

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ПОДВОДНОГО ПЕРЕХОДА

Река Чумляк находится на территории Курганской области Щучанского района и является правым притоком реки Миасс. По трассе нефтепровода УБКУА ППМН находится на 1022 км. Ширина зеркала воды в межень равняется 17 м, при которой максимальная глубина в месте перехода составляет 0,6 м. Горизонт высоких вод в данном месте 124,1 м. Скорость течения реки равняется около 0,1 м/с. Ниже по течению от участка подводного перехода нефтепровода УБКУА через реку Чумляк в 900 м расположена деревня Козино. Подъезд к подводному переходу возможен по вдольтрассовой дороге обслуживания нефтепровода или по шоссе на дороге Курган – Челябинск.

Характеристика трубопровода в районе перехода:

- диаметр трубопровода равняется 1220 мм;
- толщина стенки трубы составляет 15,2 мм;
- марка стали труб – 17Г1С;
- рабочее давление на выкиде НПС равняется 3,3 МПа;
- перекачиваемая среда – нефть товарная с плотностью 865 кг/м³.

Особые условия проектирования заключаются в том, что в одном техническом коридоре проходят: нефтепровод НКК с Ду=1200 мм, нефтепровод УБКУА с Ду=1200 мм, нефтепровод ТОН–1 с Ду=500 мм, нефтепровод ТОН–1 (отсечённый) с Ду=500 мм, нефтепровод ТОН–2 с Ду=700 мм, нефтепровод ТОН–2 (отсечённый) с Ду=700 мм, нефтепродуктопровод ПП–2 с Ду=500 мм, нефтепродуктопровод ПП–1 с Ду=370 мм, линия электропередач 10 кВ, кабель связи.

(характеристикам), свойственным данному методу. Некоторые из этих признаков поддаются измерению. Результаты измерений характеризуют выявленные дефекты и используются для их классификации.

Техническая диагностика ПП МН может включать как наружное обследование, так и обследование с применением внутритрубных СТД.

Контролируемыми параметрами при наружном обследовании подводных переходов являются:

- герметичность и целостность ПП;
- фактическое плановое и высотное положения ПП;
- состояние изоляционного покрытия и работоспособность станций катодной защиты (СКЗ) нефтепровода;
- состояние тела трубы ПП (коррозионные повреждения, трещины, расслоения, царапины и др.);
- плановые береговые и глубинные деформации реки в районе ПП;
- состояние сооружений защиты берегов от размыва и волновых воздействий;
- сохранность опорной плановой и высотной топографической основы, наличие и состояние знаков закрепления промерных створов;
- изменение гидравлики потока и руслового процесса по сравнению с периодом первоначальных изысканий;
- состояние информационных знаков;
- состояние пригрузов трубопровода ПП.

Периодичность обследования подводных переходов устанавливается руководством эксплуатирующей переход организации в соответствии с Нормами периодичности обследования магистральных трубопроводов внутритрубными инспекционными снарядами в зависимости от классификации подводного перехода, срока эксплуатации, основных требований безопасности, условий рынка, времени года и результатов предыдущих обследований.

Контроль за техническим состоянием (техническая диагностика) подводного перехода осуществляется специальными целевыми проверками, обследованиями и измерениями с применением средств технической диагностики (СТД) в период

по поддержанию ПП на проектном уровне в процессе эксплуатации за счет своевременного осуществления технического обслуживания и ремонта.

Контролируемые параметры, способы и методы контроля, периодичность выполнения работ, результаты обследования ПП, определяемые нормативно-техническими документами, приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Контролируемые параметры, способы и методы контроля, периодичность выполнения работ, результаты обследования подводного перехода

Контролируемый параметр	Существующие способы и методы контроля	Периодичность контроля	Размеры границ съемки	Результаты обследования (что определяется)
1	2	3	4	5
Определение планово-высотного положения ^{1,2}	Визуально-оптический, водолазное обследование, внутритрубным диагностическим прибором, гидро-акустическим зондированием	На судоходных реках – ежегодно (после паводкового периода), в предремонтный период, на остальных – по необходимости	В длину 50м выше и ниже створа ПП, в ширину 50м от берегов вдоль трубопровода. Независимо от границ топографической съемки необходимо включить в съемку точки планово – высотного съемочного обоснования	Координаты трассы ПП, толщина слоя грунта над трубопроводом, длина провиса (при необходимости) ² , предельно допустимое давление для размытых и провисших участков
Определение коррозионного состояния ПП и состояния изоляционного покрытия ¹	Визуально в шурфах, искателями повреждений изоляционного покрытия	Каждые 5 лет предремонтные обследования	В границах ПП	Наличие сквозных дефектов изоляции, значение защитной разности потенциалов труба - земля
Выявление отклонений геометрии трубы ²	Внутритрубное диагностическое обследование – пропуск профилемера	В соответствии с [4]	Совместно с линейной частью участка для основной нитки ПП, для резервной нитки – в границах ПП	Размеры гофр, вмятин, выпуклостей, разность диаметра труб (овальность), радиусы поворотов ²

3 РАСЧЕТ ТОЛЩИНЫ СТЕНКИ ТРУБОПРОВОДА НА ПОДВОДНОМ ПЕРЕХОДЕ

Принимая во внимание то, что трубопровод был построен 29 лет назад, при замене труб на переходе возникает необходимость их выбора из новых сортов, которые используются в нефтяной промышленности. С этой целью необходимо произвести механический расчёт.

Исходные данные для расчета имеют следующий вид:

- плотность воды $\rho_v=1075 \text{ кг/м}^3$;
- наружный диаметр трубопровода $D_H=1220 \text{ мм}$;
- давление в трубопроводе $P=3,4 \text{ МПа}$;
- грунт – глина;
- категория участка – высшая;
- $\rho_{\min} = 5000 \text{ м}$;
- $\beta = 10^0$.

Для стенки трубы выбираем материал – сталь ТУ–14–3–1698–2000 марки 08Г1НФБ, выпускаемую Челябинским трубопрокатным заводом со следующими характеристиками: временное сопротивление разрыву $\sigma_B=590 \text{ МПа}$, предел текучести $\sigma_T=490 \text{ МПа}$, коэффициент надежности по металлу трубы $k_1=1,4$.

В общем случае толщину стенки трубопровода согласно можно определить по формуле (3.1):

$$\delta = \frac{n_p \cdot p \cdot D_H}{2(\psi_1 \cdot R_1 + n_p p)}, \quad (3.1)$$

где ψ_1 – коэффициент двухосного напряженного состояния металла труб;

n_p – коэффициент надежности по нагрузке от внутреннего давления с промежуточными НПС, $n_p=1,1$;

p – внутреннее давление в трубопроводе, МПа;

D_H – наружный диаметр трубопровода, мм;

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 3,4 \cdot 1220}{2(1 \cdot 301 + 1,1 \cdot 3,4)} = 7,5 \text{ мм.}$$

Уточняем это значение по сортаменту и принимаем $\delta=10$ мм.

Продольные осевые напряжения рассчитаем по формуле (3.4):

$$\sigma_{npN(\pm)} = -n_t \cdot \alpha_t \cdot E \cdot \Delta t + \mu \frac{n_p \cdot p \cdot D_{BH}}{2\delta}, \quad (3.4)$$

где Δt – расчетный перепад температур, $^{\circ}\text{C}$;

μ – коэффициент Пуассона, $\mu=0,3$;

α_t – коэффициент линейного расширения металла, который равняется $\alpha_t=1,2 \cdot 10^{-5} \text{ 1/}^{\circ}\text{C}$;

E – модуль Юнга, равный $E=2,06 \cdot 10^5 \text{ МПа}$;

n_t – коэффициент надежности по температуре, $n_t=1$;

D_{BH} – внутренний диаметр трубопровода, величина которого составляет

$$D_{BH} = D_H - 2 \cdot \delta = 1220 - 2 \cdot 10 = 1200 \text{ мм.}$$

Расчетный перепад температур Δt будет равняться

$$\Delta t_{(+)} = \frac{\mu \cdot R_1}{\alpha_t \cdot E} = \frac{0,3 \cdot 301}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 36,5 \text{ }^{\circ}\text{C},$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{(1 - \mu) \cdot R_1}{\alpha_t \cdot E} = \frac{(1 - 0,3) \cdot 301}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = -85,2 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

Рассчитаем продольные напряжения σ_{npN} :

$$\sigma_{npN(+)} = -1 \cdot 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 36,5 + 0,3 \cdot \frac{1,1 \cdot 3,4 \cdot 1200}{2 \cdot 10} = -22,9 \text{ МПа},$$

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{\text{кц}}}{R_1}, \quad (3.6)$$

где $\sigma_{\text{кц}}$ – кольцевые напряжения в стене трубы от расчетного внутреннего давления, определяемые по формуле (3.7):

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{n_p \cdot P \cdot D_{\text{вн}}}{2 \delta}, \quad (3.7)$$

Окончательно получаем:

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{1,1 \cdot 3,4 \cdot 1200}{2 \cdot 10} = 224,4 \text{ МПа.}$$

Тогда получаем:

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{224,4}{301} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{224,4}{301} = 0,210.$$

$277,9 < 1 \cdot 301$ МПа, удовлетворяет условию;

$|-22,9| < 0,210 \cdot 301 = 60,5$ МПа, условие выполняется, прочность обеспечена.

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций трубопроводов проверку производят согласно условиям (3.8), (3.9):

$$|\sigma_{\text{пр}}^H| \leq \psi_3 \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H, \quad (3.8)$$

$$\sigma_{\text{кц}}^H \leq \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H, \quad (3.9)$$

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H} \right)^2} - 0,5 \left(\frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H} \right) \quad (3.12)$$

Согласно которой получаем:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{204}{\frac{0,75}{0,9 \cdot 1,05} \cdot 490} \right)^2} - 0,5 \left(\frac{204}{\frac{0,75}{0,9 \cdot 1,05} \cdot 490} \right) = 0,629$$

Условие $\sigma_{кц}^H \leq \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H$ выполняется $204 \leq \frac{0,75}{0,9 \cdot 1,05} \cdot 490 = 388,9 \text{ МПа}$.

2) Продольные напряжения σ_{np}^H :

при $\sigma_{np}^H < 0$, $\psi_3 = 0,395$;

при $\sigma_{np}^H > 0$, $\psi_3 = 1$.

Для положительного температурного перепада Δt

$$\begin{aligned} \sigma_{np}^H &= \mu \cdot \sigma_{кц}^H - \alpha_t \cdot E \cdot \Delta t \pm \frac{E \cdot D_H}{2 \cdot \rho_{\min}} = \\ &= 0,3 \cdot 204 - 0,000012 \cdot 206000 \cdot 36,5 - \frac{206000 \cdot 0,1220}{2 \cdot 5000} = -31,5 \text{ МПа}. \end{aligned}$$

Условие $|\sigma_{np}^H| \leq \psi_3 \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H$ выполняется, т.е.

$$|-31,5| \leq 0,629 \cdot \frac{0,75}{0,9 \cdot 1,05} \cdot 490 = 244,6 \text{ МПа}.$$

4 РАСЧЕТ УСТОЙЧИВОСТИ ПОДВОДНОГО ТРУБОПРОВОДА, ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ БАЛЛАСТИРОВКИ

4.1 Расчет устойчивости подводного трубопровода

Подводные трубопроводы на водных переходах в границах горизонта высоких вод (ГВВ) не ниже 1% обеспеченности должны рассчитываться против всплытия, поэтому необходимо произвести расчет устойчивости трубопровода и подобрать необходимые пригрузы для её обеспечения.

Для расчёта необходимы следующие данные:

- плотность чугуна $\rho_{\text{чуг}} = 7500 \text{ кг/м}^3$;
- плотность битума $\rho_{\text{бит}} = 1040 \text{ кг/м}^3$;
- средняя скорость течения воды $V_{\text{ср}} = 0,1 \text{ м/с}$;
- плотность футеровки $\rho_{\text{фут}} = 650 \text{ кг/м}^3$.

Границами подводного одностороннего перехода трубопровода, определяющими его длину, является участок, ограниченный ГВВ не ниже отметок 10% обеспеченности. Поэтому принимаем, что длина перехода $L_{\text{тр}} = 124,1 \text{ м}$.

Расчёт устойчивости подводного трубопровода производится по формуле(4.1):

$$q_{\text{балл}}^H = \frac{1}{n_{\delta}} (k_{\text{н.в}} \cdot q_{\text{в}} + q_{\text{изг}} + q_{\text{г}} + q_{\text{верт}} - q_{\text{тр}} - q_{\text{дон}}), \quad (4.1)$$

где n_{δ} – коэффициент надежности по материалу балластировки, $n_{\delta} = 1$ для чугунных пригрузов;

$k_{\text{н.в}}$ – коэффициент надежности против всплытия, $k_{\text{н.в}} = 1,1$ для русловых участков переходов при ширине реки до 200 м;

$q_{\text{изг}}$ – расчетная нагрузка, обеспечивающая упругий изгиб трубопровода соответственно рельефу дна траншеи, Н/м;

$$P_y = 0,5 \cdot 0,55 \cdot 1075 \cdot 0,1^2 \cdot 1,29454 = 3,8 \text{ Н / м.}$$

q_{Γ} – величина пригруза, необходимая для компенсации горизонтальной P_x составляющей воздействия гидродинамического потока на единицу длины трубопровода, $q_{\Gamma} = P_x / k$, Н/м;

Горизонтальная составляющая гидродинамического воздействия потока находится по формуле (4.5):

$$P_x = 0,5 \cdot C_x \cdot \rho_B \cdot V_{cp}^2 \cdot D_{н.ф.}, \quad (4.5)$$

где C_x – гидродинамический коэффициент лобового сопротивления, зависящий от числа Рейнольдса и характера внешней поверхности трубопровода.

Число Рейнольдса определяется по формуле (4.6):

$$Re = \frac{V_{cp} \cdot D_{н.ф.}}{\nu_B}, \quad (4.6)$$

где V_{cp} – средняя скорость течения реки, $V_{cp} = 0,1$ м/с;

ν_B – вязкость воды, $\nu_B = 1,31 \cdot 10^{-6}$ м²/с.

Получаем, что число Рейнольдса равняется

$$Re = \frac{0,1 \cdot 1,29454}{1,31 \cdot 10^{-6}} = 98820.$$

При $Re < 10^5$ коэффициент $C_x = 1,2$.

Тогда, подставляя полученные значения в формулу (4.5), окончательно получаем:

$$P_x = 0,5 \cdot 1,2 \cdot 1075 \cdot 0,1^2 \cdot 1,29454 = 8,3 \text{ Н / м.}$$

$$q_{\text{м}}^{\text{н}} = 78500 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (1,220^2 - 1,200^2) = 2982,5 \text{ Н / м.}$$

Нормативная нагрузка от собственного веса изоляции находится по формуле (4.9)

$$q_{\text{из}}^{\text{н}} = q_{\text{бит.}}^{\text{н}} + q_{\text{об}}^{\text{н}}, \quad (4.9)$$

где $q_{\text{бит.}}^{\text{н}}$ – нормативная нагрузка от собственного веса битумной изоляции, Н/м, величина которой определяется по формуле (4.10).

$$q_{\text{бит}}^{\text{н}} = g \cdot \rho_{\text{бит}} \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_{\text{бит}}^2 - D_{\text{н}}^2), \quad (4.10)$$

Получаем, что нормативная нагрузка от собственного веса битумной изоляции равняется

$$q_{\text{бит}}^{\text{н}} = 9,81 \cdot 1040 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (1,232^2 - 1,220^2) = 236 \text{ Н / м.}$$

$q_{\text{об}}^{\text{н}}$ – нормативная нагрузка от собственного веса обертки, Н/м, величина которой находится по формуле (4.11):

$$q_{\text{об}}^{\text{н}} = k_{\text{из}} \cdot \pi \cdot D_{\text{н}} \cdot g \cdot \delta_{\text{об}} \cdot \rho_{\text{об}}, \quad (4.11)$$

где $k_{\text{из}}$ – коэффициент, учитывающий величину нахлеста, при двухслойной изоляции (обертки), $k_{\text{из}}=2,3$.

$$q_{\text{об}}^{\text{н}} = 2,3 \cdot 3,14 \cdot 1,220 \cdot 9,81 \cdot 0,635 \cdot 10^{-3} \cdot 1028 = 56,4 \text{ Н/м.}$$

$$q_{изг} = \frac{32 \cdot E \cdot J}{9 \cdot \beta^2 \cdot \rho_{\min}^3}, \quad (4.13)$$

где β – угол поворота оси трубопровода, величина которого составляет

$$\beta = \frac{10^0}{57.3} = 17.44 \cdot 10^{-2} \text{ рад};$$

J – осевой момент инерции поперечного сечения трубы, м^4 , величина которого определяется по формуле (4.14).

$$J = \frac{\pi}{64} (D_{\text{н}}^4 - D_{\text{вн}}^4). \quad (4.14)$$

Подставляя значения в формулу (4.14), получаем

$$J = \frac{3,14}{64} (1,220^4 - 1,200^4) = 6,95 \cdot 10^{-3} \text{ м}^4.$$

Тогда значение дополнительной выталкивающей силы за счёт изгиба трубопровода будет равняться

$$q_{изг} = \frac{32 \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 6,95 \cdot 10^{-3}}{9 \cdot (17,44 \cdot 10^{-2})^2 \cdot (5000)^3} = 1,34 \text{ Н / м.}$$

Величина пригрузки трубопровода в воде согласно формуле (4.1) будет равняться

$$q_{\text{бал.в}}^{\text{н}} = \frac{1}{1} \left(1,1 \cdot 13873,2 + 1,34 + \frac{8,3}{0,45} + 3,8 - 3832 \right) = 11451,3 \text{ Н / м.}$$

4.2 Определение расстояния между пригрузами и их числа

5 ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ

Нормальный режим эксплуатации подводного перехода должен обеспечивать непрерывную перекачку продукта, безопасность судоходства и защиту окружающей среды.

Для этого выполняются:

- систематический контроль за давлением на основной и резервных нитках перехода и периодическая очистка внутренней полости трубопровода от отложений;
- поддержание установленных проектом отметок заглубления подводного трубопровода;
- поддержание в исправном состоянии защиты трубопроводов (изоляция, ЭХЗ, берегоукреплений и т.д.);
- систематическое обследование технического состояния подводных трубопроводов и перехода в целом;
- контроль за наличием и исправностью информационных знаков ограждения перехода, сохранностью реперов, ледозащитных устройств.

Нормальных условий эксплуатации можно достичь благодаря выполнению мероприятий, направленных на обеспечение безаварийной работы подводного перехода представленных на рисунке 5.1.

При нормальной работе трубопровода все его нитки должны находиться в работе. В целях промывки не реже одного раза в год нитки трубопровода отключают путем закрытия задвижек с одной стороны перехода на 2 - 3 суток и направляют поток нефти поочередно по каждой нитке. Причем при необходимости полного отключения одной нитки следует предусмотреть меры, предупреждающие повышение давления в трубопроводе от температурных воздействий.

Кроме того, на подводный переход через судоходные реки, а также на многониточные переходы составляется технический паспорт по установленной

форме. На остальные переходы через водные преграды делается учетная карточка. На проектируемые и вновь строящиеся подводные переходы паспорт составляется на стадии их проектирования и строительства и передается заказчику вместе с исполнительной документацией на стадии приемки в эксплуатацию подводного перехода.

Организация, эксплуатирующая подводный переход, разрабатывает и утверждает конкретный план мероприятий по обеспечению безаварийной работы подводного перехода в осенне-зимний и весенне-паводковый периоды.

В плане подготовки к эксплуатации подводного перехода в зимних условиях предусматривают:

- ревизию и ремонт запорной арматуры со сменой летней смазки на зимнюю;
- проверку арматуры на полное открытие и закрытие, покраску;
- восстановление противопожарных сооружений;
- промывку тупиковых и непроточных участков арматуры;
- приоткрытие задвижек тупиковых участков, камер пуска (приема) очистных устройств;
- установку указателей, вешек и вантузов на случай занесения их снегом и другие мероприятия по обеспечению бесперебойной работы подводного перехода в зимних условиях.

В плане мероприятий по подготовке к весеннему паводку предусматривают:

- создание временных опорных пунктов в отдельных труднодоступных местах трассы нефтепровода с оснащением необходимой техникой, материалами и инструментами;
- подготовку аварийно-ремонтной техники;
- ремонт и укрепление береговых колодцев подводного перехода;
- замену смазки редукторов, проверку запорной арматуры на полное открытие и закрытие;
- создание необходимого запаса гравия, горюче-смазочных и других материалов;
- восстановление водопропускных устройств, противоаварийных сооружений, очистку их от снега;

ронными организациями. Объем и сроки проведения ТОР привязаны к конкретным объектам и обычно отражены в планах-графиках ТОР.

Таблица 5.1 - Перечень обязательной документации по технической эксплуатации подводного перехода МН

Техническая документация	Утверждающая инстанция	Примечание
Исполнительная документация на законченный строительством подводный переход	Составляется и утверждается на стадии проектирования и строительства Составляется отделом эксплуатации, утверждается	Хранится до замены или снятия с баланса подводного перехода
План-график технического обслуживания и ремонта подводного перехода магистрального нефтепровода	главным инженером управления То же	Составляется каждым предприятием подробный перечень работ на предстоящий месяц
План ликвидации возможных аварий	Утверждается руководителем предприятия	Вывешивается на видном месте для ознакомления всего персонала управления
План мероприятий по обеспечению безаварийной работы подводного перехода в осенний и весенне-паводковый периоды	—	Составляется отделом эксплуатации
Указание по защите подводного перехода от действия ледохода (паводковый период)	—	То же
Технический паспорт (формуляр) на подводный переход	—	Составляется и передается заказчику на стадии проектирования, строительства и корректируется во время эксплуатации подводного перехода
Журнал повседневного технического надзора за подводным переходом		Ведется обходчиком, по мере заполнения сдается в отдел эксплуатации

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бабин Л.А., Григоренко П.Н., Ярыгин Е.Н. «Типовые расчеты при сооружении трубопроводов»: Учеб. пособ. для вузов. – М.: Недра, 1995. – 246 с.
2. Шаммазов А.М., Мугаллимов Ф.М., Нефедова Н.Ф. «Подводные переходы магистральных нефтепроводов». - М.:ООО «Недра – Бизнесцентр», 2000. – 237 с.
3. Спектор Ю.И., Мустафин Ф.М., Лаврентьев А.Е. «Строительство подводных переходов способом горизонтально – направленного бурения»: Учеб. пособие. – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2001. – 208 с.
4. Земляные работы на подводных переходах магистральных трубопроводов // Обзорная информация. – 1981. – Вып. 2.