

Оптимальное применение опор при вводе трубопровода в скважину подводного перехода. Часть 1

© Н.Т. Овчинников

ООО «ГеоСплит», Москва, 121205, Россия

Рассмотрена задача оптимальной расстановки опор в процессе протаскивания трубопровода по скважине при строительстве подводного перехода способом наклонно-направленного бурения. В части 1 работы приведены результаты применения стержневой модели трубопровода при расположении переходного участка на неподвижных опорах с изменяемой высотой подъема. Условия оптимизации расстановки опор предусматривают отсутствие контактных нагрузок на входе трубопровода в скважину и минимальность либо напряжений в пределах переходного участка, либо действующих на участок реакций опор. Определены число применяемых опор и необходимая высота подъема трубопровода. Проведена оценка влияния длины пролетов между опорами при равномерной и неравномерной расстановке опор, а также при наличии бурового раствора в скважине. Исследовано влияние на расстановку опор растягивающего или сжимающего осевого усилия в трубопроводе. Проанализированы последствия отказа одной из опор в ходе протягивания трубопровода. Найден рабочий диапазон высоты подъема трубопровода на опорах по критерию выхода опор из-под нагрузки, определяющий требуемую точность позиционирования трубопровода. По результатам расчетов отображены форма изгиба трубопровода, эпюра действующих напряжений и реакции опор. Сделан вывод о том, что при использовании оптимальной расстановки опор воздействие на трубопровод в процессе протаскивания ограничивается технологически необходимым минимумом, не влияющим на последующую эксплуатацию перехода.

Ключевые слова: *трубопровод, стержень, подводный переход, скважина, протаскивание, опора, напряжения, изгиб, трубоукладчик, наклонно-направленное бурение*

Введение. За последнюю четверть века способ строительства переходов трубопроводов через водные преграды с применением наклонно-направленного бурения получил в России широкое распространение. На заключительном этапе строительства перехода трубопровод протаскивается по скважине. Ответственность этой операции обусловлена такими факторами, как принадлежность трубопровода к категории опасных производственных объектов, высокая стоимость выполненных буровых работ к моменту протаскивания, риск технических осложнений вплоть до необходимости перебурирования скважины, возможное проявление в ходе эксплуатации перехода последствий нагружения трубопровода при укладке и проблемность ремонта трубопровода глубокого залегания. Требуется детальная проработка такой операции для реализации контроля напряженно-деформированного состояния трубопровода и сохранности изоляционного покрытия в процессе протаскивания.

Оптимизация расстановки опор при протаскивании трубопровода по скважине подводного перехода в литературе не рассмотрена. Настоящее исследование является продолжением работы автора над данной задачей [1], положения которого приведены в [2, 3]. Задача расстановки опор, несмотря на наличие своих отличительных особенностей, в постановочном плане схожа с задачей проведения ремонтных работ на трубопроводе [4–7]. Благодаря сложному сочетанию определяющих факторов решение задачи, наряду с ее прикладным значением, представляет общий интерес и с точки зрения механики стержней.

Поскольку при решении поставленной задачи вычислительный эксперимент имеет преимущества перед натурным исследованием, целесообразно на практике применять опоры на основе математического моделирования трубопровода.

Перед протаскиванием сваренный в нитку трубопровод выкладывают на роликовые опоры в пределах монтажной площадки (рис. 1). С помощью опор с регулируемой высотой подъема придается необходимая форма переходному участку трубопровода от входа в скважину до выхода на линию роликовых опор (рис. 2–4). Через буровую колонну трубопроводу передается тяговое усилие от буровой установки, под действием которого он приходит в движение. В качестве неподвижных опор используют трубоукладчики с троллейными подвесками, роль подвижных опор выполняют трубоукладчики с мягкими полотенцами.

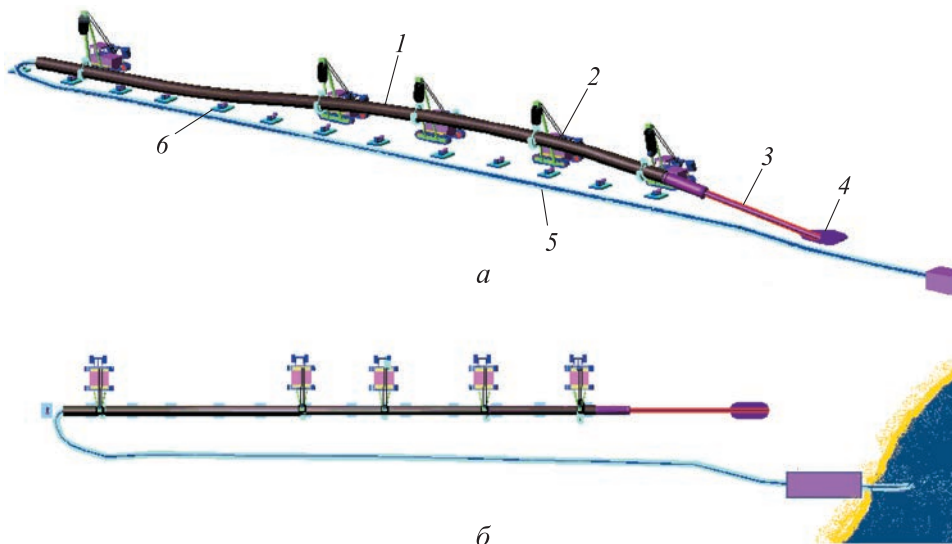


Рис. 1. Общий вид (а) и вид сверху (б) трубопровода на монтажной площадке перед протаскиванием:

1 — трубопровод; 2 — трубоукладчик; 3 — буровая колонна; 4 — вход трубопровода в скважину; 5 — линия подачи воды для балластировки; 6 — роликовая опора



Рис. 2. Трубопровод с трубоукладчиками при реконструкции подводного перехода



Рис. 3. Трубопровод на роликовых опорах



Рис. 4. Вариант конструктивного исполнения роликовой опоры

При протаскивании трубопровода необходимо соблюдать следующие требования:

— исключить контактные нагрузки на входе трубопровода в скважину для сохранности изоляционного покрытия;

— обеспечить изгиб переходного участка трубопровода при допустимых нормативами напряжениях;

— уменьшить амплитуду изменения изгибных напряжений в сечениях трубопровода.

Цели исследования — решить задачу оптимальной расстановки опор в пределах переходного участка при протаскивании трубопровода по скважине подводного перехода; определить количество применяемых опор, расстояния между ними, высоту подъема трубопровода на опорах, напряжения в трубопроводе, действующие усилия; выявить влияние различных факторов на параметры расстановки опор; разработать для подвижных опор схему перемещения с изменением высоты подъема трубопровода.

Расчетная схема. Как правило, проектный профиль скважины, расположенный в вертикальной плоскости, состоит из пяти интервалов. На входе и выходе скважины, а также в ее центральной части расположены прямолинейные участки, соединенные дугами окружности. Углы входа и выхода буровой колонны при строительстве подводных переходов магистральных нефтепроводов находятся в пределах $\alpha_n = 8...15^\circ$ и $\alpha_k = 5...8^\circ$ соответственно.

При протаскивании в переходном участке действует растягивающее усилие под действием сил сопротивления движению трубопровода по роликовым опорам. Состояние трубопровода непрерывно изменяется по мере перемещения с прохождением через характерные состояния:

— в начальном положении головная часть трубопровода расположена у входа в скважину, перед трубопроводом находится буровая колонна с меньшими значениями веса единицы длины и жесткости на изгиб;

— в основном периоде протягивания в трубопроводе формируется стационарный переходный участок;

— в конце протягивания трубопровод занимает консольное положение в связи с тем, что для образования полноразмерного переходного участка недостаточно длины наземной части.

Положение сечения трубопровода относительно точки входа бурового инструмента в грунт (устье скважины и начало координат, рис. 5) определяется зависимостью

$$v = s + u,$$

где v — расстояние от устья до произвольного сечения трубопровода; s — расстояние от устья до головной части трубопровода по оси

скважины; u — расстояние от головной части трубопровода до произвольного сечения по оси трубопровода.

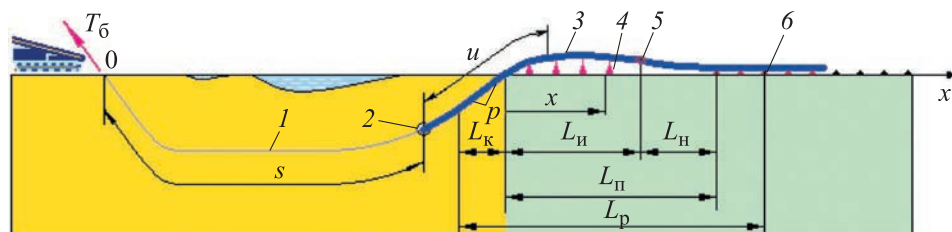


Рис. 5. Схема протаскивания трубопровода:

1 — буровая колонна; 2 — шарнирное соединение буровой колонны с трубопроводом; 3 — трубопровод; 4 — опора с регулируемой высотой; 5 — точка перегиба оси трубопровода; 6 — роликовая опора; x — координата произвольного сечения трубопровода по горизонтали от устья скважины; L_k — участок контроля контактных нагрузок; $L_{и}$, $L_{н}$ — участки трубопровода с прогибом вверх и вниз соответственно; $L_{п}$ — переходный участок; $L_{р}$ — расчетный участок при моделировании; p — контактная нагрузка на входе трубопровода в скважину; T_b — усилие протаскивания от буровой установки

Расчетный участок L_r в основном положении включает переходный участок трубопровода $L_{п}$ с прилегающими к нему с двух сторон участками — непосредственно в скважине и на части активных роликовых опор. Продление участка до граничных сечений буровой колонны и трубопровода позволяет полностью моделировать протягиваемую компоновку. Уменьшение длины расчетного участка до определенного предела не оказывает влияния на точность получаемых результатов.

При решении задачи рассматривается расчетный участок с расстояниями между опорами l_i , где $i = 1, \dots, N$ — порядковый номер опоры от входа в скважину, N — количество опор, l_1 — расстояние от первой опоры до входа трубопровода в скважину. Ось расположенного на опорах трубопровода поднимается над поверхностью монтажной площадки в опорной точке на расчетную высоту h_i , обеспечивая оптимальную форму изгиба трубопровода.

Обоснование условий оптимизации расстановки опор. Сформулируем необходимые для выполнения условия (критерии) оптимизации расстановки опор.

Условие № 1. Исключение контактных нагрузок на входе в скважину. Действие контактных нагрузок при движении трубопровода по грунтам с твердыми включениями обломочных горных пород может приводить к повреждению изоляционного покрытия, увеличению

усилия протягивания, повышению вероятности срыва манжет, закрывающих сварные стыки труб. Для того чтобы исключить отрицательное влияние контактной нагрузки, обеспечиваем ее отсутствие в части интервала L_k непосредственно за входом трубопровода в скважину, т. е. $p(s, u) = 0$. Ниже этого интервала под действием веса труб формируется контакт трубопровода со стенками скважины с нагрузкой $p \neq 0$. Можно также принять в качестве условия оптимизации действия нагрузки того же порядка за входом трубопровода в скважину.

Вопросы сохранности изоляционного покрытия в практике строительства подводных переходов трубопроводов методом направленного бурения рассмотрены в [8].

Условие № 2. Оптимизация высоты подъема трубопровода на опорах по напряжениям. Напряжения в сечениях трубопровода $\sigma(s, u)$ зависят от координаты головной части, изменяющейся от величины $s = L$ при входе трубопровода в скважину до $s = 0$ при выходе трубопровода на стороне буровой установки, где L — длина скважины.

В каждом из сечений трубопровода за период протаскивания достигается свое максимальное значение действующих напряжений. Прохождение трубопровода по переходному участку и криволинейным интервалам профиля скважины обуславливает наличие разнонаправленного изгиба, отрицательно влияющего на скрытые дефекты труб. Снижение напряжений в трубопроводе при вводе в скважину уменьшает амплитуду изменения напряжений изгиба, что способствует обеспечению нормативной длительности эксплуатации подводного перехода.

Определяем высотное положение трубопровода на опорах h_i с достижением минимума напряжений $\sigma_{\max}(s, u) \rightarrow \min$ в сечениях переходного участка $L_{\text{п}}$ в текущий момент протягивания при заданных расстояниях l_i между опорами.

Условие № 3. Оптимизация высоты подъема трубопровода на опорах по действующим усилиям. В стержневой модели трубопровода реакции опор прикладываются к упругой линии, после чего определяются форма оси и напряжения в трубопроводе. Согласно принципу Сен-Венана, не учитывается локальный характер нагружения и деформирования труб при действии реакций опор на относительно малую площадь контакта трубопровода с полотенцем либо с троллейной подвеской. Равномерное распределение усилий по опорам позволяет снизить максимальные значения реакций и уменьшить возможные отрицательные последствия локального нагружения трубопровода.

Равномерное нагружение востребовано при ограниченной грузоподъемности имеющихся опор и троллейных подвесок. Его создание целесообразно также при прокладке трубопровода в тепловой изоляции.

В качестве условия оптимизации № 3, альтернативного условию № 2, примем получение состояния трубопровода с минимальными значениями реакций опор при заданных расстояниях l_i между ними.

Условие № 4. Оптимизация длин пролетов (ОДП). При выбранном числе опор находятся расстояния между опорами l_i , обеспечивающие минимальность напряжений в сечениях переходного участка $L_{\text{п}}$ в текущий момент протягивания. В этом виде оптимизации выполняется также условие оптимизации № 2. Значения l_i могут быть либо назначены и отобраны для реализации при наличии показаний, либо определены при расчете. В общем случае результат данной оптимизации — неравномерная расстановка опор.

Условие № 5. Определение минимального числа опор. Это условие формулируем как получение оптимального состояния переходного участка трубопровода с применением минимально возможного количества опор $N = N_{\text{min}}$, $\sigma_{\text{max}}(s, u) \leq \sigma_{\text{max д}}$ ($\sigma_{\text{max д}}$ — максимально допустимое напряжение в переходном участке при протаскивании трубопровода). При этом максимальное число применяемых опор ограничивается факторами организационно-технического порядка.

Приведенные условия оптимизации расстановки опор можно применять и по отдельности, и в различных сочетаниях. Для оценки существующих рисков следует проверить оптимальное решение на возможную перегрузку опор и перенапряжение трубопровода при выходе из строя (отказе) одного из трубоукладчиков в ходе протаскивания.

При оптимизации расстановки опор уменьшение целевого параметра сопровождается возрастанием других параметров. Так, при минимизации нагрузок на опоры увеличиваются действующие в трубопроводе напряжения.

Модель бурильной колонны и трубопровода. Для расчета изгиба бурильной колонны и трубопровода в вертикальной плоскости применяют стержневую модель с элементами определенной длины, соединяемыми в узлах [1, 9]. При описании формы модели в пространстве используют основную систему координат и локальную систему для каждого из элементов (рис. б). Принятый подход позволяет задействовать линеаризованные уравнения равновесия стержня для расчета деформирования модели.

В основной системе координат задана форма опорной линии, в качестве которой берется ось скважины вместе с линией опор на монтажной площадке.

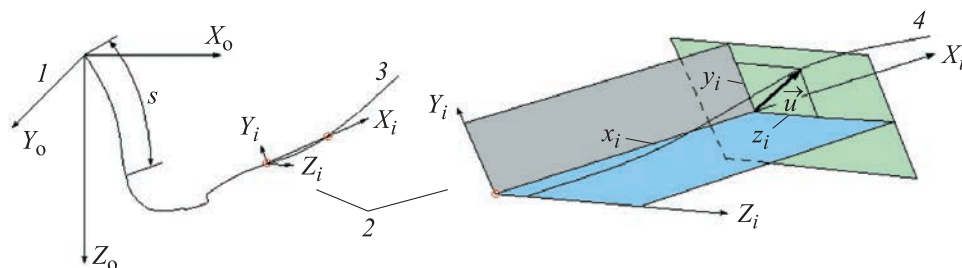


Рис. 6. Системы координат модели:

1 — основная система координат X_0, Y_0, Z_0 ; 2 — локальная система координат для i -го элемента X_i, Y_i, Z_i ; 3 — опорная линия; 4 — ось элемента; s — дуговая координата; \vec{u} , x_i , y_i , z_i — вектор смещения и координаты точки оси элемента в локальной системе координат

Уравнение упругой линии элемента в плоскости xu имеет вид

$$EI \frac{d^4 y}{dx^4} - T_3 \frac{d^2 y}{dx^2} = q_{3y},$$

где E — модуль Юнга материала; I — момент инерции сечения; y — прогиб; x — координата сечения по оси абсцисс; T_3 — эквивалентное осевое усилие, $T_3 > 0$ при растяжении; q_{3y} — проекция эквивалентного веса единицы длины q_3 .

Решение уравнения равновесия, которое зависит от наличия эквивалентного осевого усилия и его знака, содержит четыре постоянные интегрирования. Для того чтобы найти эти постоянные, необходимо использовать уравнения сопряжения элементов по прогибам, углу наклона оси, изгибающему моменту совместно с граничными условиями. Задаются также либо координаты узлов с определением действующих усилий, либо усилия в узлах с нахождением соответствующих координат. Задание усилий применимо при моделировании укладки трубопровода с утяжеляющими пригрузами, с разгружающими понтонами, а также при моделировании ремонтно-изоляционных работ. В расстановке опор задание усилий может быть использовано для учета собственного веса троллейной подвески при определении нагрузок на трубоукладчики и для нагружения трубопровода равными усилиями. Положение элементов модели трубопровода определяется с учетом ограничений поперечных перемещений узлов стенками скважины и опорами.

Оптимальное решение носит рекомендательный характер. Отклонение высоты опор от расчетных значений приводит к появлению нежелательных контактных усилий на участке L_k либо к росту напряжений на участке изгиба L_m . Возможное влияние переходных

динамических процессов при изменении положения трубопровода на опорах не учитывается.

Исходные данные для расчетов. Диаметр скважины $D_c = 1,4$ м, ее длина $L = 503$ м. Диаметр трубопровода $D_T = 1,020$ м, толщина его стенки $\delta_T = 18$ мм, изоляционное покрытие — экструдированный полиэтилен толщиной $\delta_{\text{п}} = 3,5$ мм. Модуль Юнга стали для трубопровода составляет $E_T = 2,06 \cdot 10^5$ МПа, плотность стали $\rho_T = 7850$ кг/м³, класс прочности материала — К-55, предел текучести стали $\sigma_T = 390$ МПа. Вес единицы длины трубопровода: труба с изоляцией $q_T = 4471$ Н/м, полный трубопровод в буровом растворе $q_{\text{т.б}} = -4469$ Н/м.

Роликовые опоры расположены на монтажной площадке с интервалом 10 м. Коэффициент трения при движении трубопровода на роликовых опорах и катках троллейной подвески $f_{\text{оп}} = 0,05$, при скольжении по грунту $f = 0,5$. Угол выхода скважины $\alpha_k = 6^\circ$. Грузоподъемность троллейной подвески $P_{\text{д.т}} = 32$ тс при собственном весе 1,2 тс. Действие веса подвески на опору в данной работе не учитывается.

Диаметр бурильной колонны $D_k = 0,168$ м, толщина ее стенки $\delta_k = 9,2$ мм. Модуль Юнга стали $E_k = E_T = 2,06 \cdot 10^5$ МПа, плотность материала колонны $\rho_k = \rho_T = 7850$ кг/м³.

В скважине и в бурильной колонне находится буровой раствор плотностью $\rho_b = 1100$ кг/м³. На часть трубопровода, расположенную в скважине и входящую в состав расчетного участка L_p , буровой раствор не действует, если для принятого профиля скважины его уровень находится ниже соответствующего интервала расположения трубопровода.

За максимально допустимое напряжение в переходном участке трубопровода принято значение $\sigma_{\text{макс д}} = 0,75\sigma_T$.

Отображение результатов моделирования. На рис. 7–29 приведены расчетное положение бурильной колонны и трубопровода, а также эпюра напряжений расчетного участка с наложением действующих реакций. Неактивные опоры, не контактирующие с трубопроводом, отмечены более темным цветом. Красными стрелками показаны действующие на трубопровод реакции, нормированные по максимальному значению бокового усилия.

На информационных панелях над и под рисунками размещены параметры расстановки: номер опоры i ; расстояние до предыдущей

опоры l_i ; высота подъема точки осевой линии трубопровода над поверхностью земли h_i ; реакция на опоре P_i ; напряжения в сечении трубопровода над опорой σ_i ; угол наклона касательной к оси трубопровода α_i ; максимальные напряжения в пределах переходного участка σ_{\max} в мегапаскалях и как процент от допустимого значения максимальных напряжений $\sigma_{\max д}$; максимальное значение реакции опоры P_{\max} и высоты подъема трубопровода на опоре h_{\max} ; длина переходного участка $L_{п}$.

Сечение скважины на входе трубопровода условно считаем положением нулевой опоры с выводом соответствующих данных.

Алгоритм определения оптимальной расстановки. В расчетном цикле осуществляется подъем трубопровода на опорах для снятия контактной реакции на входе в скважину и определяются эквивалентные напряжения в переходном участке. Затем высоты подъема на опорах с минимальными и максимальными напряжениями в трубопроводе изменяются в необходимую сторону. Расчет повторяется до тех пор, пока не будут получены равные значения напряжений для сечений трубопровода над всеми опорами. Это решение обеспечивает минимальный уровень напряжений в переходном участке. Действительно, при увеличении высоты подъема на опоре напряжения в соответствующем сечении возрастают, а при ее уменьшении нагрузка, воспринимаемая опорой, частично передается на другие опоры, и напряжения в сечениях трубопровода над ними возрастают, если при этом не происходит разгружение трубопровода на грунт за входом в скважину.

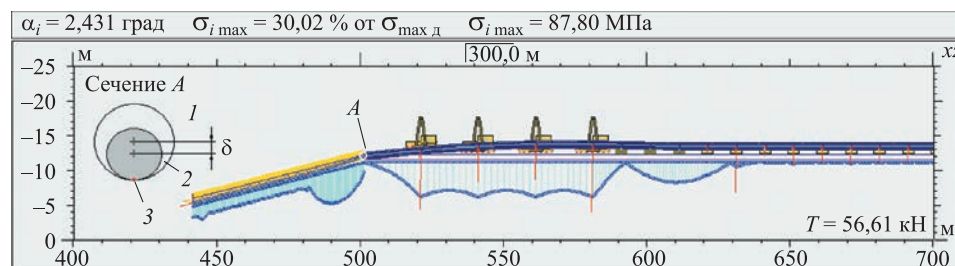
Оптимальная расстановка с равными значениями реакций опор находится аналогичным образом. Дополнительно для расчета этого вида возможно применение более экономичного подхода, при котором задают нагрузку на опору и находят соответствующую высоту подъема трубопровода.

В ходе оптимизации длин пролетов оцениваются напряжения в переходном участке с различными длинами пролетов между опорами при выполнении условия оптимизации № 2 по высоте подъема.

Для определения положения трубопровода на опорах и в скважине можно применять модель с вычислением работы реакций и получать в конечном счете состояние системы с минимальной энергией [9]. В приведенном решении последовательно исключаются вспомогательные реакции, необходимые для удержания трубопровода по условиям равновесия, что аналогично подходу, изложенному в [10].

Начальное положение трубопровода при протаскивании. В этом положении головная часть трубопровода находится у входа

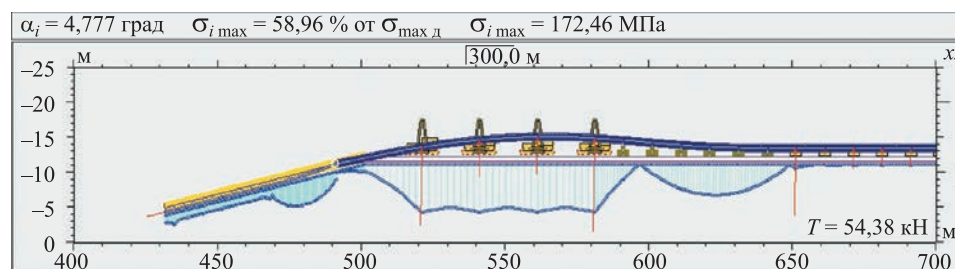
в скважину (рис. 7). Высота подъема трубопровода относительно невелика, угол наклона касательной к оси трубопровода у входа в скважину α_i не превышает половины выходного угла оси скважины α_k . Напряжения составляют около трети допустимого значения.



Номер опоры i	0	1	2	3	4
Положение l_i , м	0	20	20	20	20
Высота h_i , м	-0,185	0,628	1,212	1,510	1,522
Реакция P_i , кН	0	150,87	91,14	90,98	175,80
Напряжение σ_i , МПа	25,03	87,80	87,80	87,80	87,80
Угол касат. α_i , град	2,431	2,081	1,264	0,445	-0,375
$P_{i \max} = 175,80$ кН		$h_{\max} = 1,52$ м		$L_{\text{п}} = 120$ м	

Рис. 7. Вход головной части трубопровода в скважину:

1 — сечение скважины; 2 — сечение трубопровода по изоляционному покрытию; 3 — точка контакта без усилия; δ — смещение трубопровода относительно центра ствола скважины



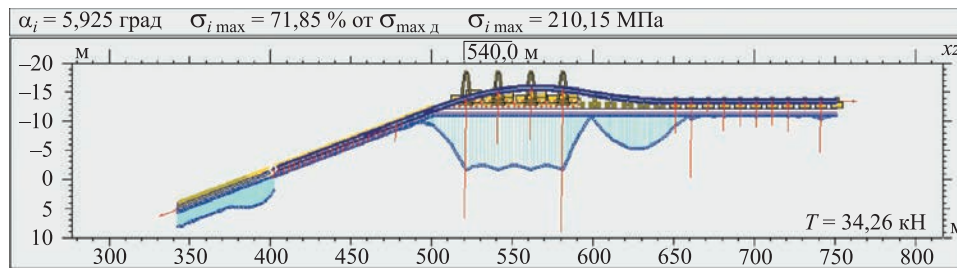
Номер опоры i	0	1	2	3	4
Положение l_i , м	0	20	20	20	20
Высота h_i , м	-0,185	1,366	2,404	2,835	2,658
Реакция P_i , кН	0	194,85	92,84	92,50	233,45
Напряжение σ_i , МПа	26,46	172,46	172,46	172,46	172,46
Угол касат. α_i , град	4,777	3,839	2,104	0,364	-1,378
$P_{i \max} = 233,45$ кН		$h_{\max} = 2,84$ м		$L_{\text{п}} = 150$ м	

Рис. 8. Вход головной части трубопровода в скважину на расстояние 10 м

На входе трубопровод без усилия касается стенки скважины, выбрав допустимый зазор между стенками трубопровода и скважины (см. опору номер $i = 0$; контактная реакция на входе в трубопровод $P_0 = 0$, рис. 7, 3). Участок бурильной колонны лежит на большей части длины нижней образующей стенки скважины.

После входа головной части трубопровода в скважину на расстояние 10 м увеличиваются напряжения в трубопроводе и необходимая высота его подъема (рис. 8): $\Delta\sigma_{\max} = 172,46 - 87,80 = 84,66$ МПа, $\Delta h_3 = 2,835 - 1,510 = 1,325$ м.

Переходный участок трубопровода в основном положении. Полноразмерный расчетный участок включает в себя переходный участок с примыкающими частями трубопровода и бурильной колонны, находящимися в скважине, и части трубопровода на роликовых опорах (рис. 9). Трубопровод на входе касается нижней стенки скважины без усилия, как и в точке 3 на рис. 7. Часть трубопровода на некотором отдалении от входа в скважину снова соприкасается со стенкой скважины и разгружается на нее по нижней образующей.



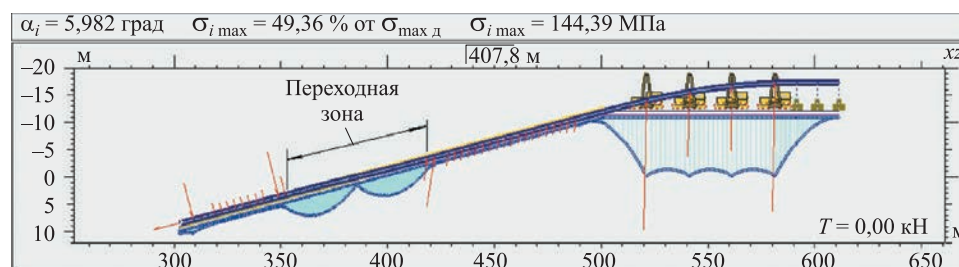
Номер опоры i	0	1	2	3	4
Положение l_i , м	0	20	20	20	20
Высота h_i , м	-0,185	1,728	3,000	3,519	3,286
Реакция P_i , кН	0	212,10	92,87	92,45	251,62
Напряжение σ_i , МПа	39,86	210,15	210,15	210,15	210,15
Угол касат. α_i , град	5,925	4,710	2,564	0,410	-1,747
$P_{i \max} = 251,62$ кН		$h_{\max} = 3,52$ м		$L_{\text{п}} = 150$ м	

Рис. 9. Трубопровод на четырех опорах при равномерной расстановке $l_i = 20$ м

Оптимальность состояния переходного участка с напряжениями $\sigma_{\max} = 210,15$ МПа (71,85 % от $\sigma_{\max \text{ д}}$) обеспечивается расчетной высотой подъема трубопровода с выполнением условий оптимизации № 1 и 2.

Трубопровод в заключительной стадии протаскивания.

В конце протягивания длина наземной части трубопровода уменьшается, и переходный участок принимает ряд консольных форм с отходом трубопровода от линии роликовых опор (рис. 10).



Номер опоры i	0	1	2	3	4
Положение l_i , м	0	20	20	20	20
Высота h_i , м	-0,185	1,819	3,400	4,473	5,039
Реакция P_i , кН	0	180,98	90,28	89,99	179,35
Напряжение σ_i , МПа	15,18	144,39	144,39	144,39	144,39
Угол касат. α_i , град	5,982	5,241	3,797	2,346	0,892
$P_{i \max} = 180,98$ кН		$h_{\max} = 5,04$ м		$L_n = 110$ м	

Рис. 10. Консольное положение трубопровода на четырех опорах при $l_i = 20$ м с длиной наземной части 110 м

Напряжения в трубопроводе не столь значительны — $\sigma_{\max} = 144,39$ МПа (49,36 % от $\sigma_{\max \text{ д}}$), нагрузки на опоры невелики, но высота расположения конечной части трубопровода относительно большая ($h_4 = 5,039$ м). Если снизить высоту подъема трубопровода на третьей и четвертой опорах, получим заметное возрастание напряжений в трубопроводе.

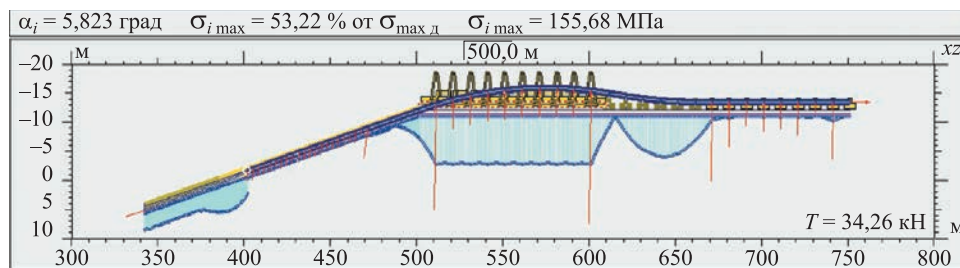
Влияние числа опор при равномерной расстановке. Увеличиваем число опор при $l_i = 20$ м, затем при $l_i = 15$ м, $l_i = 10$ м и оцениваем происходящее изменение напряжений в трубопроводе при оптимальной высоте подъема. Согласно данным табл. 1, подключение дополнительных опор приводит к снижению максимальных напряжений в трубопроводе, причем эффект от их применения постоянно уменьшается и практически исчезает уже при пяти–шести опорах. Напряжения в трубопроводе на пяти опорах при $l_i = 20$ м и на шести опорах при $l_i = 15$ м близки: $\sigma_{\max} = 181,00$ МПа (61,88 % от $\sigma_{\max \text{ д}}$) против $\sigma_{\max} = 179,39$ МПа (61,33 % от $\sigma_{\max \text{ д}}$) соответственно.

Напряжения в трубопроводе при увеличении числа опор

Параметр	Число опор N						
	1	2	3	4	5	6	10
l_i , м	20	20	20	20	20	15	10
σ_{\max} , МПа	414,03	312,41	251,05	210,15	181,00	179,39	155,68
σ_{\max} , % $\sigma_{\max \text{ д}}$	141,55	106,81	85,83	71,85	61,88	61,33	53,22
$\Delta\sigma_{\max}$, МПа	–	101,62	61,36	40,90	29,15	1,61	23,71
h_{\max} , м	1,305	2,268	2,874	3,519	4,093	3,586	3,696
P_{\max} , кН	482,65	272,44	259,81	251,62	245,87	230,29	211,20

С увеличением числа опор при уменьшении шага расстановки можно получить оптимальную форму опорно-направляющего устройства типа стингера, применяемого при укладке трубопровода на морское дно, или профиль вспомогательной земляной насыпи в основании опор. Использование насыпи для размещения трубоукладчиков приведено в [11].

В случае $N = 10$ при $l_i = 10$ м напряжения снижаются до значения $\sigma_{\max} = 155,68$ МПа (53,22 % от $\sigma_{\max \text{ д}}$) (рис. 11).

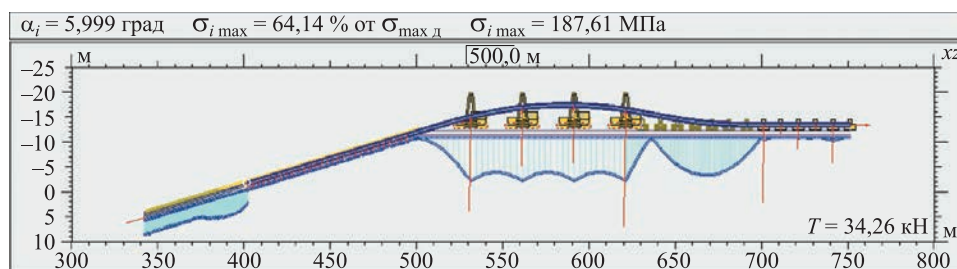


Номер опоры i	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Положение l_i , м	0	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Высота h_i , м	-0,185	0,788	1,633	2,334	2,891	3,303	3,572	3,696	3,676	3,511	3,202
Реакция P_i , кН	0	167,35	46,33	46,11	46,05	45,98	45,92	45,85	45,78	45,72	211,20
Напряже-ние σ_i , МПа	69,32	155,68	155,68	155,68	155,68	155,68	155,68	155,68	155,68	155,68	155,68
Угол касат. α_i , град	5,823	5,240	4,420	3,599	2,775	1,950	1,125	0,298	-0,529	-1,356	-2,182
$P_{i \max} = 211,20$ кН			$h_{\max} = 3,70$ м				$L_n = 170$ м				

Рис. 11. Трубопровод на десяти опорах при $l_i = 10$ м

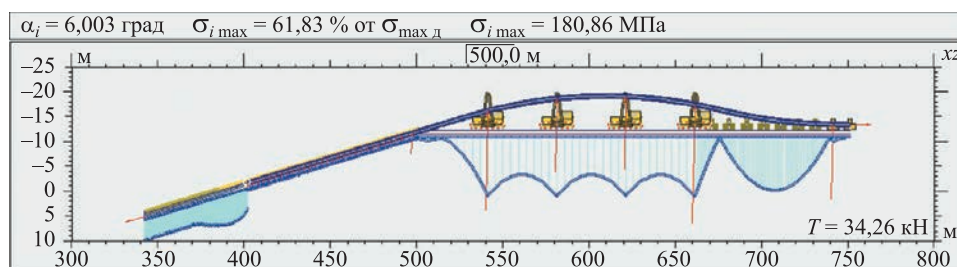
Согласно данным табл. 1, допустимые напряжения могут быть обеспечены при минимальном числе опор $N_{\min} = 3$.

Влияние расстояний между опорами при равномерной оптимизации длин пролетов. Рассмотрим применение четырех опор при равных расстояниях между ними: $l_i = 20$ м (см. рис. 9), $l_i = 30$ м (рис. 12), $l_i = 40$ м (рис. 13).



Номер опоры i	0	1	2	3	4
Положение l_i , м	0	30	30	30	30
Высота h_i , м	-0,185	2,797	4,661	5,141	4,235
Реакция P_i , кН	0	223,85	138,14	137,47	276,86
Напряжение σ_i , МПа	3,89	187,61	187,61	187,61	187,61
Угол касат. α_i , град	5,999	4,868	2,237	-0,406	-3,050
		$P_{i \max} = 276,86$ кН	$h_{\max} = 5,14$ м	$L_{\pi} = 200$ м	

Рис. 12. Трубопровод на четырех опорах при равномерной расстановке $l_i = 30$ м



Номер опоры i	0	1	2	3	4
Положение l_i , м	0	40	40	40	40
Высота h_i , м	-0,185	3,920	6,428	6,865	5,228
Реакция P_i , кН	0	247,94	183,15	182,19	297,06
Напряжение σ_i , МПа	7,33	180,86	180,86	180,86	180,86
Угол касат. α_i , град	6,003	5,058	2,109	-0,858	-3,826
		$P_{i \max} = 297,06$ кН	$h_{\max} = 6,86$ м	$L_{\pi} = 240$ м	

Рис. 13. Трубопровод на четырех опорах при равномерной расстановке $l_i = 40$ м

Минимальные напряжения в трубопроводе соответствуют варианту с длинами пролетов $l_i = 40$ м: $\sigma_{\max} = 180,86$ МПа (61,83 % от $\sigma_{\max \text{ д}}$). Увеличение расстояний между опорами от $l_i = 20$ м до $l_i = 40$ м приводит к снижению напряжений в трубопроводе на величину $\Delta\sigma_{\max} = 210,15 - 180,86 = 29,29$ МПа.

Необходимая высота подъема трубопровода возрастает до значения $\Delta h_3 = 6,865 - 3,519 = 2,416$ м. Значительно увеличивается длина переходного участка: $\Delta L_{\text{п}} = 240 - 150 = 90$ м. Нагрузки на опоры существенно различаются. Например, при $l_i = 40$ м разность минимального и максимального усилий составляет $\Delta P_{4,2} = P_4 - P_2 = 297,06 - 182,15 = 114,91$ кН.

Увеличение длин пролетов при $N = 10$ от $l_i = 10$ м (см. рис. 11) до $l_i = 20$ м (рис. 14) позволяет снизить напряжения в трубопроводе над опорами до $\sigma_{\max} = 108,74$ МПа (37,18 % от $\sigma_{\max \text{ д}}$). Высота подъема трубопровода возрастает — $h_6 = 6,911$ м, длина переходного участка значительно увеличивается — $\Delta L_{\text{п}} = 270 - 170 = 100$ м. При этом максимум напряжений, снижающий уровень действительной оптимальности полученной расстановки, сместился в нисходящую к роликовым опорам часть трубопровода. При равномерной расстановке опор наиболее нагруженными являются первая и последняя.

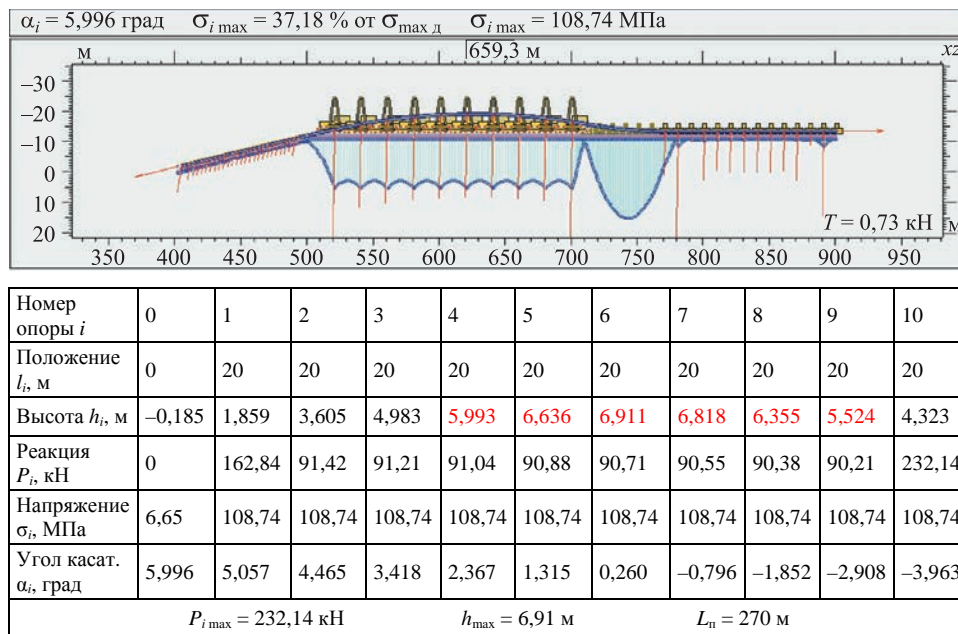
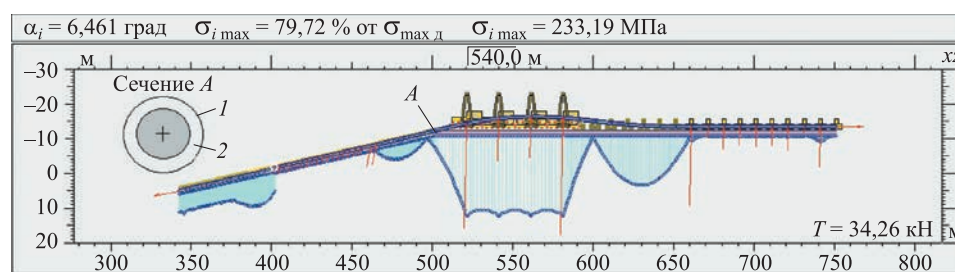


Рис. 14. Трубопровод на десяти опорах при $l_i = 20$ м

Приведенные выше результаты вычислений позволяют сделать вывод о возможности практического применения целого ряда равномерных расстановок опор, удовлетворяющих нормативным требованиям как по величине действующих напряжений, так и нагрузок на опоры. К этому множеству могут быть добавлены различные расстановки с неравными длинами пролетов. Число приемлемых расстановок возрастет еще больше, если допустить появление контактной нагрузки на входе трубопровода в скважину. Хотя факт множественности допустимых расстановок и снижает общую критичность вопроса при проведении протаскивания, уменьшение напряжений в трубопроводе до минимально возможного уровня представляет значительный как практический, так и теоретический интерес.

Дополнительный подъем переходного участка. В целях сохранности изоляционного покрытия можно обеспечить концентричное положение трубопровода в скважине на входе, гарантирующее отсутствие контакта с ее стенкой (рис. 15).

Для этого потребуется увеличить высоту подъема трубопровода на величину $\Delta h_3 = 4,039 - 3,519 = 0,520$ м по сравнению с вариантом, представленным на рис. 9, что сопровождается возрастанием напряжений: $\Delta \sigma_{\max} = 233,19 - 210,15 = 23,04$ МПа.



Номер опоры i	0	1	2	3	4
Положение l_i , м	0	20	20	20	20
Высота h_i , м	0	2,101	3,490	4,039	3,748
Реакция P_i , кН	0	234,34	93,26	92,78	263,05
Напряжение σ_i , МПа	31,79	233,19	233,19	233,19	233,19
Угол касат. α_i , град	6,461	5,168	2,774	0,370	-2,038
$P_{i \max} = 263,05$ кН		$h_{\max} = 4,04$ м		$L_{\pi} = 160$ м	

Рис. 15. Трубопровод на четырех опорах при равномерной расстановке $l_i = 20$ м с концентричным расположением на входе в скважину:
1 — сечение скважины; 2 — сечение трубопровода по изоляционному покрытию

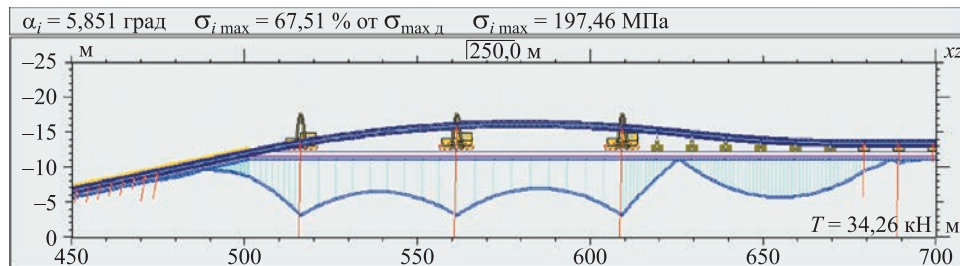
Оптимизация длин пролетов для трех опор. В случае равномерной оптимизации длин пролетов для трех опор при $l_i = 20$ м, $l_i = 30$ м, $l_i = 40$ м получим напряжения в трубопроводе, приведенные в табл. 2.

Таблица 2

Напряжения в трубопроводе на трех опорах при различных длинах пролетов

Напряжение	Длина пролета l_i , м			
	20	30	40	$l_1 = 15, l_2 = 45, l_3 = 48$
σ_{\max} , МПа	251,05	230,67	223,58	197,46
σ_{\max} , % $\sigma_{\max \text{ д}}$	85,83	78,86	76,44	67,51

Оптимизируя далее длины пролетов расчетным образом по определенному алгоритму, снижаем дополнительно напряжения до значений $\sigma_{\max} = 197,46$ МПа (67,51 % от $\sigma_{\max \text{ д}}$), $\Delta\sigma_{\max} = 223,58 - 197,46 = 26,12$ МПа за счет неравномерной расстановки опор (см. табл. 2, рис. 16).



Номер опоры i	0	1	2	3
Положение l_i , м	0	15	45	48
Высота h_i , м	-0,185	1,244	3,719	3,451
Реакция P_i , кН	0	265,27	213,07	312,94
Напряжение σ_i , МПа	61,77	197,46	197,46	197,94
Угол касат. α_i , град	5,851	4,864	1,426	-2,066
$P_{i \max} = 312,94$ кН		$h_{\max} = 3,72$ м		$L_{\Pi} = 1780$ м

Рис. 16. Трубопровод на трех опорах при расстоянии $l_1 = 15$ м, $l_2 = 45$ м, $l_3 = 48$ м

Оптимизация длин пролетов для четырех опор. Расстояния между опорами при расчетной оптимизации расстановки четырех опор принимают относительно большие значения (рис. 17–19). Нагрузки на опоры также относительно велики, в частности $P_4 = 297,65$ кН (см. рис. 17), что приближается к грузоподъемности троллейной подвески, высота подъема трубопровода также значительная — $h_3 = 4,577$ м.

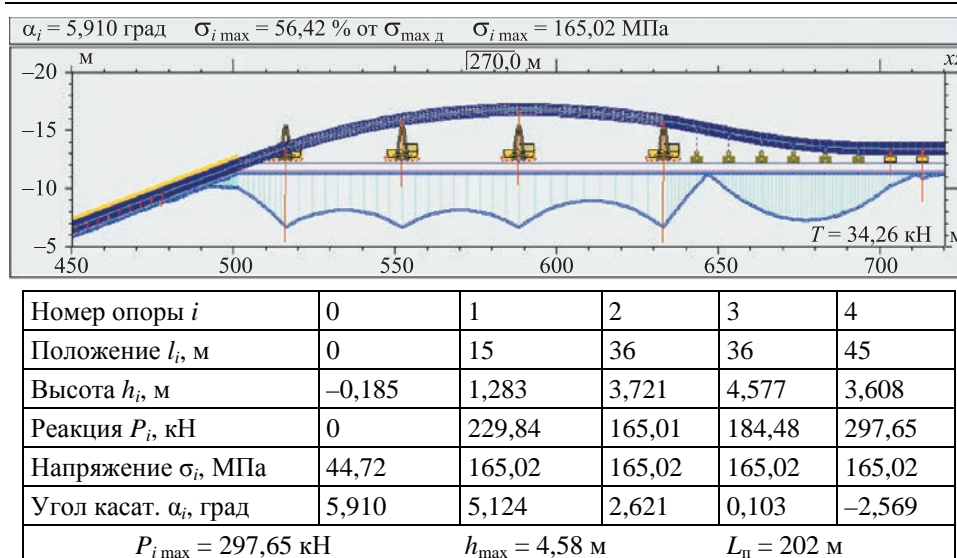


Рис. 17. Трубопровод на четырех опорах при расстояниях

$$l_1 = 15 \text{ м}, l_2 = l_3 = 36 \text{ м}, l_4 = 45 \text{ м}$$

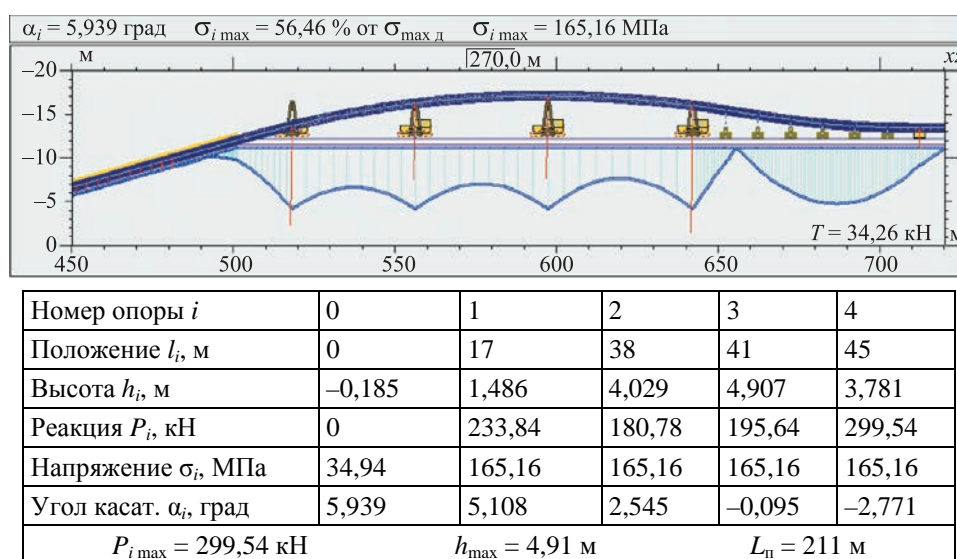


Рис. 18. Трубопровод на четырех опорах при расстояниях

$$l_1 = 17 \text{ м}, l_2 = 38 \text{ м}, l_3 = 41 \text{ м}, l_4 = 45 \text{ м}$$

Оптимизация длин пролетов (ОДП) по расчету обеспечивает действие напряжений в переходном участке $\sigma_{\max} \approx 163...165$ МПа. Данные напряжения в трубопроводе на четырех опорах близки к напряжениям $\sigma_{\max} = 155,68$ МПа (см. рис. 11) в варианте применения десяти опор. При сопоставлении состояний трубопровода с равномерной и неравномерной расстановкой опор (см. рис. 13), по результатам расчетной оптимизации (см. рис. 17), за счет ОДП получим

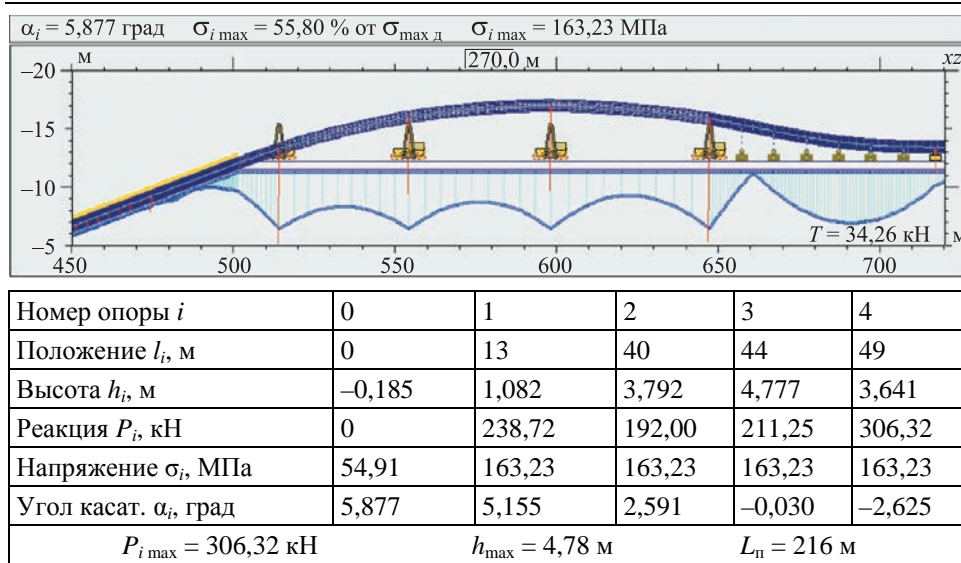


Рис. 19. Трубопровод на четырех опорах при $l_1 = 13$ м, $l_2 = 40$ м, $l_3 = 44$ м, $l_4 = 49$ м

небольшое снижение напряжений $\Delta\sigma_{\max} = 180,86 - 165,02 = 15,84$ МПа при значительном уменьшении высоты подъема трубопровода $\Delta h_3 = 6,865 - 4,782 = 2,083$ м.

Используя выявленные закономерности оптимизации расстановки опор, уменьшим величину первого пролета до $l_1 = 15$ м и увеличим длины других пролетов, приняв $l_2 = l_3 = l_4 = 40$ м. В результате для расстановки с назначенными длинами пролетов получим в трубопроводе напряжения $\sigma_{\max} = 165,52$ МПа (рис. 20), что практически

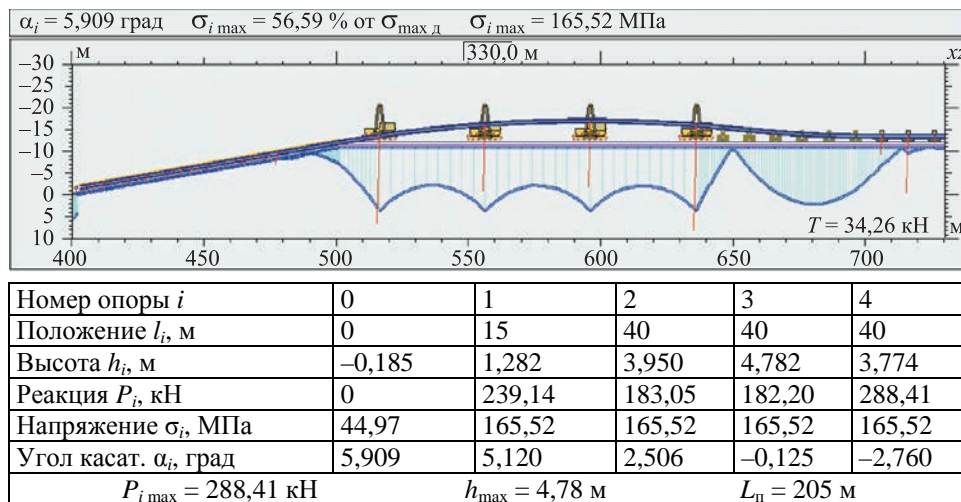
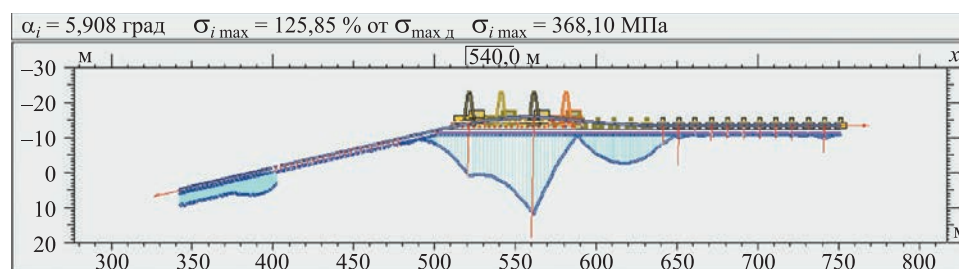


Рис. 20. Трубопровод на четырех опорах при назначенных длинах пролетов $l_1 = 15$ м, $l_2 = l_3 = l_4 = 40$ м

не отличается от результата расчетной оптимизации длин пролетов — $\sigma_{\max} = 165,02$ МПа.

При сравнении состояний трубопровода, приведенных на рис. 13 и 20, видим, что уменьшение длины первого пролета l_1 от 40 м до 15 м приводит к снижению напряжений на величину $\Delta\sigma_{\max} = 180,86 - 165,52 = 15,34$ МПа.

Последствия отказа опоры. Рассмотрим приведенную на рис. 9 расстановку опор при $l_i = 20$ м, если из-под нагрузки выйдет одна опора при фиксированных высотах подъема трубопровода на остальных опорах (рис. 21). При уменьшении высоты подъема трубопровода на величину $\Delta h_4 = 3,286 - 2,924 = 0,362$ м происходит отключение опоры $i = 4$. В результате нагрузки на опоры перераспределяются с формированием в трубопроводе недопустимых напряжений $\sigma_{\max} = 368,10$ МПа (125,85 % от $\sigma_{\max \text{ д}}$).

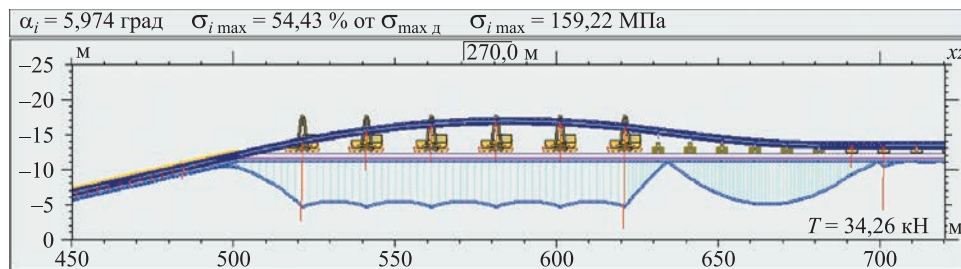


Номер опоры i	0	1	2	3	4
Положение l_i , м	0	20	20	20	20
Высота h_i , м	-0,185	1,728	3,046	3,519	2,924
Реакция P_i , кН	23,56	178,36	0	406,96	0
Напряжение σ_i , МПа	45,34	189,99	212,31	368,10	74,53
Угол касат. α_i , град	5,908	4,773	2,725	-0,299	-2,577
$P_{i \max} = 406,96$ кН		$h_{\max} = 3,52$ м		$L_{\text{п}} = 140$ м	

Рис. 21. Трубопровод на четырех опорах $l_i = 20$ м при отказе опоры $i = 4$

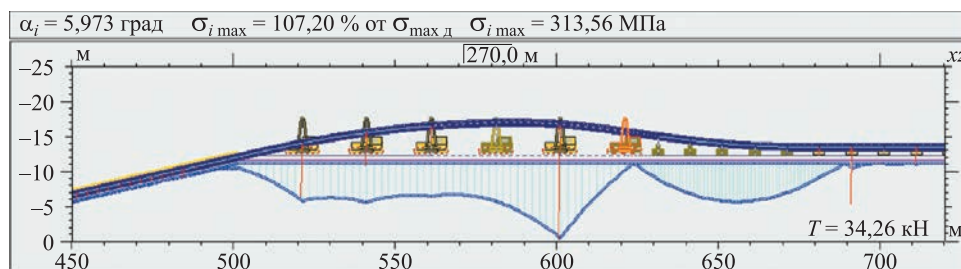
Вторая опора выходит из-под нагрузки самопроизвольным образом вследствие увеличения высоты расположения трубопровода над опорой. Реакция на третьей опоре P_3 возрастает от 92,45 кН до 406,96 кН, что превышает грузоподъемность троллейной подвески в $P_{\text{д.т}} \approx 320$ кН. Подобная реакция на отключение четвертой опоры получена также применительно к расстановкам опор с длинами пролетов l_i , равными 15 м и 30 м. Таким образом, исключение четвертой опоры из работы приводит к формированию недопустимых напряжений в трубопроводе и к превышению грузоподъемности троллейной подвески на третьей опоре.

Можно предположить, что при увеличении числа применяемых опор отказ одной из них не будет критичным. Допустим, что проблемная опора занимает крайнее положение в расстановке с шестью опорами при $l_i = 20$ м (рис. 22). При отказе этой опоры (рис. 23) происходит самопроизвольный выход из-под нагрузки четвертой опоры с перенапряжением трубопровода над пятой опорой, $\sigma_{\max} = 313,56$ МПа (107,20 % от $\sigma_{\max \text{ д}}$), и превышением грузоподъемности троллейной подвески этой опоры: $P_5 = 396,65$ кН $>$ $P_{\text{д.т}}$.



Номер опоры i	0	1	2	3	4	5	6
Положение l_i , м	0	20	20	20	20	20	20
Высота h_i , м	-0,185	1,802	3,321	4,282	4,683	4,524	3,806
Реакция P_i , кН	0	189,21	92,15	91,83	91,58	91,32	241,64
Напряжение σ_i , МПа	20,55	159,22	159,22	159,22	159,22	159,22	159,22
Угол касат. α_i , град	5,974	5,138	3,547	1,950	0,348	-1,256	-2,858
$P_{i \max} = 241,64$ кН		$h_{\max} = 4,68$ м			$L_{\text{п}} = 190$ м		

Рис. 22. Трубопровод на шести опорах при $l_i = 20$ м



Номер опоры i	0	1	2	3	4	5	6
Положение l_i , м	0	20	20	20	20	20	20
Высота h_i , м	-0,185	1,802	3,321	4,282	4,728	4,524	3,451
Реакция P_i , кН	1,97	183,29	113,92	59,87	0	396,65	0
Напряжение σ_i , МПа	21,00	157,81	164,40	139,87	160,83	313,56	29,26
Угол касат. α_i , град	5,973	5,142	3,531	2,010	0,505	-1,946	-3,680
$P_{i \max} = 396,65$ кН		$h_{\max} = 4,73$ м			$L_{\text{п}} = 180$ м		

Рис. 23. Трубопровод на шести опорах при $l_i = 20$ м, отказ опоры $i = 6$

Таким образом, возможный отказ последней опоры переходного участка в оптимизированной расстановке требует повышенного внимания ввиду своей опасности. При этом исключение из работы первой опоры приводит к разгрузке трубопровода на грунт у входа в скважину, а при выходе из-под нагрузки одной из неограниченных опор $i = 2, \dots, 5$ при $N = 6$ создается неравномерная расстановка опор с допустимыми напряжениями в трубопроводе.

Рабочий диапазон высоты подъема трубопровода на опорах. Высота подъема трубопровода на опоре может отклоняться от расчетного значения при нахождении трубоукладчиков на локальных неровностях монтажной площадки, при наличии погрешности позиционирования трубопровода или при отказе опоры.

Находим нижнее граничное значение высоты подъема трубопровода на рассматриваемой опоре $h_{iн}$, соответствующее выходу опоры из-под нагрузки при фиксированной высоте подъема трубопровода на других опорах. Результаты вычислений разности $\Delta h_{ip} = h_i - h_{iн}$ в расстановке опор с $N = 6$ при $l_i = 20$ м сведем в табл. 3. Совокупность значений Δh_{ip} назовем рабочим диапазоном высоты подъема трубопровода на опорах.

Таблица 3

Рабочий диапазон высоты подъема трубопровода

Высота, м	Номер опоры i					
	1	2	3	4	5	6
h_i	1,802	3,321	4,282	4,683	4,524	3,806
$h_{iн}$	1,731	3,284	4,247	4,648	4,483	3,451
Δh_{ip}	0,071	0,037	0,035	0,035	0,041	0,355

При уменьшении высоты подъема трубопровода на первой опоре на величину $\Delta h_{ip} = 0,071$ м опора становится неактивной, трубопровод разгрузится на грунт за входом в скважину. Опоры $i = 2, \dots, 5$ включены в работу, пока высота подъема на опоре находится в узком, в несколько сантиметров, диапазоне значений Δh_{ip} . Ширина рабочего диапазона опоры $i = 6$ на порядок превышает аналогичный параметр других опор.

С увеличением числа опор ширина рабочего диапазона снижается, следовательно, возрастают требования к точности позиционирования трубопровода на опорах. В расстановке опор с $N = 10$ при $l_i = 10$ м (см. рис. 11) для части опор получим $\Delta h_{ip} = 3$ мм. Малость этого параметра указывает на сложность достижения и контроля расчетного

оптимального состояния трубопровода при большом количестве опор. Отдельные опоры из-за погрешности позиционирования могут оказаться не задействованными, в этом случае по факту спонтанным образом реализуется неравномерная расстановка опор.

Влияние растягивающего осевого усилия в трубопроводе. Приложим к трубопроводу заведомо большое значение растягивающего усилия $T = 1000$ кН (рис. 24).

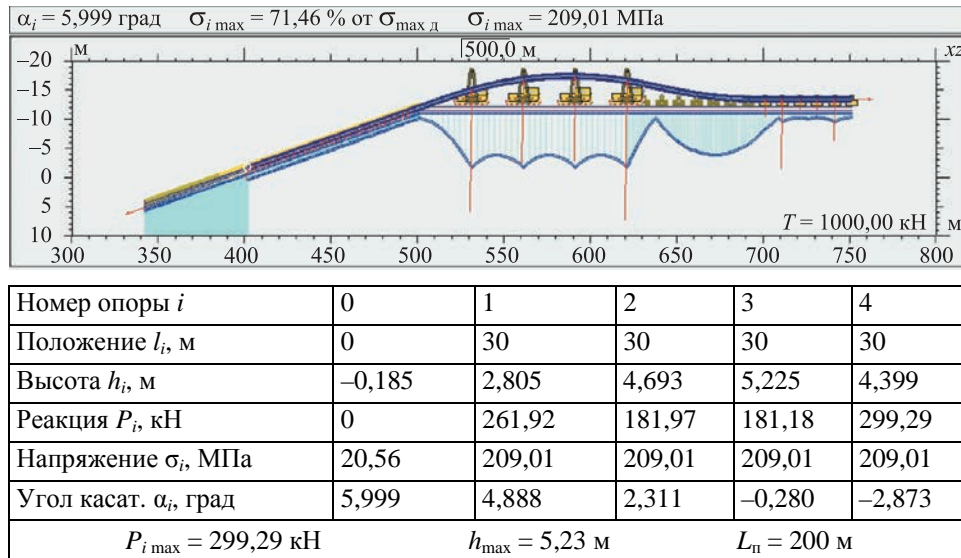


Рис. 24. Трубопровод на четырех опорах при $l_i = 30$ м, $T = 1000$ кН

Сопоставляя параметры расстановки опор при различном растяжении (см. рис. 12 и 24), заключаем, что растягивающее усилие в переходном участке оказывает относительно малое влияние на параметры состояния трубопровода по сравнению с изгибом. Увеличение напряжений составляет $\Delta\sigma_{\max} = 209,01 - 187,61 = 21,40$ МПа.

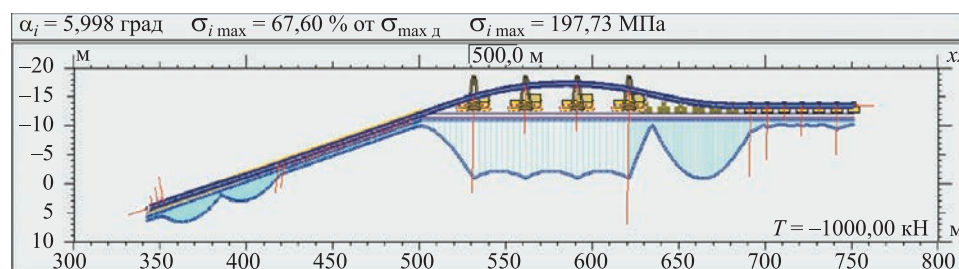
Влияние сжимающего осевого усилия в трубопроводе. Согласно СП 422.1325800.2018 «Трубопроводы магистральные и промысловые для нефти и газа. Строительство подводных переходов и контроль выполнения работ», при протаскивании трубопровода для снятия части нагрузки с буровой установки допускается применять доталкивание. Для этого можно использовать создающее сжимающее усилие оборудование типа Pipe Thruster фирмы Herrenknecht, устанавливаемое непосредственно у входа трубопровода в скважину.

На поверхности продольное сжатие затрагивает начальную часть переходного участка, в то время как примыкающий к этой части более протяженный сжатый участок трубопровода в скважине способен выдержать без повреждений значительное осевое воздействие.

В СП 422.1325800.2018, раздел «Строительство подводных переходов методом укладки в открытую траншею», применение осевого сжатия трубопровода на поверхности при траншейном способе строительства перехода регламентируется следующим образом: «При протаскивании трубопровода, если мощность тяговых средств недостаточна, допускается использовать краны-трубоукладчики для подъема отдельных участков трубопровода, находящегося на берегу. Для трубопроводов диаметром менее 1020 мм нельзя прикладывать к трубопроводу дополнительные толкающие усилия, при диаметре 1020 мм и более — величина толкающих усилий и необходимость их приложения должны быть обоснованы расчетом в проекте производства работ».

Принятый подход к осевому сжатию трубопровода на поверхности обусловлен возможностью его повреждения при неконтролируемом изгибе после потери продольной устойчивости. Оценка возможности сжатия переходного участка предполагает определение величины критического усилия, под действием которого участок в общем случае приобретает недопустимую пространственную форму.

Рассмотрим влияние осевого сжатия расчетного участка на оптимальную расстановку опор в частном случае изгиба в вертикальной плоскости. Сопоставление параметров расстановки опор, приведенных на рис. 12 и 25, показывает, что наличие осевого сжатия $T = -1000$ кН не оказывает существенного влияния на состояние переходного участка. Напряжения возрастают на $\Delta\sigma_{\max} = 197,73 - 187,61 = 10,12$ МПа. Незначительное снижение высоты подъема трубопровода ($\Delta h_3 = 5,046 - 5,141 = -0,095$ м) сопровождается уменьшением длины переходного участка: $\Delta L_{\pi} = 190 - 200 = -10$ м.



Номер опоры i	0	1	2	3	4
Положение l_i , м	0	30	30	30	30
Высота h_i , м	-0,185	2,787	4,622	5,046	4,059
Реакция P_i , кН	0	181,61	89,23	88,86	256,42
Напряжение σ_i , МПа	20,01	197,73	197,73	197,73	197,73
Угол касат. α_i , град	5,998	4,842	2,156	-0,538	-3,228
$P_{i \max} = 256,42$ кН		$h_{\max} = 5,05$ м		$L_{\pi} = 190$ м	

Рис. 25. Трубопровод на четырех опорах при $l_i = 30$ м, $T = -1000$ кН

Таким образом, при наличии ограничений на смещение в боковом направлении трубопровод сохраняет продольную устойчивость. Дополнительный приподъем переходного участка на опорах, проведенный в интерактивном режиме работы программы в качестве проверки устойчивости состояния, не приводит к нарастанию расчетных прогибов трубопровода с выходом за пределы применимости стержневой модели.

Расчетная схема с приложением растягивающего или сжимающего усилия в конце переходного участка трубопровода при изгибе в вертикальной плоскости рассмотрена в работе [10]. Анализ продольной устойчивости несомог стержня при наклонном и горизонтальном положении проведен в работах [12, 13].

Влияние жидкостей на состояние трубопровода при входе в скважину. На состояние трубопровода при входе в скважину влияет наличие или отсутствие жидкостей в скважине и трубопроводе. Действие гидростатического давления сред учитывается переходом к эквивалентному весу единицы длины труб и эквивалентному осевому усилию [14]. При заполнении водой не на все сечение и неполном погружении в буровой раствор эквивалентный вес труб должен определяться с учетом расчетного равновесного расположения элемента модели в жидкости и с жидкостью как цилиндрического тела.

Влияние бурового раствора на состояние трубопровода показано на рис. 10 и 26. Часть полого трубопровода всплывает и прижимается к своду скважины (слева на рисунке). Часть, расположенная в скважине без бурового раствора, под действием веса труб опускается на нижнюю образующую стенки скважины. Между этими частями трубопровода образуется переходная зона, в которой контактные усилия отсутствуют.

Буровой раствор на участок трубопровода за входом в скважину не действует, так как выходное сечение скважины расположено выше входного сечения (см. рис. 9, 10). В данном случае скважина образует U-образную трубку с коленами неравной длины при одинаковых уровнях бурового раствора в них.

В примере, приведенном на рис. 26, буровой раствор полностью заполняет всю скважину. Выталкивающие силы изменяют эквивалентный вес единицы длины трубопровода (положительная «плавучесть»), и на определенном расстоянии от входа в скважину незаполненный жидкостью трубопровод прижимается к своду скважины.

При сравнении состояний трубопровода, продемонстрированных на рис. 9 и 26, видим, что буровой раствор оказывает на наземную часть разгружающее действие за счет участка в скважине, выполняющего роль протяженного понтона. Высота расположения переходного участка трубопровода в оптимальном положении существенно уменьшается.

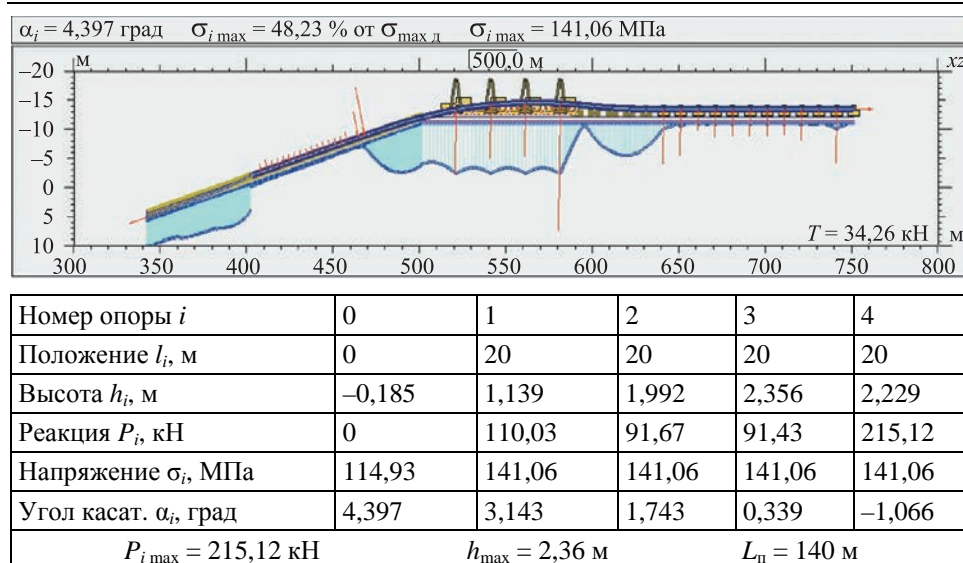


Рис. 26. Трубопровод на четырех опорах при $l_i = 20$ м под действием бурового раствора

Так, наиболее высокая точка участка изгиба $L_{\text{и}}$ опускается на $\Delta h_3 = 3,519 - 2,356 = 1,163$ м. Напряжения в переходном участке значительно снижаются: $\Delta \sigma_{\max} = 210,15 - 141,06 = 69,09$ МПа. Различие состояний трубопровода, представленных на рис. 9 и 26, указывает на получение существенной погрешности в случае рассмотрения расчетного участка без учета влияния части трубопровода в скважине.

Выполнение условий оптимизации № 1 и № 3. Проведем минимально возможное нагружение опор без контактных усилий на входе в скважину. Предположим отсутствие сопротивления движению трубопровода на роликовых опорах и на катках троллейных подвесок ($f_{\text{о.п}} = 0$).

В приведенной на рис. 27 расстановке обеспечены равенство и минимальность действующих на трубопровод усилий ($P_i = 151,63$ кН). По сравнению с вариантом оптимизации по условию минимальности напряжений (см. рис. 9) максимальная нагрузка на опоры уменьшается на $\Delta P_4 = 251,62 - 151,63 = 99,99$ кН. При минимальном нагружении опор происходит увеличение напряжений в переходном участке трубопровода. В частности, в сечении над второй опорой напряжения возрастают на величину $\Delta \sigma_2 = 263,37 - 210,15 = 53,22$ МПа.

Если снизить усилия на опорах, появится контактная нагрузка на входе в скважину, и условие оптимизации № 1 не будет выполнено. При этом максимальные напряжения в переходном участке уменьшатся.

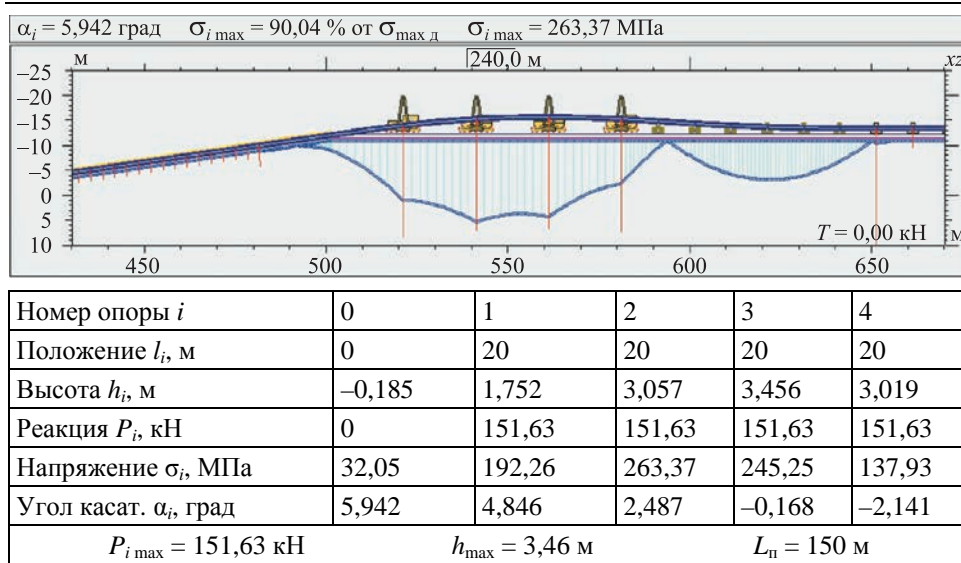


Рис. 27. Трубопровод на четырех опорах при $l_i = 20$ м, равномерное нагружение опор усилиями $P_i = 151,63$ кН

Альтернативное выполнение условия оптимизации № 3. Приложим к трубопроводу равные усилия P_{iy} . Это могут быть усилия, действующие со стороны опор. Усилия могут интерпретироваться так же, как действие вверх груза с условно отрицательной массой при неактивных опорах, $P_i = 0$ кН, или вообще в отсутствие опор.

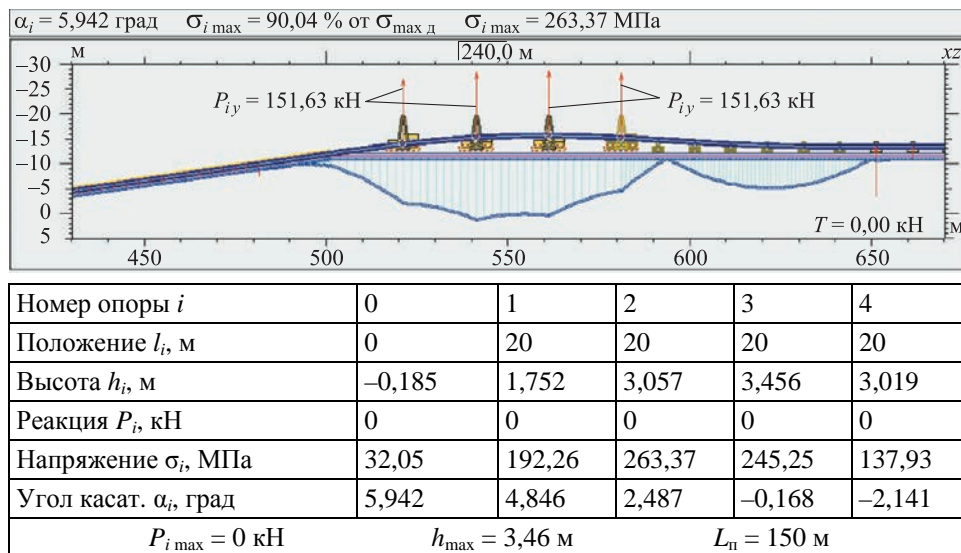


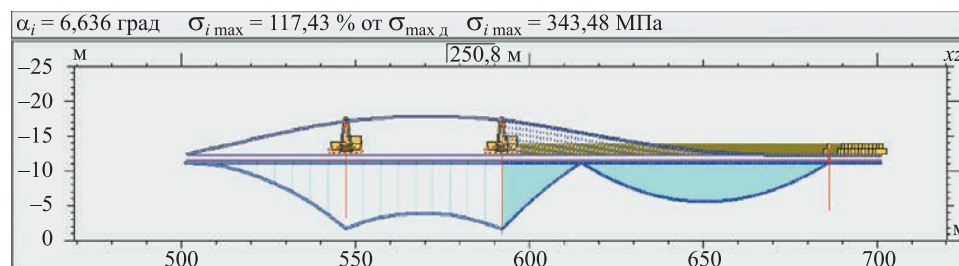
Рис. 28. Равномерное нагружение трубопровода усилиями $P_{iy} = 151,63$ кН при $l_i = 20$ м

Расчетом определяется положение трубопровода при $P_{iy} = P_i$ из примера, приведенного на рис. 27. Параметры нагружения трубопровода при прямом, координаты \rightarrow усилия (см. рис. 27), и обратном счете, усилия \rightarrow координаты (рис. 28), совпадают. Если величина действующего на трубопровод усилия задается, а координата точки оси определяется, стрелку усилия на рисунке направляем от осевой линии трубопровода.

Пример с двумя опорами, сравнение с РД. Проведем перекрестную проверку используемой в работе модели и аналитической модели трубопровода на двух опорах из Руководящего документа 91.040.00-КТН-308-09 «Строительство подводных переходов нефтепроводов способом наклонно-направленного бурения» (РД).

В модели из РД установка роликовых опор не предусмотрена. Для расчета трубопровода, поднимаемого от уровня земли, размещаем опоры с нулевой высотой поднятия трубопровода через интервал в 1 м. Длины пролетов между опорами и высоту расположения трубопровода на опорах принимаем по табл. 3 РД: $l_1 = 46$ м, $l_2 = 45$ м, $h_1 = 4,85$ м, $h_2 = 5,07$ м. Введем данные в программу и расчетом получим состояние трубопровода, как показано на рис. 29. Длина переходного участка $L_{\pi} = 185$ м соответствует значению в РД.

Значения реакций опор по программе ($P_1 = 31,18$ тс, $P_2 = 36,93$ тс) и по РД ($P_1 = 31,3$ тс, $P_2 = 36,8$ тс) близки. Небольшое различие



Номер опоры i	0	1	2
Положение l_i , м	0	46	45
Высота h_i , м	0,072	4,850	5,070
Реакция P_i , кН	0	31,18	36,93
Напряжение σ_i , МПа	0	340,73	343,48
Угол касат. α_i , град	6,636	3,804	-3,255
$P_{i \max} = 362,32$ кН		$h_{\max} = 5,07$ м	$L_{\pi} = 185$ м

Рис. 29. Положение трубопровода на двух опорах при $l_1 = 46$ м, $l_2 = 45$ м, $h_1 = 4,85$ м, $h_2 = 5,07$ м

напряжений — $\sigma_{\max} = 343,48$ МПа по расчету и $\sigma_{\max} = 350$ МПа по РД — объясняется принятием в РД веса единицы длины трубопровода в [кгс], поэтому различие устраняется пересчетом напряжений $\sigma_{\max} = 343,48 \cdot \frac{10}{9,81} = 350,13$ МПа в порядке синхронизации ис-

ходных данных сравниваемых расчетов.

Сопоставление результатов расчета по программе с данными РД 91.040.00-КТН-308-09 показывает удовлетворительное совпадение параметров расстановки в случае применения двух опор в сравниваемых моделях трубопровода. Отметим, что применение двух опор при протаскивании магистральных трубопроводов на практике маловероятно.

Заключение. В двух частях работы представлена наиболее полная на данный момент модель применения опор в ходе протаскивания трубопровода по скважине при строительстве подводного перехода способом наклонно-направленного бурения. Модель учитывает основные влияющие факторы, условия нагружения трубопровода и приемы использования опор.

В первой части работы приведены описание модели трубопровода и результаты ее применения при неподвижных опорах. Сформулированы условия оптимальности расстановки опор с минимизацией напряжений и усилий в пределах переходного участка при вводе трубопровода в скважину. В варианте с минимальностью напряжений в трубопроводе увеличиваются значения действующих реакций опор, а в варианте с минимальностью реакций опор происходит повышение действующих напряжений. Показано влияние различных факторов на параметры оптимальной расстановки опор при протаскивании трубопровода. Выявлена зависимость напряжений в трубопроводе от числа применяемых опор. Проведено исследование влияния длин пролетов между опорами и дана оценка возможности их оптимизации по выбранным критериям. Рассмотрены последствия отказа одной из опор в виде превышения допустимых напряжений в трубопроводе и грузоподъемности троллейной подвески. Определен рабочий диапазон высоты подъема трубопровода на опорах, зависящий от числа применяемых опор. Установлено, что в широком диапазоне осевого нагружения растягивающее или сжимающее усилие оказывает незначительное влияние на состояние трубопровода в сравнении с изгибом и что при заполнении скважины буровым раствором наземный переходный участок трубопровода существенно разгружается.

Полученное решение может служить дополнением нормативной документации, позволяющим унифицировать подходы к применению опор при протаскивании трубопровода, снизить вероятность его

повреждения и способствовать достижению проектной длительности эксплуатации подводного перехода.

Моделирование групповой работы техники с контролем напряженного состояния трубопровода применимо при выполнении как проектных, так и фактических работ по укладке трубопровода.

Программа расчетов может быть полезна при обучении персонала, применяющего грузоподъемную технику, и при автоматизации работы трубоукладчиков в составе группы.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] *Нормативно-техническая документация для проектирования, строительства и эксплуатации подводных переходов нефтепроводов, выполняемых способом наклонно-направленного бурения. Часть 2. Методическое пособие для определения напряженно-деформативного состояния трубопровода при строительстве подводных переходов нефтепроводов способом наклонно-направленного бурения.* Москва, ОАО «Транснефть», 1999, 99 с.
- [2] Спектор Ю.И., Мустафин Ф.М., Лаврентьев А.Е. *Строительство подводных переходов трубопроводов способом горизонтально направленного бурения.* Уфа, ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2001, 203 с.
- [3] Курочкин В.В., Овчинников Н.Т., Безверхов А.А. Бестраншейные методы прокладки нефтепроводов. *Трубопроводный транспорт нефти*, 2000, № 5, с. 25–30.
- [4] Куляшов А.П., Тютнев И.А. Нагрузки, действующие на трубоукладчики при выполнении технологического процесса. *Труды НГТУ им. П.Е. Алексеева*, 2011, № 1 (86), с. 148–153.
- [5] Степанчук Ю.М., Кожевникова В.А. Статические напряжения в трубопроводе при его ремонте. *Вестник МГТУ им. Н.Э. Баумана. Сер. Машиностроение*, 2010, № 3, с. 98–107.
- [6] Пашин С.Т., Чучкалов М.В., Аскарлов Р.М., Чичелов В.А., Гумеров А.Г. Развитие и внедрение технологии переизоляции газопроводов с подъемом в траншее. *Коррозия Территории Нефтегаз*, 2009, № 3 (14), с. 20–25.
- [7] Овчинников Н.Т. Моделирование приведения трубопровода в нормативное состояние изопериметрическим изменением формы. *Территория Нефтегаз*, 2020, № 11–12, с. 20–31.
- [8] Шелков И.А. Строительство подводных переходов трубопроводов в нефтегазовой отрасли методом горизонтально-направленного бурения. Проблемы защитных покрытий (изоляция) и пути их решения. *ВИС-МОС*, 2013, № 3/4, с. 36–40. URL: <https://vis-mos.ru/ru/press/publications/detail/1005/>
- [9] Овчинников Н.Т., Сорокин Ф.Д. Численное и физическое моделирование деформирования стержня при осевом нагружении в канале. Часть 1. *Инженерный журнал: наука и инновации*, 2020, вып. 10. <http://dx.doi.org/10.18698/2308-6033-2020-10-2021>
- [10] Торопов В.С., Торопов Е.С., Подорожников С.Ю., Сероштанов И.В. Применение дополнительного оборудования в технологии горизонтального направленного бурения. *Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал)*, 2015, № S36, с. 36–44.
- [11] Сальников А.В., Зорин В.П., Агинец Р.В. *Методы строительства подводных переходов газонефтепроводов на реках Печорского бассейна.* Ухта, УГТУ, 2008, 108 с.

- [12] Морозов Н.Ф., Товстик П.Е. Устойчивость сжатого стержня при наличии ограничений на перемещение. *Доклады Академии наук*, 2007, т. 412, № 2, с. 196–200.
- [13] Дорогов Ю.И. Устойчивость горизонтального упругого стержня. *Вестник Томского государственного университета, Математика и механика*, 2016, № 4 (42), с. 70–83.
- [14] Овчинников Н.Т. Различные аспекты учета давления жидкости и газа в задачах статики гибких стержней. *Инженерный журнал: наука и инновации*, 2021, вып. 11. <http://dx.doi.org/10.18698/2308-6033-2021-11-2124>

Статья поступила в редакцию 19.05.2022

Ссылку на эту статью просим оформлять следующим образом:

Овчинников Н.Т. Оптимальное применение опор при вводе трубопровода в скважину подводного перехода. Часть 1. *Инженерный журнал: наука и инновации*, 2022, вып. 12. <http://dx.doi.org/10.18698/2308-6033-2022-12-2232>

Овчинников Николай Тихонович — канд. техн. наук, научный консультант ООО «ГеоСплит». Область научных интересов: моделирование протяженных трубных систем в технологических процессах нефтегазовой отрасли.
e-mail: ntorvs@rambler.ru

Optimal use of supports in interposing a pipeline into the submerged crossing well. Part 1

© N.T. Ovchinnikov

OOO GeoSplit, Moscow, 121205, Russia

The paper considers the problem of supports optimal arrangement in pulling a pipeline through the well during construction of the submerged crossing by the directional drilling method. Part 1 of the paper presents results of using the pipeline rod model with the transition section located on fixed supports with the variable lift height. Conditions for optimizing the supports positioning provide for the absence of contact loads at the pipeline inlet into the well and the minimum stresses within the crossing limits, or the minimum supports' reactions on the section. The number of supports used and the required pipeline height were determined. The influence of the span length between the supports with uniform and non-uniform supports positioning in the drilling fluid presence in the well was evaluated. Effect of tensile or compressive axial force in the pipeline on the supports arrangement was studied. Consequences of one of the supports failure during the pipeline pulling were analyzed. The operating range of the pipeline lifting height on the supports was found according to criterion of the supports coming out from under the load that determines the required pipeline positioning accuracy. According to the calculation results, the pipeline bend shape, the acting stresses diagram and the supports reaction were displayed. With the optimal arrangement of supports, impact on the pipeline during the pulling process is limited to the technologically necessary minimum not affecting the subsequent crossing operation.

Keywords: pipeline, rod, submerged crossing, well, pulling, support, stresses, bend, pipe layer, directional drilling

REFERENCES

- [1] *Normativno-tehnicheskaya dokumentatsiya dlya proektirovaniya stroitelstva i ekspluatatsii podvodnykh perekhodov nefteprovodov, vpolnyaemykh sposobom naklonno-napravlennoogo bureniya. Chast 2* [Regulatory and technical documentation for design, construction and operation of the pipeline underwater crossings made by the directional drilling method. Part 2]. Metodologicheskoye posobie dlya opredeleniya napryazhenno-deformatsionnogo sostoyaniya truboprovoda pri stroitelstve podvodnykh perekhodov nefteprovodov sposobom naklonno-napravlennoogo bureniya [Methodological manual for determining the stress-strain state of the pipeline during construction of the oil pipeline underwater crossings using the directional drilling method]. Moscow, OAO Transneft, 1999, 99 p.
- [2] Spektor Yu.I., Mustafin F.M., Lavrentiev A.E. *Stroitelstvo podvodnykh perekhodov truboprovodov sposobom gorizontarno-napravlennoogo bureniya* [Construction of underwater crossings using horizontal directional drilling]. Ufa, DizaynPoligrafServis, 2001, 203 p.
- [3] Kurochkin V.V., Ovchinnikov N.T., Bezverkhov A.A. *Bestransheyne metody prokladki nefteprovodov* [Trenchless methods for laying the oil pipelines]. *Truboprovodnyi transport nefti — Oil Pipeline Transportation*, 2000, no. 5, pp. 25–30.
- [4] Kulyashov A.P., Tutnev I.A. *Nagruzki, deistvuyushchie na truboukladchiki pri vypolnenii tekhnologicheskogo protsessa* [Workloads, influenced on pipelayer,

- on manufacturing operate]. *Trudy NGTU im. R.E. Alekseeva — Proceedings of R.E. Alekseev NNSTU*, 2011, no. 1 (86), pp. 148–153.
- [5] Stepanchuk Yu.M., Kozhevnikova V.A. Sticheskie napryazheniya v truboprovode pri ego remonte [Static stresses in the pipeline during its repair]. *Vestnik MGTU im. N.E. Baumana. Ser. Mashinostroenie — Herald of the Bauman Moscow State Technical University. Series Mechanical Engineering*, 2010, no. 3, pp. 98–107.
- [6] Pashin S.T., Chuchkalov M.V., Askarov R.M., Chichelov V.A., Gumerov A.G. Razvitie i vnedrenie tekhnologii pereizolyatsii gazoprovodov s podyemom v transee [Development and implementation of technology for re-insulation of gas pipelines with lifting in a trench]. *Korroziya Territorii Neftegaz*, 2009, no. 3 (14), pp. 20–25.
- [7] Ovchinnikov N.T. Modelirovanie privedeniya truboprovodov v normativnoe sostoyanie isoperimetrichestkim izmeneniem formy [Modeling of bringing the pipeline to the standard state by isoperimetric form change]. *Territoriya Neftegaz*, 2020, no. 11–12, pp. 20–31.
- [8] Shelkov I.A. Stroitelstvo podvodnykh perekhodov truboprovodov v neftegazovoy otrasli metodom gorizontarno-napravlenno go bureniya. Problemy zaschitnykh pokrytiy (izolyatsii) i puti ikh resheniya [Construction of underwater pipeline crossings in the oil and gas industry using horizontal directional drilling]. Problems of protective coatings (isolation) and ways to solve them]. *VIS-MOS*, 2013, no. 3/4, pp. 36–40. Available at: <https://vis-mos.ru/ru/press/publications/detail/1005/>
- [9] Ovchinnikov N.T., Sorokin F.D. Chislennoe i fizicheskoe modelirovanie deformatsii sterzhnya pri osevom nagruzhenii v kanale. Chast 1 [Numerical and physical modeling of bar deformation under axial loading in the channel. Part 1]. *Inzhenerny zhurnal: nauka i innovatsii — Engineering Journal: Science and Innovation*, 2020, iss. 10. <http://dx.doi.org/10.18698/2308-6033-2020-10-2021>
- [10] Toropov V.S., Toropov E.S., Podorozhnikov S.Yu., Seroshtanov I.V. Primenenie dopolnitelnogo oborudovaniya v tekhnologii gorizontalnogo bureniya [The use of additional equipment in the technology of horizontal directional drilling]. *Gornyi informatsionno-analiticheskiy buylleten (nauchno-tekhnicheskii zhurnal) — Mining Informational and Analytical Bulletin (scientific and technical journal)*, 2015, no. S36, pp. 36–44.
- [11] Salnikov A.V., Zorin V.P., Aginei R.V. *Metody stroitelstva podvodnykh perekhodov gazonefteprovodov na rekakh Pechorskogo basseyna* [Methods of constructing the underwater crossings of oil and gas pipelines on the rivers of the Pechora basin]. Ukhta, USTU Publ., 2008, 108 p.
- [12] Morozov N.F., Tovstik P.E. Ustoychivost szhatogo sterzhnya pri nalichii ogranicheniy na peremeschenie [Stability of a compressed rod in the presence of restrictions on displacement]. *Doklady Akademii nauk — Proceedings of the Russian Academy of Sciences*, 2007, vol. 412, no. 2, pp. 196–200.
- [13] Dorogov Yu.I. Ustoychivost gorizontalnogo uprugogo sterzhnya [Stability of a horizontal elastic bar]. *Vestnik Tomskogo gosudarstvennogo universiteta — Tomsk State University Journal of Mathematics and Mechanics*, 2016, no. 4 (42), pp. 70–83.
- [14] Ovchinnikov N.T. Razlichnye aspekty ucheta davleniya zhidkosti i gaza v zadachakh statiki gibkikh sterzhney [Various aspects of liquid and gas pressure metering in problems of statics of flexible bars]. *Inzhenerny zhurnal: nauka i innovatsii — Engineering Journal: Science and Innovation*, 2021, iss. 11. <http://dx.doi.org/10.18698/2308-6033-2021-11-2124>

Ovchinnikov N.T., Cand. Sci. (Eng.), Scientific Consultant, GeoSplit LLC. Research interest: simulation of extended pipe systems in technological processes of the oil and gas industry. e-mail: ntorvs@rambler.ru