

На правах рукописи



Митрохин Алексей Михайлович

**РАЗРАБОТКА ПЕРСПЕКТИВНЫХ МЕТОДОВ ПРОИЗВОДСТВА РАБОТ
НА УЧАСТКАХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РАЗРЫВОВ ПРИ КАПИТАЛЬНОМ
РЕМОНТЕ ГАЗОПРОВОДОВ**

25.00.19 – «Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ»

Автореферат
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Москва – 2015

Работа выполнена в Обществе с ограниченной ответственностью «Малое инновационное предприятие губкинского университета «НАУЧНО-ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЙ ЦЕНТР «ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ И ТЕХНИЧЕСКАЯ ДИАГНОСТИКА»

Научный руководитель: доктор технических наук,
ВЕЛИЮЛИН Ибрагим Ибрагимович

Официальные оппоненты: **ВЕЛИКОДНЕВ Валерий Яковлевич**
доктор технических наук,
Технический директор
ООО «Трубные инновационные технологии»

НОВОСЕЛОВ Федор Александрович
кандидат технических наук,
Начальник департамента капитального ремонта
ООО «СТРОЙГАЗМОНТАЖ»

Ведущая организация: ОАО «Газпром промгаз»

Защита состоится «___» _____ 2015 г. в ___ часов на заседании диссертационного совета Д 511.001.02, созданного при Обществе с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий - Газпром ВНИИГАЗ» по адресу: 142717, Московская обл., Ленинский район, пос. Развилка.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ООО «Газпром ВНИИГАЗ» и на сайте: [http:// www.vniigaz.gazprom.ru](http://www.vniigaz.gazprom.ru)

Автореферат разослан «___» _____ 2015 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета,
кандидат технических наук

И.Н. Курганова

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследований

В ОАО «Газпром» ежегодно ремонтируется от 1,5 тысяч до 2,5 тысяч километров магистральных газопроводов практически во всех регионах страны, и качественное выполнение ремонтных работ является одной из главных задач производственных и научных организаций. Повышение технологической эффективности и качества капитального ремонта и строительства магистральных газопроводов в значительной мере предопределяется применением оптимальных технологических решений при выполнении наиболее сложных технологических операций: ликвидации технологических разрывов, выполнении монтажно-укладочных работ, засыпке трубопроводов.

Технологические разрывы – участки незавершенного производства работ при капитальном ремонте, строительстве и реконструкции газопроводов, остающиеся, как правило, между участками линейной части, на которых работы выполняются поточным методом, и участками технологических переходов (переходы через автомобильные и железные дороги, водные преграды и т.д.), работы на которых выполняются по специальным технологиям. Обычно ликвидация технологических разрывов производится на завершающих этапах работ. При капитальном ремонте или строительстве газопроводов в средней полосе России их количество составляет более одного на один километр трассы газопровода.

Методы производства работ, приводимые в нормативных документах и практически используемых технологических картах, не позволяют обеспечить оптимальные технологические решения, размещение технических средств и технологические параметры подъема и монтажа газопровода, при которых гарантируется качественное выполнение операций. Следовательно, не обеспечивается последующая надежная эксплуатация объекта.

Некоторые вопросы ликвидации технологических разрывов при строительстве и капитальном ремонте линейной части магистральных газопроводов были исследованы. Однако, часть вопросов остается нерешенной. В связи с этим, разработка и обоснование перспективных методов производства работ на участках технологических разрывов при капитальном ремонте газопроводов, обеспечивающих снижение нагрузок на трубопровод при выполнении работ и, как следствие, повышающих качество и надежность ремонтных работ, является актуальной темой исследований.

Цель работы - разработка методов производства монтажно-укладочных работ, обеспечивающих предельное снижение нагрузок на трубопровод, при ликвидации технологических разрывов и укладке прилегающих участков газопроводов в процессе капитального ремонта.

Основные задачи

Основными задачами, поставленными и решенными в настоящей работе, являются:

- Исследование напряженно-деформированного состояния трубопровода и разработка оптимальной технологии производства работ при ликвидации технологических разрывов
- Разработка универсальной методики расчета технологических параметров схем производства монтажно-укладочных работ на участках технологических разрывов и прилегающих участках при капитальном ремонте газопроводов
- Обоснование и разработка оптимальных методов укладки газопроводов с пониженной несущей способностью при капитальном ремонте
- Внедрение новых методов производства работ по ликвидации технологических разрывов и укладке газопроводов с пониженной несущей способностью при капитальном ремонте

Научная новизна

Впервые разработана, обоснована и применена на практике универсальная методика расчета параметров технологических схем производства монтажно-укладочных работ при капитальном ремонте газопроводов на основе численных методов, позволившая эффективно выполнить оптимизацию указанных параметров для рассмотренных технологий.

Выполнено не проводимое ранее исследование технологических схем производства работ по ликвидации технологических разрывов при капитальном ремонте газопроводов, в результате которого обоснованы и внедрены разработанные методы производства работ.

Доказано, что впервые разработанные методы производства работ по укладке отремонтированного газопровода с пониженной несущей способностью обеспечивают предельное снижение нагрузок на газопровод при выполнении работ и, как следствие, надежность при дальнейшей эксплуатации.

На защиту выносятся:

- Методика расчета параметров технологических схем выполнения монтажно-укладочных работ при капитальном ремонте газопроводов, основывающаяся на специально разработанных численных методах математической оптимизации;
- Обоснование технологических методов производства работ по ликвидации технологических разрывов при капитальном ремонте газопроводов, обеспечивающих оптимальное размещение технических средств и снижение нагрузок на трубопровод в процессе производства работ;
- Обоснование и разработанные технологические методы производства работ по укладке линейных участков газопроводов с пониженной несущей способностью, позволяющие обеспечить эффективное и качественное выполнение работ.

Практическая значимость и реализация результатов работы

В результате выполненных исследований разработаны методы ликвидации технологических разрывов и укладки прилегающих участков газопроводов, в том

числе с пониженной несущей способностью (из сталей с пониженными, по сравнению с применяемыми для строительства газопроводов в настоящее время, механическими характеристиками), которая была внедрена на объектах ООО «Газпром трансгаз Саратов» и ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург».

Разработанная технология включена в технологические карты на производство работ по ликвидации технологических разрывов и укладке при капитальном ремонте газопроводов в указанных газотранспортных обществах.

Результаты работы включены в Р Газпром 2-2.3-733-2013 (с изм. 1) «Организация и проведение испытаний наружных сканеров-дефектоскопов, предназначенных для автоматизированного неразрушающего контроля трубопроводов. Основные положения.»

Апробация работы

Основные положения и результаты диссертации докладывались на:

- Международной деловой встрече «Диагностика-2011» (г. Геленджик, 2011);
- Шестой Международной конференции «Обслуживание и ремонт газонефтепроводов» (Бечичи, Черногория, 2012);
- 23-м Коллоквиуме «Безопасность и надежность газопроводов» (г. Прага, Чехия, 2014);

Публикации

Основные результаты диссертации опубликованы в 6 научных трудах, все 6 из них – в ведущих рецензируемых научных журналах, рекомендованных ВАК Министерства образования и науки РФ.

Структура и объем диссертационной работы

Диссертационная работа состоит из введения, 5 глав, основных выводов, библиографического списка использованной литературы, включающего 48 наименований, и 2 приложений. Работа изложена на 138 страницах машинописного текста, содержит 35 рисунков и 16 таблиц.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении рассмотрены вопросы актуальности темы проведенных исследований, сформированы цель и основные задачи диссертационной работы, показаны научная новизна и практическая полезность полученных результатов.

В первой главе приведен анализ существующих практических и методических подходов к технологическим процессам ликвидации технологических разрывов при капитальном ремонте газопроводов, а также укладки газопроводов с отремонтированными дефектами. Большой вклад в разработку научных подходов к технологии капитального ремонта магистральных газопроводов внесли ученые Е.А. Аникин, Р.М. Аскарлов, Л.А. Бабин, В.Л. Березин, Г.Г. Васильев, И.И. Велиюлин, Р.С. Гаспарянц, А.Г. Гумеров, А.М. Короленок, П.В. Крылов, С.И. Сенцов, Ю.И. Спектор, Р.Р. Усманов, В.В. Харионовский и другие.

Применение необоснованных технологических решений при ликвидации технологических разрывов в процессе капитального ремонта газопроводов и укладке отремонтированных участков с пониженной несущей способностью

зачастую приводят к инцидентам и авариям при испытаниях и эксплуатации объектов.

Приведены подходы авторов предыдущих исследований по выбору технологических обоснований и расчетных моделей выполнения монтажно-укладочных работ при капитальном ремонте и строительстве газопроводов.

Оценены основные риски при производстве работ по ликвидации технологических разрывов при ремонте и строительстве газопроводов на конкретных примерах. Изложены результаты анализа технологических карт, применяющихся в качестве основной технологической документации при выполнении ремонтно-монтажных работ. В частности рассмотрены технологические карты на ремонт магистральных газопроводов «Пунга – Ухта – Грязовец (4 нитка)», «КГМО – Белоусово» и других.

Рассмотрены технологические особенности капитального ремонта участков линейной части газопроводов с пониженной несущей способностью, обусловленной рядом факторов и, прежде всего, наличием в трубопроводах дефектов, приобретенных при строительстве и эксплуатации (дефекты с допустимыми параметрами остаются в газопроводах и после выполнения ремонтных работ), а также производством ремонтно-монтажных работ с трубами производства 60-х – 70-х годов прошлого века из сталей пониженного класса прочности по сравнению с трубами, применяемыми для строительства новых газопроводов в настоящее время.

В первой главе выполнен также анализ нормативных положений по ликвидации технологических разрывов при капитальном ремонте газопроводов. Рассмотрены и проанализированы приведенные в нормативных документах организационные схемы производства работ.

Во второй главе изложен методический подход и выбор критериев оптимизации технологических схем ремонтно-монтажных работ при капитальном ремонте газопроводов.

В качестве возможных критериев оптимизации технологических схем рассмотрены критерии, обеспечивающие минимизацию нагрузок на трубопровод в процессе производства работ и минимизацию нагрузок на грузоподъемные средства. Кроме того, рассмотрен подход, предусматривающий предельное снижение энергозатрат при выполнении ремонтно-монтажных работ.

В связи со значительными сроками службы ремонтируемых газопроводов и наличием в них дефектов, приобретенных во время эксплуатации, при оптимизации схем ремонта целесообразно минимизировать нагрузки на трубопровод.

Как правило, решение задач оптимизации технологических схем производства монтажно-укладочных работ при капитальном ремонте газопроводов приводит к необходимости решения систем нелинейных уравнений и неравенств, в которых количество неизвестных превышает (иногда значительно) количество уравнений и неравенств. Для решения такого рода задач не разработано каких-либо универсальных подходов.

Рассмотрим в качестве примера схему укладки газопровода при капитальном ремонте (рис. 1):

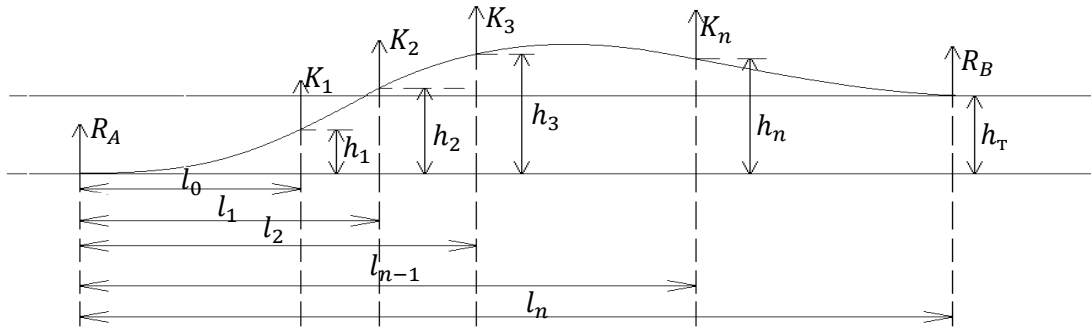


Рисунок 1 - Схема укладки трубопровода

Обозначения на рисунке (параметры схемы):

- K_i – подъемные силы трубоукладчиков;
- R_A и R_B – силы реакции опирания трубопровода на грунт;
- l_i – расстояния между точками приложения сил;
- h_i – высоты подъема трубопровода трубоукладчиками;
- h_T – глубина траншеи.

На основе дифференциального уравнения упругой линии строится модель поведения трубопровода, отвечающая приведенной выше схеме (для случая подъема трубопровода в четырех точках):

$$\left\{ \begin{array}{l} h_1 = \frac{1}{EI} \left(\frac{R_A l_0^3}{6} - \frac{q l_0^4}{24} \right) \\ h_m = \frac{1}{EI} \left(R_A \frac{l_{m-1}^3}{6} + \sum_{i=1}^{m-1} K_i \frac{(l_{m-1} - l_{i-1})^3}{6} - \frac{q l_{m-1}^4}{24} \right), m = 2, 3, 4 \\ \sum_{i=1}^4 K_i + R_A + R_B = q l_4 \\ R_A l_4 + \sum_{i=1}^4 K_i (l_4 - l_{i-1}) - \frac{q l_4^2}{2} = 0 \\ R_A \frac{l_4^2}{2} + \sum_{i=1}^4 K_i \frac{(l_4 - l_{i-1})^2}{2} - \frac{q l_4^3}{6} = 0 \\ R_A \frac{l_4^3}{6} + \sum_{i=1}^4 K_i \frac{(l_4 - l_{i-1})^3}{6} - \frac{q l_4^4}{24} = EI h_T \end{array} \right. \quad (1)$$

Здесь:

- q – удельный вес трубопровода;
- EI – жесткость трубопровода.

Для обеспечения надежности трубопровода целесообразно рассмотреть задачу снижения изгибных напряжений, действующих в трубопроводе при проведении работ. Так как изгибные напряжения прямо пропорциональны изгибающим моментам, поставим задачу минимизации изгибающих моментов. Момент достигает своего максимального значения в определенных сечениях поднятой плети трубопровода (подробно это будет проанализировано в Главе 4). Для постановки задачи минимизации вводится дополнительная переменная – M – обозначающая максимальный по модулю изгибающий момент, действующий на трубопровод, и введем в модель соответствующие ограничения-неравенства (2-4):

$$M \geq \frac{R_A^2}{2q} \quad (2)$$

$$-M \leq R_A l_0 - \frac{q l_0^2}{2} \quad (3)$$

$$-M \leq R_A l_{m-1} + \sum_{i=1}^{m-1} K_i (l_{m-1} - l_{i-1}) - \frac{q l_{m-1}^2}{2}, m = 2, 3, \dots, n \quad (4)$$

Таким образом, модель состоит из ограничений-равенств и ограничений-неравенств, и в рамках этой модели ставится задача минимизации максимального изгибающего момента (5):

$$M \rightarrow \min \quad (5)$$

Необходимо отметить, что ограничения в поставленной задаче минимизации – это нелинейные функции.

Так как модели, описывающие поведение трубопровода при проведении работ по ликвидации технологических разрывов и укладке прилегающих к разрыву участков будут являться нетривиальными системами, состоящими из нелинейных равенств и неравенств, для решения задач оптимизации в рамках этих моделей требуется специальный подход. Такие модели построены и детально проанализированы в Главах 3 и 4.

В рамках этих моделей ставятся задачи математической оптимизации. Эти задачи решаются численным методом. Для любого численного метода первым шагом является выбор начального решения, которое выбирается для каждого случая из содержательных соображений. Далее, необходимо построить подходящий численный метод.

Как уже было рассмотрено на примере, задача оптимизации технологических схем производства укладочных работ и работ по ликвидации технологических разрывов включает в себя ограничения-равенства и ограничения-неравенства и описывается в общем виде следующим образом:

$$\begin{cases} f(x) \rightarrow \min \\ g_i(x) \leq 0, i = 1..m \\ g_i(x) = 0, i = m + 1..n \end{cases} \quad (6)$$

На данный момент не существует теоретически обоснованного численного метода оптимизации для решения задачи с линейными и нелинейными ограничениями. Поэтому, задачу необходимо определенным образом преобразовать: введем неотрицательные переменные z_i , с помощью которых избавимся от неравенств, каждое неравенство $g_i \leq 0$ переписав в виде равенства $g_i + z_i = 0$. Затем, с помощью метода логарифмических барьеров преобразуем целевую функцию с учетом условия неотрицательности всех управляемых переменных. То есть исходная задача преобразовывается в следующую:

$$\begin{cases} f(x) - \frac{1}{t} \left(\sum_{i=1}^m z_i \right) \rightarrow \min \\ g_i(x) + z_i = 0, i = 1..m \\ g_i(x) = 0, i = m + 1..n \\ z_i \geq 0 \end{cases} \quad (7)$$

Здесь:

- t - значение логарифмического барьера.

Таким образом, имеет место задача оптимизации только с ограничениями-равенствами. Для решения этой, преобразованной задачи за основу взят метод Ньютона для условной оптимизации. Метод описан для следующей задачи оптимизации:

$$\begin{cases} f(x) \rightarrow \min \\ Ax = b \end{cases} \quad (8)$$

Здесь:

- $f(x)$ – выпуклая целевая функция, иными словами – критерий оптимизации, записанный в формальном математическом виде;
- $Ax = b$ - множество линейных ограничений-равенств.

Для определения шага исходная задача подменяется следующей:

$$\begin{cases} \hat{f}(x + v) = f(x) + \nabla f(x)^T v + \frac{1}{2} v^T \nabla^2 f(x) v \rightarrow \min \\ A(x + v) = b \end{cases} \quad (9)$$

с переменной v , то есть целевая функция раскладывается по Тейлору до второго порядка в окрестности точки x .

Здесь:

- Δx_{nt} - вектор, который нужно добавить к x , чтобы решить задачу оптимизации, если вместо исходной целевой функции используется ее разложение по Тейлору;
- ∇ и ∇^2 обозначают соответственно градиент и гессиан.

В предыдущих исследованиях получено, что для вычисления шага Δx_{nt} нужно решить следующую систему:

$$\begin{bmatrix} \nabla^2 f(x) & A^T \\ A & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x_{nt} \\ w \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\nabla f(x) \\ 0 \end{bmatrix}, \quad (10)$$

Здесь:

- w – вектор двойственных переменных.

Напрямую этот метод применить к нашей задаче не получится, так как в ней ограничения-равенства нелинейные. Линеаризуем их. Пусть текущее решение - x_k . Линеаризованная система выглядит следующим образом:

$$G(x_k) + \nabla G(x_k)(x_{k+1} - x_k) = 0 \quad (11)$$

Здесь:

- $G(x)$ - вектор невязки ограничений при решении x ;
- x_k - текущее решение; x_{k+1} - следующее решение.

Таким образом, вместо $A\Delta x_{nt} = 0$ ограничения для поиска шага Δx_{nt} будут следующими:

$$\nabla G(x_k)\Delta x_{nt} = -G(x_k), \quad (12)$$

и итоговая система для поиска шага Δx_{nt} :

$$\begin{bmatrix} \nabla^2 f(x_k) & \nabla G(x_k)^T \\ \nabla G(x_k) & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x_{nt} \\ w \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\nabla f(x_k) \\ -G(x_k) \end{bmatrix} \quad (13)$$

Метод сошелся, и x_k – оптимальное решение, если

$$\frac{\lambda^2(x_k)}{2} \leq \varepsilon_2, \quad (14)$$

где $\lambda(x_k) = (\Delta x_{nt}^T \nabla^2 f(x_k) \Delta x_{nt})^{\frac{1}{2}}$ – норма вектора Δx_{nt} , определенная гессианом целевой функции в точке текущего решения; ε_2 – точность, с которой требуется получить оптимальное решение на внутреннем цикле.

Если же текущее приближение - x_k – не является оптимальным, то следующее значение вектора решения x_{k+1} находится из следующего выражения:

$$x_{k+1} = x_k + \tilde{t}\Delta x_{nt} \quad (15)$$

Здесь:

- \tilde{t} – так называемая величина шага метода.

В соответствии с классическим методом \tilde{t} подбирается делением пополам, начиная с 1, пока целевая функция в новом приближении не станет меньше, чем в текущем. Однако, при применении не классического, а «модернизированного» численного метода оптимизации Ньютона алгоритм выбора \tilde{t} должен учитывать не только динамику изменения целевой функции: изменение вектора невязки ограничений также должен учитываться.

В задачах данной работы выбран следующий метод поиска \tilde{t} : начиная с 1 будем уменьшать \tilde{t} в два раза до тех пор, пока норма вектора невязки ограничений и значение целевой функции для следующего приближения не станут меньше, чем для текущего; но не будем делать \tilde{t} меньшим, чем некоторое \tilde{t}_{t_min} (которое для каждого внутреннего цикла выбирается эмпирическим путем). Далее, если достигнуто условие уменьшения целевой функции и нормы вектора невязки ограничений, а также при полученном \tilde{t} все компоненты вектора следующего приближения неотрицательны, то делается шаг с этим \tilde{t} , в противном случае – значение \tilde{t} независимо от \tilde{t}_{t_min} уменьшается до тех пор, пока вектор следующего приближения не станет неотрицательным.

Осталось определиться со значением логарифмического барьера t . В соответствии с известной теорией сначала нужно решить оптимизационную задачу при $t = 1$. При этом получится некое оптимальное x^{*1} . Затем решить при $t = 10$, в качестве начального приближения взяв x^{*1} . Решив при $t = 10$, получить x^{*2} и взять его в качестве начального для решения задачи при $t = 100$. И так далее до получения необходимой точности в значении оптимума. Точность в таком случае будет следующей:

$$\varepsilon_1 = \frac{m}{t_{max}} \quad (16)$$

Здесь:

- t_{max} – максимальное значение t ;
- m – количество неравенств в исходной системе.

Схематично общий алгоритм можно представить на следующей блок-схеме (рисунок 2):

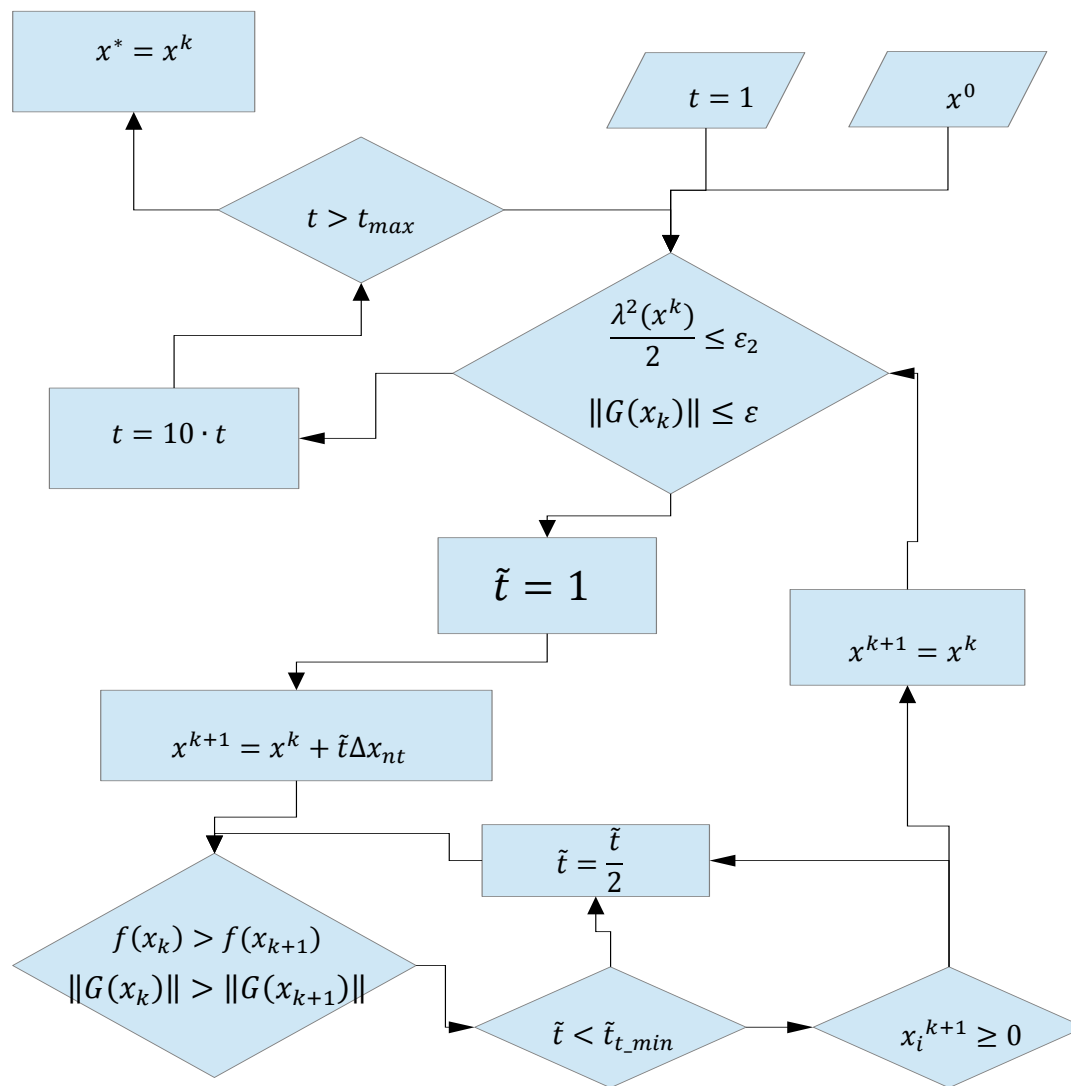


Рисунок 2 – Блок-схема численного метода решения задачи оптимизации параметров технологических схем ликвидации технологических разрывов

Таким образом, можно условно разделить весь алгоритм на две составляющие: внутренний цикл и внешний. Во внутреннем цикле ищется оптимальное значение вектора решений для данного значения логарифмического барьера, на внешнем – делается переход к следующему значению логарифмического барьера.

Описанный алгоритм успешно применен для решения задач расчета схем по ликвидации технологических разрывов, а также для параметров технологических схем проведения ремонтно-монтажных работ. В Главах 3 и 4 на основе данного метода решены задачи оптимизации технологии производства указанных работ.

В третьей главе рассмотрены схемы производства работ по ликвидации технологических разрывов, приведены соответствующие расчетные модели, разработаны оптимальные технологии, обеспечивающие предельное снижение нагрузок на трубопровод при производстве работ.

Впервые выполнен аналитический подход к решению задач расчета технологических схем производства этого вида работ.

Принципиально следует различать 2 различных метода производства работ по ликвидации технологических разрывов: метод вставки катушки и метод захлеста. Схематично первый метод представлен на рисунке 3, второй – на рисунке 4:

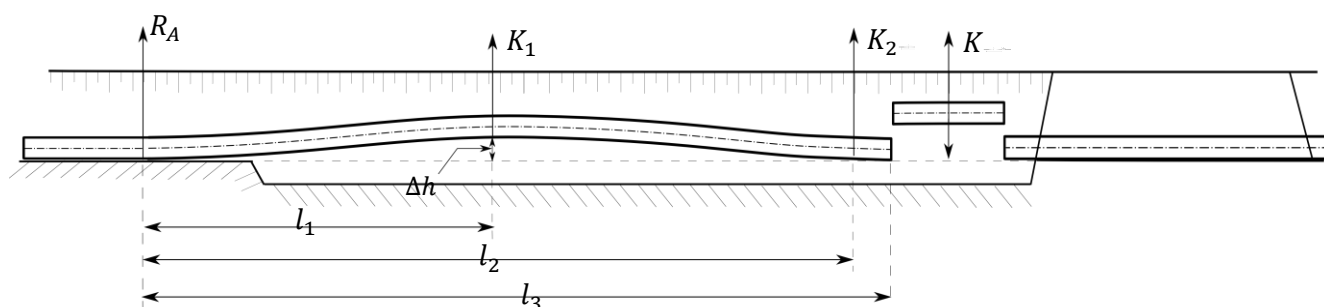


Рисунок 3 – Схема проведения работ методом вставки катушки

Условные обозначения:

- K, K_1, K_2 – усилия трубоукладчиков;
- R_A – сила реакции опирания трубопровода на грунт;
- l_i – расстояния между точками приложения сил;
- Δh – высота, на которую первый трубоукладчик (первая группа трубоукладчиков) поднимают трубопровод.

Суть метода вставки катушки заключается в следующем: между поднятым свободным концом трубопровода и его заземленным концом вставляется труба сравнительно небольшой длины и приваривается к обоим концам трубопровода (свободному и заземленному).

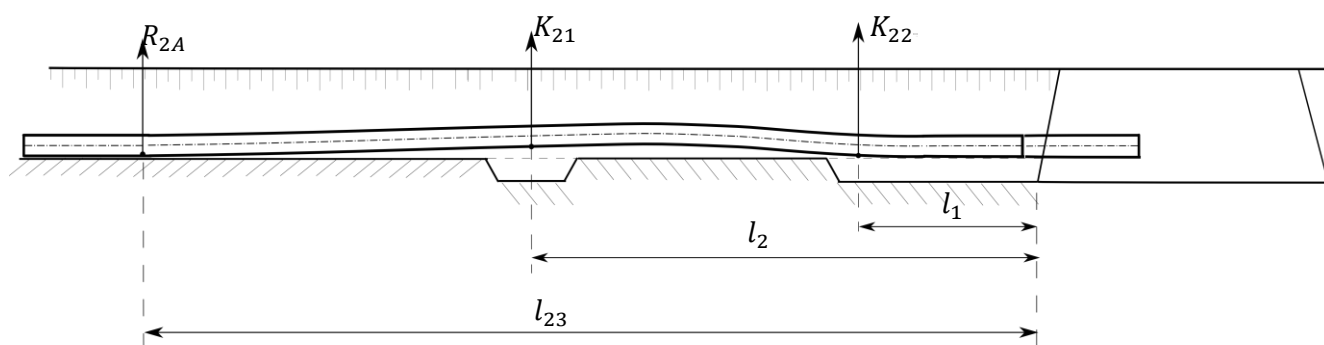


Рисунок 4 – Схема проведения работ методом захлеста

В случае ликвидации технологического разрыва методом захлеста заземленный и свободный участок свариваются непосредственно между собой.

Стоит отметить, что количество трубоукладчиков, манипулирующих свободным участком плети, на обеих схемах (по 2) взято условно, точное значение числа трубоукладчиков должно быть получено в результате расчета.

Как видно из представленных рисунков, в обоих случаях принято, что трубоукладчики манипулируют только свободным участком. Это сделано из-за

того, что для обеспечения надежного проведения работ вполне достаточно манипулировать только одним участком, а приложение сил к заземленному участку может привести к резкому увеличению напряжений, действующих на этот участок газопровода. Кроме того, необходимость манипулирования обоими плетями трубопровода очевидно приводит к использованию большего количества трубоукладчиков и, как следствие, к увеличению общей стоимости работ.

Для выбора одной из двух схем производства работ необходимо отметить следующее:

- 1) На первый взгляд, для производства работ методом захлеста требуется меньшее количество трубоукладчиков. Однако, это не всегда так, так как при выполнении работ методом захлеста свободный конец трубопровода, как правило, сначала поднимают над заземленным для того, чтобы наметить место разреза, то есть усилия трубоукладчиков, манипулирующих свободным концом плети, при выполнении работ методом захлеста выше, чем при выполнении этих же работ методом вставки катушки.
- 2) При производстве работ методом вставки катушки требуется выполнить 2 гарантийных стыка, в случае методом захлеста – всего один.
- 3) В случае применения метода захлеста имеют место 2 положения, а в случае метода вставки катушки – всего одно; оценочно максимальные напряжения, действующие на трубопровод, во втором случае ниже.

Как видно из приведенных выше соображений, однозначного преимущества при выборе метода производства работ по ликвидации технологического разрыва нет ни у одной из двух схем. Таким образом, необходимо рассмотреть оба варианта производства рассматриваемых работ.

Схематично расстановка трубоукладчиков была представлена на рисунке 2.

Отметим, что на рисунке имеется так называемый удлиненный приямок. Необходимость его наличия будет рассмотрена позднее в этом разделе.

Основной задачей расчета было определение оптимальных параметров проиллюстрированной выше схемы. Известными считались следующие величины:

- D – наружный диаметр трубопровода;
- δ – толщина стенки;
- ρ – удельный вес стали.

Расчетная модель составлена с помощью двойного интегрирования кривой, описывающей упругий изгиб поднимаемого участка трубопровода. Далее выполнена следующая замена переменных:

$$R_A = \overline{R}_A \sqrt[4]{EI\Delta h q^3}; l_1 = \overline{l}_1 \cdot \sqrt[4]{\frac{EI\Delta h}{q}}; l_2 = \overline{l}_2 \cdot \sqrt[4]{\frac{EI\Delta h}{q}};$$

$$l_3 = \overline{l}_3 \cdot \sqrt[4]{\frac{EI\Delta h}{q}}; K_1 = \overline{K}_1 \sqrt[4]{EI\Delta h q^3}; K_2 = \overline{K}_2 \sqrt[4]{EI\Delta h q^3}$$
(17)

После замены переменных система уравнений, описывающих поведение трубопровода при проведении работ по ликвидации технологических разрывов, выглядит следующим образом:

$$\left\{ \begin{array}{l} \overline{R}_A \overline{l}_3 + \overline{K}_1 (\overline{l}_3 - \overline{l}_1) + \overline{K}_2 (\overline{l}_3 - \overline{l}_2) - \frac{1}{2} \overline{l}_3^2 = 0 \\ \overline{R}_A \overline{l}_3^2 + \overline{K}_1 (\overline{l}_3 - \overline{l}_1)^2 + \overline{K}_2 (\overline{l}_3 - \overline{l}_2)^2 - \frac{1}{3} \overline{l}_3^3 = 0 \\ \frac{1}{6} \overline{R}_A \overline{l}_3^3 + \frac{1}{6} \overline{K}_1 (\overline{l}_3 - \overline{l}_1)^3 + \frac{1}{6} \overline{K}_2 (\overline{l}_3 - \overline{l}_2)^3 - \frac{1}{24} \overline{l}_3^4 = 0 \\ \overline{R}_A + \overline{K}_1 + \overline{K}_2 = \overline{l}_3 \\ \frac{1}{6} \overline{R}_A \overline{l}_1^3 - \frac{1}{24} \overline{l}_1^4 = 1 \end{array} \right. \quad (18)$$

Для газопровода с внешним диаметром 1220 мм ($D = 1220$ мм) и толщиной стенки 14 мм ($\delta = 14$ мм) в размерном виде для различных значений высоты подъема первым трубоукладчиком решения выглядят следующим образом (Таблица 1):

Таблица 1 – Наборы параметров технологической схемы по ликвидации разрыва методом вставки катушки.

Δh (м)	l_1 (м)	$l_2 - l_1$ (м)	$l_3 - l_2$ (м)	l_3 (м)	K_1 (м)	K_2 (м)	$ \sigma_{изг} $ (МПа)
0.1	43.54	43.69	2	89.23	$2.35 \cdot 10^5$	67526	79
0.2	51.78	51.95	2.37	106.12	$2.8 \cdot 10^5$	80302	111
0.3	57.31	57.5	2.63	117.44	$3.1 \cdot 10^5$	88869	136
0.4	61.58	61.79	2.82	126.2	$3.33 \cdot 10^5$	95496	157
0.5	65.12	65.33	3	133.44	$3.52 \cdot 10^5$	$1.01 \cdot 10^5$	176

Как видно из приведенных решений, с увеличением высоты Δh увеличивается $\sigma_{изг}$. Это значит, что крайне нежелательно при производстве работ поднимать трубопровод выше, чем на 0.5 метра, так как в противном случае велика вероятность его повреждения.

Из результатов также следует, что длина незасыпанного участка должна быть около 130 метров. Из результатов видно, что даже при относительно небольшой высоте поднятия участка (0.1 м) общая длина поднимаемого участка весьма велика (около 90 м). В такой зависимости кроется одна из причин нежелательности приложения усилий трубоукладчиков к заземленному концу трубопровода, так как возможности обеспечения необходимой длины

незасыпанного участка со стороны перехода ограничены, что может привести к резкому возрастанию напряжений, действующих на трубопровод.

Важным вопросом является необходимость наличия протяженного прямка. С производственной точки зрения наличие прямков необходимо для обеспечения работы трубоукладчиков, однако не совсем очевидно, нужно ли его делать протяженным или достаточно лишь сделать прямки в местах работы трубоукладчиков. Для гарантированного доступа трубоукладчиков к трубопроводу (для определенной страховки) протяженный прямок желателен. Однако, его наличие не обосновано в силу увеличения стоимости работ за счет большего объема земляных работ. Таким образом, рекомендуется делать прямки только в местах работы трубоукладчиков, обязательно при этом строго контролируя их положение.

При производстве работ по ликвидации технологических разрывов методом захлеста свободную плетью, как правило, сначала поднимают над заземленной для того чтобы наметить место разреза. Далее, трубопровод опускают, и производится окончательная сварка плетей. Поэтому, вместе со схемой, изображенной на рисунке 4, нужно рассмотреть следующую схему (рисунок 5)

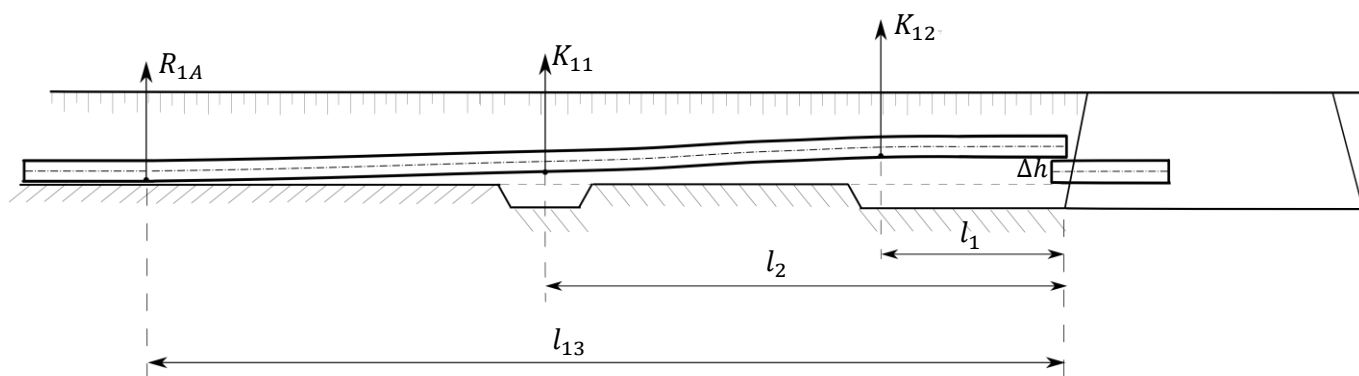


Рисунок 5 – Первое положение трубопровода при проведении работ методом захлеста

Расчет также выполнен на основе двойного интегрирования кривой, описывающей упругий изгиб поднимаемого участка трубопровода. Граничные условия при этом следующие:

- 1) В первом положении (рисунок 3): равенство нулю изгибающего момента и угла поворота в крайних точках поднимаемого трубопровода, равенство внешнему диаметру трубопровода высоты подъема в месте стыковки плетей;
- 2) В случае второй схемы (рисунок 4): равенство нулю изгибающего момента, угла поворота и высоты подъема в крайних точках поднимаемого трубопровода.

С помощью определения изгибающие моменты выражаются через параметры технологической схемы. Далее, с помощью двойного интегрирования

дифференциального уравнения выводятся математические выражения, описывающие угол поворота и высоты подъема трубопровода. Кроме того, необходимо учесть, что трубопровод в обоих положениях находится в равновесии, таким образом сумма сил, действующих на него, равна нулю. Итого, имеем следующую систему, описывающую поведение трубопровода:

$$\left\{ \begin{array}{l} R_{1A}l_{13} + K_{11}l_2 + K_{12}l_1 - \frac{1}{2}ql_{13}^2 = 0 \\ R_{1A}l_{13}^2 + K_{11}l_2^2 + K_{12}l_1^2 - \frac{1}{3}ql_{13}^3 = 0 \\ \frac{1}{6}R_{1A}l_{13}^3 + \frac{1}{6}K_{11}l_2^3 + \frac{1}{6}K_{12}l_1^3 - \frac{1}{24}ql_{13}^4 = EI\Delta h \\ R_{1A} + K_{11} + K_{12} = ql_{13} \\ R_{2A}l_{23} + K_{21}l_2 + K_{22}l_1 - \frac{1}{2}ql_{23}^2 = 0 \\ R_{2A}l_{23}^2 + K_{21}l_2^2 + K_{22}l_1^2 - \frac{1}{3}ql_{23}^3 = 0 \\ \frac{1}{6}R_{2A}l_{23}^3 + \frac{1}{6}K_{21}l_2^3 + \frac{1}{6}K_{22}l_1^3 - \frac{1}{24}ql_{23}^4 = 0 \\ R_{2A} + K_{21} + K_{22} = ql_{23} \end{array} \right. \quad (19)$$

В рамках этой системы ставится и преобразовывается в соответствии с методом, описанным во второй главе, задача минимизации изгибающих моментов. В формальном виде задача оптимизации выглядит следующим образом:

$$\left\{ \begin{array}{l} f(x) = \bar{M} - \frac{1}{t} (\ln \bar{R}_{1A} + \ln \bar{R}_{2A} + \ln \bar{M} + \sum_{i,j=2} \ln \bar{K}_{ij} + \ln \bar{l}_1 + \sum_{i=1}^7 \ln z_i) \rightarrow \min \\ \bar{R}_{iA}\bar{l}_{13} + \bar{K}_{i1}\bar{l}_2 + \bar{K}_{i2}\bar{l}_1 - \frac{1}{2}\bar{l}_{13}^2 = 0, \quad i = 1,2 \\ \bar{R}_{iA}\bar{l}_{13}^2 + \bar{K}_{i1}\bar{l}_2^2 + \bar{K}_{i2}\bar{l}_1^2 - \frac{1}{3}\bar{l}_{13}^3 = 0, \quad i = 1,2 \\ \frac{1}{6}\bar{R}_{iA}\bar{l}_{13}^3 + \frac{1}{6}\bar{K}_{i1}\bar{l}_2^3 + \frac{1}{6}\bar{K}_{i2}\bar{l}_1^3 - \frac{1}{24}\bar{l}_{13}^4 - 1 = 0 \\ \bar{R}_{iA} + \bar{K}_{i1} + \bar{K}_{i2} - \bar{l}_{13} = 0, \quad i = 1,2 \\ \frac{1}{6}\bar{R}_{2A}\bar{l}_{23}^3 + \frac{1}{6}\bar{K}_{21}\bar{l}_2^3 + \frac{1}{6}\bar{K}_{22}\bar{l}_1^3 - \frac{1}{24}\bar{l}_{23}^4 = 0 \\ -\left(\bar{M} + \bar{R}_{1A}(\bar{l}_{13} - \bar{l}_2) - \frac{1}{2}(\bar{l}_{13} - \bar{l}_2)^2\right) + z_1 = 0 \\ -\left(\bar{M} + \bar{R}_{1A}(\bar{l}_{13} - \bar{l}_1) + \bar{K}_{11}(\bar{l}_2 - \bar{l}_1)^2 - \frac{1}{2}(\bar{l}_{13} - \bar{l}_1)^2\right) + z_2 = 0 \\ -\left(\bar{M} + \bar{R}_{2A}(\bar{l}_{23} - \bar{l}_2) - \frac{1}{2}(\bar{l}_{23} - \bar{l}_2)^2\right) + z_3 = 0 \\ -\left(\bar{M} + \bar{R}_{2A}(\bar{l}_{23} - \bar{l}_1) + \bar{K}_{21}(\bar{l}_2 - \bar{l}_1)^2 - \frac{1}{2}(\bar{l}_{23} - \bar{l}_1)^2\right) + z_4 = 0 \\ -(\bar{l}_2 - \bar{l}_1) + z_5 = 0 \\ -(\bar{l}_{13} - \bar{l}_2) + z_{i+5} = 0, \quad i = 1,2 \end{array} \right. \quad (20)$$

Применение разработанного численного метода для газопровода диаметром 1220 мм с толщиной стенки 14 мм позволяет получить следующее решение этой оптимизационной задачи выглядит следующим образом:

$$R_{1A} = 1.044944645 \cdot 10^5 \text{ Н}; R_{2A} = 2130.9 \text{ Н}; M = 2.108 \cdot 10^6 \text{ Н} \cdot \text{м};$$

$$l_1 = 18.87 \text{ м}; l_2 = 70.43 \text{ м}; l_{13} = 137.49 \text{ м}; l_{23} = 89.84 \text{ м}; K_{11} = 2.987 \cdot 10^5 \text{ Н};$$

$$K_{12} = 1.542 \cdot 10^5 \text{ Н}; K_{21} = 1.811 \cdot 10^5 \text{ Н}; K_{22} = 1.810 \cdot 10^5 \text{ Н}.$$

Максимальное изгибное напряжение при этом будет на уровне 129 МПа. Эпюры напряжений трубопровода для 2 схем будут следующими (рисунки 6 и 7):

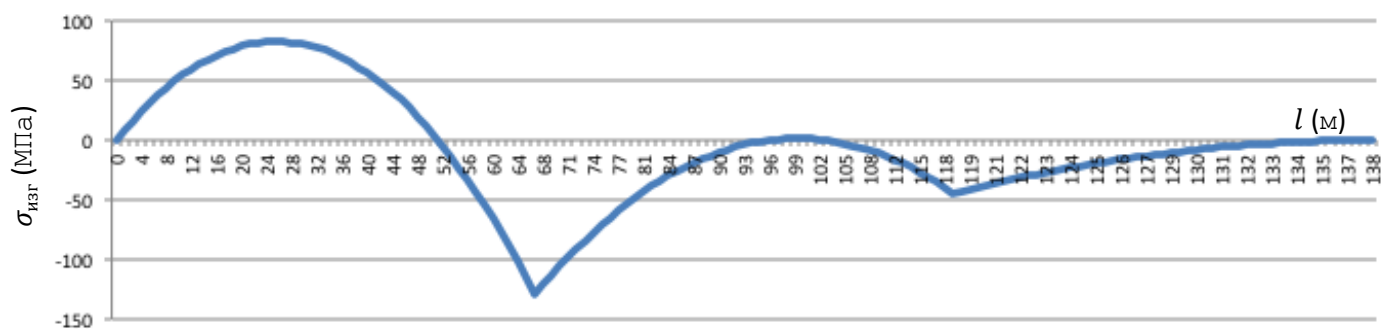


Рисунок 6 – Эпюра напряжений в первом положении

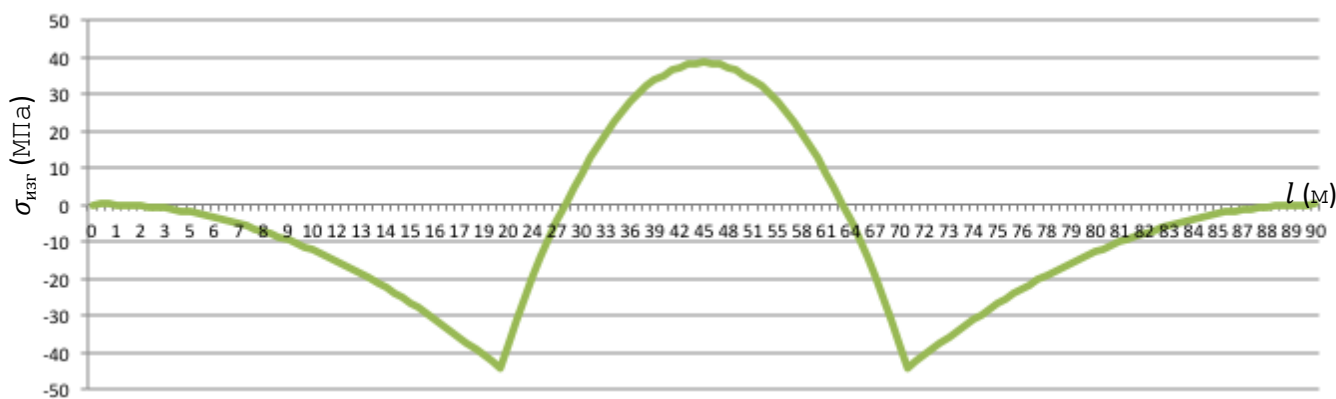


Рисунок 7 – Эпюра напряжений во втором положении

Дополнительно проанализируем положение свободного конца трубопровода непосредственно во время сварки плетей (рисунок 8):

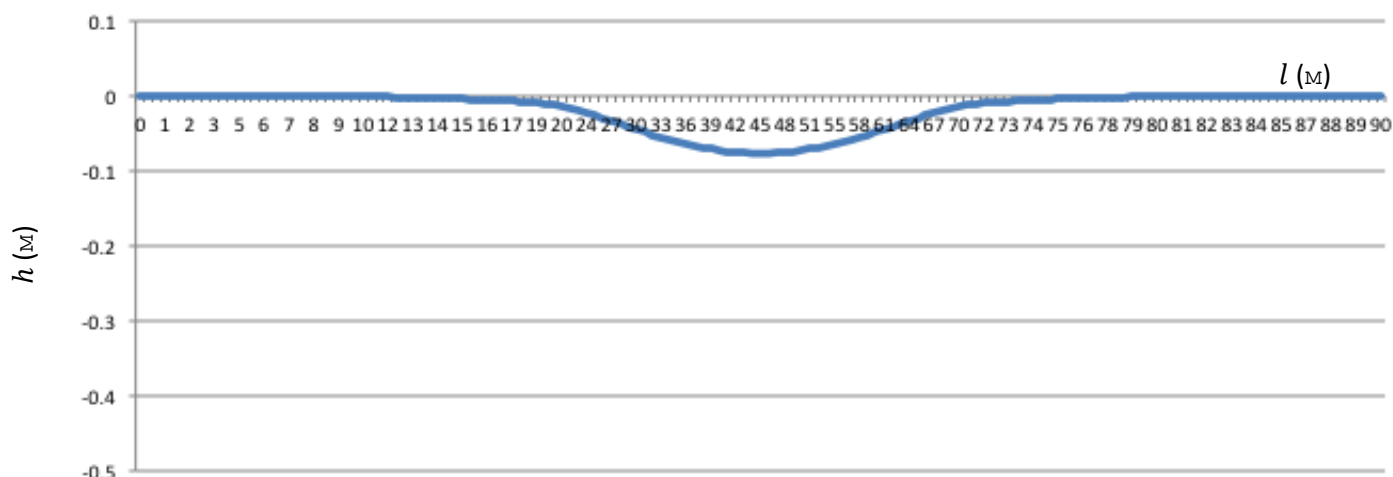


Рисунок 8 – Положение трубопровода во время сварки плетей

Как видно из полученных графиков, полученным решением достигается достаточно плавный изгиб трубопровода, максимальный уровень напряжений в обеих схемах с запасом меньше предела текучести стали трубопроводов. Однако, как видно на рисунке 9, решение предусматривает опускание трубопровода ниже уровня строительной полосы непосредственно при сварке плетей. С теоретической точки зрения это вполне допустимо, но на практике применение такой схемы означает дополнительные расходы на проведение земляных работ.

Поэтому, задача оптимизации была дополнена ограничением на высоту подъема трубопровода во втором положении. Затем, уже к преобразованной задаче был применен тот же самый численный метод оптимизации. Таким образом, было получено решение, которое не предусматривает опускание трубопровода во втором положении ниже уровня дна траншеи. Оно выглядит следующим образом:

$$K_{11} = 3.356909466 \cdot 10^5 \text{ Н}; K_{12} = 85456 \text{ Н}; l_1 = 8 \div 9 \text{ м}; l_2 = 58 \div 59 \text{ м}; l_{13} = 130 \div 135 \text{ м}; K_{21} = 2.548794463 \cdot 10^5 \text{ Н}; K_{22} = 1.095681337 \cdot 10^5 \text{ Н}; l_{23} = 105 \div 110 \text{ м}; \sigma_{\text{изг}} = 166 \text{ МПа}$$

Эпюры напряжений для двух случаев приведены на рисунках 9 и 10. Кроме того, на рисунке 11 изображено положение трубопровода непосредственно при сварке плетей.

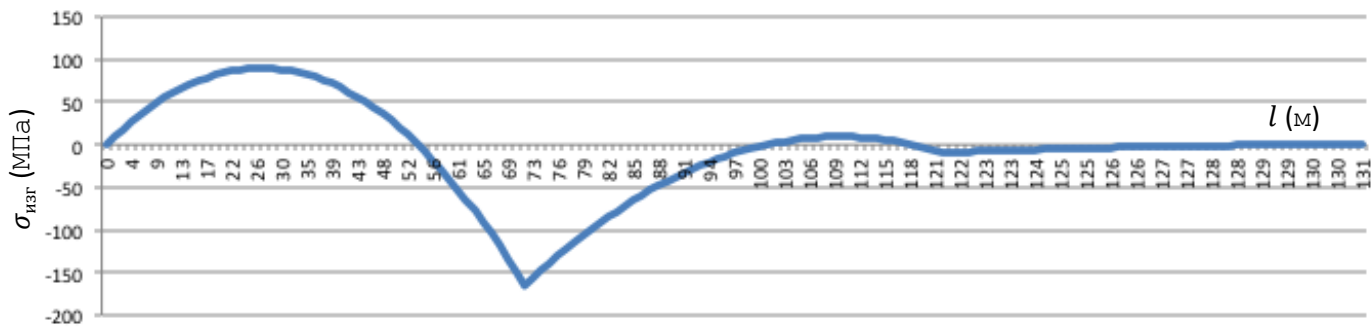


Рисунок 9 – Эпюра напряжений в первом положении

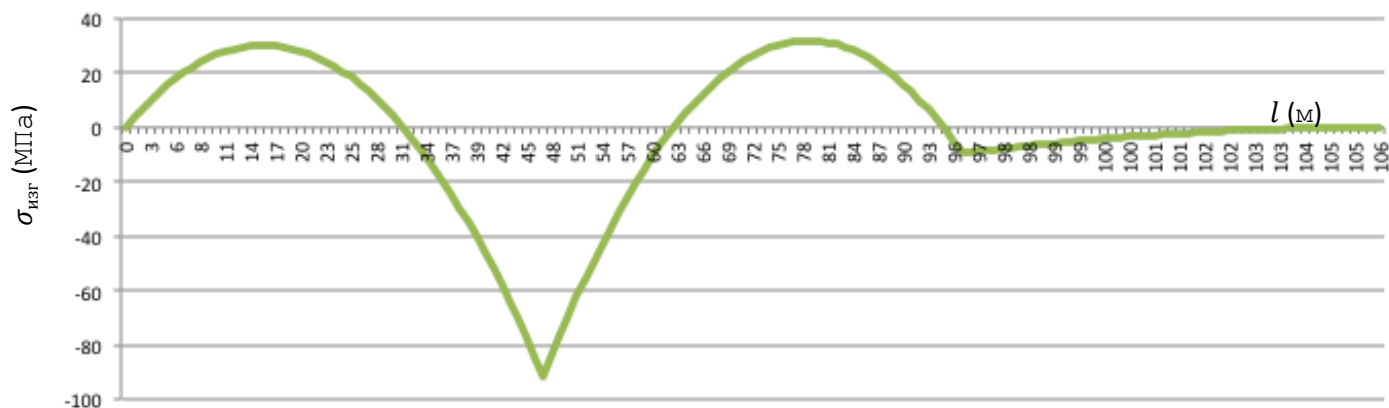


Рисунок 10 – Эпюра напряжений во втором положении

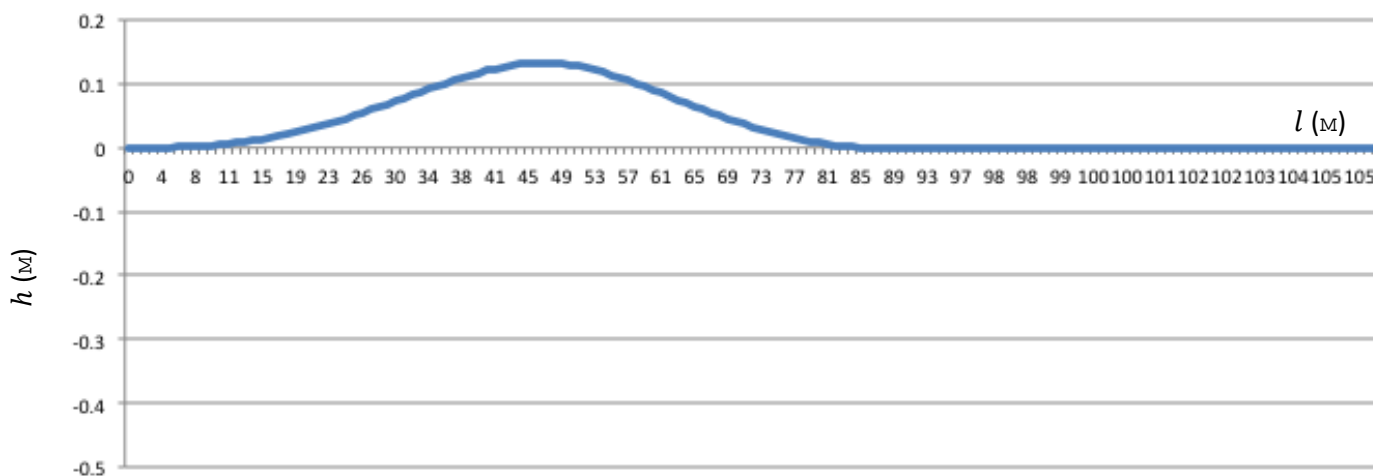


Рисунок 11 – Положение трубопровода при сварке плетей

В данном случае, как видно из представленных графиков, недостаток предыдущего решения устранен: набор параметров не предусматривает опускание трубопровода ниже уровня строительной полосы в обоих положениях. Однако, в силу наличия дополнительного ограничения (на высоту подъема свободного конца трубопровода), максимальные напряжения в трубопроводе в данном случае выше, чем в предыдущем. При этом уровень напряжений все равно остается с запасом меньше предела текучести стали трубопроводов.

Оба варианта рассчитанных технологических схем применены при производстве работ по капитальному ремонту магистральных газопроводов. Использование полученных решений позволило предельно снизить изгибающие нагрузки на трубопровод и обеспечило соосность стыкуемых плетей.

В четвертой главе проведена оптимизация параметров схем укладки участков газопроводов, прилегающих к технологическим разрывам, а также оценка предельно допустимых значений овальности труб по условию недопустимости пластических деформаций.

В связи с особой ответственностью переходов через автомобильные и железные дороги, водные преграды, необходимо обеспечить повышенную надежность не только этих объектов, но и прилегающих к ним участков линейной части, так как инциденты на них во время эксплуатации могут привести к серьезным последствиям для населения и инфраструктурных объектов. Поэтому, глава посвящена разработке технологии качественного выполнения ремонтных работ на прилегающих к технологическим разрывам линейных участках.

Для гарантированно качественного производства работ необходимо максимально возможно снизить нагрузки на трубопровод, особенно при его укладке, так как именно при выполнении этой операции трубопровод испытывает наибольшие нагрузки.

Укладка участков газопроводов, прилегающих к технологическим разрывам, вследствие необходимости обеспечения их повышенной надежности должна выполняться с предельным снижением изгибающих нагрузок на трубопровод. Особенно это актуально для газопроводов с пониженной несущей способностью, то есть со сниженными механическими характеристиками и со значительным количеством отремонтированных дефектов.

Схема укладки была приведена на рисунке 1.

Поведение газопровода при проведении рассматриваемых работ было смоделировано с помощью дифференциального уравнения упругой линии. В рамках построенной модели была поставлена задача минимизации максимального по модулю изгибающего момента (\bar{M}), действующего на трубопровод для случая подъема трубопровода в четырех точках:

$$\left\{ \begin{array}{l}
\bar{M} \rightarrow \min \\
\bar{M} \geq \frac{\bar{R}_A^2}{2} \\
-\bar{M} \leq \bar{R}_A \bar{l}_0 - \frac{\bar{l}_0^2}{2} \\
-\bar{M} \leq \bar{R}_A \bar{l}_{m-1} + \sum_{i=1}^{m-1} \bar{K}_i (\bar{l}_{m-1} - \bar{l}_{i-1}) - \frac{\bar{l}_{m-1}^2}{2}, \quad m = 2,3,4 \\
1 = \frac{\bar{R}_A \bar{l}_0^3}{6} - \frac{\bar{l}_0^4}{24} \\
\bar{h}_m = \left(\frac{\bar{R}_A \bar{l}_{m-1}^3}{6} + \sum_{i=1}^{m-1} \bar{K}_i \frac{(\bar{l}_{m-1} - \bar{l}_{i-1})^3}{6} - \frac{\bar{l}_{m-1}^4}{24} \right), m = 2,3,4 \\
\sum_{i=1}^4 \bar{K}_i + \bar{R}_A + \bar{R}_B = \bar{l}_4 \\
\bar{R}_A \bar{l}_4 + \sum_{i=1}^4 \bar{K}_i (\bar{l}_n - \bar{l}_{i-1}) - \frac{\bar{l}_4^2}{2} = 0 \\
\bar{R}_A \frac{\bar{l}_4^2}{2} + \sum_{i=1}^4 \bar{K}_i \frac{(\bar{l}_n - \bar{l}_{i-1})^2}{2} - \frac{\bar{l}_4^3}{6} = 0 \\
\bar{R}_A \frac{\bar{l}_4^3}{6} + \sum_{i=1}^4 \bar{K}_i \frac{(\bar{l}_4 - \bar{l}_{i-1})^3}{6} - \frac{\bar{l}_4^4}{24} = \bar{h}_T
\end{array} \right. \quad (21)$$

Неизвестными в данной системе являются следующие параметры: $\bar{l}_0, \bar{l}_1, \bar{l}_2, \bar{l}_3, \bar{l}_4, \bar{K}_1, \bar{K}_2, \bar{K}_3, \bar{K}_4, \bar{R}_A, \bar{R}_B, \bar{h}_2, \bar{h}_3, \bar{M}$ (величины \bar{h}_1 и \bar{h}_4 - высоты подъема в первой и последней точках - считаются известными). Таким образом, в системе 14 неизвестных при 8 уравнениях.

Поставленная задача оптимизации была решена с использованием численных методов, теоретически описанных в Главе 2 настоящей работы. Было получено практически применимое решение, для газопровода диаметром 1220 мм, укладываемого в траншею глубиной 2.4 м, выглядящее следующим образом:

$$\begin{aligned}
R_A^* &= 1.42 \cdot 10^5 \text{ Н}; M^* = 2.786534870 \cdot 10^6 \text{ Н} \cdot \text{м}; l_0^* = 85.61 \text{ м}; l_1^* = 113.11 \text{ м}; \\
l_2^* &= 140.61 \text{ м}; l_3^* = 168.12 \text{ м}; l_4^* = 209.83 \text{ м}; h_2^* = 3.59 \text{ м}; h_3^* = 3.47 \text{ м}; \\
K_1^* &= 2.618620406 \cdot 10^5 \text{ Н}; K_2^* = 1.347360425 \cdot 10^5 \text{ Н}; K_3^* = 2.038432973 \cdot \\
&10^5 \text{ Н}; K_4^* = 0 \text{ Н}.
\end{aligned}$$

Максимальное изгибное напряжение, соответствующее этой технологической схеме: $\sigma = 170$ МПа.

Это позволяет практически применить рассчитанную технологическую схему при производстве ремонтно-укладочных работ.

Кроме того, решена задача минимизации усилий на трубоукладчики при проведении укладочных работ при условии неперевышения максимального изгибного напряжения определенной величины, с запасом меньшей предела текучести.

Чрезвычайно важным является снижение нагрузок на газопровод на участках, прилегающих к технологическим переходам, после их укладки. Поперечные нагрузки в процессе и после засыпки газопровода могут привести к дополнительным напряжениям и пластическим деформациям металла труб, а следовательно и к образованию дефектов. В связи с этим выполнена оценка предельно допустимых значений овальности труб по условию недопустимости пластических деформаций.

Исследования показали, что предельные значения овальности для газопроводов Единой системы газоснабжения, не находящихся под действием внутреннего давления, лежат в диапазоне от 4,94% до 12,68%.

В пятой главе дано описание внедрения результатов проведенных исследований.

Практическое внедрение результатов диссертации проводилось при капитальном ремонте участков газопроводов в ООО «Газпром трансгаз Саратов» и в ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург»; в частности, при капитальном ремонте участков газопроводов Уренгой-Петровск-Новопсков, Средняя Азия – Центр и Торжок-Минск-Ивацевичи-3.

Для производства работ по ликвидации технологических разрывов на данном участке газопровода была разработана технологическая карта. Перечень машин и механизмов, используемых для выполнения работ, приведен в таблице 2.

Таблица 2 – Перечень машин и механизмов

Наименование	Марка, тип	Количество, шт.
Трубоукладчик	D-155C	2
Трубоукладчик	D-355C	2
Передвижной сварочный агрегат	FORPOST-4-100 ARS	1
Установка для подогрева стыков	DELTA 50	1
Центратор наружный многозвенный	ЦЗН-1221	2
Мягкое монтажное полотенце	ПМ-1428 Р	4
Эл. шлифмашинка		1
Строп кольцевой	СК101	2
Газорезущая машинка	Орбита-2	1
Термопояс термоизоляционный для сварки труб		2
Лестница инвентарная		1

Состав бригады, выполняющей ремонтно-монтажные работы, приведен в таблице 3.

Таблица 3 – Состав бригады

Профессия	Разряд	Количество, чел
Машинист трубоукладчика	6	4
Бригадир – газорезчик	6	1
Монтажник наружных трубопроводов	4	1
Электросварщик	6	3
Машинист эл. станции	5	1
Итого		10

Приведенная в карте технологическая схема приведена на рисунке 12:

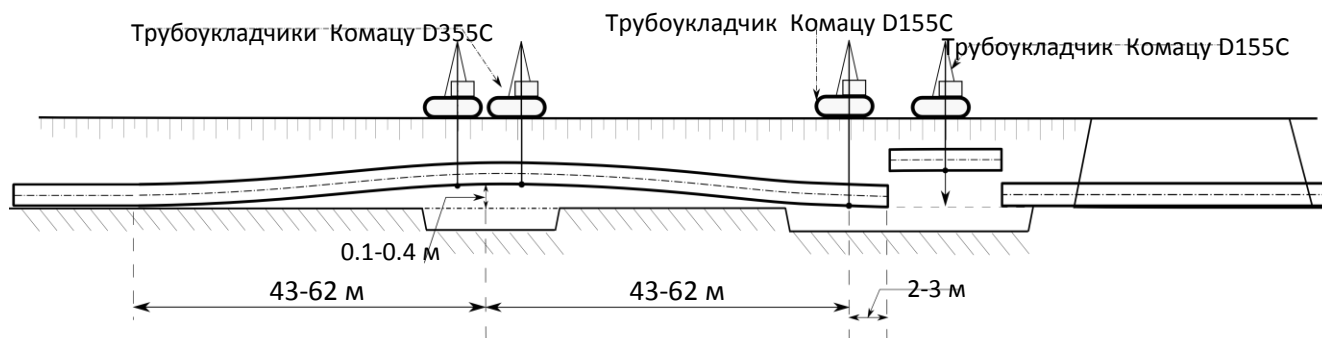


Рисунок 12 – Полная технологическая схема производства работ по ликвидации разрыва

Применение разработанных в диссертации технологических решений позволило определить и оптимально разместить технические средства при производстве работ по ликвидации технологических разрывов на указанном участке и обеспечить эффективное и качественное их выполнение.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

1. Разработана универсальная методика расчета технологических параметров схем производства монтажно-укладочных работ на участках технологических разрывов и прилегающих участках при капитальном ремонте газопроводов.
2. В диссертации рассмотрен и решен комплекс задач, с применением разработанного для их решения специального численного метода, по расчету оптимальных параметров технологических схем по ликвидации технологических разрывов и укладке прилегающих к ним участков газопроводов в процессе капитального ремонта, что позволяет существенно

повысить эффективность расчетно-методических подходов к решению производственных задач.

3. Обоснованы и разработаны оптимальные методы производства работ по ликвидации технологических разрывов магистральных газопроводов при капитальном ремонте и укладке газопроводов с пониженной несущей способностью, которые позволили обеспечить снижение нагрузок на газопровод в процессе производства работ и повысить надежность отремонтированных участков системы.
4. Разработанные технологические методы внедрены при капитальном ремонте участков газопроводов в ООО «Газпром трансгаз Саратов» и ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» и обеспечили повышение эффективности и качества производства работ на этих участках.

Основные результаты диссертационной работы изложены в 6 статьях:

1. Виноградов А. В., Митрохин А. М. Технологические особенности производства работ при капитальном ремонте магистрального газопровода Уренгой-Новопсков. // Управление качеством в нефтегазовом комплексе: ежекв. науч.-техн. журн. / учредитель: ООО «Национальный институт нефти и газа». - 2014. — № 2. - С. 28-30.
2. Митрохин А. М. Ликвидация технологических разрывов при строительстве и капитальном ремонте магистральных газопроводов. // Газовая промышленность: ежемесяч. науч.-техн. и произв. журн. / учредитель: ОАО «Газпром». - 2013. — № 7. - С. 31-32.
3. Митрохин А. М. Оптимизация технологических схем укладки трубопроводов при капитальном ремонте. // Газовая промышленность: ежемесяч. науч.-техн. и произв. журн. / учредитель: ОАО «Газпром». - 2013. — № 8. - С. 77-79.
4. Митрохин А. М., Чубунов М. В. Определение предельно допустимых значений овальности трубы по условию недопустимости пластических деформаций. // Трубопроводный транспорт: журн. / учредитель: ОАО ВНИИСТ. - 2012. — № 1. - С. 34-36.
5. Маянц Ю.А., Вышемирский Е.М., Силкин В.М., Морин И.Ю., Митрохин А.М. Основные положения расчета упруго линии тяжелых стальных и обетонированных газопроводов при укладке в траншею. // Наука и Техника в газовой промышленности: науч.-техн. журн. / учредитель: ОАО «Газпром промгаз». - 2013. — № 2. - С. 66-74.
6. Куликова Н. В., Митрохин А. М. Реализация информационных технологий в процессе разработки нормативно-технических документов строительного производства. // Трубопроводный транспорт - 2010: материалы VI Международной учебно-научно-практической конференции. - 2010. — С. 175-176.