

– 240 (. Tsygichko V.N. Forecasting of socio-economic processes.-3 pub.-Moscow . URSS, 2017)

2. Цыгичко В.Н. Черешки Д.С. Антикризисное управление социально-экономической системой в условиях цифровой экономики// Информационное общество. – 2019 - №4, 44 - 54. (Tsygichko V.N. Chereskin D.S. Anti-Crisis Management of the Socio-Economic System in the Digital Economy/ Information Society. 2019, - № 4 p. 44 - 54.)

3. Цыгичко В.Н. Черешкин Д.С. Сценарный метод прогнозирования негативных последствий стратегических решений в организационных системах// Труды IV международной научной конференции. Пенза, 20.09.2018.-МЦНС «Наука и просвещение», 2018. (Tsygichko V.N. Chereskin D.S. Scenario method of predicting the negative consequences of strategic decisions in organizational

systems / Proceedings IV international scientific conference. Penza, September 20, 2018.-MCNS "Science and Education," 2018.)

4. Цыгичко В.Н. Управление рисками нарушений безопасности КВО при неполной информации. Проблема анализа рисков, том 12, 2005, №4. АО Финансовый издательский дом «Деловой экспресс», с.18-28 (Tsygichko V.N. Management of the risks of security breaches of the CVO with incomplete information. Risk Analysis Problem, Volume 12, 2005, No.4. Business Express Financial Publishing House, p.18-28)

5. Осипов Г.С. Методы искусственного интеллекта// Физматгиз, 2011.-с.28 (Osipov G.S. Artificial Intelligence Methods/ Fizmatgiz, 2011 . p.286)

УДК 621.644.073

ГРНТИ 73.39.31

ПОДВОДНЫЙ ПЕРЕХОД ТРУБОПРОВОДА ЧЕРЕЗ ВОДНУЮ ПРЕГРАДУ МЕТОДОМ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ

DOI: [10.31618/ESU.2413-9335.2020.4.74.753](https://doi.org/10.31618/ESU.2413-9335.2020.4.74.753)

Шакирова Ю.А.

*Студент 4 курса Нефтегазового факультета
Санкт-Петербургский горный университет*

Палаев А.Г.

*Доцент кафедры транспорта и хранения нефти и газа
Санкт-Петербургский горный университет*

UDC 621.644.073

GRNTI 73.39.31

UNDERWATER PIPELINE TRANSMISSION THROUGH A WATER DISTANCE BY AN INCLINED DIRECTIONAL DRILLING METHOD

Y.A. Shakirova

*Student of the Oil and Gas Faculty
Saint-Petersburg Mining university*

A.G. Palaev

*Associate professor,
Department of Transport and Storage of Oil and Gas
Saint-Petersburg Mining university*

АННОТАЦИЯ

В работе рассмотрен механизм прокладки трубопровода через водную преграду методом наклонно-направленного бурения. Рассчитаны толщины стенки трубопровода для определенной заданной местности. Результаты исследования будут полезны для решения задач в практической деятельности.

ABSTRACT

The paper considers the mechanism of laying a pipeline through a water barrier by the method of directional drilling. Pipeline wall thicknesses were calculated for a given predetermined area. The results of the study will be useful for solving problems in practical activities.

Ключевые слова: наклонно-направленное бурение, магистральный нефтепровод, трубопроводная система, подводный переход.

Key words: directional drilling, main oil pipeline, pipeline system, underwater passage.

Актуальность

Обеспечение безопасности и стабильной исправной работы магистральных нефтепроводов (далее – МН) – основная задача при эксплуатации и строительстве любой системы трубопроводного транспорта. Подводные переходы магистральных

трубопроводов – это участки повышенной опасности МН, в которых чаще обычного происходят разрушения и дефекты.

Повышенный риск разработки любого подводного перехода (далее – ПП), если сравнивать с главной частью магистрального трубопровода,

формируется не только вероятностью образования аварийной ситуации, но и серьезными экологическими проблемами, экономическими расходами на выявление и устранение всех её последствий. Время, требуемое для ликвидации отказов на подводных переходах, гораздо больше, чем на отрезках нефтепроводов, находящихся вне толщи воды. Ремонт часто сложный; бывает, что он стоит настолько дорого, что работы по выполнению ремонта вполне можно сравнивать с постройкой нового участка трубопровода.

При конструировании и проектировании переходов трубопроводов через преграды принимаются во внимание особенности трассы, её направление, характеристики преграды. В частности, при пересечении МН водной преграды учитывают следующие особенности реки: ширину водоёма, его глубину, водный режим, состояние берегов, тип руслового процесса, а также строение русла, берегов, поймы и пр., большое влияние на методы строительства влияют результаты гидрологических, инженерно-геологических, топографических изысканий.

ПП – это сложное гидротехническое сооружение, поэтому их создание, во многих случаях, совершается по специальным проектам, а расходы на ремонт приблизительно в 1.5 раза превосходят стоимость строительства нового перехода. Следовательно, к надежности ПП предъявляются особые требования.

Описание имеющихся технологий

ПП могут размещать относительно естественной поверхности дна водоемов несколькими вариантами:

- на дне;
- висячей конструкцией выше уровня дна;
- ниже уровня дна;

Все перечисленные способы имеют свои преимущества и недостатки. Более безопасным и надежным методом считают прокладку ППМН на уровне ниже уровня дна. Это может быть осуществлено как траншейными методами, так и бестраншейными. Бестраншейные методы прокладки трубопроводов – более перспективное и новое направление: эти методы экологичные, зачастую менее трудоемкие, чем траншейные. К бестраншейным методам относятся прокладка методом наклонно-направленного бурения, протаскивание трубопровода, микротоннелирование. Наиболее универсальный по условиям применения из этих трех перечисленных – первый метод.

В СССР наклонное бурение при сооружении переходов трубопроводов через препятствия начали применять в 30-е годы прошлого века. Тогда были реализованы первые строительства специальных коммуникаций под автомобильными дорогами.

Способ постройки магистральных трубопроводов, соответствующих нынешним стандартам, был создан Мартином Черрингтоном – инженером из США, и в 1971 г. под р. Педжейро корпорация "Черрингтон" (Cherrington) разместила

трубопровод длиной более 230 м и диаметром около 115 мм. Именно это показало возможность широкого внедрения метода наклонного бурения в обычную практику строительства трубопроводных систем. Уже в 1992 г. было построено около 2400 переходов. Их диаметр увеличился до 1200 мм, а максимальная длина перешагнула отметку в 1800 м, в целом длина всех построенных переходов достигла 800 км. В США в 75% переходов к тому времени была использована новая технология.

В Российской Федерации одними из первых этот метод начали использовать строители газопроводов. В России технологию стали называть «наклонно-направленное бурение» (далее ННБ). В 1996 г. благодаря методу ННБ в АК "Транснефть" был создан переход через р. Корженец диаметром около 1000 мм и длиной более 400 м.

Достоинства технологии ННБ:

- экологичность строительства, минимизация негативного влияния на почву, на водный объект;
- надежность, защищенность трубопровода от внешних повреждений;
- отсутствие опасности оголения участков трубопровода при размывах русел рек, отсутствие опасности механических повреждений, связанных с оголением участка;
- минимальный объем земляных работ;
- строительство возможно при отрицательных температурах, в вечной мерзлоте, на ограниченных по площади стройплощадках, под гидротехническими объектами и коммуникациями, расположенными достаточно глубоко.

Минусы и трудности применения ННБ:

- достаточно большие затраты на закупку необходимого оборудования;
- нельзя использовать этот метод в некоторых грунтах, например, в скальных грунтах, галечниковых грунтах;
- особые типы русловых процессов (русловые провесы свободного, незавершенного меандрирования, реки с труднопрогнозируемыми деформациями и дна и берегов) затрудняют строительство переходов.

Для определения рациональности использования именно метода ННБ стоит принимать во внимание следующие факторы:

- итоги инженерных изысканий, таких как геодезические, гидрометеорологические, гидрометрические, геокриологические, геологические, гидрогеологические экологические изыскания;
- основную специфику существующей хозяйственной инфраструктуры в месте размещения перехода, условия разработки и расположение трубопровода, влияние других сооружений при их совместной эксплуатации;
- типичные особые черты данной местности.

В строительстве трубопроводов по технологии ННБ наиболее подходят реки (при выбранной ширине и геологии русла и берегов), имеющие ограниченно-меандрирующий, побочный и ленточно-грядовой типы руслового процесса.

Строительство подводных переходов трубопроводов способом ННБ в зависимости от характеристик водных преград, протаскиваемого трубопровода (длины криволинейного участка, диаметра и др.) производится по варьирующимся технологическим схемам и с помощью различных буровых установок.

Описание объекта

Переход нефтепровода диаметром 1020 мм, с рабочим давлением 10.0 МПа и длиной 1718 м через реку Обь. В административном отношении участок находится в Ханты-Мансийском автономном округе.

Продольный профиль трассы задается для оценки границ и минимальной протяженности участка ННБ, а также запасов на возможные плановые деформации русла, для оценки глубины бурения.

$$B_0 = B_m + (h_1 m_1 + h_2 m_2) = 1000 + (6 * 10 + 2 * 5) = 1070 \text{ м} \quad (1)$$

— ширину по дну:

$$b_d = 1000 - 6 * (10 + 5) = 910 \text{ м} \quad (2)$$

б) превышение берегов над глубоководным участком дна:

$$H_1 = H_m + h_1 = 6 + 6 = 12 \text{ м} \quad (3)$$

$$H_2 = H_m + h_2 = 6 + 2 = 8 \text{ м} \quad (4)$$

При построении продольного профиля скважины учитывают следующие предпосылки:

— высота (от поверхности земли) в точках сопряжения криво- и прямолинейных отрезков принимается не менее 4 м и учитывает возможность стыковки смежного линейного участка перехода с участком ННБ;

— длина горизонтального отрезка принимается равной $L_\Gamma = b_d$, но не менее $30 D_n$;

— на входе и на выходе из скважины продольный профиль имеет два прямолинейных наклонных отрезка, два сопряженных с ними криволинейных отрезка и горизонтальную вставку между ними;

— расстояние между горизонтальным отрезком профиля скважины и самой низкой точки дна (минимальная толща грунта над сводом скважины) принимается равной 6 м.

— радиус криволинейных отрезков принимается равным:

$$R = 1400 D_n = 1400 * 1.02 = 1428 \text{ м} \quad (5)$$

В зависимости от диаметра нефтепровода D_n и высот H_1, H_2 определяют параметры продольного профиля (высоты кривых H_k ; длины кривых L_k ; максимальные углы кривых α).

От точек входа и выхода на берегах до горизонтальной вставки. Длина участков L_1, L_2 вычисляется с учетом минимальных значений

На основании материалов предварительных исследований ориентируется профиль скважины. Для этого используются крупномасштабные карты, имеющиеся топографические планы и русловые съемки, материалы рекогносцировочного обследования участка перехода. При проведении оценки параметров профиля скважины необходимо определить данные о водной преграде, а именно:

— максимальную глубину реки в межень 6 м;
— ширину в границах береговых бровок В;
— ширину реки в межень 1000;
— крутизну (уклон) береговых откосов в урезах воды (при меженном уровне):

$$1: m_1 = 0.1; 1: m_2 = 0.2;$$

— высоту берега над меженным уровнем: высокого 6 м; низкого 2 м;

При расчете профиля скважины определяют:

а) параметр схематизированного русла:

— ширину на уровне береговых бровок:

малых значений наклонных прямолинейных отрезков L_{np} .

Общая длина участка ННБ составляет 1720 м.

— на уровне береговых бровок:

$$\Delta b_1 = L_1 - H_1 * m_1 = 510 - 12 * 10 = 390 \text{ м} \quad (6)$$

$$\Delta b_2 = L_2 - H_2 * m_2 = 300 - 8 * 5 = 260 \text{ м} \quad (7)$$

Запасы на плановые деформации русла для $D_n = 1020$ мм (отступление береговых склонов) составляет 131 м.

Границы бурения пилотной скважины назначают минимум на 7 м ниже предварительного продольного профиля скважины и привязывают к определенному условному горизонту (как пример, к уровню дна).

Нижняя граница бурения пилотной скважины распространяется на горизонтальный участок скважины, ее оценивают на глубине не менее 13 м от поверхности дна в самом глубоком месте русла. Условная граница бурения повышается относительно своего самого низкого положения на криволинейных участках продольного профиля на величину Δh по мере удаления Δx в сторону берегов от крайних точек горизонтального участка.

$$\Delta h = \frac{\Delta x^2}{2R} = \frac{100^2}{2 * 1428} = 3.6 \text{ м} \quad (8)$$

Условная высота бурения за границами меженного русла уменьшается с учетом удаления буровых вертикалей от крайних точек горизонтального участка схематизированного русла. При этом при удалении на определенную отметку должна: на 50 м - не менее 12 м, на 100 м - не менее 8 м.

Примерное число разведочных скважин через каждые 100 м – 17-18, а также в пределах меженного русла - глубиной не менее 13 м от условной плоскости дна схематизированного русла.

Описание технологии процесса строительства

Организационно-технологическая схема производства работ по строительству подводного перехода методом горизонтально-направленного бурения включает в себя подготовительный и основной периоды строительства.

В подготовительный период выполняются следующие работы:

- приемка от Заказчика с привязкой на местности трассы будущего перехода;
- устройство подъездных дорог и переездов через действующий газопровод и водные преграды (ручьи);
- устройство монтажных площадок;
- транспортировка на место строительства техники, оборудования, грузов и материалов;
- монтаж и сварка дюкера;
- 100% неразрушающий контроль сварных стыков;
- предварительное испытание дюкера;
- изоляция сварных швов;
- монтаж бурового оборудования.

В основной период строительства проводятся работы по бестраншейной прокладке дюкера через водную преграду.

Данная схема бестраншейной прокладки каждой нитки перехода нефтепровода включает следующие основные технологические операции:

Этап I. Бурение пилотной скважины установкой горизонтально - направленного бурения с выходом буровой головки на противоположном берегу реки.

Этап II. Последовательное расширение пилотной скважины.

Этап III. Протаскивание рабочего трубопровода в расширенную фунтовую скважину.

Этап IV. Контроль сплошности изоляционного покрытия и гидравлическое испытание дюкера.

Этап V. Присоединение руслового участка к береговому.

Основное оборудование для бурения – установку, насосы располагают на правом берегу реки Обь. Буровую установку монтируют на основании из железобетонных плит согласно инструкции по монтажу установки XCMGXZ5000 и схеме монтажной площадки.

Буровую установку необходимо совместить с помощью теодолита точно на линии перехода после того, как будет определен азимут оси перехода. В точке забуривания отрывается входной приямок размером 2,5×3×2,5 м.

Вокруг буровой установки располагаются стеллажи со штангами, производится устройство котлована для выбуренной породы, завоз и складирование материалов. Монтаж системы приготовления бурового раствора осуществляется

по месту, исходя из удобства проведения работ и обслуживания оборудования.

На монтажных площадках № 2 и № 3 оборудуются пространства для складирования труб, которые необходимо класть на деревянные подкладки из брусьев. На этой площадке также устанавливаются роликовые опоры с обрешеченной поверхностью катков для протаскивания дюкера. Роликовые опоры устанавливаются по створу перехода на железобетонные плиты ПД 20.15-17 размером 1730×1480×180 мм уложенные на песчаное основание. Высота песчаного основания под каждую роликовую опору определяется по месту с учетом существующего рельефа площадки и обеспечения равномерного опирания дюкера на катки роликовых опор. Вместо железобетонных плит возможно использовать деревянные поддоны размером не менее 1200×1500 мм. Приямки для бурового раствора на монтажной площадке №2 устраиваются после выхода пилотного бура на поверхность земли.

Сварочно-монтажные работы включают в себя разгрузку и перемещение труб на монтажной площадке, сварку дюкера, 100 % неразрушающий контроль (например, радиографический) сварных стыков.

Для протаскивания методом ННБ в русловой части трубопровода Ø1020×32.3 мм перехода через реку Обь проектом предусмотрена плеть трубопровода по ТУ 20-28-40-96С из стали 17Г1С по ТУ 14-106-502, ГОСТ 1050-88 с заводской весьма усиленной изоляцией по ТУ 1394-007-02066613-98.

При производстве сварочно-монтажных работ должны соблюдаться требования СНиП III-42-80*, ВСН 006-89, ВСН 004-88, ВСН 51-1-97, РД 558-97. Все поступающие для производства работ сварочные материалы подвергаются входному контролю.

Доставка труб на монтажную площадку осуществляется трубовозами, разгрузка труб - автокраном. Для предотвращения повреждения изоляции транспортные средства для перевозки труб должны иметь амортизирующие прокладки и эластичную (обрешеченную) опорную поверхность. Погрузка-разгрузка труб осуществляется по одной трубе с использованием мягких полотенец.

Перемещение и монтаж труб на площадке производится трубоукладчиками.

Сварка трубопровода должна производиться сварщиками, прошедшими квалификационные испытания и аттестованные для сварки соответствующей группы труб по диаметру и марке стали и имеющие соответствующую документацию.

Сварочные материалы и применяемые трубы должны пройти входной контроль на соответствие их проекту и техническим условиям на их поставку.

В состав работ по ручной электродуговой сварке труб газопровода в плеть на монтажной площадке входят:

- сборка труб в рабочую плеть с помощью центратора;

- сварка корневого слоя шва;
- ручная электродуговая сварка заполняющих и облицовочного слоев шва.

После сварки трубопровода производится 100% неразрушающий контроль сварных стыков. Контроль производится в соответствии с требованиями нормативных документов: СНиП III-42-80*; ВСН 006-89; ВСН-012-88; ГОСТ 14782-86; ГОСТ 7512-82*, РД 558-97.

Изоляцию сварных стыков нефтепровода в полевых условиях производить термоусаживающимися манжетами фирмы «RAYCHEM» марки DIRAX 2800-24/2K, устанавливаемыми на эпоксидный праймер марки S1239-HRIMER-KIT-252 с использованием портативных пескоструйных аппаратов и подогрева пламенем горелки трубы и изоляционного материала до температуры 70°C в соответствии с технологической картой фирмы изготовителя. Изоляцию сварных стыков проводить после выполнения неразрушающего контроля и первого этапа гидравлических испытаний.

Работы следует производить в соответствии с ВСН 008-88 и ГОСТ Р 51164-98.

Расчетная часть

Материалом для строительства трубопроводов являются стальные бесшовные, электросварные прямошовные, спиралешовные и других специальных конструкций трубы, которые

изготавливаются из спокойных и полуспокойных низколегированных сталей.

Определим толщину стенки трубопровода.

Данный нефтепровод относится к В категории, для которой $m = 0.60$ по СП 20.13330.2016.

По сортаменту для трубопровода выбираем трубы импортного производства ТУ 20-28-40-96С с $\sigma_B = R_1^H = 588 \text{ МПа}$, $\sigma_T = R_2^H = 461 \text{ МПа}$, $k_1 = 1.34$, $k_H = 1$.

Расчетное сопротивление металла трубы:

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_H} = \frac{588 \cdot 0.6}{1.34 \cdot 1} = 263.7 \text{ МПа} \quad (9)$$

Толщина стенки трубопровода будет рассчитана с учетом коэффициента надежности по нагрузке от внутреннего давления $n_p = 1.15$ по СП 20.13330.2016.

$$\delta = \frac{n_p \cdot p \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 + n_p \cdot p)} = \frac{1.15 \cdot 10.0 \cdot 1.02}{2 \cdot (263.7 + 1.15 \cdot 10.0)} = 0.0203 \text{ м} \quad (10)$$

Полученное расчетное значение толщины стенки округляется до ближайшего большего по сортаменту, равного: $\delta_H = 0.021 \text{ м}$, $D_{BH} = 978 \text{ мм}$. Для данного района прокладки трубопровода максимальный перепад температур между температурой самого теплого и самого холодного месяца года составляет: $\Delta t = +51^\circ \text{C}$.

Продольные напряжения вычисляют по формуле:

$$\begin{aligned} \sigma_{ПРН} = \sigma_{ПРt} + \sigma_{ПРР} &= -\alpha_t \cdot E \cdot \Delta t + 0.3 \frac{n_p \cdot p \cdot D_{BH}}{2 \delta_H} = \\ &= -1.2 \cdot 10^{-5} \cdot 2.06 \cdot 10^5 \cdot 51 + 0.3 \frac{1.15 \cdot 10.0 \cdot 0.978}{2 \cdot 0.021} = -48.2 \text{ МПа} \end{aligned} \quad (11)$$

где α_t – коэффициент линейного расширения металла трубы, для стали

$\alpha_t = 1.2 \cdot 10^{-5} \text{ град}$, E – модуль Юнга, для стали $E = 2.06 \cdot 10^5 \text{ МПа}$.

Знак «минус» у полученного результата означает, что присутствуют осевые сжимающие напряжения, поэтому необходимо рассчитать коэффициент ψ_1 , который учитывает двухосное напряженное состояние металла труб:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0.75 \left(\frac{|\sigma_{ПРН}|}{R_1} \right)^2} - 0.5 \frac{|\sigma_{ПРН}|}{R_1} = \sqrt{1 - 0.75 \left(\frac{|-48.2|}{263.7} \right)^2} - 0.5 \frac{|-48.2|}{263.7} = 0.896 \quad (12)$$

По формуле пересчитываем значение толщины стенки нефтепровода:

$$\delta = \frac{n_p \cdot p \cdot D_H}{2(\psi_1 \cdot R_1 + n_p \cdot p)} = \frac{1.15 \cdot 10.0 \cdot 1.02}{2 \cdot (0.896 \cdot 263.7 + 1.15 \cdot 10)} = 23.7 \text{ мм} \quad (13)$$

Ближайшее значение толщины стенки по сортаменту равно 26 мм.

Тогда значение продольных осевых напряжений будет равно:

$$D_{BH} = 1020 - 2 \cdot 26 = 968 \text{ мм}$$

$$\begin{aligned} \sigma_{PPN} = \sigma_{PPt} + \sigma_{PPp} &= -\alpha_t \cdot E \cdot \Delta t + 0.3 \frac{n_p \cdot p \cdot D_{BH}}{2\delta_H} = \\ &= -1.2 \cdot 10^{-5} \cdot 2.06 \cdot 10^5 \cdot 51 + 0.3 \frac{1.15 \cdot 10 \cdot 0.968}{2 \cdot 0.026} = -64.3 \text{ МПа} \end{aligned} \quad (14)$$

Тогда:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0.75 \left(\frac{|\sigma_{PPN}|}{R_1} \right)^2} - 0.5 \frac{|\sigma_{PPN}|}{R_1} = \sqrt{1 - 0.75 \left(\frac{|-64.3|}{263.7} \right)^2} - 0.5 \frac{|-64.3|}{263.7} = 0.855 \quad (15)$$

$$\delta = \frac{n_p \cdot p \cdot D_H}{2(\psi_1 \cdot R_1 + n_p \cdot p)} = \frac{1.15 \cdot 10 \cdot 1.02}{2 \cdot (0.855 \cdot 263.7 + 1.15 \cdot 10)} = 24.7 \text{ мм} \quad (16)$$

Принимается толщина стенки трубы, равная 26 мм.

Выводы

В работе рассмотрена одна из наиболее перспективных на сегодняшний день технологий сооружения подводных переходов магистральных трубопроводов - методом ННБ. В ходе работы рассмотрены расчеты для строительства перехода трубопровода через препятствие - реку Обь.

На начальном этапе проектирования работ инженерам необходимо обратить внимание на ряд значимых для выбора способа строительства факторов, включающих в себя: местность, особенности грунтов, залегающих на данной территории, температурные особенности климата местности, гидрогеологические условия, тип руслового процесса. В статье были проведены расчеты толщины стенки для строительства ПП нефтепровода диаметром 1020 мм, рабочим давлением 10.0 МПа и длиной 1718 м через р. Обь; территориально участок расположен в Ханты-Мансийском автономном округе. В результате произведенных расчетов была получена величина оптимальной толщины стенки, равная 26 мм.

Список использованных источников

1. ВСН 010-88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Подводные переходы. – М.: Миннефтепроводстрой, 1990. – 103 с.
2. ВСН 006-89. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка. – М.: Миннефтегазстрой, 1990. – 216 с.
3. ВСН 004-88 Строительство магистральных трубопроводов. Технология и организация.
4. ВСН 008-88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция. М.: Миннефтегазстрой, 1990. – 103 с.
5. ВСН 011-88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание. – М.: Миннефтегазстрой, 1990. – 98 с.
6. ГОСТ 14782-86. Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые.
7. ГОСТ 7512-82. Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод

8. ГОСТ Р 51164-98. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования защиты от коррозии / Госстрой СССР. – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1999. – 42 с.

9. Забела К.А., Краснов В.А., Москвич В.М. Безопасность пересечения трубопроводами водных преград. – М.: Недра, 2001. – 194 с.

10. ОР-75.200.00-КТН-088-12. Порядок технической эксплуатации переходов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов через водные преграды и малые водотоки.

11. ОР-91.200.00-КТН-350-09. Порядок организации и осуществления строительного контроля за соблюдением проектных решений и качеством строительства подводных переходов магистральных нефтепроводов и магистральных нефтепродуктопроводов.

12. Подпорные стены, судоходные шлюзы, рыбопропускные и рыбозащитные сооружения / Госстрой СССР. – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1989.

13. РД 75.200.00-КТН-404-09. Нормы проектирования переходов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов через водные преграды. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2009. – 140 с.

14. РД 91.040.00-КТН-308-09. Строительство подводных переходов нефтепроводов способом наклонно-направленного бурения. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2009. – 77 с.

15. РД 91.200.00-КТН-044-11. Регламент применения балластирующих устройств при проектировании и строительстве магистральных трубопроводов.

16. СНиП 23-01-99*. Строительная климатология / Госстрой России. – М.: ГУП ЦПП, 2000. – 58 с.

17. СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы / Госстрой России. – М.: ГУП ЦПП, 2001. – 60 с.

18. СНиП III-42-80. Магистральные трубопроводы / Госстрой России. – М.: УП ЦПП, 2001. – 75 с.

19. Сооружение подводных переходов газонефтепроводов методом наклонно-направленного бурения: Учебно-методическое пособие / О.Н. Благоев, Г.Г. Васильев, Ю.А.

Горяинов и др. – М.: ООО "Типография ИПО профсоюзов Профиздат", 2003. – 318 с.

20. СП 48.13330.2011 Организация строительства.

21. Технология сооружения газонефтепроводов: Учебное пособие / Ф.М. Мустафин, Л.И. Быков, Г.Г. Васильев,

А.Г. Гумеров, А.Е. Лаврентьев. – Уфа: Нефтегазовое дело, 2007. – 632 с.

22. Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов: Учебное пособие / Л.И. Быков, Ф.М. Мустафин, С.К. Рафиков, А.М. Нечваль, А.Е. Лаврентьев. – СПб: Недра, 2006. – 824 с.