба пилотной скважины R (м) в соответствии с фактическим положением точек позиционирования на участке «74–89»

Table 3. Bend radii of the pilot drillhole R (m) in accordance with the actual location of the positioning points in the section «74–89»

R74–75	R74–76	R74–77	R74–78	R74–79	R74–80	R74–81	R74–82	R74–83	R74–84	R74–85	R74–86	R74–87	R74–88	R74–89
2218	1775	1901	2028	2017	1972	1976	1999	1997	1989	1988	2002	1999	1994	1992

Как следует из рис. 5, точки позиционирования скважины, находящиеся на окружности с радиусом 2000 м и ниже неё, отвечают условию упругого изгиба трубопровода (как следствие, условию вписываемости трубопровода в скважину), $R \geq R_{\text{проект}} = 2000$ м), а точки, находящиеся выше, не отвечают данному требованию ($R < R_{\text{проект}}$). Так, точка «75» находится ниже проектного положения, а точки «76» и «77» – выше. На участке «74–77» пунктирной линией показано фактическое положение оси изогнутого участка скважины относительно проектной оси – оси трубопровода, выделенного красной линией. Оси трубопровода и участка скважины пересекаются в некоторой точке «Т_{кр}». Заштрихованный участок теоретически соответствует зоне, на которой трубопровод не вписывается в скважину.

Следовательно, чем больше на криволинейном участке «74–89» точек пересечения фактической оси скважины с проектной осью упругого изгиба трубопровода, а также точек позиционирования, соответствующих дуге окружности, проходящей через эту точку и начало координатной оси – точку начала изгиба «74», с радиусом меньшим $R=2000$ м, тем больше вероятность застревания трубопровода в нём. В дальнейших расчетах анализируется ситуация на всем криволинейном участке и на основе этого выделяются потенциально опасные зоны.

В табл. 3 приводятся значения R .

Как следует из данных табл. 3, условию $R \geq R_{\text{проект}}$ приблизительно отвечает участок скважины между точками позиционирования «81–89». Значения радиусов изгиба близки к проектной величине $R \approx R_{\text{проект}} = 2000$ м (тем не менее, в большинстве своем, меньше).

В свою очередь, участок «74–81», внутри которого особо стоит выделить зону «74–78», является в этом отношении проблемным.

Участок «74–75». Фактическое положение точки «75» соответствует упругому изгибу трубопровода.

Участок «75–76». Первая зона пересечения осей скважины и трубопровода (рис. 5). Радиусы изгиба между двумя соседними точками позиционирования отличаются на 20 %, что свидетельствует о «крутом» подъеме пилотной скважины на данном участке. Фактическое положение точки «76» соответствует дуге окружности с радиусом 1775 м, который меньше проектного на 11,3 %.

Участок «76–77». Фактическое положение точки «77» соответствует дуге окружности с радиусом

1901 м, который меньше проектного на 5 %. Все точки оси пилотной скважины на данном участке лежат выше оси упругого изгиба трубопровода, что не отвечает требованию вписываемости трубопровода в скважину.

Участок «77–78». Вторая зона пересечения осей скважины и трубопровода. Это указывает на то, что на данном участке ось скважины вновь «нормализуется» (уходит ниже красной линии – оси трубопровода, рис. 5). Радиус изгиба участка после второй точки пересечения отвечает требованию $R \geq R_{\text{проект}} = 2000$ м. Фактическое положение точки «78» соответствует упругому изгибу трубопровода.

Участок «78–79». Фактическое положение точки «79» соответствует упругому изгибу трубопровода.

Участок «79–80». Третья зона пересечения осей скважины и трубопровода. Ось скважины вновь заходит за красную линию (ось трубопровода), что соответствует случаю $R < R_{\text{проект}} = 2000$ м. Фактическое положение точки «80» не соответствует упругому изгибу трубопровода.

Участок «80–81». Фактическое положение точки «81» не соответствует упругому изгибу трубопровода. Все точки оси пилотной скважины на данном участке лежат выше оси упругого изгиба трубопровода, что не отвечает требованию вписываемости трубопровода в скважину.

Участок «81–89». Фактические положения точек позиционирования соответствуют упругому изгибу трубопровода ($R \approx R_{\text{проект}} = 2000$ м).

Заключение

1. Принятый в проекте радиус изгиба скважины $R_{\text{проект}} = 2000$ м в целом отвечает требованиям упругого изгиба трубопровода из труб с нанесенным наружным бетонным покрытием «ЗУБ-КОМПОЗИТ» в оцинкованной оболочке.

Однако запас радиуса изгиба скважины относительно минимального радиуса упругого изгиба трубопровода составляет в среднем всего 3 %. Рекомендуемый радиус изгиба криволинейных участков скважины не менее $R_{\text{проект}} = 2200$ м.

2. Согласно уточненным расчетам (сопоставлению фактического положения точек позиционирования скважины с осью упруго изогнутого трубопровода) следует, что на криволинейном участке «74–81» условие вписываемости трубопровода в скважину не обеспечивается.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Further advances on concrete coating impact on pipeline strength / A. Battistini, L. Catena, A. Mancini, L. Marchionni // *ASME 36th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering*. – 2017. – Vol. 5B. URL: <http://dx.doi.org/10.1115/OMAE2017-61267> (дата обращения 21.01.2023).
2. Бородавкин П.П., Березин В.Л., Шадрин О.Б. Подводные трубопроводы. – М.: Изд-во «Недра», 1979. – 415 с.
3. Abdou M.I., Abuseda H. Upgrading offshore pipelines concrete coated by silica fume additive against aggressive mechanical laying and environmental impact // *Egyptian Journal of Petroleum*. – 2016. – Vol. 25. – P. 193–199.
4. DNVGL-ST-F101 Submarine pipeline systems. URL: <https://www.dnv.com/oilgas/download/dnv-st-f101-submarine-pipeline-systems.html> (дата обращения 18.01.2023).
5. СП 42-101-2003. Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб. – М.: ЗАО «Полимергаз», ГУП ЦПП, 2003. – 116 с.
6. СТО НОСТРОЙ 2.27.17-2011. «Освоение подземного строительства. Прокладка подземных инженерных коммуникаций методом горизонтального направленного бурения». – М.: Национальное объединение строителей, 2012. – 145 с.
7. СП 341.1325800.2017. «Подземные инженерные коммуникации. Прокладка горизонтальным направленным бурением». – М.: Стандартинформ, 2018. – 152 с.
8. Хасанов Р.Р., Наставшев А.Е. Практика и проблемы применения обетонированных труб при сооружении подводных переходов // *Трубопроводный транспорт – 2021: тезисы докладов XVI Международной учебно-научно-практической конференции*. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 261–262.
9. ВСН 005-88. Строительство промысловых стальных трубопроводов. Технология и организация. – М.: ВНИИСТ, 1989. – 83 с.
10. СП 86.13330.2022. «Магистральные трубопроводы». – М.: ФГБУ «РСТ», 2022. – 180 с.
11. СП 52-101-2003. «Бетонные и железобетонные конструкции без предварительного напряжения арматуры». – М.: ГУП «НИИЖБ», ФГУП ЦПП, 2004. – 58 с.
12. Amanda A. Size effect at testing strength properties of concrete // *Budownictwo i Architektura*. – 2021. – Vol. 20. – P. 37–46.
13. Hu H.T., Lin Y.H. Ultimate analysis of PWR prestressed concrete containment subjected to internal pressure // *Int. J. Press. Vessels Pip.* – 2006. – № 83. – P. 161–167.
14. Hu H.T., Huang C.S., Chen Z.L. Nonlinear analysis of CFT subjected to combined axial compressive force and moment // *13th World Conference on Earthquake Engineering*. – 2004. – Vol. 2. URL: <https://doi.org/10.1016/j.jcsr.2005.05.002> (дата обращения 07.02.2023).
15. Nonlinear analysis of axially loaded concrete-filled tube columns with confinement effect / H.T. Hu, C.S. Huang, M.H. Wu, Y.M. Wu // *Journal of Structural Engineering*. – 2003. – № 129. URL: [http://dx.doi.org/10.1061/\(ASCE\)0733-9445\(2003\)129:10\(1322\)](http://dx.doi.org/10.1061/(ASCE)0733-9445(2003)129:10(1322)) (дата обращения 15.02.2023).
16. Великоднеев В.Я., Котишевский Г.В., Подвойский А.О. Аналитическое решение задачи о допустимом радиусе упругого изгиба трубопровода с бетонным покрытием // *Трубопроводный транспорт: теория и практика*. – 2017. – № 3. – С. 3–7.
17. Снижение напряжения в зоне сварного шва морского трубопровода с бетонным покрытием из серого бетона / Г.С. Шарнина, М.Б. Ханов, Г.А. Голубев, И.Н. Хакимов // *Neftegaz.RU*. – 2021. – № 6. – С. 100–102.
18. Горынин Г.Л., Немировский Ю.В. Пространственные задачи изгиба и кручения слоистых конструкций. Метод асимптотического расщепления. – Новосибирск: Наука, 2004. – 408 с.
19. Типовые расчеты при проектировании, строительстве и ремонте газонефтепроводов / Л.И. Быков, Ф.М. Мустафин, С.К. Рафиков, А.М. Нечваль, А.Е. Лаврентьев. – СПб.: Недра, 2011. – 748 с.
20. Spyros Karamanos. Structural mechanics and design of metal pipes. – Amsterdam: Elsevier Science Publ., 2023. URL: <https://doi.org/10.1016/C2020-0-02505-3> (дата обращения 20.04.2023).

Информация об авторах

Рустям Рафикович Хасанов, кандидат технических наук, доцент кафедры проектирования и строительства объектов нефтяной и газовой промышленности, заведующий кафедрой промысловых трубопроводных систем, Уфимский государственный нефтяной технический университет, Россия, 450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1. hasanov25@mail.ru; <http://orcid.org/0000-0002-6244-7532>

Андрей Евгеньевич Наставшев, магистрант, Уфимский государственный нефтяной технический университет, Россия, 450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1. a.nastavshev1@yandex.ru

Поступила в редакцию: 08.06.2023

Поступила после рецензирования: 16.11.2023

Принята к публикации: 21.02.2024

REFERENCES

1. Further advances on concrete coating impact on pipeline strength. *ASME 36th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering*. 2017, vol. 5B. Available at: <http://dx.doi.org/10.1115/OMAE2017-61267> (accessed 21 January 2023).
2. Borodavkin P.P., Berezin V.L., Shadrin O.B. *Submerged pipelines*. Moscow, Nedra Publ., 1979. 415 p. (In Russ.)
3. Abdou M.I., Abuseda H. Upgrading offshore pipelines concrete coated by silica fume additive against aggressive mechanical laying and environmental impact. *Egyptian Journal of Petroleum*, 2016, vol. 25, pp. 193–199.
4. DNVGL-ST-F101 Submarine pipeline systems. 2021. Available at: <https://www.dnv.com/oilgas/download/dnv-st-f101-submarine-pipeline-systems.html> (accessed 18 January 2023).

5. *Set of Rules 41-101-2003. General provisions on the design and construction of gas distribution systems made of metal and polyethylene pipes.* Moscow, Polimergaz Publ., GUP CPP Publ., 2003. 116 p. (In Russ.)
6. *Company Standard National Association of Builders 2.27.17-2011. Development of space. Laying of underground engineering communications by a method of horizontal directed drilling.* Moscow, Natsionalnoe obedinenie stroiteley Publ., 2012. 145 p. (In Russ.)
7. *Set of Rules 341.1325800.2017. Underground utilities. Laying by horizontal directional drilling.* Moscow, Standartinform Publ., 2018. 152 p. (In Russ.)
8. Hasanov R.R., Nastavshev A.E. Practice and problems of the use of concrete coated pipes in the construction of underwater crossings. *Pipeline transport 2021. Abstracts of the XVI International Educational, Scientific and Practical Conference.* Ufa, Ufa State Petroleum Technical University Publ., 2021. pp. 261–262. (In Russ.)
9. VSN 005-88. *Industry-Specific Construction Standards 005-88. Construction of field steel pipelines. Technology and Organization.* Moscow, VNIIST Publ., 1989. 83 p. (In Russ.)
10. *Set of Rules 86.13330.2022. Trunk pipelines.* Moscow, FGBU «RST» Publ., 2022. 180 p. (In Russ.)
11. *Set of Rules 52-101-2003. Concrete and reinforced concrete structures without prestressing the reinforcement.* Moscow, GUP «NIIZhB», FGUP CPP Publ., 2004. 58 p. (In Russ.)
12. Akram A. Size effect at testing strength properties of concrete. *Budownictwo i Architektura*, 2021, vol. 20, pp. 37–46.
13. Hu H.T., Lin Y.H. Ultimate analysis of PWR prestressed concrete containment subjected to internal pressure. *Int. J. Press. Vessels Pip.*, 2006, no. 83, pp. 161–167.
14. Hu H.T., Huang C.S., Chen Z.L. Nonlinear analysis of CFT subjected to combined axial compressive force and moment. *13th World Conference on Earthquake Engineering*. 2004, vol. 2. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.jcsr.2005.05.002> (accessed 7 February 2023).
15. Hu H.T., Huang C.S., Wu M.H., Wu Y.M. Nonlinear analysis of axially loaded concrete-filled tube columns with confinement effect. *Journal of Structural Engineering*, 2003, no. 129. Available at: [http://dx.doi.org/10.1061/\(ASCE\)0733-9445\(2003\)129:10\(1322\)](http://dx.doi.org/10.1061/(ASCE)0733-9445(2003)129:10(1322)) (accessed 15 February).
16. Velikodnev V.Ya., Kotishevskiy G.V., Podvoyskiy A.O. Analytical solution of the problem of the permissible radius of elastic bending of a pipeline with a concrete coating. *Pipeline transport: theory and practice*, 2017, no. 3, pp. 3–7.
17. Sharnina G.S., Khanov M.B., Golubev G.A., Khakimov I.N. Stress reduction in the weld area of an offshore pipeline with a concrete coating of sulfur concrete. *Neftegaz.RU*, 2021, no. 6, pp. 100–102.
18. Gorynin G.L., Nemirovskiy Yu.V. *Spatial problems of bending and torsion of layered structures. Asymptotic splitting method.* Novosibirsk, Nauka Publ., 2004. 408 p. (In Russ.)
19. Bykov L.I., Mustafin F.M., Rafikov S.K., Nechval A.M., Lavrentev A.E. *Typical calculations in the design, construction and repair of gas and oil pipelines.* St Petersburg, Nedra Publ., 2011. 748 p. (In Russ.)
20. Spyros Karamanos. *Structural mechanics and design of metal pipes.* Amsterdam, Elsevier Science Publ., 2023. Available at: <https://doi.org/10.1016/C2020-0-02505-3> (accessed 20 April 2023).

Information about the authors

Rustyam R. Khasanov, Cand. Sc., Associate Professor, Head of the Department, Ufa State Petroleum Technical University, 1, Kosmonavtov street, Ufa, 450064, Russian Federation. hasanov25@mail.ru; <http://orcid.org/0000-0002-6244-7532>

Andrey E. Nastavshev, Master Student, Ufa State Petroleum Technical University, 1, Kosmonavtov street, Ufa, 450064, Russian Federation. a.nastavshev1@yandex.ru

Received: 08.06.2023

Revised: 16.11.2023

Accepted: 21.02.2024