УДК 622.692.4.07

https://doi.org/10.24411/0131-4270-2019-10603

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ РАСЧЕТНЫХ И НАТУРНЫХ ДАННЫХ УСИЛИЯ ПРОТАСКИВАНИЯ НА ОСНОВЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ ПЕРЕХОДОВ ТРУБОПРОВОДОВ, ВЫПОЛНЕННЫХ МЕТОДОМ НАКЛОННО НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ

COMPARATIVEANALYSIS OF CALCULATION AND NATURAL DATA OF PULLING EFFORT ON THE BASIS OF DOMESTIC TRANSITIONS OF PIPELINES PERFORMED BY THE TILT-DIRECTIONAL DRILLING METHOD

И.А. Волосатова, Л.И. Быков, Д.А. Гулин, А.С. Глазков

Уфимский государственный нефтяной технический университет,
450062, г. Уфа, Россия
ORCID: https://orcid.org/0000-0002-2703-840X, E-mail: Irchik-_-96@mail.ru
ORCID: https://orcid.org/0000-0002-2741-5957, E-mail: st@rusoil.net
ORCID: https://orcid.org/0000-0002-3145-748X, E-mail: denis.ufa@list.ru
ORCID: https://orcid.org/0000-0001-7289-5358, E-mail: fatglas@mail.ru

Резюме: Авторами проведено исследование расчетных методик усилия протаскивания и областей их распространения по оценке параметров наклонно направленного бурения; исследованы факторы, влияющие на параметры наклонно направленного бурения и на усилие протаскивания; на основании исследований сделаны выводы о применимости данных методик.

Ключевые слова: магистральный трубопровод, усилие протаскивания, наклонно направленное бурение, подводный переход.

Для цитирования: Волосатова И.А., Быков Л.И., Гулин Д.А., Глазков А.С. Сравнительный анализ расчетных и натурных данных усилия протаскивания на основе отечественных переходов трубопроводов, выполненных методом наклонно направленного бурения // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2019. № 5-6. С. 15–21.

DOI: 10.24411/0131-4270-2019-10603

Irina A.Volosatova, Leonid I. Bykov, Denis A. Gulin, Anton S. Glazkov

Ufa State Petroleum Technological University,
450062, Ufa, Russia
ORCID: https://orcid.org/0000-0002-2703-840X, E-mail: Irchik-_-96@mail.ru
ORCID: https://orcid.org/0000-0002-2741-5957, E-mail: st@rusoil.net
ORCID: https://orcid.org/0000-0002-3145-748X, E-mail: denis.ufa@list.ru
ORCID: https://orcid.org/0000-0001-7289-5358,E-mail: fatglas@mail.ru

Abstract: The authors conducted a study of the calculation methods of pulling effort and areas of their distribution according to the assessment of directional drilling parameters. The factors affecting the parameters of directional drilling and the pulling force are investigated; based on the research, conclusions are drawn on the applicability of these techniques.

Keywords: main pipeline, pulling effort, directional drilling, underwater crossing.

For citation: Volosatova I.A., Bykov L.I., Gulin D.A., Glazkov A.S. COMPARATIVEANALYSIS OF CALCULATION AND NATURAL DATA OF PULLING EFFORT ON THE BASIS OF DOMESTIC TRANSITIONS OF PIPELINES PERFORMED BY THE TILT-DIRECTIONAL DRILLING METHOD. Transport and Storage of Oil Products and Hydrocarbons. 2019, no. 5-6, pp. 15–21.

DOI: 10.24411/0131-4270-2019-10603

Функционирование трубопроводных систем прежде всего зависит от безотказной работы сложных участков трассы – переходов через естественные и искусственные препятствия.

Существующие траншейные способы сооружения подводных переходов имеют ряд недостатков, основные из которых – большой объем земляных и трудоемких водолазных работ, наличие балластировки.

Одним из перспективных способов сооружения магистральных трубопроводов является бестраншейная технология прокладки, особый интерес вызывает метод наклонно направленного бурения (ННБ).

Технология строительства переходов методом наклонно направленного бурения в России применяется сравнительно недавно, поэтому исследование технологических параметров данного метода строительства, влияющих на работоспособность трубопроводных переходов нефтегазопроводов является актуальной задачей, как и повышение точности оценки усилия протаскивания на этапе проектирования перехода [1].

Целью работы является исследование факторов, влияющих на параметры наклонно направленного бурения и работоспособность трубопроводных переходов нефтегазопроводов.

При проектировании продольного профиля скважины основными факторами, влияющими на параметры ННБ на переходах через естественные и искусственные преграды, являются показатели, приведенные в табл. 1.

Усилие протаскивания является основным параметром наклонно-направленного бурения, так как по данному параметру осуществляется подбор бурового оборудования [2].

Определение усилия протаскивания возможно на основании следующих методик [3, 4, 5]:

– методика университета Уотерлоу;
– методика ОАО «Гипротрубопровод»;
– методика согласно СП 42-101-2003.

Существующие расчетные методики определения усилия протаскивания имеют существенные различия в моделировании поведения трубопровода. Вследствие этого величины усилий протаскивания, получаемые при расчетах по различным методикам для одинаковых условий строительства перехода (диаметр трубопровода и скважины, продольный профиль скважины и др.) значительно отличаются. Анализ изменения усилия протаскивания для каждого метода расчета при изменении конкретных параметров перехода позволит установить наилучшие границы применимости рассматриваемых методов.

1. Методика университета Уотерлоу [6]

Согласно данной методике, на этапе протаскивания на трубопровод воздействуют грунт и буровой раствор. В результате трения трубопровода о грунт и сопротивления бурового раствора, протекающего в межстенном пространстве трубы и скважины, возникают первоначальные осевые усилия растяжения.

На рис. 1 представлена расчетная схема данной методики. На схеме должны быть в равновесии все воздействия, на основании влияния которых труба испытывает осевые деформации и деформации изгиба.

Рассматриваемая методика определения усилия протаскивания базируется на моделировании взаимодействия трубопровода с криволинейными поверхностями ствола скважины, с грунтом, со струйным сопротивлением и изменением направления в угловых участках ствола скважины.

Установлены следующие допущения:

1. Профиль ствола скважины представляет собой прямолинейные участки, соединенные с установленными углами наклона участков (рис. 2). Это допущение приводит к тому, что моделируются более жесткие, чем в действительности, условия.

2. Грунт ствола скважины рассматривается как жесткая среда, следовательно, в течение всего рассматриваемого процесса грунт не подвергается деформациям, форма ствола неизменна.

Данные предположения дают возможность определить деформации при изгибе, рассматривая передвижение трубы через угловые участки. После определения деформаций вычисляются силы трения, формирующиеся в межстенном пространстве грунта и трубопровода и необходимое усилие протаскивания.

В процессе наклонно направленного бурения труба протаскивается со средней скоростью v_p, в то же время буровой раствор в межтрубном пространстве течет в

Таблица 1

Факторы, влияющие на параметры ННБ

Параметр ННБ	Фактор, влияющий на параметр ННБ
Диаметр скважины	Наружный диаметр проектируемого трубопровода (кожуха). Геологические условия.
Длина скважины по оси	Ширина реки в межень. Горизонт высоких вод (ГВВ). Ширина в границах береговых бровок. Высота берегов в над меженном уровне
Глубина залегания скважины	Максимальная глубина реки в межень. Прогноз деформаций русла и берегов
Угол входа и выхода	Глубина залегания скважины. Геологические условия. Технические характеристики бурового оборудования
Траектория бурения скважины	Геологические условия
Радиус кривизны профиля скважины	Наружный диаметр проектируемого трубопровода (кожуха)
Свойства бурового раствора	Геологические условия
Усилие протаскивания	Наружный диаметр. Толщина стенки. Также зависит от: - диаметра скважины; - угла входа и выхода; - радиуса кривизны профиля скважины; - длины скважины по оси; - глубины залегания скважины; - траектории бурения скважины; - свойства бурового раствора

Рис. 1. *Усилия, действующие на трубу в процессе ННБ: N_1, N_2 и N_3 – силы реакции, возникающие между трубой и грунтом, направленные по нормали к трубе, q_0 – вес трубы, погруженной в буровой раствор, F_d – сила, возникающая из-за струйного сопротивления, T_1 и T_2 –растягивающие усилия на обоих концах трубы и μ – коэффициент трения*

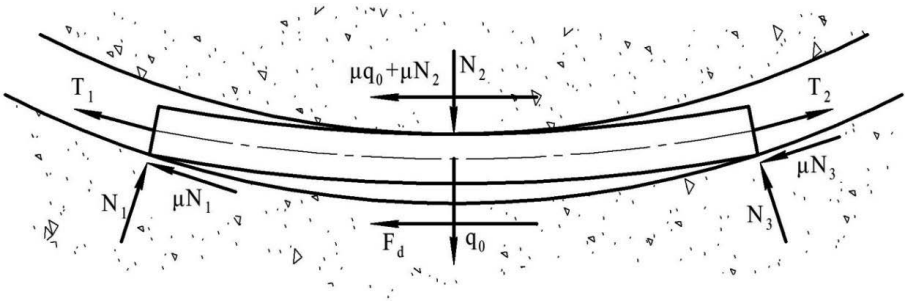


Рис. 2. *Профиль ствола скважины, принятый для расчета*

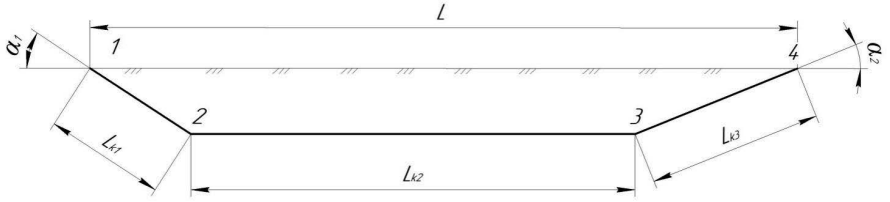


Рис. 3. *Модель течения жидкости в стволе скважины*

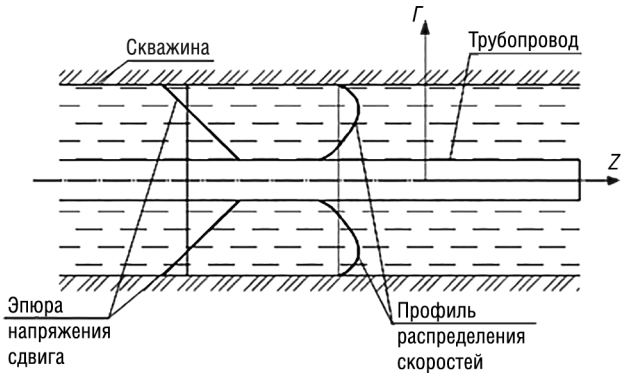
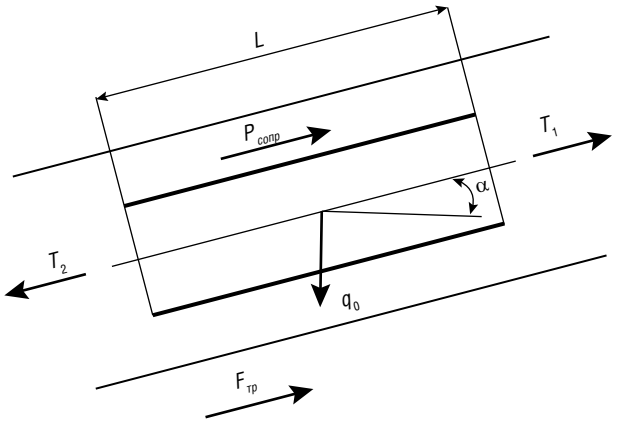
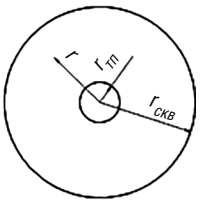


Рис. 4. *Расчетная схема участка трубопровода в скважине при протаскивании: T_2 – натяжение в левом конце участка, требуемое для преодоления сопротивления трению, T_1 – натяжение в правом конце отрезка, может быть нулевым или определяться по сопротивлению трубы, остающейся на роликах; F_{TP} – сила трения между трубой и грунтом; $P_{сопр}$ – гидравлическое сопротивление между трубой и вязким буровым раствором; q_0 – эквивалентный вес единицы длины трубопровода; α – угол оси прямолинейного отрезка относительно горизонтали; L – длина участка*



обратном направлении. Усилие протаскивания за счет сил струйного сопротивления может быть вычислено через расход Q (объем/время) бурового раствора. Допустим, что течение жидкости в межтрубном пространстве подчиняется ламинарному закону, трубопровод принимает центральное положение в стволе скважины (рис. 3). Результатом этого предположения является симметричное распределение сдвигающего усилия и скорости относительно осевой линии ствола скважины.

При определении усилия протаскивания возникает трудность определения геометрических параметров трубопровода в момент прохождения им угловой точки ствола скважины. Особый интерес здесь представляет достоверная оценка угла между сегментами ствола скважины, так как от значения этого угла зависят коэффициенты, влияющие на составляющую усилия, возникающую из-за изменения направления движения трубопровода и его изгибной жесткости.



Полное усилие протаскивания в точке i равно сумме составляющих:

$$T_i = T_{ig} + T_{is} + T_{id} + \sum_{k=1}^{i-1} T_{jif}. \qquad (1)$$

2. Методика расчета усилия протаскивания ОАО «Гипротрубопровод»

При расчетах используется эквивалентный вес единицы длины трубопровода. В этой характеристике учитывается заполнение трубопровода жидкостью или балластировочным пригрузом и действие выталкивающих сил при погружении трубопровода в жидкость [2, 7].

Расчетная схема участка трубопровода в скважине при протаскивании изображена на рис. 4.

Значение усилия рассчитывается на момент полного погружения трубопровода в скважину с тем учетом, что буровая колонна будет находиться на берегу, то есть на конечный момент протаскивания.

Усилие на первом прямолинейном участке:

$$T_1 = (f \cdot |q_0| \cdot \cos\alpha_{BX} - q_0 \cdot \sin\alpha_{BX} + \tau) \cdot L_1, \qquad (2)$$

где f – коэффициент трения трубопровода и бурильных стен о стенки скважины, f = 0,3.

Второй расчетный участок профиля представляет собой криволинейный участок с радиусом искривления r.

Усилие на криволинейном участке:

$$T_2 = T_1 \cdot A + [(1-f^2) \cdot (A \cdot \cos\alpha_{BX} - \cos\alpha_{BbIX}) + 2 \cdot F \cdot (A \cdot \sin\alpha_{BX} - \sin\alpha_{BbIX})] \cdot G + r \cdot \tau \cdot \frac{(1-A)}{F}. \qquad (3)$$

Третий расчетный участок представляет собой прямолинейный участок (рис. 5). Длина третьего расчетного участка L_3.

Усилие на третьем прямолинейном участке:

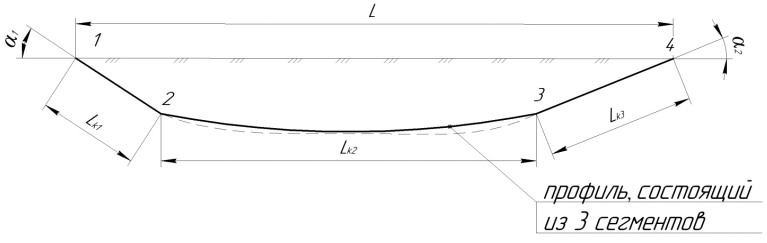
$$T_3 = T_2 + (f \cdot |q_0| \cdot \cos\alpha_{BX} - q_0 \cdot \sin\alpha_{BX} + \tau) \cdot L_3. \qquad (4)$$

Выбирают максимальное расчетное тяговое усилие.

3. Методика расчета усилия протаскивания согласно СП 42-101-2003 [3]

Расчет общего усилия протаскивания выполняется для двух пограничных состояний для одного криволинейного сегмента (рис. 6):

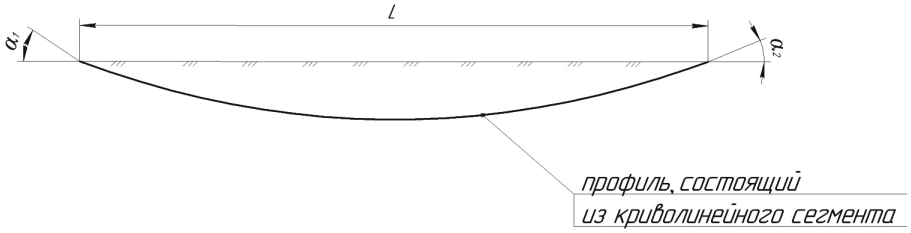
Рис. 5. *Профиль скважины, состоящий из двух прямолинейных и одного криволинейного участка*



- в благоприятных условиях: при наличии качественного бурового раствора, отсутствии фильтрации раствора в грунт, при хорошо сформированном и стабильном буровом канале;
- в неблагоприятных условиях: при обрушении грунта по длине бурового канала и фильтрации раствора в грунт.

Согласно анализируемой методике, решающим фактором, влияющим на протаскивание, является разрабатываемый грунт.

Рис. 6. *Профиль скважины, полностью состоящий из одного криволинейного сегмента*



Рассматриваемая методика рассчитывает высоту естественного свода равновесия на основе теории М.М. Протодьяконова. Согласно данной теории, расчеты проводят для благоприятных и неблагоприятных условий. Благоприятные условия: свод равновесия формируется в грунтах, находящихся в естественном залегании. Неблагоприятные условия: естественный свод равновесия формируется на предельную для рассматриваемого грунта высоту [8].

Согласно [4] усилие протаскивания трубопровода через грунтовую скважину определяется по формуле

$$P_{ГП} = P_2 + P_3 + P_4 + P_5 + P_6 + P_7 + P_8, \qquad (5)$$

где P_2 – сила трения от веса газопровода в буровом канале, Н; P_3 – увеличение силы трения от силы тяжести грунта зоны естественного свода равновесия, Н; P_4 – увеличение силы трения от наличия на трубе газопровода выступов за пределы наружного диаметра, Н; P_5 – дополнительные силы трения от опорных реакций, Н; P_6 – усилие сопротивления перемещения газопровода в зоне заглубления в буровой канал, Н; P_7 – увеличение сопротивления перемещению

Рис. 7. *График сравнения расчетных усилий протаскивания для трубопровода Ду 1400 мм*

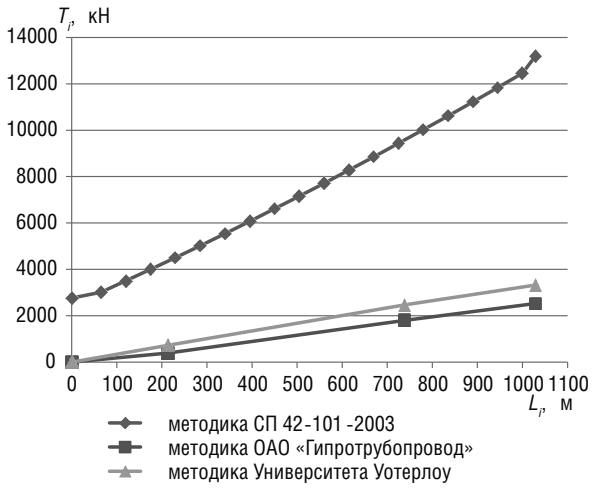
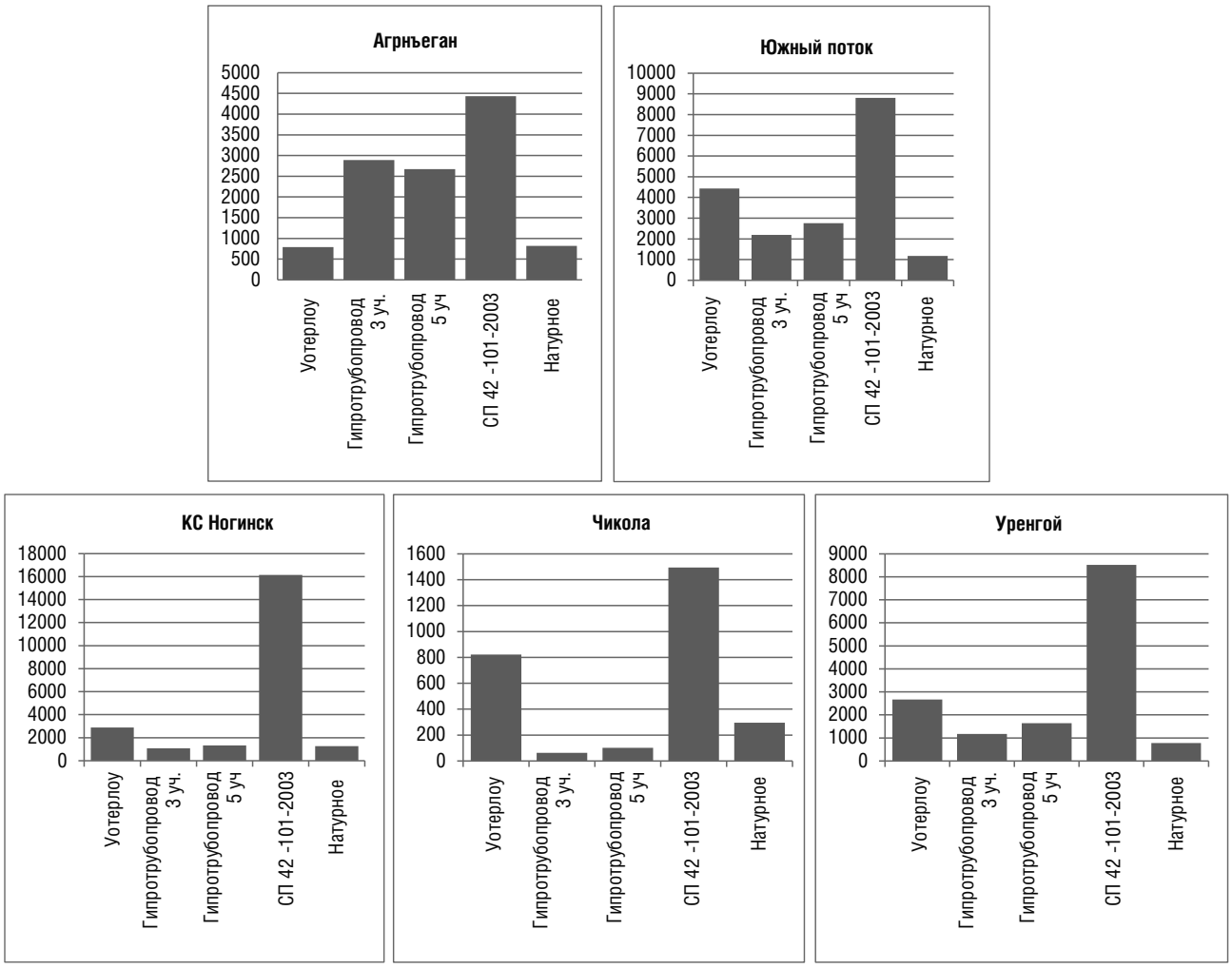


Таблица 2

Результаты расчета определения усилия протаскивания по трем методикам

Объект	Основные параметры	Расчетное значение усилия протаскивания по				Натурное значение усилия протаскивания, кН
		методике Университета Уотерлоу, кН	методике Гипротрубопровод, 3 участка, кН	методике Гипротрубопровод, 5 участков, кН	методике СП 42-101-2003, кН	
1. Переход через реку Агрнъёган методом ГНБ	L = 415,8 м; $D_{скв}$ = 1070 мм; $D_н$ = 720 мм; δ =11 мм	789	321	408	3880	394
2. Реконструкция КГМО-1 на участке КС Ногинск – КС Воскресенск	L = 589 м; $D_{скв}$ = 1600 мм; $D_н$ = 1220 мм;	2890	1083	1334	16137	1274
3. Трубопровод осушенного газа от Ново-Уренгойской УКПГ до Восточно-Уренгойской УКПГ	L = 590 м; $D_{скв}$ = 1000 мм; $D_н$ = 720 мм; δ =10 мм	2670	1175	1640	8518	784
4. Расширение ЕСГ для обеспечения подачи газа в газопровод «Южный поток»	L = 706 м; $D_{скв}$ = 1800 мм; $D_н$ = 1420 мм; δ =25,8 мм	4430	2197	2756	8811	1176
5. Капитальный ремонт газопровода-отвода к с. Чикола	L = 971 м; $D_{скв}$ = 600 мм; $D_н$ = 219 мм; δ = 6 мм	822	63	101	1495	295

Рис. 8. *Сравнительные графики усилия протаскивания для пяти газопроводов*



при переходе от прямолинейного движения к криволинейному, Н; P_8 – сила трения от веса газопровода, находящегося вне бурового канала, Н.

Для сравнения представленных выше методик был проведен расчет усилий протаскивания для трубопроводов с Ду 1400 мм и толщиной стенки δ = 14 мм, длина перехода *L* варьируется в диапазоне 100…1800 м.

Сопоставление результатов расчетов усилия протаскивания показало, что полученные значения, определенные по различным методикам, имеют расхождение в несколько раз. Данное расхождение связано с принципиальными различиями расчетных моделей, представленных в исследуемых методиках (рис. 7).

Исследуемые методики требуют тщательного анализа рассматриваемых расчетных моделей для определения области применения каждой из методик и повышения точности оценки усилия протаскивания на этапе проектирования перехода. Например, сравнение получаемых расчетных усилий с натурными данными позволит внести корректировки в существующие методики и, возможно, уменьшить расхождения между получаемыми расчетными усилиями протаскивания.

Кроме того, для проведения сравнительного анализа были использованы данные по переходам трубопроводов через естественные и искусственные преграды методом ННБ на территории Российской Федерации в период с 2001 по 2019 год. В анализе рассматриваются данные по пяти газопроводам. Согласно этим данным, в программе Microsoft Excel были проведены расчеты значений усилий протаскивания по трем методикам. Полученные данные представлены в виде табл. 2, а также графически на рис. 8.

Полученные результаты объясняются тем, что при проектировании профиля скважины и расчете значения усилия протаскивания используют методику ОАО «Гипротрубопровод», а следовательно, и натурные данные должны находиться в непосредственной близости к расчетным.

Наибольшая относительная погрешность расчетных значений к натурным данным просматривается на подводных переходах со сложными геологическими условиями.

В данных случаях расхождения в значениях усилия протаскивания составляют примерно 1,5–2 раза. Это возможно из-за неполного учета сложных геологических условий. Коэффициент *f* – коэффициент трения трубопровода о скважину должен изменяться, исходя из геологических условий, но во всех источниках, которые описывают методику ОАО «Гипротрубопровод», его принимают равным 0,5. В рассматриваемых переходах при благоприятных геологических условиях коэффициент *f* = 0,5, при сложных геологических условиях f составляет от 0,6 до 1,0.

Увеличение значения коэффициента трения трубы о грунт скважины говорит об ухудшении геологических условий. При ухудшении геологических условий переходов видно

увеличение относительной погрешности расчетного усилия протаскивания с натурным, то есть методика расчета усилия протаскивания, где учет влияния геологических условий производится только с помощью коэффициента трения трубы о грунт, несовершенна.

Расчетные значения усилия протаскивания по методике СП 42-101-2003 отличаются от натурных значений в среднем в 5–10 раз. Минимальная относительная погрешность расчетного и натурного усилия протаскивания составляет 309%.

По методике Университета Уотерлоу значения усилий протаскивания с натурными значениями имеют расхождение в 3–4 раза (рис. 9).

Рис. 9. *Значения усилий протаскивания по объекту. Переход нефтепровода ∅ 273х10 через р. Иртыш методом наклонно направленного бурения*

Заключение

1. Сопоставление результатов расчетов усилия протаскивания показало, что полученные значения, определенные по различным методикам, имеют расхождение в несколько раз. Данное расхождение связано с принципиальными различиями расчетных моделей, представленных в исследуемых методиках.

2. Исследование методик расчета усилия протаскивания применяемых в России (методика ОАО «Гипротрубопровод» и СП 42-101-2003) показало зависимость расчетного усилия протаскивания от наличия и количества прямолинейных и криволинейных сегментов ствола скважины. Следовательно, выбор методики для проведения расчетов необходимо производить на основании проектируемого профиля ствола скважины. Методика Университета Уотерлоу, согласно расчетной модели, упрощает профиль до прямолинейных участков с определенными углами наклона, тем самым моделируя более жесткие, чем в действительности, условия.

3. В зависимости от повышения размеров труб наблюдается степень роста интенсивности расчетного усилия протаскивания (по методике ОАО «Гипротрубопровод»), но не всегда аналогичен рост для натурного значения усилия протаскивания. На натурное значение усилия протаскивания дополнительно влияет большое количество факторов, не учитываемых при моделировании, в частности квалификация персонала, качество проведенных подготовительных и основных работ и др.

4. Наибольшая относительная погрешность натурного усилия протаскивания и рассчитанного по методике ОАО «Гипротрубопровод» наблюдается на переходах трубопроводов со сложными геологическими условиями. При ухудшении геологических условий переходов видно увеличение относительной погрешности расчетного усилия протаскивания с натурным, то есть методика расчета усилия протаскивания, где учет влияния геологических условий производится только с помощью коэффициента трения трубы о грунт, несовершенна.

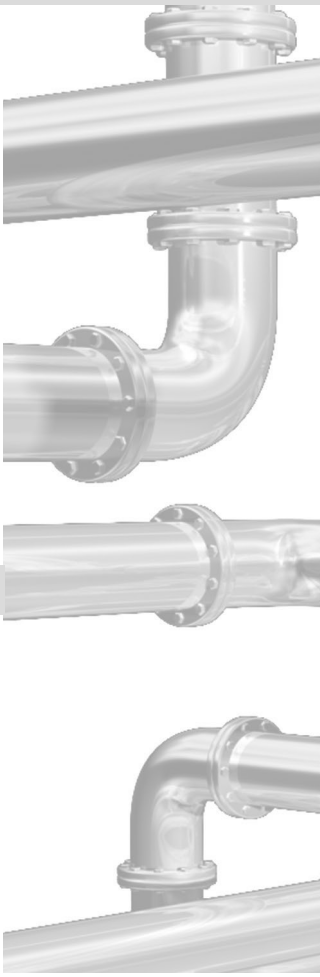
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1 СТО НОСТРОЙ 2.27.17-2011 Прокладка подземных инженерных коммуникаций методом горизонтально направленного бурения. М.: БСТ, 2012. 145 с.
2 РД-91.040.00-КТН-308-09. Строительство подводных переходов нефтепроводов способом наклонно направленного бурения. М: АК «Транснефть», 2009. 77 с.
3 Благов О.Н., Васильев Г.Г., Горяинов Ю.А. и др. Сооружение подводных переходов газонефтепроводов методом наклонно направленного бурения: учеб-метод. пособие. М.: Лори, 2003. 288 с.
4 СП 42-101-2003 Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб. М.: ИРЦ Газпром, 2003. 157 с.
5 Спектор Ю.И., Мустафин Ф.М., Лаврентьев А.Е. Строительство подводных переходов способом горизонтально направленного бурения: учеб. пособие. Уфа: ДизайнПолиграф Сервис, 2001. 208с.
6 Polak M.A., Lasheen A. Mechanical modelling for pipes in horizontal directional drilling // Tunnelling and Underground Space Technology. 2002. № 16. P. 47–55.
7 Шарафутдинов, З.З., Спектор Ю.И., Скрепнюк А.Б. и др. Строительство переходов магистральных трубопроводов через естественные и искусственные препятствия. Новосибирск: Наука, 2013. 339 с.
8 СТО Газпром 2-2.1-249-2008 Магистральные газопроводы. М.: ИРЦ Газпром, 2008. 157 с.

REFERENCES

1. *STO NOSTROY 2.27.17-2011 Prokladka podzemnykh inzhenernykh kommunikatsiy metodom gorizontal'no napravlennogo bureniya* [STO NOSTROY 2.27.17-2011 Laying of underground utilities using the method of horizontal directional drilling]. Moscow, BST Publ., 2012. 145 p.

2. *RD-91.040.00-KTN-308-09. Stroitel'stvo podvodnykh perekhodov nefteprovodov sposobom naklonno-napravlennogo bureniya* [RD-91.040.00-KTN-308-09. Construction of underwater crossings of oil pipelines using directional drilling]. Moscow, AK Transneft' Publ., 2009. 77 p.
3. Blagov O.N., Vasil'yev G.G., Goryainov YU.A. *Sooruzheniye podvodnykh perekhodov gazonefteprovodov metodom naklonno-napravlennogo bureniya* [The construction of underwater crossings of gas and oil pipelines by the method of directional drilling]. Moscow, Lori Publ., 2003. 288 p.
4. *SP 42-101-2003. Obshchiye polozheniya po proyektirovaniyu i stroitel'stvu gazoraspredelitel'nykh sistem iz metallicheskikh i polietilenovykh trub* [SP 42-101-2003. General provisions for the design and construction of gas distribution systems of metal and polyethylene pipes]. Moscow, IRTS Gazprom Publ., 2003. 157 p.
5. Spektor YU.I., Mustafin F.M., Lavrent'yev A.YE. *Stroitel'stvo podvodnykh perekhodov sposobom gorizontal'no napravlennogo bureniya* [Construction of underwater crossings using horizontal directional drilling]. Ufa, DizaynPoligraf Servis Publ., 2001. 208 p.
6. Polak M.A., Lasheen A. Mechanical modeling for pipes in horizontal directional drilling. *Tunnelling and Underground Space Technology*, 2002, no. 16, pp. 47–55.
7. Sharafutdinov, Z.Z., Spektor YU.I., Skrepnyuk A.B. *Stroitel'stvo perekhodov magistral'nykh truboprovodov cherez yestestvennyye i iskusstvennyye prepyatstviya* [Construction of crossings of trunk pipelines through natural and artificial obstacles]. Novosibirsk, Nauka Publ., 2013. 339 p.
8. *STO Gazprom 2-2.1-249-2008 Magistral'nyye gazoprovody* [STO Gazprom 2-2.1-249-2008 Main gas pipelines]. Moscow, IRTS Gazprom Publ., 2008. 157 p.



ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Волосатова Ирина Аркадьевна, студент, Уфимский государственный нефтяной технический университет.

Быков Леонид Иванович, д.т.н., проф. кафедры сооружения и ремонта газонефтепроводов и газонефтехранилищ, Уфимский государственный нефтяной технический университет.

Гулин Денис Алексеевич, к.т.н., ст. преподаватель кафедры сооружения и ремонта газонефтепроводов и газонефтехранилищ, Уфимский государственный нефтяной технический университет.

Глазков Антон Сергеевич, к.т.н., доцент кафедры сооружения и ремонта газонефтепроводов и газонефтехранилищ, Уфимский государственный нефтяной технический университет.

Irina A. Volosatova, Student, Ufa State Petroleum Technological University.

Leonid I. Bykov, Dr. Sci. (Tech.), Prof. of the Department of Construction and Repair of Oil and Gas Pipelines and Gas and Oil Storage Facilities, Ufa State Petroleum Technological University.

Denis A. Gulin, Cand. Sci. (Tech.), Senior Lecturer of the Department of Construction and Repair of Oil and Gas Pipelines and Gas and Oil Storage Facilities, Ufa State Petroleum Technological University.

Anton S. Glazkov, Cand. Sci. (Tech.), Assoc. Prof. of the Department of Construction and Repair of Oil and Gas Pipelines and Gas and Oil Storage Facilities, Ufa State Petroleum Technological University.