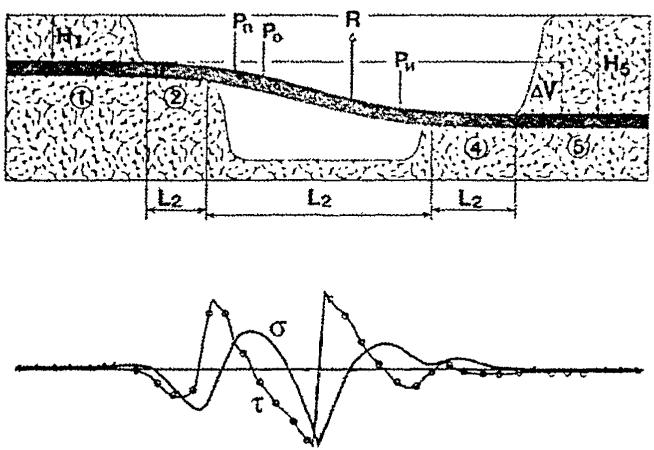
МЕТОДИКА

РАСЧЕТА ПРОЧНОСТИ И УСТОЙЧИВОСТИ РЕМОНТИРУЕМЫХ ЛИНЕЙНЫХ УЧАСТКОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ С УЧЕТОМ ДЕФЕКТОВ, ОБНАРУЖЕННЫХ ПРИ ДИАГНОСТИЧЕСКОМ ОБСЛЕДОВАНИИ

РД 39-00147105-016-98



gost.e-ecolog.ru

УФА 1999

МИНИСТЕРСТВО ТОПЛИВА И ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ИНСТИТУТ ПРОБЛЕМ ТРАНСПОРТА ЭНЕРГОРЕСУРСОВ

СОГЛАСОВАНО
с Госгортехнадзором России
письмо № 10-14/318
от 22 июня 1998 г.

УТВЕРЖДЕН
Акционерной компанией
"Транснефть"
6 июля 1998 г.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

МЕТОДИКА РАСЧЕТА ПРОЧНОСТИ И УСТОЙЧИВОСТИ РЕМОНТИРУЕМЫХ ЛИНЕЙНЫХ УЧАСТКОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ С УЧЕТОМ ДЕФЕКТОВ, ОБНАРУЖЕННЫХ ПРИ ДИАГНОСТИЧЕСКОМ ОБСЛЕДОВАНИИ

РД 39-00147105-016-98

Уфа-1999

УДК 622.692.4

РД 39-00147105-016-98. Методика расчета прочности и устойчивости ремонтируемых линейных участков магистральных нефтепроводов с учетом дефектов, обнаруженных при диагностическом обследовании –Уфа, ИПТЭР, 1999.

Настоящая Методика устанавливает порядок расчета напряжений и деформаций в стенке нефтепровода и технологических параметров при ведении ремонтных работ.

Методика предназначена для работников, занимающихся проектированием и проведением ремонтных работ на магистральных нефтепроводах.

Разработчики: специалисты Института проблем транспорта энергоресурсов д.т.н. Гумеров А.Г., д.т.н. Гумеров Р.С., к.н.т. Азметов Х.А., к.т.н. Гумеров К.М., к.т.н. Гаскаров Н.Х., инж. Ронжина Е.Г., инж. Ишмуратов Р.Г.

В разработке приложения Г принимали участие специалисты Центрального института авиационного моторостроения (ЦИАМ) д.т.н. Темис Ю.М., к.т.н. Зюзина В.М., инж. Азметов Х.Х.

© Институт проблем транспорта энергоресурсов (ИПТЭР), 1999.

СОДЕРЖАНИЕ

1 Общие положения 6

2 Классификация расчетных схем нагружения ремонтируемых участков нефтепроводов 8

3 Нагрузки, действующие на ремонтируемый участок нефтепровода 11

4 Определение напряженно-деформированного состояния ремонтируемого участка нефтепровода 17

5 Определение расчетного сопротивления стенок ремонтируемых участков нефтепроводов с учетом различных дефектов и старения металла труб 23

6 Проверка прочности и устойчивости ремонтируемых участков нефтепровода 25

7 Список использованных источников 28

Приложения:

А Текст компьютерной программы. Исходные данные и результаты расчета 30

Б Пример расчета на прочность и устойчивость ремонтируемого участка нефтепровода 39

В Ориентировочные технологические параметры при капитальном ремонте магистральных нефтепроводов 45

Г Значения коэффициентов влияния длительности эксплуатации нефтепровода и его дефектности на расчетное сопротивление стенок труб 56

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

МЕТОДИКА РАСЧЕТА ПРОЧНОСТИ И УСТОЙЧИВОСТИ РЕМОНТИРУЕМЫХ ЛИНЕЙНЫХ УЧАСТКОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ С УЧЕТОМ ДЕФЕКТОВ, ОБНАРУЖЕННЫХ ПРИ ДИАГНОСТИЧЕСКОМ ОБСЛЕДОВАНИИ

РД 39-00147105-016-98

Вводится взамен:
Методики расчета на прочность и устойчивость ремонтируемого участка нефтепровода диаметром 219-1220 мм. Уфа: ВНИИСПТнефть, 1976.

РД 39-30-451-80. Руководства по расчету на прочность участка подземного трубопровода диаметром 1020 и 1220 мм при ремонте без подъема. Уфа: ВНИИСПТнефть, 1980.

Срок введения с 01.09.1998 г.

Настоящая Методика предназначена для расчета на прочность и устойчивость ремонтируемого участка магистрального нефтепровода при определении основных технологических параметров ремонтной колонны с учетом дефектов в стенках труб и старения нефтепроводов, снижающих несущую способность, с учетом особенностей проведения ремонтных работ.

В Методике рассмотрены поперечные и продольные нагрузки, возникающие при проведении ремонтных работ, взаимодействие нефтепровода с грунтом, значения изгибающих моментов и прогибов вдоль всего ремонтируемого участка.

Основные технологические параметры проведения работ при капитальном ремонте определяются с учетом данных дефектоскопического обследования.

Все технические мероприятия по подготовке и обеспечению противопожарных и безопасных условий проведения ремонтных работ

осуществляются согласно действующим нормативно-техническим документам.

Область применения настоящего документа — магистральные нефтепроводы, относящиеся к АК "Транснефть".

Методика не распространяется на нефтепроводы, проложенные в условиях болот, горной местности, в районах с сейсмичностью более 7 баллов, в районах горных выработок.

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1 Основной целью расчета нефтепроводов на прочность и устойчивость является обеспечение безопасности ведения ремонтных работ и определение условий безаварийной эксплуатации нефтепровода.

1.2 Проверка прочности ремонтируемого участка нефтепровода заключается в сравнении расчетного сопротивления стенки трубы (с учетом старения и наличия различных дефектов) с расчетными напряжениями, возникающими при ремонте и в послеремонтный период.

1.3 Вскрытый участок нефтепровода, представляющий собой неразрезную балку, подвергается изгибу под действием собственного веса и веса ремонтных машин. Вследствие значительных продольных сил от температурных воздействий и внутреннего давления вскрытый участок нефтепровода находится в условиях продольно-поперечного изгиба.

1.4 При ремонте магистральных нефтепроводов опасность представляют следующие факторы:

— дефекты в стенках труб и в сварных стыках;

— механические напряжения в стенке нефтепровода, вызванные давлением нефти, внешними воздействиями со стороны грунта и ремонтных механизмов, остаточными напряжениями, напряжениями из-за изменений температуры стенки трубы;

— изменения механических характеристик металла труб нефтепровода в результате длительной эксплуатации (старение металла).

1.5 Механические напряжения в стенке нефтепровода, возникающие в процессе ремонта, как правило, имеют следующие составляющие:

— напряжения от упругого изгиба нефтепровода;

— напряжения, вызванные конструктивными особенностями участка;

— напряжения от воздействия внутреннего давления в нефтепроводе;

— напряжения от перепадов температуры в процессе ремонта;

— ремонтные напряжения, возникающие вследствие подкопа, засыпки и уплотнения грунта, воздействия ремонтных механизмов и других операциях.

1.6 При совместном воздействии всех этих напряжений в процессе ремонта и дальнейшей эксплуатации нефтепровод должен находиться в безопасном состоянии, исключающем потерю устойчивости,

пластическое деформирование с образованием вмятин и гофр, разрыв трубы.

1.7 Исходные данные для выполнения расчетов предоставляет эксплуатирующая организация (ОАО МН). Эти данные содержатся в следующих документах:

— отчеты по диагностическому обследованию заданного участка нефтепровода, включая внутритрубное и дополнительное внешнее обследование;

— проектно-сметная документация данного участка нефтепровода;

— ведомость фактической раскладки труб по нефтепроводу для данного участка;

— технические характеристики используемых ремонтных машин и механизмов (подкапывающей, очистной, изоляционной, грузоподъемных механизмов).

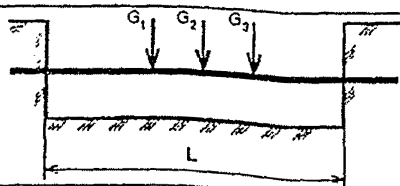
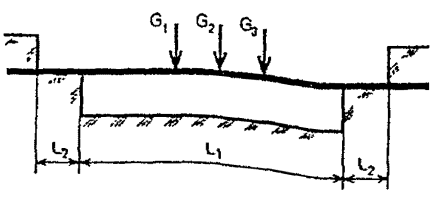
2 КЛАССИФИКАЦИЯ РАСЧЕТНЫХ СХЕМ НАГРУЖЕНИЯ РЕМОНТИРУЕМЫХ УЧАСТКОВ НЕФТЕПРОВОДОВ

2.1 В Методике рассмотрены технологические схемы выборочного и капитального ремонта.

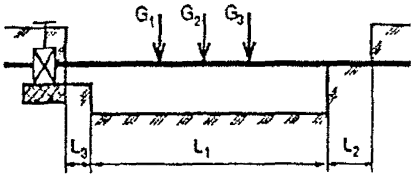
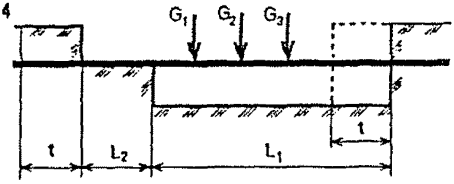
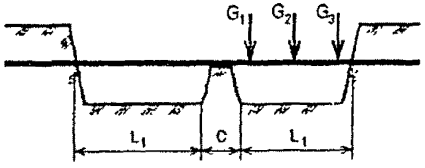
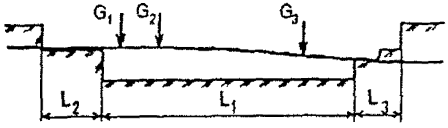
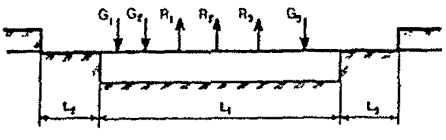
2.2 Расчет на прочность и устойчивость ремонтируемого участка нефтепровода включает определение и анализ значений изгибающих моментов, прогибов и осевых усилий в сечении нефтепровода.

2.3 На основе обобщения технологических схем ремонта, протяженности ремонтируемых участков приняты типовые расчетные схемы, которые приведены в табл.2.1. Принятые в схемах обозначения: G_1, G_2, G_3 — вес ремонтных машин; R_1, R_2, R_3 — усилия грузоподъемных механизмов.

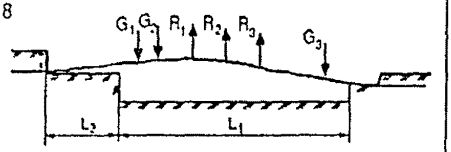
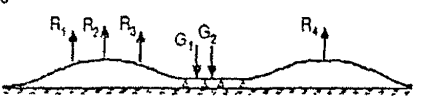
ТАБЛИЦА 2.1

Расчетная схема	Характеристика и область применения
1	2
1 	Нефтепровод вскрыт, подкопан для обеспечения работы ремонтных машин. Концы ремонтируемого участка защемлены в грунте.
2 	Нефтепровод вскрыт длиной L_1+2L_2 подкопан на длине L_1 для обеспечения работы ремонтных машин. Концы ремонтируемого участка вскрыты длиной L_2 до нижней образующей, что уменьшает максимальное напряжение в сечении нефтепровода (и соответственно увеличивает длину L_1) и позволяет дополнительно обследовать техническое состояние участков, прилегающих к ремонтируемому.

Продолжение таблицы 2.1

1	2
3 	Участок, прилегающий к узлу линейной арматуры. Нефтепровод вскрыт на длине $L_1+L_2+L_3$, подкопан на длине L_1+L_3.
4 	Ремонт, выполняемый циклическими захватками без применения промежуточных опор. Шаг захватки равен t.
5 	Вскрытие нефтепровода осуществляется с оставлением грунтовых опор.
6 	Ремонт нефтепровода без применения подъемных средств. Применяется в основном для нефтепроводов, не имеющих дефектов стенки трубы при сплошной замене изоляционного покрытия
7 	Ремонт нефтепровода с подкопом и с поддержкой грузоподъемными механизмами

Продолжение таблицы 2.1

1	2
8 	Ремонт нефтепровода с подкопом и подъемом. Количество ремонтных машин и их расположение может быть различным.
9 	Ремонт нефтепровода с подъемом. Количество ремонтных машин и их расположение может быть различным.
10 	Ремонт нефтепровода с укладкой на лежки (опоры). Количество и расположение ремонтных машин может быть различным

3 НАГРУЗКИ, ДЕЙСТВУЮЩИЕ НА РЕМОНТИРУЕМЫЙ УЧАСТОК НЕФТЕПРОВОДА

3.1 При расчете нефтепроводов на прочность и устойчивость следует учитывать нагрузки и воздействия, возникающие при их сооружении, испытании, эксплуатации и ремонте. При производстве ремонтных работ нефтепровод находится под воздействием поперечных нагрузок от собственного веса, веса устанавливаемых на него ремонтных муфт, ремонтных машин, а также подвергается осевым усилиям от внутреннего давления, температурного перепада, изменения высотного положения, предварительного изгиба (полученного в процессе строительства) и т.д.

3.2 Коэффициенты надежности по нагрузке надлежит принимать по табл. 3.1.

ТАБЛИЦА 3.1 ЗНАЧЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА НАДЕЖНОСТИ ПО НАГРУЗКЕ

Нагрузки и воздействия	Коэффициент надежности по нагрузке, n
Собственный вес нефтепровода	1,1
Вес изоляционного покрытия	1,1
Воздействие предварительного напряжения нефтепровода (упругий изгиб и т.д.)	1,0
Внутреннее давление для нефтепроводов: – диаметром 700-1200 мм – диаметром менее 700 мм	 1,15 1,0
Вес перекачиваемого продукта	1,0
Вес ремонтных машин и механизмов	1,2
Вес грунта	1,2
Осадка грунта и вертикальные перемещения опорных устройств	1,5
Температурные воздействия	1,0

Примечание. Здесь и в других таблицах диаметры и толщины стенок труб приведены в миллиметрах, а при вычислениях эти величины переводятся в метры.

Собственный вес ремонтируемого нефтепровода длиной 1 м, включая вес перекачиваемой нефти и изоляционного покрытия, является основной нагрузкой, вызывающей изгиб ремонтируемого участка нефтепровода, определяется по следующей формуле:

$$q_н = \pi\delta(D_н - \delta)\gamma_{ст} + \pi\delta_{из}(D_н + \delta_{из})\gamma_{из} + 0{,}785 D_в^2 \gamma_в, \text{ кН/м} \quad (3.1)$$

где δ – толщина стенки трубы, м;

$D_н$ – наружный диаметр трубы, м;
$\gamma_{ст}$ – объемный вес металла трубы (для стали $\gamma_{ст}$= 78,5 кН/м^3);
$D_в$ – внутренний диаметр трубы, м;
$\gamma_н$ – удельный вес перекачиваемой нефти, кН/м^3;
$\delta_{из}$ – толщина изоляционного покрытия, м;
$\gamma_{из}$ – удельный вес изоляции, кН/м^3.

3.3 Расчетный вес нефтепровода равен:

$$q_р = 1{,}1\ q_н,\ кН/м, \qquad (3.2)$$

где 1,1 – коэффициент надежности по нагрузке, учитывающий возможное превышение веса по сравнению с нормативным значением по формуле (3.1).

3.4 Нормативный вес грунта на погонный метр нефтепровода составляет:

при $h_{гр} \le \dfrac{D_н + 2\delta_{из}}{2}$, м

$$q_{гр} = \left(D_{гр} + 2\delta_{из}\right)\left[\left(1 - \frac{1}{2}\sqrt{1 - \sin^2\alpha}\right)h_{гр} - \frac{\alpha(D_н + 2\delta_{из})}{4}\right]g\rho_{гр},\ кН/м; \qquad (3.3)$$

при $h_{гр} \ge \dfrac{D_н + 2\delta_{из}}{2}$, м

$$q_{гр} = \left[h_{гр}\left(D_н + 2\delta_{из}\right) - \frac{\pi(D_н + 2\delta_{из})^2}{8}\right]g\rho_{гр},\ кН/м, \qquad (3.4)$$

где $\sin\alpha = \dfrac{2h_{гр}}{D_н + 2\delta_{из}}$,

где $\rho_{гр}$ – плотность грунта, кг/м^3;
$h_{гр}$ – высота слоя присыпки от оси нефтепровода, м;
g – ускорение свободного падения, g = 9,81 м/с^2.

$$\alpha = \arcsin\left(\frac{2h_{гр}}{D_н + 2\delta_{из}}\right),\ рад.$$

При свободных продольных деформациях нефтепровода от внутреннего давления возникают кольцевые напряжения:

$$\sigma_{кц} = \frac{nPD_в}{2\delta},\ МПа, \qquad (3.5)$$

где n – коэффициент надежности по нагрузке,
и продольные напряжения (при наличии поворотов, заглушек, задвижек, колен труб):

$$\sigma_{пр} = 0{,}5\sigma_{кц}, \text{ МПа.} \quad (3.6)$$

Соответствующие этим напряжениям относительные продольные деформации равны:

$$\varepsilon_{пр} = \frac{0{,}5\sigma_{кц}}{E} - \frac{\mu\sigma_{кц}}{E} = 0{,}2\frac{\sigma_{кц}}{E}, \quad (3.7)$$

где E – модуль упругости (для стали $E=2{,}06\cdot10^5$ МПа);

μ – коэффициент Пуассона (для стали μ=0,3).

Здесь $\frac{0{,}5\sigma_{кц}}{E}$ составляет удлинение нефтепровода под действием продольных напряжений $\sigma_{пр} = 0{,}5\sigma_{кц}$,

$\frac{\mu\sigma_{кц}}{E}$ – укорочение нефтепровода вследствие возникновения $\sigma_{кц}$.

3.5 В стенке вскрытого прямолинейного участка нефтепровода с защемленными концами от внутреннего давления возникают продольные растягивающие напряжения:

$$\sigma_{пр} = 0{,}3\sigma_{кц}, \text{ МПа.} \quad (3.8)$$

Значения вычислений $\sigma_{пр}$ приведены в таблице 3.2.

ТАБЛИЦА 3.2 ПРОДОЛЬНЫЕ НАПРЯЖЕНИЯ ОТ ВНУТРЕННЕГО ДАВЛЕНИЯ ДЛЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ $\sigma_{пр}$, МПа

Диаметр $D_н$, мм	Толщина стенки δ, мм	Внутреннее давление в нефтепроводе P, МПа						
		0,1	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0
1	2	3	4	5	6	7	8	9
530	7	10,30	15,45	20,60	25,75	30,90	36,05	41,20
	8	8,98	13,4	17,96	22,44	26,93	31,42	35,91
720	7	14,12	21,18	28,24	35,30	42,36	49,42	56,48
	8	12,32	18,48	24,64	30,80	36,95	43,12	49,28
	9	10,92	16,38	21,84	27,30	32,76	38,22	43,68
	10	9,80	14,70	19,60	24,50	29,40	34,30	39,20
820	8	14,04	21,10	28,14	35,17	42,21	49,24	56,28
	9	12,48	18,71	24,95	31,19	37,43	43,66	49,90
	10	11,20	16,80	22,40	28,00	33,60	39,20	44,80
	11	10,16	15,23	20,31	25,39	30,47	35,55	40,63
1020	9	15,59	23,38	31,17	38,97	46,76	54,55	62,35
	10	14,00	21,00	28,00	35,00	42,00	49,00	56,00
	11	12,70	19,05	25,40	31,75	38,11	44,46	50,81

Продолжение таблицы 3.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
	12	11,62	17,43	23,24	29,05	34,86	40,67	46,48
	13	10,70	16,06	21,41	26,76	32,11	37,47	42,82
	14	9,92	14,88	19,84	24,80	29,76	34,72	39,68
1220	10	16,80	25,20	33,60	42,00	50,40	58,80	67,20
	11	15,25	22,87	30,49	38,12	45,74	53,37	60,99
	12	13,95	20,93	27,91	34,88	41,86	48,84	55,81
	13	12,86	19,29	25,72	32,15	38,58	45,00	51,43
	14	11,92	17,88	23,84	29,80	35,76	41,72	47,68
	15	11,11	16,66	22,21	27,77	33,32	38,87	44,43

3.6 При проведении ремонтных работ нефтепровод находится под воздействием температурного перепада:

$$\Delta T = T_p - T_{ук}, \ ^\circ C, \qquad (3.9)$$

где T_p – температура стенки нефтепровода при ремонте, К;

$T_{ук}$ – то же, при укладке нефтепровода (в момент сварки в непрерывную нить), К.

От изменения температуры стенок труб возникают продольные деформации нефтепровода:

$$\varepsilon_t = \alpha \Delta T, \qquad (3.10)$$

где α – коэффициент линейного расширения (для стали α=0,000012).

3.7 При отсутствии возможности продольных перемещений в сечении прямолинейного нефтепровода с защемленными концами возникают продольные термонапряжения(растягивающие напряжения при понижении температуры и сжимающие - при ее повышении):

$$\sigma_t = \pm \alpha E \Delta T, \ МПа. \qquad (3.11)$$

Значение вычислений σ_t приведены в табл. 3.3.

ТАБЛИЦА 3.3 ТЕРМОНАПРЯЖЕНИЯ ПРИ РЕМОНТЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ (НЕЗАВИСИМО ОТ ДИАМЕТРА И ТОЛЩИНЫ СТЕНКИ) σ_t, МПа

Разность температур $\Delta T=(T_p - T_{ук})$, град.	Термонапряжения σ_t, МПа
1	2
– 40 $(T_p < T_{ук})$	– 98,8
– 35 $(T_p < T_{ук})$	– 86,5
– 30 $(T_p < T_{ук})$	– 74,1
– 25 $(T_p < T_{ук})$	– 61,7
– 20 $(T_p < T_{ук})$	– 49,4
– 15 $(T_p < T_{ук})$	– 37,1
–10 $(T_p < T_{ук})$	– 24,7
0	0
+10 $(T_p > T_{ук})$	+ 24,7
+20 $(T_p > T_{ук})$	+ 49,4
+30 $(T_p > T_{ук})$	+ 74,1
+40 $(T_p > T_{ук})$	+ 98,8

3.8 Масса ремонтных машин и механизмов устанавливается по их технической характеристике.

3.9 Нормативное давление транспортируемой нефти на ремонтируемом участке нефтепровода определяется гидравлическим расчетом (согласно проектной документации).

3.10 Воздействие предварительного напряжения нефтепровода (упругого изгиба и т.д.) определяется согласно чертежам на строительство нефтепровода.

3.11 Основное сочетание расчетных и нормативных нагрузок и воздействий устанавливается исходя из фактически реальных вариантов одновременного действия длительных и кратковременных нагрузок и воздействий.

3.12 Суммарное продольное напряжение в стенке нефтепровода определяется по следующей формуле:

$$\sigma_{сум.пр} = \sigma_{пр} + \sigma_t + \sigma_u + \sigma_\varepsilon + \sigma_{ост}, \text{ МПа}, \qquad (3.12)$$

где $\sigma_{пр}$ – продольное напряжение от внутреннего давления в нефтепроводе, МПа;

σ_t – напряжение от разности между температурой нефтепровода во время укладки (сварки в непрерывную нить) и температурой металла труб в процессе ремонта, МПа;

$\sigma_и$ – продольное напряжение от изгиба нефтепровода, возникающего в процессе ремонта из-за счет предварительного упругого изгиба, МПа;

$\sigma_{ост}$ – остаточные продольные напряжения в стенке трубопровода, определяются экспериментально, МПа;

σ_ε – напряжение от удлинения нефтепровода в процессе ремонта (появляющиеся при осадке нефтепровода, при его подъеме), определяется по следующей формуле:

$$\sigma_\varepsilon = \frac{8 f_1^2}{3 l^2} \cdot E, \qquad (3.13)$$

где f_1 – величина максимальной осадки или подъема нефтепровода в средней части участка, м;

l – расчетная длина участка нефтепровода, равная расстоянию между сечениями нефтепровода, где его прогиб незначителен.

Формула (3.12) представляет собой алгебраическую сумму: растягивающие напряжения принимаются со знаком "плюс", а сжимающие - со знаком "минус".

4 ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ РЕМОНТИРУЕМОГО УЧАСТКА НЕФТЕПРОВОДА

4.1 При определении изгибающих моментов нефтепровод принимается за упругий стержень, поперечное сечение которого в нагруженном состоянии остается плоским и сохраняет свою круглую форму.

4.2 Учитывая большое разнообразие расчетных схем, их статическую неопределенность (при решении с применением обычных аналитических методов) более перспективным и удобным является вычисление изгибающих моментов с применением метода конечных элементов и метода постепенного приближения.

При этом нефтепровод вдоль оси представляется в виде отдельных элементов (узлов) определенной длины с приложенными в их центрах обобщенными дискретными нагрузками (рис. 4.1). При рассмотрении условия локального равновесия элементов нефтепровода предлагается общая зависимость для определения упругой линии нефтепровода:

$$V_i = \frac{q_i h^4}{6EI} + \frac{2}{3}(V_{i-1} + V_{i+1}) - \frac{1}{6}(V_{i-2} + V_{i+2}). \qquad (4.1)$$

При наличии в нефтепроводе предварительных сжимающих осевых усилий формула (4.1) принимает вид:

$$V_i = a(V_{i-2} + V_{i+2}) + e(V_{i-1} + V_{i+1}) + c,$$

где V_i – смещение, соответственно i-го и соседних элементов рассматриваемого участка нефтепровода, м;

q_i – суммарная поперечная нагрузка, действующая на каждый элемент нефтепровода, кН/м.

$a = -k\,E\,I,$

$e = k(4EI - Nh^2),$

$c = kq_ih^4,$

$$k = \frac{1}{6EI + 2Nh^2},$$

I – момент инерции поперечного сечения трубы, м^4;

h – длина единичного элемента (по рисунку 4.1), м;

N – осевое усилие в нефтепроводе, кН.

Нагрузку q_i следует определить, в целом, по следующей алгебраической зависимости:

$$q_i = q_п + q_в + q_{гр} + R_i + P_i, \qquad (4.2)$$

где $q_п$ – вес трубы, изоляционного покрытия и перекачиваемой нефти, кН/м;

$q_в$ – вес грунта, действующий на нефтепровод сверху (присыпанный, уплотненный), кН/м;

$q_{гр}$ – отпор грунта на нефтепровод снизу, кН/м;

R_i – усилие грузоподъемного устройства (например, усилие на крюке трубоукладчика), кН/м;

P_i – вес ремонтных машин, кН/м.

Знаки нагрузок в формуле (4.2) выбираются так: если нагрузка направлена вверх – "плюс", если вниз – "минус". При отрыве нефтепровода от грунта снизу, отпор грунта равен "нулю".

Разбивка участка нефтепровода на конечные элементы

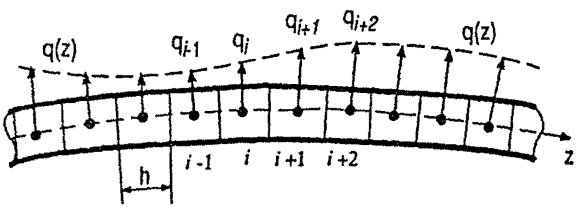


Рис. 4.1

Схема ремонтируемого участка нефтепровода

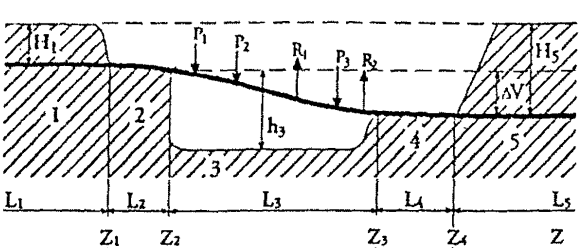


Рис. 4.2

4.3 Взаимодействие нефтепровода и грунта.

Смещения V_i, V_{i-1}, V_{i+1}, V_{i+2} являются искомыми величинами, зависящими от q_i.

На рис.4.2 приведена наиболее характерная схема ремонтируемого участка нефтепровода.

Участок 1. Нефтепровод защемлен в уплотненном грунте. Высота грунта над трубой равна H_1. На трубу действуют: вес трубы, давление грунта сверху $q_{н1}$ и отпор грунта снизу.

Отпор уплотненного грунта $q_{гр}$ практически можно определить исходя из условия, что грунт обладает свойством сопротивляться деформации сжатия по линейному закону.

Отпор грунта следует определять в зависимости от смещения нефтепровода по формуле:

$$q_{гр} = q^0_{гр} - C_1 V, \text{ кН / м}, \qquad (4.3)$$

где $q^0_{гр} = -(q_{гр} + q_{н1})$ – начальный параметр отпора грунта, равный суммарному весу трубы и грунта, кН/м;

V – смещение трубы по высоте относительно ее начального положения, м;

C_1 – коэффициент постели уплотненного под нефтепроводом грунта, кН/м^2.

При значении $q_{гр}$ меньше нуля в вычислениях принимается $q_{гр}=0$.

Участок 2. "Земляная тумба". Отпор уплотненного грунта определяется также по формуле (4.3). Здесь "земляная тумба" под нефтепроводом имеет возможность разрушаться из-за наличия технологических приямков или на границе с подкопанным участком, при котором появляется нагрузка, превышающая критическую $q_{кр}$ (критическое смещение). При вычислениях, если $q_{гр} \geq q_{кр}$, то принимается $q_{гр} = q_{кр}$.

Участок 3 "Подкоп". На этом участке на нефтепровод действуют: вес трубы, вес ремонтных машин, усилия грузоподъемных устройств.

Участок 4 "Подсыпка". На этом участке проводят подсыпку грунта под нефтепровод и его уплотнение. На нефтепровод действуют: его собственный вес, вес грунта, присыпанного на трубу, отпор грунта. Здесь коэффициент постели C_4 значительно меньше, чем коэффициент постели на начальном участке. Коэффициент C_4 определяется: экспериментально или на основе имеющихся научно-технических материалов. Отпор грунта на этом участке при механическом

уплотнении присыпанного под нефтепровод грунта с учетом высоты подсыпанного под трубу грунта следует определять по формуле:

$$q_{гр} = q_{z3} - C_4(V_i - V_{z3}),\ кН/м, \qquad (4.4)$$

где q_{z3} – отпор грунта в точке $Z=Z_3$.

При отсутствии уплотнения присыпанного под нефтепровод грунта величина отпора грунта может быть определена из следующих соображений:

– при подсыпке грунта под нефтепровод пространство под ним заполняется не полностью;

– деформационные свойства рыхлого грунта не подчиняются линейному закону;

– грунт под нефтепроводом после подсыпки неоднородный: состоит из рыхлой части и плотной неподкопанной зоны. Глубина подкапывания равна h_3. В точке $Z=Z_3$ труба оседает на величину V_{z3}.

Для этого случая отпор грунта следует определять по формуле:

$$q_{гр} = C_2 D_н W + \frac{W^2 D_н (C_1 - C_2)}{2W_p}, \qquad (4.5)$$

где C_2 – переменный коэффициент постели рыхлого грунта, меняется в диапазоне от 0 до C_1, кН/м^2;

$$W = V_{z3} - V, \qquad W_p = (h_3 + V_{z3})(1 - f_y); \qquad (4.6)$$

где $f_y = \frac{V_p}{V_п}$ — коэффициент уплотнения, равный 0÷1;

V_p – объем рыхлого грунта, м^3;

$V_п$ – объем плотного грунта, м^3.

Участок 5 "Засыпка окончательная". Это продолжение участка 4. Отпор грунта определяется по той же формуле (4.4), что и для участка 4. Здесь на трубу дополнительно действует вес грунта окончательной засыпки.

В целом, при расчетах рассматривается нефтепровод бесконечной длины. Однако, фактически рассматривается нефтепровод конечной длины, при которой дальнейшее его удлинение практически не вызывает изменения результатов вычислений.

Общая длина вычисляемого участка и длина элемента назначаются исходя из имеющейся практики. На границах рассчитываемой длины труба должна "выходить" на горизонтальные участки, т.е..

$$V_{(z)} = const_1 \text{ при } Z < Z_o,$$
$$V_{(z)} = const_2 \text{ при } Z > Z_o, \quad (4.7)$$

при этом $\Delta = const_1 - const_2$ задается как параметр для проверки точности решения и завершения вычислений.

Вычисления проводятся методом последовательных приближений. Исходя из предположения, что начальное смещение трубы отсутствует (т.е. $V_o(Z) = 0$) находим нагрузку $q_o(Z)$ определяем перемещения $V_1(Z)$ по зависимости (4.1). Во втором приближении уточняем нагрузки $q_1(Z)$ с использованием перемещений $V_1(Z)$. Далее уточняются нагрузки $q_2(Z)$ и определяются перемещения во втором приближении $V_2(Z)$. Так поступаем много раз, пока не получим окончательное решение $V(Z)=V_n(Z)$.

Необходимое количество приближений (циклов) зависит от сходимости задачи к точному решению, от требуемой точности решения, от длины участка нефтепровода, от конкретной технологической схемы ремонта нефтепровода и других факторов.

4.4 Изгибающий момент M_z определяется согласно следующей зависимости:

$$M_z = -EI\frac{d^2V}{dZ^2}, \text{ кН·м}. \quad (4.8)$$

В пределах одного элемента величины q_z, M_z, E, I_z постоянны. Так как элементы короткие (длиной 0,5÷1 м) расчеты удовлетворяют требуемой точности.

4.5 Напряжения в сечении ремонтируемого участка нефтепровода определяются по формуле:

$$\sigma = \frac{M_z}{W}, \text{ МПа}, \quad (4.9)$$

где W – момент сопротивления сечения нефтепровода, м^3.

4.6 Максимальное нормативное напряжение изгиба определяется по формуле:

$$\sigma_н = \frac{\sqrt{(M_{max} + M_{вр}')^2 + M_г^2}}{W}, \quad (4.10)$$

где M_{max} – максимальное значение изгибающего момента в сечениях ремонтируемого участка нефтепровода, кН·м;

$M_{вр}$ – изгибающий момент в вертикальной плоскости от предварительного упругого изгиба нефтепровода, кН·м;

$M_г$ - изгибающий момент в горизонтальной плоскости от предварительного упругого изгиба, кН·м.

В подкоренном выражении сумма в скобках является алгебраической.

Изгибающие моменты от упругого изгиба определяются по формулам:

$$M_{вр} = \pm \frac{EI}{\rho_в}, \qquad M_{гр} = \pm \frac{EI}{\rho_г}, \tag{4.11}$$

где $\rho_в$, $\rho_г$ – соответственно, радиусы упругого изгиба нефтепровода в вертикальной и горизонтальной плоскостях, м.

Напряжения от упругого изгиба нефтепровода представляют значительную долю. Результаты вычислений этих напряжений приведены в таблице 4.1.

ТАБЛИЦА 4.1 НАПРЯЖЕНИЯ ПРИ УПРУГОМ ИЗГИБЕ ДЛЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ $\sigma_н$, МПа

Радиус упругого изгиба $\rho_у$, м	Диаметр нефтепровода $D_н$, мм				
	530	720	820	1020	1220
5000	10,90	14,83	16,89	21,01	25,13
2000	27,24	37,08	42,23	52,53	62,83
1500	36,32	49,44	56,31	70,04	83,77
1200	45,40	61,80	70,38	87,55	104,70
1000	54,49	74,16	84,46	105,10	125,70
750	72,65	98,88	112,60	140,10	167,50
500	109,00	148,30	168,90	210,10	251,30

5 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ СТЕНОК РЕМОНТИРУЕМЫХ УЧАСТКОВ НЕФТЕПРОВОДОВ С УЧЕТОМ РАЗЛИЧНЫХ ДЕФЕКТОВ И СТАРЕНИЯ МЕТАЛЛА ТРУБ

5.1 Расчетные сопротивления растяжению и сжатию металла труб без дефектов определяются по следующим формулам:

$$R_1 = \frac{R_1^{н} m}{k_1 k_н}, \text{ МПа}; \qquad R_2 = \frac{R_2^{н} m}{k_2 k_н}, \text{ МПа}. \tag{5.1}$$

где $R_1^{н}$ и $R_2^{н}$ – нормативные сопротивления растяжению (сжатию) металла труб и сварных соединений, принимаются равными соответственно минимальным значениям временного сопротивления и предела текучести.

m – коэффициент условий работы нефтепровода, принимаемый в зависимости от категорий участка нефтепровода по [1];

k_1, k_2 – коэффициенты надежности по материалу, принимаемые по [1];

$k_н$ – коэффициент надежности по назначению нефтепровода, принимаемый по [1].

5.2 Расчетные сопротивления растяжению (сжатию) стенки конкретного участка нефтепровода, эксплуатирующегося длительное время, а также имеющего дефекты, следует определить по следующим формулам:

$$R_1^{dd} = \frac{R_1}{C_д \cdot b_1 \cdot K_1 \cdot K_\sigma}, \text{ МПа}; \tag{5.2}$$

$$R_2^{dd} = \frac{R_2}{C_д \cdot b_1 \cdot K_1 \cdot K_\sigma}, \text{ МПа}, \tag{5.3}$$

где $C_д$ – коэффициент влияния по длительности эксплуатации нефтепровода или его участка (принимается по приложению Г табл. Г.1);

b_1 – коэффициент, устанавливаемый в зависимости от характера коррозионного износа стенки трубы и распределения коррозионных язв на стенках труб и наличия на стенках труб царапин, задиров, гофр. Коэффициент b_1 определяется в зависимости от относительного уменьшения момента сопротивления дефектного сечения трубы:

$$b_1 = \frac{W}{W_\phi} \cdot K_2, \qquad (5.4$$

где W – начальный момент сопротивления сечения трубы;

W_ϕ – фактический момент сопротивления дефектного сечения трубы.

K_2 – коэффициент концентрации напряжений на дефектном участке, определяется из справочной литературы или из [4];

Для некоторых дефектов значение K_2 приведены в таблице 5.1.

ТАБЛИЦА 5.1 КОЭФФИЦИЕНТЫ КОНЦЕНТРАЦИИ НАПРЯЖЕНИЙ K_2 В СТЕНКЕ НЕФТЕПРОВОДА

Характеристика дефектов	Коэффициент концентрации, K_2
1 Длинные царапины глубиной h и длиной *l*, направленные под углом α к оси нефтепровода	$K_2 = 1 + \frac{l}{D} \cdot \cos\alpha + \frac{h}{l}$
2 Плотно распределенные сливающиеся коррозионные язвы, в кольцевом направлении шириной до 50 мм	1,9
3 Плотно распределенные дефекты общей площадью более $0,25 \cdot D^2$	1,5
4 Общий коррозионный износ стенки нефтепровода площадью более D^2	1,2

Примечание. D – диаметр нефтепровода.

K_1 – коэффициент, устанавливаемый в зависимости от эллиптичности ремонтируемого участка нефтепровода (принимается по приложению Г табл. Г.2);

K_σ – коэффициент, устанавливаемый в зависимости от наличия геометрических дефектов сварки или смещения стыков труб, рассчитывается по формуле:

$$K_\sigma = (1 + 0{,}12 \cdot K_{\sigma i}),$$

где $K_{\sigma i}$ – коэффициент концентрации напряжений в зависимости от вида нагрузок, принимается по приложению Г табл. Г3-Г8.

6 ПРОВЕРКА ПРОЧНОСТИ И УСТОЙЧИВОСТИ РЕМОНТИРУЕМЫХ УЧАСТКОВ НЕФТЕПРОВОДОВ

6.1 Ремонтируемый участок нефтепровода следует проверить на прочность, деформативность и общую устойчивость в продольном направлении.

6.2 Прочность и устойчивость ремонтируемого участка нефтепровода проверяются в соответствии с требованиями СНиП 2.05.06-85*/1/ по формуле:

$$\sigma_{пр} \le \psi_i R_i^{dd}, \qquad (6.1)$$

где $\sigma_{пр}$– максимальное суммарное продольное напряжение в нефтепроводе от расчетных нагрузок и воздействий;

ψ_i– коэффициенты, учитывающие двухосное напряженное состояние металла нефтепровода.

6.3 Если условия формулы (6.1) не выполняются, то следует изменить ранее выбранные значения технологических параметров с целью уменьшения возникающих напряжений. Заново определяются напряжения и проверка по пунктам 6.4, 6.5, 6.6.

6.4 Проверка на прочность ремонтируемого участка в продольном направлении производится из условия:

$$\sigma_{прN} \le \psi_2 R_1^{dd}, \text{ МПа}, \qquad (6.2)$$

где $\sigma_{прN}$ – продольное осевое напряжение от расчетных нагрузок и воздействий определяется по следующей формуле:

$$\sigma_{прN} \le \sigma_t + \mu\sigma_{кц} \pm \sigma_и, \qquad (6.3)$$

где σ_t – продольные напряжения, возникающие из-за температурного перепада при производстве ремонтных работ, определяемое по формуле (3.11);

$\sigma_{кц}$ – кольцевое напряжение от внутреннего давления в нефтепроводе, определяется по формуле (3.5);

$\sigma_и$ – напряжение изгиба, определяется по формуле (4.10);

ψ_2 – определяется по формуле:

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0{,}75\left[\frac{\sigma_{кц}}{R_1}\right]^2} - 0{,}5\frac{\sigma_{кц}}{R_1}. \qquad (6.4)$$

6.5 Для недопущения пластических деформаций ремонтируемого участка нефтепровода проверка производится по условиям:

$$\left|\sigma_{пр}^{н}\right| \le \psi_3 \frac{m}{0{,}9k_н} R_2^{dd}, \qquad \sigma_{кц}^{н} \le \frac{m}{0{,}9k_н} R_2^{dd}. \tag{6.5}$$

где $\sigma_{пр}^{н}$ – максимальные суммарные продольные напряжения в нефтепроводе от нормативных нагрузок и воздействий, определяются по формуле:

$$\sigma_{пр}^{н} = \mu\sigma_{кц}^{н} - \alpha E\Delta T \pm \frac{ED_н}{2\rho}, \text{ МПа}, \tag{6.6}$$

где ρ – минимальный радиус упругого изгиба оси нефтепровода, м;

ψ_2 – определяется по формуле:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0{,}75\left[\frac{\sigma_{кц}^{н}}{\frac{m}{0{,}9k_н}R_2^{н}}\right]^2} - 0{,}5\frac{\sigma_{кц}^{н}}{\frac{m}{0{,}9k_н}R_2^{н}}, \tag{6.7}$$

где $\sigma_{кц}^{н}$ – кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления, определяется по формуле:

$$\sigma_{кц}^{н} = \frac{PD_{вн}}{2\delta}, \text{ МПа}, \tag{6.8}$$

m, $R_2^{н}$, $k_н$ – обозначение те же, что и в формуле (5.1).

6.6 Проверку общей устойчивости нефтепровода в продольном направлении в плоскости наименьшей жесткости следует производить из условия:

$$S \le mN_{кр}, \tag{6.9}$$

где m – обозначение то же, что и в формуле (5.1);

$N_{кр}$ – продольное критическое усилие, при котором наступает потеря продольной устойчивости нефтепровода, кН.

S – эквивалентное продольное осевое усилие в сечении нефтепровода, определяемое следующим образом, кН:

— для прямолинейного участка:

$$S = (-\mu\sigma_{кц} + \alpha E\Delta T)\,F, \tag{6.10}$$

— для криволинейных участков, защемленных в грунте или при наличии неподвижных жестких опор:

$$S = ((0{,}5 - \mu)\sigma_{кц} + \alpha E\Delta T)\,F. \tag{6.11}$$

где F – площадь поперечного сечения стенки трубы.

$N_{кр}$ следует определять согласно правилам строительной механики с учетом конкретной технологической схемы ремонта нефте

провода. Для случая, когда напряжение сжатия в сечении нефтепровода не превышает предела пропорциональности материала трубы, продольное критическое усилие определяется по формуле:

$$N_{кр} = \frac{\pi^2 EI}{\nu L^2}, \qquad (6.12)$$

где ν – коэффициент приведения длины для нефтепровода с защемленными концами. Значения ν для некоторых конкретных условий приведены в таблице 6.1;

L – изгибаемая длина нефтепровода, м.

ТАБЛИЦА 6.1 ЗНАЧЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТОВ ПРИВЕДЕНИЯ ДЛИНЫ РЕМОНТИРУЕМЫХ УЧАСТКОВ НЕФТЕПРОВОДОВ

Характеристика защемления концов ремонтируемого участка нефтепровода	Коэффициент ν
1 Концы труб защемлены в плотных грунтах (супеси плотные, гравелистые с крупным песком и др.)	0,75
2 Один конец трубы защемлен в плотном грунте, второй конец трубы защемлен в разрыхленном грунте	0,85
3 Концы труб защемлены в неплотных, водонасыщенных грунтах	1,1

6.7 Проверка возможности появления местных вмятин в сжатой зоне (или выпучивания стенки трубы) производится по формуле:

$$\sigma_{пр} \le 0{,}95\,\sigma_{кр}, \qquad (6.9)$$

где $\sigma_{кр} = \left(\frac{4{,}13}{R/\delta} + 0{,}85\right)\sigma_т$ – критическое напряжение, при котором происходит выпучивание стенки;

σ_t – предел текучести материала трубы, МПа;

R – радиус наружной стенки нефтепровода, м;

δ – толщина стенки нефтепровода, м.

6.8 Пример расчета нефтепровода на прочность приведен в приложении Б. Ориентировочные технологические параметры ремонта нефтепроводов для типовых технологических схем приведены в приложении В.

Результаты вычислений, приведенные в таблицах приложения В, получены при определенных значениях расчетных сопротивлений R_1^{cd}, которые наиболее характерны для выбранной технологической схемы ремонта нефтепровода. Если фактические суммарные напряжения в стенках ремонтируемого участка нефтепровода превышают расчетные значения, полученные по формулам (5.2 и 5.3), то следует изменить технологические параметры в сторону уменьшения напряжений, например, уменьшить длину подко-

панного участка нефтепровода, уменьшить высоту подъема нефтепровода, повысить степень уплотнения подсыпанного под нефтепровод грунта, увеличить количество подъемных механизмов в технологической схеме ремонта и др. Далее расчет и проверка на прочность повторяются. При этом следует добиться удовлетворения условий по формуле (6.1).

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СНиП 2.05.06-85*. Магистральные нефтепроводы.
2. РД 39-00147105-015-98 "Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов". Уфа: ИПТЭР, 1998.
3. Рекомендации по учету старения трубных сталей при проектировании и эксплуатации магистральных нефтепроводов. Уфа: ВНИИСПТнефть, 1988г.
4. РД 39-00147105-001-91. Методика оценки работоспособности труб линейной части нефтепроводов на основе диагностической информации. Уфа, ВНИИСПТнефть, 1992.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

ТЕКСТ РАСЧЕТНОЙ ПРОГРАММЫ. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ И РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

А.1 Текст расчетной программы (на языке ФОРТРАН), исходные данные и результаты расчета тестовой задачи

```
C       Завершенная программа
C       Капитальный ремонт с заменой изоляции
C       С подкопом в траншее.
C       Могут задаваться до 7 сил.
        DIMENSION Q(1000),V(1000),VMIN(1000)
        COMMON Q,V,VMIN,Z0,  ,X6,X7,X8,X9,X10
        COMMON P1,P2,P3,P4,P5,P6,P7,P8,P9,P10
        COMMON QT,QN,QI,QTNI,C1,C2,G1,G2
        COMMON H1,H2,H5,PH1,  Z1,Z2,Z3,Z4,Z5
        COMMON X1,X2,X3,X4,X5PH2,PH5,QU
        COMMON DH,AH,H,VKR,DV,V3,H3,F3
        COMMON Q11,Q21,Q22,Q41,Q42,Q51
        DO 1 I=1,1000
        V(I)=0
 1      Q(I)=0
C       Ввод исходных данных
C       Все величины задаются в системе Si
        READ(1,*) Z0,Z1,Z2,Z3,Z4,Z5
        READ(1,*) X1,X2,X3,X4,X5,X6,X7
        X1=Z2+3
        X2=X1+5
        X3=Z3-3
        READ(1,*) P1,P2,P3,P4,P5,P6,P7
        READ(1,*) DH,AH,E,AI
        READ(1,*) GT,GN,GI,G1,G2
        READ(1,*) HMAX,HMIN
        READ(1,*) C1,C2,VKR
        READ(1,*) H1,H2,H5,H3,F3
        QI=3.1415926*DH*AI*GI
        WRITE(2,103) Z0,Z1,Z2,Z3,Z4,Z5
        WRITE(2,103) X1,X2,X3,X4,X5,X6,X7
        WRITE(2,103) P1,P2,P3,P4,P5,P6,P7
        WRITE(2,103) DH,AH,E,AI
        WRITE(2,103) GT,GN,GI,G1,G2
        WRITE(2,103) HMAX,HMIN
        WRITE(2,103) C1,C2,VKR
        WRITE(2,103) H1,H2,H5,H3,F3
        WRITE(2,112)
 112    FORMAT(' ')
        R1=DH/2
        R2=R1-AH
        XJX=0.785398*(R1**4-R2**4)
        QT=3.141592654*(R1**2-R2**2)*GT
        QN=3.141592654*(R2**2)*GN
```

```
      QTNI=QT+QN+QI
C     Формирование расчетных величин
      A=0.1073*DH
      PH1=G1*(H1+A)*DH
      PH2=G1*(H2+A)*DH
      PH5=G2*(H5+A)*DH
      Q11=PH1+QTNI
      Q22=PH2+QTNI
      Q21=-C1*DH*VKR-Q22
      Q51=PH5+QTNI
      DV=-Q11/(C1*DH)
      DV2=-Q22/(C1*DH)
      WRITE(2,103) R1,R2,XJX,QT,QN,QTNI
      WRITE(2,103) PH1,PH2,PH5,Q11,Q21,Q22,Q51
      H=HMAX
      I0=5
 7    I1=I0+(Z1-Z0)/H
      I2=I0+(Z2-Z0)/H
      I3=I0+(Z3-Z0)/H
      I4=I0+(Z4-Z0)/H
      I5=I0+(Z5-Z0)/H
      J1=I0+(X1-Z0)/H
      J2=I0+(X2-Z0)/H
      J3=I0+(X3-Z0)/H
      J4=I0+(X4-Z0)/H
      J5=I0+(X5-Z0)/H
      J6=I0+(X6-Z0)/H
      J7=I0+(X7-Z0)/H
      I01=I0-1
      I02=I0-2
      I6=I5+1
      I7=I6+1
      QU=(H**4)/(6.0*E*XJX)
      SS=0
      XM=0
C     Расчет перемещений
 5    CONTINUE
      XM=XM+1
      DO 2 M=1,200
      DO 20 I=I3,I7
      VMIN(I)=100
      DO 22 II=I3,I
      IF(V(II) LT VMIN(I)) VMIN(I)=V(II)
 22   CONTINUE
 20   CONTINUE
      CALL QQQ(I0,I5)
      DO 3 M1=1,2
      V(I01)=V(I0)
      V(I02)=V(I0)
      CALL VVV(I0,I5,1)
      V(I6)=V(I5)
      V(I7)=V(I5)
      CALL VVV(I0,I5,-1)
      V3=V(I3)
```

```
    3     CONTINUE
    2     CONTINUE
          PRINT 103,V(I0),V(J1),V(J2),V(J3),V(I3),V(I5),XM
    C     Уточнение схождения
          S=0
          DO 4 I=I0,I5
    4     S=S+ABS(V(I))
          CC=(SS-S)*100.0/S
          SS=S
          IF (ABS(CC).GT.0.002) GO TO 5
          DO 88 I=1,1000
   88     V(I)=V(I)-DV
          B1=XJX*E*0.5/(H*H*H)
          B2=E*XJX/(H*H)
          B3=3 141592654*(R1*R1-R2*R2)
          WRITE(2,112)
          WRITE(2,104)
          SMIN=10000
          SMAX=-10000
          YMIN=111.
          YMAX=-111.
          WRITE(2,111)
          DO 9 I=I0,I5
          Z=Z0+H*(I-I0)
          A1=V(I+2)-V(I-2)
          A2=V(I+1)-V(I-1)
          XQ=B1*(A1-A2*2)
          A3=V(I+1)-2*V(I)+V(I-1)
          XM=B2*A3
          TAU=XQ/B3
          SIGMA=XM*R1/XJX
          IF(SIGMA.GT.SMAX) SMAX=SIGMA
          IF(SIGMA.LT.SMIN) SMIN=SIGMA
          IF(V(I) GT.YMAX) YMAX=V(I)
          IF(V(I).LT.YMIN) YMIN=V(I)
    9     WRITE(2,103) Z,V(I),Q(I),XQ,XM,TAU,SIGMA
          WRITE(2,111)
          WRITE(2,103) YMIN,YMAX,SMIN,SMAX
          WRITE(2,112)
          CALL SILA(J1,P1,E,XJX)
          CALL SILA(J2,P2,E,XJX)
          CALL SILA(J3,P3,E,XJX)
          CALL SILA(J4,P4,E,XJX)
          CALL SILA(J5,P5,E,XJX)
          CALL SILA(J6,P6,E,XJX)
          CALL SILA(J7,P7,E,XJX)
          WRITE(2,103) X1,X2,X3,X4,X5,X6,X7
          WRITE(2,103) P1,P2,P3,P4,P5,P6,P7
                                                WRITE(2,103)
V(J1),V(J2),V(J3),V(J4),V(J5),V(J6),V(J7)
  222     FORMAT(3X,5E11.3)
  103     FORMAT (2X,7E10 3)
  104     FORMAT (1X,' z  V(z)  q(z)  Q(z)  M(z)  T(z) S(z)')
  111     FORMAT ('*')
```

```
101   FORMAT (2X,10F7.3)
21    CONTINUE
      STOP
      END

      SUBROUTINE QQQ(I0,I5)
      DIMENSION Q(1000),V(1000),VMIN(1000)
      COMMON Q,V,VMIN,Z0,Z1,Z2,Z3,Z4,Z5
      COMMON X1,X2,X3,X4,X5,X6,X7,X8,X9,X10
      COMMON P1,P2,P3,P4,P5,P6,P7,P8,P9,P10
      COMMON QT,QN,QI,QTNI,C1,C2,G1,G2
      COMMON H1,H2,H5,PH1,PH2,PH5,QU
      COMMON DH,AH,H,VKR,DV,V3,H3,F3
      COMMON Q11,Q21,Q22,Q41,Q42,Q51
      DV2=-Q22/(C1*DH)
      DO 1 I=I0,I5
      Z=Z0+H*(I-I0)
      W=-V(I)+V3
      WP=(H3+V3)*(1-F3)
      Q5=C2*DH*W+(W*W*(C1-C2)*DH)/(2*WP)
      IF(W.GT.WP) Q5=Q5+C1*DH*(W-WP)
      IF (Z.GE.Z1) GO TO 2
      Q(I)=-Q11-C1*V(I)*DH
      IF(V(I).GT.0.) Q(I)=-Q11
      GO TO 6
2     IF (Z.GE.Z2) GO TO 3
      Q(I)=-Q22-C1*V(I)*DH
      IF(V(I).GT.0.) Q(I)=-Q22
      IF(V(I).LT.VKR) Q(I)=Q21
      GO TO 6
3     IF (Z.GE.Z3) GO TO 4
      Q(I)=-QTNI
      IF (Z.GE.(X1-0.5).AND.Z.LT.(X1+0.5)) Q(I)=Q(I)+P1
      IF (Z.GE.(X2-0.5).AND.Z.LT.(X2+0.5)) Q(I)=Q(I)+P2
      IF (Z.GE.(X3-0.5).AND.Z.LT.(X3+0.5)) Q(I)=Q(I)+P3
      IF (Z.GE.(X4-0.5).AND.Z.LT.(X4+0.5)) Q(I)=Q(I)+P4
      IF (Z.GE.(X5-0.5).AND.Z.LT.(X5+0.5)) Q(I)=Q(I)+P5
      IF (Z.GE.(X6-0.5).AND.Z.LT.(X6+0.5)) Q(I)=Q(I)+P6
      IF (Z.GE.(X7-0.5).AND.Z.LT.(X7+0.5)) Q(I)=Q(I)+P7
      GO TO 6
4     IF (Z.GE.Z4) GO TO 5
      Q(I)=-QTNI+Q5
      IF(V(I).GT.VMIN(I)) Q(I)=-QTNI
      GO TO 6
5     IF (Z.GE.Z5) GO TO 6
      Q(I)=-Q51+Q5
      IF(V(I).GT.VMIN(I)) Q(I)=-Q51
6     CONTINUE
1     CONTINUE
      RETURN
      END

      SUBROUTINE VVV(I0,I5,N)
      DIMENSION Q(1000),V(1000),VMIN(1000)
```

```
      COMMON Q,V,VMIN,Z0,Z1,Z2,Z3,Z4,Z5
      COMMON X1,X2,X3,X4,X5,X6,X7,X8,X9,X10
      COMMON P1,P2,P3,P4,P5,P6,P7,P8,P9,P10
      COMMON QT,QN,QI,QTNI,C1,C2,G1,G2
      COMMON H1,H2,H5,PH1,PH2,PH5,QU
      COMMON DH,AH,H,VKR,DV,V3,H3,F3
      COMMON Q11,Q21,Q22,Q41,Q42,Q51
      IF(N.GT 0) GO TO 4
      DO 2 K=I0,I5
      I=I0+I5-K
      A=V(I-1)+V(I+1)
      B=V(I-2)+V(I+2)
      C=4*A-B
      V(I)=C/6.0+QU*Q(I)
    2 CONTINUE
      GO TO 3
    4 CONTINUE
      DO 1 I=I0,I5
      A=V(I-1)+V(I+1)
      B=V(I-2)+V(I+2)
      C=4*A-B
      V(I)=C/6.0+QU*Q(I)
    1 CONTINUE
    3 CONTINUE
      RETURN
      END

      SUBROUTINE SILA(I,R,E,XJ)
      DIMENSION Q(1000),V(1000),VMIN(1000)
      COMMON Q,V,VMIN,Z0,Z1,Z2,Z3,Z4,Z5
      COMMON X1,X2,X3,X4,X5,X6,X7,X8,X9,X10
      COMMON P1,P2,P3,P4,P5,P6,P7,P8,P9,P10
      COMMON QT,QN,QI,QTNI,C1,C2,G1,G2
      COMMON H1,H2,H5,PH1,PH2,PH5,QU
      COMMON DH,AH,H,VKR,DV,V3,H3,F3
      COMMON Q11,Q21,Q22,Q41,Q42,Q51
      A=V(I-1)+V(I+1)
      B=V(I-2)+V(I+2)
      C=(E*XJ)/(H**3)
      R=C*(B-4.*A+6*V(I))+QTNI
      IF(I.LT 5) R=0.
      IF(I.GT.499) R=0.
      RETURN
      END
```

А.2 Исходные данные

```
 10.   60.   70.    90    110.   200
  72       78.       87.        500.     500.      500.     500.
 -60 E3   -30 E3    -20 E3      0.E3     0.E3      0 E3      0.
1.220     0 0125     206 E9   0 003
0.77E5  0.86E4  0.11E5  17.6E3  17.6E3
1.   1
10.E6    0.3E6  -0.02
1.    0.    1.2   0.7   0.7
```

A.3 Результаты счета

100E+02	600E+02	700E+02	900E+02	110E+03	200E+03	
730E+02	780E+02	870E+02	500E+03	500E+03	500E+03	.500E+03
600E+05	300E+05	200E+05	000E+00	000E+00	000E+00	.000E+00
122E+01	125E-01	206E+12	300E-0			
770E+05	860E+04	110E+05	176E+05	176E+05		
100E+01	100E+01					
100E+08	300E+06	200E-01				
100E+01	000E+00	120E+01	700E+00	700E+00		
610E+00	598E+00	864E-02	365E+04	965E+04	134E+05	
243E+05	281E+04	286E+05	377E+05	228E+06	162E+05	420E+05

z	V(z)	q(z)	Q(z)	M(z)	T(z)	S(z)
100E+02	- 338E-06	412E+01	- 124E+01	- 373E+01	- 262E+02	- 263E+03
110E+02	- 340E-06	415E+01	- 35[illegible]+01	- 249E+01	743E+02	- 176E+03
120E+02	- 343E-06	419E+01	808E+01	332E+01	170E+03	234E+03
130E+02	- 345E-06	421E+01	129E+02	137E+02	271E+03	965E+03
140E+02	- 339E-06	414E+01	176E+02	290E+02	372E+03	205E+04
150E+02	- 317E-06	386E+01	222E+02	489E+02	468E+03	345E+04
160E+02	- 267E-06	326E+01	265E+02	734E+02	560E+03	516E+04
170E+02	- 176E-06	215E+01	296E+02	102E+03	625E+03	720E+04
180E+02	- 275E-07	336E+00	307E+02	133E+03	647E+03	936E+04
190E+02	195E-06	- 238E+01	296E+02	163E+03	625E+03	115E+05
200E+02	510E-06	- 622E+01	253E+02	192E+03	533E+03	135E+05
210E+02	932E-06	- 114E+02	162E+02	214E+03	341E+03	151E+05
220E+02	147E-05	- 180E+02	104E+01	224E+03	219E+0[illegible]	158E+05
230E+02	214E-05	- 261E+02	- 216E+02	216E+03	455E+03	152E+05
240E+02	293E-05	- 358E+02	- 526E+02	181E+03	- 111E+04	128E+05
250E+02	382E-05	- 467E+02	- 943E+02	111E+03	- 199E+04	781E+04
260E+02	478E-05	- 583E+02	- 147E+03	746E+01	- 311E+04	- 527E+03
270E+02	573E-05	- 699E+02	- 212E+03	- 184E+03	- 447E+04	- 130E+05
280E+02	657E-05	- 802E+02	- 288E+03	- 432E+03	- 608E+04	- 305E+05
290E+02	718E-05	- 876E+02	- 373E+03	- 760E+03	- 787E+04	- 537E+05
300E+02	735E-05	- 897E+02	- 463E+03	- 116E+04	- 976E+04	- 831E+05
310E+02	687E-05	- 838E+02	- 550E+03	- 169E+04	- 116E+05	- 119E+06
320E+02	544E-05	- 663E+02	- 626E+03	- 228E+04	- 132E+05	- 161E+06
330E+02	273E-05	- 333E+02	- 676E+03	- 294E+04	- 142E+05	- 207E+06
340E+02	- 163E-05	199E+02	- 682E+03	- 363E+04	- 144E+05	- 256E+06
350E+02	- 803E-05	980E+02	- 623E+03	- 430E+04	- 131E+05	- 304E+06
360E+02	- 168E-04	206E+03	- 471E+03	- 488E+04	- 994E+04	- 344E+06
370E+02	- 284E-04	346E+03	- 195E+03	- 524E+04	- 410E+04	- 370E+06
380E+02	- 429E-04	523E+03	241E+03	- 526E+04	508E+04	- 372E+06
390E+02	- 604E-04	736E+03	871E+03	- 476E+04	184E+05	- 336E+06
400E+02	- 805E-04	982E+03	173E+04	- 352E+04	365E+05	- 249E+06
410E+02	- 103E-03	125E+04	285E+04	- 130E+04	601E+05	- 918E+05
420E+02	- 125E-03	153E+04	424E+04	217E+04	894E+05	153E+06
430E+02	- 147E-03	179E+04	590E+04	718E+04	124E+06	507E+06
440E+02	- 165E-03	201E+04	780E+04	140E+05	165E+06	986E+06
450E+02	- 174E-03	213E+04	987E+04	228E+05	208E+06	161E+07
460E+02	- 171E-03	209E+04	120E+05	337E+05	253E+06	235E+07
470E+02	- 149E-03	182E+04	139E+05	468E+05	294E+06	330E+07

480E+02	- 101E-03	123E+04	155E+05	616E+05	326E+06	435E+07
490E+02	- 182E-04	222E+03	162E+05	777E+05	342E+06	548E+07
500E+02	108E-03	- 132E+04	156E+05	940E+05	330E+06	663E+07
510E+02	288E-03	- 351E+04	132E+05	109E+06	279E+06	769E+07
520E+02	528E-03	- 644E+04	825E+04	120E+06	174E+06	850E+07
530E+02	836E-03	- 102E+05	- 714E+02	125E+06	- 151E+04	886E+07
540E+02	121E-02	- 148E+05	- 126E+05	120E+06	- 265E+06	849E+07
550E+02	166E-02	- 203E+05	- 301E+05	100E+06	- 635E+06	708E+07
560E+02	216E-02	- 264E+05	- 535E+05	600E+05	- 113E+07	424E+07
570E+02	270E-02	- 329E+05	- 831E+05	- 662E+04	- 175E+07	- 467E+06
580E+02	323E-02	- 377E+05	- 118E+06	- 106E+06	- 250E+07	- 750E+07
590E+02	371E-02	- 377E+05	- 156E+06	- 244E+06	- 329E+07	- 172E+08
600E+02	404E-02	- 162E+05	- 183E+06	- 419E+06	- 386E+07	- 295E+08
610E+02	414E-02	- 162E+05	- 199E+06	- 610E+06	- 420E+07	- 430E+08
620E+02	390E-02	- 162E+05	- 216E+06	- 817E+06	- 455E+07	- 577E+08
630E+02	320E-02	- 162E+05	- 232E+06	- 104E+07	- 489E+07	- 735E+08
640E+02	191E-02	- 189E+04	- 241E+06	- 128E+07	- 508E+07	- 904E+08
650E+02	- 902E-04	226E+05	- 231E+06	- 152E+07	- 486E+07	- 107E+09
660E+02	- 295E-02	575E+05	- 191E+06	- 174E+07	- 402E+07	- 123E+09
670E+02	- 679E-02	104E+06	- 110E+06	- 190E+07	- 231E+07	- 134E+09
680E+02	- 117E-01	164E+06	246E+05	- 196E+07	518E+06	- 138E+09
690E+02	- 177E-01	228E+06	221E+06	- 185E+07	465E+07	- 131E+09
700E+02	- 248E-01	- 134E+05	328E+06	- 152E+07	691E+07	- 107E+09
710E+02	- 327E-01	- 134E+05	314E+06	- 120E+07	663E+07	- 846E+08
720E+02	- 412E-01	- 134E+05	301E+06	- 892E+06	635E+07	- 629E+08
730E+02	- 503E-01	- 734E+05	258E+06	- 597E+06	543E+07	- 422E+08
740E+02	- 597E-01	- 134E+05	214E+06	- 376E+06	452E+07	- 266E+08
750E+02	- 694E-01	- 134E+05	201E+06	- 169E+06	424E+07	- 119E+08
760E+02	- 791E-01	- 134E+05	188E+06	258E+05	396E+07	182E+07
770E+02	- 889E-01	- 134E+05	174E+06	207E+06	368E+07	146E+08
780E+02	- 984E-01	- 434E+05	146E+06	375E+06	309E+07	264E+08
790E+02	- 109E+00	- 134E+05	118E+06	499E+06	249E+07	352E+08
800E+02	- 117E+00	- 134E+05	105E+06	610E+06	221E+07	431E+08
810E+02	- 126E+00	- 134E+05	914E+05	709E+06	193E+07	500E+08
820E+02	- 134E+00	- 134E+05	782E+05	793E+06	165E+07	560E+08
830E+02	- 142E+00	- 134E+05	650E+05	865E+06	137E+07	610E+08
840E+02	- 149E+00	- 134E+05	518E+05	923E+06	109E+07	652E+08
850E+02	- 156E+00	- 134E+05	387E+05	969E+06	816E+06	684E+08
860E+02	- 163E+00	- 134E+05	255E+05	100E+07	539E+06	706E+08
870E+02	- 168E+00	- 334E+05	236E+04	102E+07	438E+05	720E+08
880E+02	- 174E+00	- 134E+05	- 209E+05	101E+07	- 438E+06	710E+08
890E+02	- 178E+00	- 134E+05	- 339E+05	978E+06	- 715E+06	690E+08
900E+02	- 182E+00	- 134E+05	- 470E+05	936E+06	- 991E+06	662E+08
910E+02	- 186E+00	- 116E+05	- 592E+05	894E+06	- 125E+07	624E+08
920E+02	- 189E+00	- 927E+04	- 694E+05	819E+06	- 146E+07	578E+08
930E+02	- 192E+00	- 669E+04	- 770E+05	745E+06	- 162E+07	526E+08
940E+02	- 194E+00	- 411E+04	- 822E+05	665E+06	- 173E+07	469E+08
950E+02	- 196E+00	- 168E+04	- 847E+05	581E+06	- 179E+07	410E+08
960E+02	- 197E+00	518E+03	- 850E+05	496E+06	- 179E+07	350E+08
970E+02	- 199E+00	244E+04	- 832E+05	411E+06	- 175E+07	290E+08
980E+02	- 200E+00	409E+04	- 796E+05	329E+06	- 168E+07	232E+08
990E+02	- 200E+00	549E+04	- 745E+05	252E+06	- 157E+07	178E+08
100E+03	- 201E+00	669E+04	- 680E-05	180E+06	- 143E+07	127E+08
101E+03	- 202E+00	774E+04	- 604E+05	116E+06	- 127E+07	818E+07

102E+03 - 202E+00	869E+04 - 518E+05	595E+05 - 109E+07	420E+07
103E+03 - 203E+00	960E+04 - 423E+05	122E+05 - 893E+06	859E+06
104E+03 - 203E+00	105E+05 - 320E+05 -	252E+05 - 674E+06 -	178E+07
105E+03 - 204E+00	115E+05 - 207E+05 -	518E+05 - 436E+06 -	365E+07
106E+03 - 204E+00	125E+05 - 838E+04 -	665E+05 - 177E+06 -	470E+07
107E+03 - 205E+00	136E+05 497E+04 -	685E+05 105E+06 -	484E+07
108E+03 - 205E+00	149E+05 195E+05 -	566E+05 412E+06 -	399E+07
109E+03 - 206E+00	162E+05 354E+05 -	295E+05 746E+06 -	208E+07
110E+03 - 206E+00 -	110E+05 382E+05	141E+05 807E+06	996E+06
111E+03 - 207E+00 -	956E+04 283E+05	470E+05 596E+06	332E+07
112E+03 - 208E+00 -	818E+04 197E+05	707E+05 415E+06	499E+07
113E+03 - 208E+00 -	686E+04 125E+05	864E+05 263E+06	610E+07
114E+03 - 209E+00 -	564E+04 649E+04	956E+05 137E+06	675E+07
115E+03 - 209E+00 -	452E+04 168E+04	994E+05 355E+05	701E+07
116E+03 - 210E+00 -	353E+04 - 204E+04	990E+05 - 431E+05	698E+07
117E+03 - 210E+00 -	266E+04 - 491E+04	953E+05 - 104E+06	673E+07
118E+03 - 210E+00 -	192E+04 - 696E+04	891E+05 - 147E+06	629E+07
119E+03 - 211E+00 -	129E+04 - 829E+04	814E+05 - 175E+06	574E+07
120E+03 - 211E+00 -	780E+03 - 905E+04	726E+05 - 191E+06	512E+07
121E+03 - 211E+00 -	368E+03 - 933E+04	633E+05 - 197E+06	447E+07
122E+03 - 211E+00 -	449E+02 - 919E+04	539E+05 - 194E+06	380E+07
123E+03 - 211E+00	201E+03 - 876E+04	449E+05 - 185E+06	317E+07
124E+03 - 211E+00	383E+03 - 812E+04	364E+05 - 171E+06	257E+07
125E+03 - 211E+00	513E+03 - 730E+04	287E+05 - 154E+06	202E+07
126E+03 - 211E+00	601E+03 - 639E+04	218E+05 - 135E+06	154E+07
127E+03 - 211E+00	658E+03 - 549E+04	159E+05 - 116E+06	112E+07
128E+03 - 211E+00	692E+03 - 456E+04	108E+05 - 962E+05	764E+06
129E+03 - 211E+00	710E+03 - 365E+04	674E+04 - 769E+05	476E+06
130E+03 - 211E+00	718E+03 - 281E+04	353E+04 - 593E+05	249E+06
131E+03 - 211E+00	721E+03 - 204E+04	111E+04 - 431E+05	786E+05
132E+03 - 211E+00	723E+03 - 135E+04 -	557E+03 - 295E+05 -	393E+05
133E+03 - 211E+00	725E+03 - 787E+03 -	159E+04 - 167E+05 -	112E+06
134E+03 - 211E+00	730E+03 - 314E+03 -	212E+04 - 671E+04 -	150E+06
135E+03 - 211E+00	738E+03 000E+00 -	223E+04 000E+00 -	157E+06
136E+03 - 211E+00	749E+03 226E+03 -	212E+04 476E+04 -	150E+06
137E+03 - 211E+00	763E+03 385E+03 -	178E+04 811E+04 -	125E+06
138E+03 - 211E+00	780E+03 425E+03 -	135E+04 895E+04 -	959E+05
139E+03 - 211E+00	798E+03 411E+03 -	929E+03 867E+04 -	655E+05
140E+03 - 211E+00	818E+03 371E+03 -	531E+03 782E+04 -	374E+05
141E+03 - 211E+00	839E+03 292E+03 -	196E+03 615E+04 -	131E+05
142E+03 - 211E+00	860E+03 199E+03	531E+02 420E+04	374E+04
143E+03 - 211E+00	881E+03 929E+02	212E+03 196E+04	150E+05
144E+03 - 211E+00	901E+03 - 133E+02	239E+03 - 280E+03	169E+05
145E+03 - 211E+00	922E+03 - 531E+02	186E+03 - 112E+04	131E+05
146E+03 - 211E+00	942E+03 - 929E+02	133E+03 - 196E+04	936E+04
147E+03 - 211E+00	961E+03 - 106E+03	000E+00 - 224E+04	000E+00
148E+03 - 211E+00	981E+03 - 106E+03 -	796E+02 - 224E+04 -	562E+04
149E+03 - 211E+00	100E+04 - 929E+02 -	212E+03 - 196E+04 -	150E+05
150E+03 - 211E+00	102E+04 - 398E+02 -	265E+03 - 839E+03 -	187E+05
151E+03 - 211E+00	104E+04 000E+00 -	292E+03 000E+00 -	206E+05
152E+03 - 211E+00	106E+04 133E+02 -	265E+03 280E+03 -	187E+05
153E+03 - 212E+00	108E+04 531E+02 -	265E+03 112E+04 -	187E+05
154E+03 - 212E+00	111E+04 663E+02 -	159E+03 140E+04 -	112E+05
155E+03 - 212E+00	113E+04 663E+02 -	133E+03 140E+04 -	936E+04

```
 156E+03 - 212E+00   115E+04   796E+02 - 265E+02   168E+04 - 187E+04
 157E+03 - 212E+00   117E+04   398E+02   265E+02   839E+03   187E+04
 158E+03 - 212E+00   120E+04   398E+02   531E+02   839E+03   374E+04
 159E+03 - 212E+00   122E+04   265E+02   106E+03   560E+03   749E+04
 160E+03 - 212E+00   124E+04 - 265E+02   106E+03 - 560E+03   749E+04
 161E+03 - 212E+00   126E+04 - 663E+02   531E+02 - 140E+04   374E+04
 162E+03 - 212E+00   128E+04 - 796E+02 - 265E+02 - 168E+04 - 187E+04
 163E+03 - 212E+00   130E+04 - 398E+02 - 106E+03 - 839E+03 - 749E+04
 164E+03 - 212E+00   133E+04 - 265E+02 - 106E+03 - 560E+03 - 749E+04
 165E+03 - 212E+00   135E+04 - 398E+02 - 159E+03 - 839E+03 - 112E+05
 166E+03 - 212E+00   137E+04 - 133E+02 - 186E+03 - 280E+03 - 131E+05
 167E+03 - 212E+00   139E+04   265E+02 - 186E+03   560E+03 - 131E+05
 168E+03 - 212E+00   142E+04   663E+02 - 133E+03   140E+04 - 936E+04
 169E+03 - 212E+00   144E+04   106E+03 - 531E+02   224E+04 - 374E+04
 170E+03 - 212E+00   146E+04   146E+03   796E+02   308E+04   562E+04
 171E+03 - 212E+00   149E+04   172E+03   239E+03   364E+04   169E+05
 172E+03 - 212E+00   151E+04   186E+03   425E+03   392E+04   300E+05
 173E+03 - 212E+00   153E+04   172E+03   610E+03   364E+04   431E+05
 174E+03 - 212E+00   155E+04   159E+03   769E+03   336E+04   543E+05
 175E+03 - 212E+00   157E+04   106E+03   929E+03   224E+04   655E+05
 176E+03 - 212E+00   159E+04   531E+02   982E+03   112E+04   693E+05
 177E+03 - 212E+00   161E+04 - 133E+02   103E+04 - 280E+03   730E+05
 178E+03 - 212E+00   163E+04 - 929E+02   955E+03 - 196E+04   674E+05
 179E+03 - 212E+00   164E+04 - 159E+03   849E+03 - 336E+04   599E+05
 180E+03 - 212E+00   165E+04 - 252E+03   637E+03 - 532E+04   449E+05
 181E+03 - 212E+00   167E+04 - 292E+03   345E+03 - 615E+04   243E+05
 182E+03 - 212E+00   168E+04 - 318E+03   531E+02 - 671E+04   374E+04
 183E+03 - 212E+00   169E+04 - 318E+03 - 292E+03 - 671E+04 - 206E+05
 184E+03 - 212E+00   170E+04 - 279E+03 - 584E+03 - 587E+04 - 412E+05
 185E+03 - 212E+00   171E+04 - 226E+03 - 849E+03 - 476E+04 - 599E+05
 186E+03 - 212E+00   173E+04 - 133E+03 - 103E+04 - 280E+04 - 730E+05
 187E+03 - 212E+00   174E+04 - 133E+02 - 111E+04 - 280E+03 - 786E+05
 188E+03 - 212E+00   176E+04   796E+02 - 106E+04   168E+04 - 749E+05
 189E+03 - 212E+00   178E+04   199E+03 - 955E+03   420E+04 - 674E+05
 190E+03 - 212E+00   180E+04   292E+03 - 663E+03   615E+04 - 468E+05
 191E+03 - 212E+00   182E+04   345E+03 - 371E+03   727E-04 - 262E+05
 192E+03 - 212E+00   184E+04   398E+03   265E+02   839E+04   187E+04
 193E+03 - 212E+00   187E+04   451E+03   425E+03   951E+04   300E+05
 194E+03 - 212E+00   189E+04   451E+03   929E+03   951E+04   655E+05
 195E+03 - 212E+00   191E+04   425E+03   133E+04   895E+04   936E+05
 196E+03 - 212E+00   193E+04   371E+03   178E+04   783E+04   125E+06
 197E+03 - 212E+00   194E+04   305E+03   207E+04   643E+04   146E+06
 198E+03 - 212E+00   195E+04   265E+03   239E+04   560E+04   169E+06
 199E+03 - 212E+00   196E+04   133E+03   260E+04   280E+04   184E+06
 200E+03 - 212E+00   000E+00 - 955E+03   265E+04 - 201E+05   187E+06

- 212E+00   414E-02 - 136E+09   720E+08

  730E+02   780E+02   870E+02   500E+03   500E+03   50CE+03   500E+03
- 599E+05 - 298E+05 - 196E+05   134E+05   134E+05   134E+05   134E+05
- 503E-01 - 984E-01 - 168E+00   309E-02   309E-02   309E-02 - 309E-02
```

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

ПРИМЕР РАСЧЕТА НА ПРОЧНОСТЬ И УСТОЙЧИВОСТЬ РЕМОНТИРУЕМОГО УЧАСТКА НЕФТЕПРОВОДА

Б.1 Оформление результатов расчета

Б.1.1 Результаты вычислений рекомендуется оформить в виде протоколов, где для каждого конкретного участка нефтепровода приводятся следующие данные:

- основные характеристики участка;
- исходные данные для решения;
- данные по ремонтным машинам и условиям ремонта;
- промежуточные результаты решения;
- рекомендации по ремонту;
- особенности технологии ремонта.

Ниже приводится пример решения для нескольких участков нефтепроводов.

Схема ремонтируемого участка нефтепровода

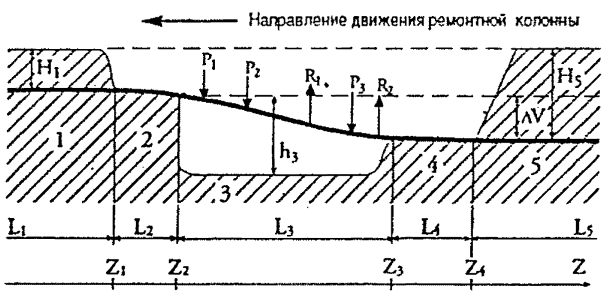


Рис. Б.1

Например, технология капитального ремонта с заменой изоляции предусматривает наличие следующих участков (рисунок Б.1):

1 – исходное состояние трубы;
2 – вскрытый от земляного слоя участок (земляная тумба);
3 – подкопанный участок (зона ремонтных работ);
4 – участок подсыпки грунта под трубу;
5 – участок окончательной засыпки грунта.

Графики распределения напряжений и деформаций при ремонте

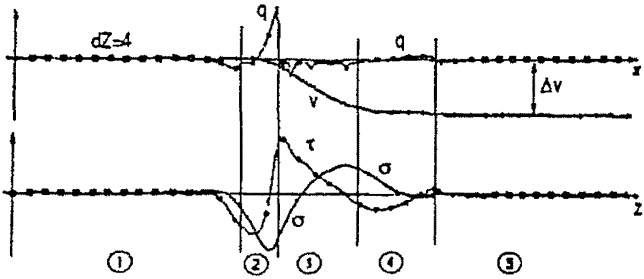


Рис. Б.2

Б.1.2 В данном примере приняты следующие параметры:

D = 1020 мм – диаметр трубы;

$\delta_т$ = 12,5 мм – толщина стенки;

$q_т$ = 77,0 кН/м^3 – удельный вес металла трубы;

$q_н$ = 86,0 кН/м^3 – удельный вес нефти;

$q_н$ = 11,0 кН/м^3 – удельный вес изоляции;

$\delta_н$ = 3 мм – толщина изоляции;

H_1 = 1 м – высота грунта в исходном состоянии (над верхней образующей);

Hg = 1,2 м – высота грунта после засыпки (над верхней образующей);

$q_г$ = 17,6 кН/м^3 – удельный вес грунта;

C_1 = 10 МПа/м – коэффициент постели грунта в исходном состоянии;

C_2 = 0,3 МПа/м – коэффициент постели подсыпаемого грунта;

h_3 = 0,7 м – глубина подкопа под трубой (в зоне ремонтных работ);

K_4 = 0,7 – коэффициент сжимаемости грунта при уплотнении;

L_2 = 10 м – длина земляной тумбы (вскрытый участок);

L_3 = 20 м – длина подкопанного участка;

L_4 = 20 м – длина участка с подсыпкой грунта;

P_1= 60 кН – вес подкапывающей машины;

P_2= 30 кН – вес очистной машины;

P_3= 20 кН – вес изоляционной машины;

$R_1 = R_2 = 0$ (подъемные средства отсутствуют).

По результатам решения следует, что наибольшее напряжение в данном случае равно σ_{max} = 138 МПа; в процессе ремонта нефтепровод оседает на глубину ΔV = 21,2 см.

При других исходных параметрах (таблицы Б.1, Б.2 и Б.3), соответственно, получаем другие значения σ_{max} и ΔV.

ТАБЛИЦА Б.1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ И РЕЗУЛЬТАТЫ ВЫЧИСЛЕНИЙ ДЛЯ ПРЯМОЛИНЕЙНОГО УЧАСТКА

1	Название нефтепровода	Дружба-1
2	Участок нефтепровода	76 - 80 км (3600 м)
3	Пикеты	ПК 768 - 804
4	За исключением кривых участков	
5	Диаметр трубы, мм	1020
6	Толщина стенки, мм	12
7	Марка стали	14ГН
8	Предел текучести, МПа	352,8
9	Предел прочности, МПа	470,4
10	Коэффициент старения	1,28
11	Категория участка	Третья
12	Толщина изоляции, мм	3...6
13	Проектная глубина траншеи, м	2,00 - 3,05
14	Характеристика грунта	Суглинок
15	Радиус упругого изгиба, м	–
16	Угол упругого изгиба, град	–
17	Радиус кривой вставки, м	–
18	Угол кривой вставки, град	–
19	Удельный вес нефти, кН/м^3	86,0
20	Температура при укладке нефтепровода, К	293,0
21	Температура стенки нефтепровода при ремонте, К	285,5
22	Рабочее давление, МПа	не более 2,5 МПа
23	Вес ремонтных машин, кН	
	– подкапывающей	51,5
	– очистной	21,0
	– изоляционной	18,0
24	Расчетное напряжение, МПа	196
25	Термонапряжения, МПа	+18,8
26	Напряжения от изгиба, МПа	0
27	Напряжения от давления, МПа	29,1

Продолжение таблицы Б.1

28	Ремонтные напряжения, МПа	не более 148
29	Допустимая длина, м	
	– подкопанного участка	не более 16,5 м
	– участка подсыпки грунта	не менее 20 м
	– участка, имеющего свободу поперечных перемещений	нет ограничения
30	Допустимая осадка трубы, м	не более 0,22

ТАБЛИЦА Б.2 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ И РЕЗУЛЬТАТЫ ВЫЧИСЛЕНИЙ ДЛЯ УЧАСТКА С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ УПРУГИМ ИЗГИБОМ

1	Название нефтепровода	Дружба-1
2	Участок нефтепровода	76 -80 км (3600 м)
3	Пикеты	ПК768-69+30; ПК788+27; ПК792+09
4	За исключением криных участков	
5	Диаметр трубы, мм	1020
6	Толщина стенки, мм	12
7	Марка стали	14ГН
8	Предел текучести, МПа	352,8
9	Предел прочности, МПа	470,4
10	Коэффициент старения	1,28
11	Категория участка	Третья
12	Толщина изоляции, мм	3
13	Проектная глубина траншеи, м	2,00
14	Характеристика грунта	Суглинок
15	Радиус упругого изгиба, м	
	– по вертикали	–
	– по горизонтали	1000
16	Угол упругого изгиба, град	30,4; 2,0; 2,3
17	Радиус кривой вставки, м	–
18	Угол кривой вставки, град	–
19	Удельный вес нефти, кН/м^3	86,0
20	Температура при укладке нефтепровода, К	293,0
21	Температура стенки нефтепровода при ремонте, К	285,5
22	Рабочее давление, МПа	не более 2,5 МПа

Продолжение таблицы Б.2

23	Вес ремонтных машин, кН	Один из двух вариантов:	
	– подкапывающей	51,0	Отсутствует
	– очистной	21,0	21,0
	– изоляционной	18,0	18,0
24	Расчетное напряжение, МПа	196	202
25	Термонапряжения, МПа	18,8	18,8
26	Напряжения от изгиба, МПа	106,6	106,6
27	Напряжения от давления, МПа	29,1	29,1
28	Ремонтные напряжения, МПа	не более 102,8	не более 111,2
29	Допустимая длина, м		
	– подкопанного участка	не более 13 м	не более 14 м
	– участка подсыпки грунта	не менее 20 м	не менее 20 м
	– участка, имеющего свободу поперечных перемещений	нет ограничения	
30	Допустимая осадка трубы, м	не более 0,136	не более 0,162

ТАБЛИЦА Б.3 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ И РЕЗУЛЬТАТЫ ВЫЧИСЛЕНИЙ ДЛЯ УЧАСТКА С ВЕРТИКАЛЬНЫМ УПРУГИМ ИЗГИБОМ

1	Название нефтепровода	Дружба-1
2	Участок нефтепровода	76-80 км (3600 м)
3	Пикеты	771+00; 771+65; 773+65; 778+09;
		780+33; 781+23; 782+38
4	За исключением кривых участков	
5	Диаметр трубы, мм	1020
6	Толщина стенки, мм	12
7	Марка стали	14ГН
8	Предел текучести, МПа	352,8
9	Предел прочности, МПа	470,4
10	Коэффициент старения	1,28
11	Категория участка	Третья
12	Толщина изоляции, мм	3 и 6
13	Проектная глубина траншеи, м	1,99..3,0
14	Характеристика грунта	Суглинок

Продолжение таблицы Б.3

15	Радиус упругого изгиба, м		
	– по вертикали	1500	
	– по горизонтали	–	
16	Угол упругого изгиба, град	1,0-2,83	
17	Радиус кривой вставки, м	нет	
18	Угол кривой вставки, град	–	
19	Удельный вес нефтепровода, кН/м^3	86,0	
20	Температура укладки, К	293	
21	Температура стенки нефтепровода при ремонте, К	285,5	
22	Рабочее давление, МПа	не более 2,5 МПа	
23	Вес ремонтных машин, кН	Один из двух вариантов:	
	– подкапывающей	51,5	Отсутствует
	– очистной	21,0	21,0
	– изоляционной	18,0	18,0
24	Расчетное напряжение, МПа	19,6	224
25	Термонапряжения, МПа	18,8	18,8
26	Напряжения от изгиба, МПа	71,1	71,1
27	Напряжения от давления	29,1	29,1
28	Ремонтные напряжения, МПа	не более 77	не более 105
29	Допустимая длина, м		
	– подкопанного участка	не более 9,0 м	не более 14 м
	– участка подсыпки грунта	не менее 20 м	не менее 30 м
	– участка, имеющего свободу поперечных перемещений	нет ограничения	
30	Допустимая осадка трубы, м	не более 0,105	не более 0,161

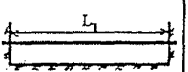
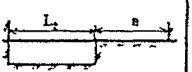
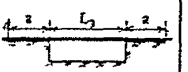
ПРИЛОЖЕНИЕ В

ОРИЕНТИРОВОЧНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

В.1 Технологические параметры при ведении выборочного ремонта на нефтепроводах

В.1.1 Выборочный ремонт магистральных нефтепроводов проводится на отдельных его участках по данным диагностического обследования. Максимально допустимые длины подкапываемых участков при выполнении выборочного ремонта нефтепроводов диаметром 530-1220 мм в зависимости от принятой технологической схемы следует принимать по таблице В.1.

ТАБЛИЦА В.1 МАКСИМАЛЬНО ДОПУСТИМАЯ ДЛИНА ПОДКОПАННОГО УЧАСТКА

Диаметр ремонтируемого нефтепровода	Расчетная схема ремонтируемого участка				
	схема 1 	схема 2 		схема 3 	
D, мм	L_1, м	L_2, м	a, м	L_3, м	a, м
530	11	7	6	13	6
630	12	8	7	14	7
720	15	10	9	18	9
820	17	12	10	20	10
1020	18	13	10	21	10
1220	20	14	12	24	12

В.1.2 Результаты вычислений, приведенные в таблице В.1, соответствуют условиям, при которых максимальные напряжения в стенке нефтепровода от изгиба не превышают 60 МПа, а дефекты расположены на верхней или нижней части поверхности нефтепровода. Если дефекты расположены только на боковой поверхности нефтепровода, то длину подкопанного участка можно увеличить в 1,3 раза.

В.1.3 В целях уменьшения напряжений в стенке нефтепровода в послеремонтный период подсыпку и уплотнение грунта следует выполнить с небольшим подъемом и поддержкой нефтепровода грузоподъемным механизмом. Подъем и поддержка осуществляются в середине подкопанного участка нефтепровода. Общая высота подъема равна:

$$\Delta h = V_1 + V_2, \text{ см}, \qquad (В.1)$$

где V_1 – величина прогиба нефтепровода после подкопа относительно первоначального положения;

V_2 – величина прогиба нефтепровода после подъема относительно первоначального положения (таблица В.2).

ТАБЛИЦА В.2 РЕКОМЕНДУЕМЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ПОДЪЕМА ВСКРЫТОГО УЧАСТКА НЕФТЕПРОВОДА ПЕРЕД ПОДСЫПКОЙ И УПЛОТНЕНИЕМ ГРУНТА

Диаметр ремонтируемого нефтепровода, мм	Высота подъема нефтепровода V_2, см	Усилие на крюке грузоподъемного механизма, кН
530	0÷2,0	12÷50
630	0÷2,0	20÷80
720	0÷2,0	29÷110
820	0÷2,0	38÷140
1020	0÷2,0	59÷244
1220	0÷2,0	93÷390

В.2 Технологические параметры ремонтных колонн при производстве капитального ремонта нефтепроводов с подъемом

В.2.1 Основными технологическими параметрами подъема и укладки нефтепровода являются высота подъема его трубоукладчиками, общая длина приподнятого участка, количество трубоукладчиков, расстояние между ними и усилия на крюках трубоукладчиков.

В.2.2 Определение технологических параметров начинают с выбора количества трубоукладчиков, участвующих в подъеме нефтепровода и назначения технологической высоты подъема крайними трубоукладчиками, необходимой для работы ремонтных машин.

В.2.3 Количество трубоукладчиков выбирают в зависимости от диаметра нефтепровода, выполняемых операций ремонта и грузоподъемности трубоукладчиков.

В.2.4 Минимальное количество трубоукладчиков, необходимое для подъема и укладки нефтепроводов диаметрами 530-1220 мм, должно быть не менее 2.

В.2.5 Для дальнейшего расчета задают технологическую высоту подъема крайним трубоукладчиком $h_т$ согласно паспортным данным ремонтных машин, а высоты подъема средними трубоукладчиками h_2, h_3, h_4, h_5 определяют с соблюдением соотношений, приведенных в таблице В.3.

ТАБЛИЦА В.3 СООТНОШЕНИЕ ВЫСОТ ПОДЪЕМА РАЗЛИЧНЫМИ ТРУБОУКЛАДЧИКАМИ

Количество трубоукладчиков, участвующих при подъеме нефтепровода	$\frac{h_1}{h_т}$	$\frac{h_2}{h_т}$	$\frac{h_3}{h_т}$	$\frac{h_4}{h_т}$	$\frac{h_5}{h_т}$
2	1	1			
3	1	1,434	1		
4	1	1,564	1,564	1	
5	1	1,656	2,138	1,561	1

В.2.6 Высота подъема нефтепровода крайними трубоукладчиками не должна превышать 0,65 м.

В.2.7 Расстановку и загрузку трубоукладчиков производят из условия симметричности относительно середины приподнятого участка и обеспечения минимальных напряжений в опасных сечениях приподнятого участка нефтепровода.

В.2.8 Расстояние между трубоукладчиками определяют из соотношения:

$$l = mL, \text{ см}, \qquad (В.2)$$

где L – длина приподнятого участка нефтепровода:

$$L = \eta A \sqrt[4]{h_1}, \text{ см}, \qquad (В.3)$$

где h_1 – высота подъема крайним трубоукладчиком, см;

A – комплекс, зависящий от геометрических и прочностных характеристик трубы;

m, η – коэффициенты, выбираемые в зависимости от количества трубоукладчиков, участвующих в подъеме нефтепровода.

В.2.9 Усилия на крюках трубоукладчиков определяют из соотношения:

$$P = \beta B \sqrt[4]{h_1} \cdot 9{,}81 \cdot 10^{-3}, \text{ кН}, \qquad (В.4)$$

где f – коэффициент усилия при подъеме нефтепровода трубоукладчиками.

В.2.10 Усилие на крюке трубоукладчика при расчетном вылете стрелы должно назначаться с учетом коэффициента перегрузки 1,1.

В.2.11 Напряжения в ремонтируемом нефтепроводе определяют из соотношения:

$$\sigma = \varphi c \sqrt{h_1} \cdot 10^{-1}, \text{ МПа}, \qquad (В.5)$$

где φ – коэффициент, выбираемый в зависимости от числа трубоукладчиков, участвующих в подъеме нефтепровода.

В.2.12 Значения коэффициентов m, η, f, φ приведены в таблице В.4; значения A, B, C для нефтепроводов диаметрами 219-1020 мм приведены в таблице В.5, а значения $\sqrt{h_1}$ и $\sqrt[4]{h_1}$ в таблице В.6.

ТАБЛИЦА В.4 ЗНАЧЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТОВ m, η, f, φ

Число трубоукладчиков, участвующих в подъеме нефтепровода	η	m	Коэффициент усилия для трубоукладчиков, f		Значения φ при определении напряжения изгиба	
			крайних	средних	в крайних пролетах	в сечениях нахождения троллея
2	6,880	0,25	2,447	–	0,497	0,765
3	8,009	0,19	2,231	1,522	0,512	0,568
4	8,845	0,15	2,071	1,327	0,525	0,465
5	10,003	0,13	2,017	1,300	0,534	0,400

В.2.13 При проведении ремонтных работ технологические параметры подъема и укладки считаются выбранными правильно, если напряжение изгиба в поднимаемом нефтепроводе не превышают 0,45 предела текучести металла труб.

В.2.14 Если требование пункта В.2.13 соблюдается, то по назначенным и расчетным значениям составляют технологическую схему подъема и укладки нефтепровода.

В.2.15 Подъем нефтепровода производится одновременно всеми участвующими в подъеме трубоукладчиками плавно, без рывков и резких ослаблений с соблюдением соотношений высот подъема и расстояний, приводимых в данной методике.

В.2.16 Расчетные технологические параметры и напряжения ремонтируемого нефтепровода диаметром 1020х11 при подъеме его тремя, четырьмя и пятью трубоукладчиками приведены в таблицах В.7, В.8, В.9.

ТАБЛИЦА В.5 РАСЧЕТНЫЕ ЗНАЧЕНИЯ A, B и C ДЛЯ НЕФТЕПРОВОДОВ

Наружный диаметр, $D_н$, мм	Толщина стенки, δ, мм	A	B	C
219	8	300,47	228,357	255,080
	9	304,02	244,432	243,378
273	8	326,89	351,734	288,648
	9	322,15	372,672	260,040
325	8	349,74	491,385	279,446
	9	355,02	523,295	270,815
377	8	368,93	658,171	290,108
	9	375,22	699,035	279,629
	10	380,51	738,570	273,166
530	9	423,18	1374,912	310,310
	10	429,92	1444,531	300,595
630	9	449,09	1961,616	327,971
	10	453,53	2045,057	312,305
	11	464,04	2152,662	307,170
720	9	468,97	2582,149	343,722
	10	477,36	2705,520	331,723
	11	485,04	2823,418	321,316
	12	491,87	2940,891	312,499
820	9	489,07	3383,875	359,931
	10	498,37	3536,434	346,662
	11	506,72	3685,375	335,337
	12	514,45	3826,994	325,262
920	9	506,84	4301,551	376,030
	10	516,90	4492,378	357,720
	11	525,82	4676,117	349,364
	12	534,38	4848,964	338,274
	13	542,75	5028,579	330,021
1020	9	523,32	5346,797	390,795
	10	533,53	5568,986	376,207
	11	543,13	5786,507	363,038
	12	552,17	6002,088	351,233
	13	560,20	6204,215	341,276
	14	567,50	6407,075	332,576

ТАБЛИЦА В.6 ЗНАЧЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ ВЫСОТЫ ПОДЪЕМА

Высота подъема крайним трубоукладчиком h_1, см	Значения параметров	
	Для усилий на крюках трубоукладчиков и длины приподнятого участка $\sqrt[4]{h_1}$	Для напряжений $\sqrt{h_1}$
10	1,778280	3,162280
20	2,144740	4,472125
30	2,340350	5,477238
40	2,514870	6,324571
50	2,659148	7,071068
60	2,783158	7,745968

ТАБЛИЦА В.7 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ПРИ ПОДЪЕМЕ НЕФТЕПРОВОДА 1020х11 ТРЕМЯ ТРУБОУКЛАДЧИКАМИ

Высота подъема крайними трубоукладчиками $h_1=h_3$, см	Высота подъема средними трубоукладчиками h_2, см	Расстояние между трубоукладчиками l, м	Длина приподнятого участка L, м	Усилия на крюках крайних трубоукладчиков $P_1=P_3$, кН	Усилие на крюке среднего трубоукладчика P_2, кН	Напряжение в стенке трубы σ, МПа
10	14,3	14,7	77	229	157	65
20	28,7	15, 2	80	273	186	92
30	43,0	19,3	102	302	206	113
40	57,4	20,8	109	324	221	130
50	71,7	22,0	116	343	234	146
60	86,0	23,0	121	359	245	159

ТАБЛИЦА В.8 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ПРИ ПОДЪЕМЕ НЕФТЕПРОВОДА 1020х11 ЧЕТЫРЬМЯ ТРУБОУКЛАДЧИКАМИ

Высота подъема крайними трубоукладчиками $h_1=h_4$, см	Высота подъема средними трубоук-ладчиками $h_2=h_3$, см	Расстояние между трубоукладчиками l, м	Длина приподнятого участка L, м	Усилие на крюке крайних трубоукладчика $P_1=P_4$, кН	Усилие на крюке среднего трубоукладчика $P_2=P_3$, кН	Напряжение в стенке трубы σ, МПа
10	15,6	12,8	85,4	213	136	60
20	31,2	15,2	101,6	253	162	85
30	46,8	16,9	112,4	281	179	104
40	62,4	18,1	121	301	193	126
50	78,0	19,2	128	318	204	135
60	93,6	20,1	134	333	214	148

ТАБЛИЦА В.9 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ПРИ ПОДЪЕМЕ НЕФТЕПРОВОДА 1020х11 ЧЕТЫРЬМЯ ТРУБОУКЛАДЧИКАМИ

Высота подъема крайними трубоукладчиками $h_1=h_5$, см	Высота подъема средними трубоукладчиками $h_2=h_4=h_3$ см		Расстояние между трубоукладчиками l м	Длина приподнятого участка L, м	Усилие на крюке крайних трубоукладчиков $P_1=P_5$, кН	Усилие на крюке среднего трубоукладчика $P_2=P_3=P_4$, кН	Напряжение в стенке трубы σ, МПа
10	16,6	21,4	12,6	97	207	134	61
20	33,1	42,8	14,9	114,9	247	159	87
30	49,7	64,1	16,5	127	273	176	106
40	66,2	85,5	17,8	137	293	189	122
50	82,8	106,9	18,8	145	311	200	137
60	99,4	128,3	19,7	151	325	209	150

В.2.17 В процессе работы контролируется расстояние между трубоукладчиками и высота подъема нефтепровода в местах нахождения троллейных тележек.

В.2.18 Во всех случаях необходимо выполнить проверку грузоподъемности трубоукладчиков на расчетном вылете стрелы. При этом усилие на крюках трубоукладчиков должно назначаться с учетом коэффициента перегрузки – 1,1.

ТАБЛИЦА В.10 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ПРИ ПОДЪЕМЕ НЕФТЕПРОВОДА ЧЕТЫРЬМЯ ТРУБОУКЛАДЧИКАМИ

Диаметр нефтепровода, мм	Высота подъема нефтепровода, м		Расстояние между трубоукладчиками, м	Длина приподнятого участка, м	Усилия на крюках трубоукладчиков кН	
	$h_1=h_4$	$h_2=h_3$			$P_1=P_4$	$P_2=P_3$
530	0,5	0,78	20,0	120	100,0	76,5
630	0,5	0,78	21,0	130	161,8	122,6
720	0,5	0,78	23,0	138	199,0	151,0
820	0,5	0,78	17,0	115	182,7	117,0

Значения технологических параметров, приведенные в таблицах В.3÷В.10, определены для нефтепроводов при условии равнопрочности их стыков и отсутствия дефектов в стенках труб, снижающих несущую способность.

В.3 Технологические параметры при капитальном ремонте нефтепроводов с подкопом и подъемом

В.3.1 Технологические параметры ремонтной колонны при ремонте нефтепроводов диаметрами 820-1220 мм с использованием двух трубоукладчиков (с сохранением положения нефтепровода) приведены в таблице В.11.

ТАБЛИЦА В.11 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ПРИ РЕМОНТЕ НЕФТЕПРОВОДА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДВУХ ТРУБОУКЛАДЧИКОВ

Диаметр и толщина стенки нефтепровода, мм	Коэффициент постели грунта (присыпанного и уплотненного под трубой), $МН/м^3$	Усилие на крюке трубоукладчика, кН	Длина подкопанного участка, м, не более	Расстояние между трубоукладчиками, м, не более	Расстояние от второго трубоукладчика до земляной тумбы, м	Длина участка присыпки, м	Шаг трубоукладчика, м
1	2	3	4	5	6	7	8
820x9	0,2	250	19	7	13	18	3
	0,4	120	20	8	14	18	4
	1,0	100	21	9	15	18	5
1020x11	0,2	350	20	8	14	18	4

Продолжение таблицы В.11

1	2	3	4	5	6	7	8
	0,4	220	22	10	16	18	6
	1,0	200	23	11	17	18	7
1220x12	0,2	400	20	8	14	18	4
	0,4	280	24	12	18	18	8
	1,0	250	25	13	19	18	9

Наибольшее расстояние от второго трубоукладчика до земляной тумбы равно наибольшему расстоянию от первого трубоукладчика до подсыпанного и уплотненного участка нефтепровода.

В.3.2 Технологические параметры ремонтной колонны при ремонте нефтепроводов диаметрами 820-1220 мм тремя трубоукладчиками приведены в таблице В.12.

ТАБЛИЦА В.12 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ПРИ РЕМОНТЕ НЕФТЕПРОВОДА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТРЕХ ТРУБОУКЛАДЧИКОВ

Наименование параметров	Диаметр и толщина стенки нефтепровода, мм		
	820x9	1020x11	1220x12,5
1. Шаг ремонтной колонны, м	6	7	8
2. Длина подкопанного участка, м	22÷30	24÷32	26÷35
3. Технологическая высота подъема нефтепровода, не более, м	0,15	0,14	0,10
4. Осадка нефтепровода относительно его первоначального положения, не более, м	0,16	0,14	0,12
5. Максимальное усилие на крюках трубоукладчика, кН	240	350	400
6. Расстояние от подкапывающей машины до экскаватора, м	10÷20	15÷25	20÷30
7. Длина подсыпанного и уплотненного участка нефтепровода, м	10÷25	10÷25	10÷25
8. Расстояние между первым и последним трубоукладчиками, м	12	13	14
9. Расстояние от первого трубоукладчика до подкапывающей машины, м	5÷11	5÷12	5÷13
10. Расстояние от последнего трубоукладчика до присыпанного участка нефтепровода, м	7÷13	7÷12	7÷13

Примечание. Расстановка машин следующая: два трубоукладчика устанавливаются на правой стороне траншеи; третий, работающий задним ходом – на противоположной стороне между ними.; перед первым трубоукладчиком устанавливаются очистная и подкапывающая машины, за последним по ходу трубоукладчиком – изоляционная машина.

В.3.3 Технологические параметры ремонтной колонны при ремонте нефтепроводов диаметрами 820-1220 мм четырьмя трубоукладчиками приведены в таблице В.13.

ТАБЛИЦА В.13 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ПРИ РЕМОНТЕ НЕФТЕПРОВОДА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЧЕТЫРЕХ ТРУБОУКЛАДЧИКОВ

Наименование параметров	Диаметр и толщина стенки нефтепровода, мм		
	820x9	1020x11	1220x12,5
1. Длина подкопанного участка, м	35÷54	35÷57	36÷59
2. Технологическая высота подъема нефтепровода, не более, м	0,1	0,1	0,1
3. Осадка нефтепровода относительно его первоначального положения, не более, м	0,1	0,1	0,1
4. Максимальное усилие на крюках трубоукладчика, кН	100	140	180
5. Расстояние от подкапывающей машины до экскаватора, м	10÷20	10÷20	10÷20
6. Длина подсыпанного и уплотненного участка грунта под нефтепроводом, м	10÷25	10÷25	10÷25
7. Расстояние между трубоукладчиками, м: – первым и вторым – вторым и третьим – третьим и четвертым	 7 7÷12 7	 7 7÷12 7	 7 7÷12 7
8. Расстояние от первого трубоукладчика до подкапывающей машины, м	7÷14	7÷16	7÷17
9. Расстояние от последнего (четвертого) трубоукладчика до присыпанного участка нефтепровода, м	10,5±3,5	11±4,0	12±4,0

Примечание. Во время ремонта должна быть обеспечена синхронность работы всех машин и выдержаны интервалы между ними в заданных пределах. Трубоукладчики должны быть оснащены троллейными роликоканатными подвесками. Коэффициент постели уплотненного грунта должен быть не менее 0,4 МН/м^3. Пара-

метры, приведенные в таблицах В.11÷В.13, получены для условий, при которых напряжения изгиба не превышают 120 МПа.

В.4 Технологические параметры при капитальном ремонте нефтепроводов с подкопом и без применения грузоподъемных средств

В.4,1 Ремонт нефтепровода проводится с механическим уплотнением подсыпанного под нефтепровод грунта. Технологические параметры ремонта нефтепроводов диаметрами 1020 и 1220 мм приведены в таблице В.14. Параметры получены для условий, при которых несущая способность уплотненного грунта в начале уплотняемого участка не меньше $q_{гр}$=5кН/м и напряжения от изгиба в момент ремонта не превышают 150 МПа. Участок нефтепровода до вскрытия – прямолинейный, второй категории.

ТАБЛИЦА В.14 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ПРИ РЕМОНТЕ НЕФТЕПРОВОДА БЕЗ ПРИМЕНЕНИЯ ГРУЗОПОДЪЕМНЫХ СРЕДСТВ

Наименование параметров	Значения параметров
1. Шаг ремонтной колонны, м	4
2. Длина подкопанного участка, м	10÷14
3. Осадка нефтепровода относительно его первоначального положения, не более, м	0,28
4. Общая длина ремонтируемого участка, м	67,2
5. Длина участка присыпки грунта под нефтепровод после ремонта, м	36÷46
6. Расстояние от подкапывающей машины до места окончательной засыпки нефтепровода, не менее, м	50
7. Длина вскрытого участка нефтепровода с кромки земляной тумбы, м	18÷28
8. Расстояние от края земляной тумбы до ремонтных машин, м	
– до подкапывающей машины (весом 54,5 кН);	0÷4
– до очистной машины (весом 32,5 кН);	6÷12
– до изоляционной машины (весом 20 кН).	9÷14

следующие значения:

ТАБЛИЦА Г.2

а/в	1	0,98	0,96	0,94	0,92	0,9
K_1	0	1,0117	1,0234	1,0351	1,0465	1,0585

Г.3 Влияние концентрации напряжений в сварных кольцевых швах труб

Г.3.1 Концентрация напряжений в сварных швах определена от величины смещения кромок и разнотолщинности стенок соединяемых сваркой труб с учетом усиления на нормативную величину наружного и внутреннего кольцевого шва.

Г.3.2 Численное значение напряжений определяется путем умножения номинального, т.е. действующего в стенке нефтепровода напряжения (на удалении от шва) с учетом коэффициента концентрации K_σ.

Г.3.3 Коэффициенты концентрации K_σ для различных условий нагружения представлены в таблицах Г.3 - Г.8.

Условные обозначения, принятые в таблицах Г.3–Г.8:

D – номинальный наружный диаметр трубы, мм;

δ – номинальная толщина стенки трубы, мм;

$\Delta\delta$ – разность толщин стенок соединенных труб, мм;

$\Delta D_н$ – разность наружных диаметров соединенных труб, мм;

$\Delta D_{вн}$ – разность внутренних диаметров соединенных труб, мм;

"–" – вариант находится за пределами требований строительных норм и правил или не удовлетворяет требованиям обеспечения прочности.

В таблицах Г.3–Г.5 представлены коэффициенты концентрации напряжений в сварных кольцевых швах при изгибе нефтепровода, находящегося под внутренним давлением, равным 6,4 МПа. В таблице Г.3 представлены коэффициенты концентрации для эквивалентного (суммарного) напряжения, в таблице Г.4 – для продольного растягивающего напряжения (внутреннее давление, изгиб, температурный перепад) и в таблице Г.5 – для кольцевого напряжения.

В таблицах Г.6–Г.8 представлены коэффициенты концентрации напряжений в сварных кольцевых швах при подъеме нефтепровода, находящегося под внутренним давлением, равным 2,5 МПа. В таблице Г.6 представлены коэффициенты концентрации для эквивалентного напряжения, В таблице Г.7 – для продольного растягивающего напряжения (внутреннее давление, изгиб, температурный перепад) и в таблице Г.8 – для кольцевого напряжения.

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

ЗНАЧЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТОВ ВЛИЯНИЯ ДЛИТЕЛЬНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕПРОВОДА И ЕГО ДЕФЕКТНОСТИ НА РАСЧЕТНОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ СТЕНОК ТРУБ

Г.1 Влияние процесса старения трубных сталей на ремонтные напряжения нефтепровода

Г.1.1 Наличие повторно-статических нагрузок на нефтепроводах, обусловленных технологическими и эксплуатационными факторами, приводит при длительной работе к деформационному старению металла труб, т.е. к снижению сопротивляемости трубных сталей хрупкому разрушению.

Г.1.2 Коэффициент влияния длительности эксплуатации $C_д$ определяется по следующей формуле:

$$C_д = 1 + 0{,}025 \cdot C_{экв} \cdot T_э, \qquad (Г.1)$$

где $T_э$ – длительность эксплуатации участка нефтепровода, год;

$C_{экв}$ – углеродный эквивалент стали, %.

Углеродный эквивалент определяется по формуле:

$$C_{экв} = C + \frac{Mn}{6} + \frac{Cr + Mo + \sum(V + Ti + Ni)}{5} + \frac{Cu + Ni}{15} + 15B, \qquad (Г.2)$$

где C, Mn, Cr, Mo, V, Ti, Ni, Cu, B – содержание углерода, марганца, хрома, молибдена, ванадия, титана, никеля, меди, бора, (в процентах).

Г.1.3 В таблице Г.1 приведены коэффициенты влияния длительности эксплуатации нефтепровода ($C_д$).

ТАБЛИЦА Г.1 ЗНАЧЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА $C_д$ ДЛЯ ТРУБНЫХ СТАЛЕЙ С РАЗЛИЧНЫМ СОДЕРЖАНИЕМ УГЛЕРОДА

Срок эксплуатации, лет	Значение коэффициента $C_д$	
	C=0,18÷0,20 (стали 17ГС, 19Г и т.п.)	C=0,10÷0,15 (стали 14ХГС, 14ГН, 10Г2С)
0÷15	1,0÷1,15	1,0÷1,1
15÷20	1,25	1,15
20÷30	1,30	1,20
30 и более	1,35	1,25

Г.2 Влияние эллипсности

Г.2.1 Влияние эллипсности поперечного сечения нефтепровода на напряженное состояние относительно небольшое и определяется в зависимости от соотношения малой и большой полуосей (а/в) и имеет

ТАБЛИЦА Г.3 КОЭФФИЦИЕНТЫ КОНЦЕНТРАЦИИ $K_{\sigma i}$ ДЛЯ ЭКВИВАЛЕНТНОГО НАПРЯЖЕНИЯ В СВАРНЫХ КОЛЬЦЕВЫХ ШВАХ ПРИ ИЗГИБЕ НЕФТЕПРОВОДА ПРИ ВНУТРЕННЕМ ДАВЛЕНИИ 6,4 МПа

$\Delta\delta$, мм	0				2			3			4		
$\Delta D_H/2$, мм	0	2	3	4	0	1	2	0	1,5	3	0	2	4
$\Delta D_{BH}/2$, мм	0	2	3	4	2	1	0	3	1,5	0	4	2	0
D=530 мм													
δ=8 мм	1,17	1,47	1,64	1,85	1,73	1,52	1,43	1,98	1,84	1,79	–	–	–
δ=10 мм	1,24	1,55	1,73	1,93	1,70	1,72	1,67	2,08	1,75	1,87	2,33	2,08	2,20
δ=11 мм	1,45	1,84	2,05	2,31	1,98	1,76	1,69	2,03	1,72	1,88	2,43	2,02	2,17
D=720 мм													
δ=9 мм	1,10	1,30	1,41	1,55	1,47	1,34	1,31	1,64	1,56	1,52	–	–	–
δ=10 мм	1,13	1,34	1,46	1,61	1,48	1,52	1,47	1,78	1,57	1,64	1,79	1,79	1,83
δ=12 мм	1,17	1,43	1,56	1,73	1,52	1,37	1,36	1,79	1,53	1,49	2,10	1,72	1,88
D=820 мм													
δ=10 мм	1,10	1,27	1,37	1,50	1,41	1,44	1,40	1,61	1,47	1,55	–	–	–
δ=12 мм	1,13	1,36	1,48	1,62	1,45	1,32	1,31	1,69	1,47	1,42	-	-	-
δ=14 мм	1,17	1,53	1,56	1,68	1,47	1,34	1,34	1,70	1,37	1,34	1,96	1,61	1,73
D=1020 мм													
δ=12 мм	1,08	1,23	1,32	1,43	1,33	1,24	1,21	1,53	1,36	1,35	–	–	–
δ=14 мм	1,11	1,29	1,40	1,50	1,36	1,26	1,25	1,54	1,30	1,37	1,75	1,49	1,55
δ=16 мм	1,13	1,34	1,44	1,55	1,39	1,28	1,27	1,56	1,38	1,37	1,79	1,48	1,54
D=1220 мм													
δ=12 мм	1,04	1,15	1,21	1,29	1,25	1,21	1,20	–	–	–	–	–	–
δ=14 мм	1,07	1,20	1,28	1,36	1,27	1,20	1,19	1,42	1,29	1,29	1,55	1,42	1,43
δ=18 мм	1,11	1,28	1,36	1,45	1,27	1,23	1,23	1,46	1,32	1,30	1,64	1,41	1,43

ТАБЛИЦА Г.4 КОЭФФИЦИЕНТЫ КОНЦЕНТРАЦИИ $K_{\sigma i}$ ДЛЯ ПРОДОЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ В СВАРНЫХ КОЛЬЦЕВЫХ ШВАХ ПРИ ИЗГИБЕ НЕФТЕПРОВОДА ПРИ ВНУТРЕННЕМ ДАВЛЕНИИ 6,4 МПа

$\Delta\delta$, мм	0				2			3			4		
$\Delta D_н/2$, мм	0	2	3	4	0	1	2	0	1,5	3	0	2	4
$\Delta D_{вн}/2$, мм	0	2	3	4	2	1	0	3	1,5	0	4	2	0
D=530 мм													
δ=8 мм	1,57	2,16	2,44	2,77	2,53	2,15	2,00	3,15	2,67	2,52	–	–	–
δ=10 мм	1,47	1,98	2,24	2,52	2,19	1,92	2,00	2,72	2,22	2,30	3,24	2,67	2,80
δ=11 мм	1,61	2,12	2,39	2,70	2,16	1,83	1,95	2,52	2,08	2,19	3,08	2,46	2,65
D=720 мм													
δ=9 мм	1,55	2,13	2,40	2,73	2,42	2,07	1,98	2,99	2,51	2,29	–	–	–
δ=10 мм	1,50	2,03	2,28	2,58	2,26	1,98	2,08	2,83	2,33	2,36	3,15	2,79	2,70
δ=12 мм	1,47	1,95	2,17	2,46	1,99	1,77	1,76	2,53	1,99	1,95	2,99	2,28	2,57
D=820 мм													
δ=10 мм	1,52	2,05	2,30	2,61	2,28	2,01	2,11	2,82	2,32	2,41	–	–	–
δ=12 мм	1,48	1,97	2,19	2,48	2,01	1,78	1,78	2,50	2,01	1,98	–	–	–
δ=14 мм	1,43	1,87	2,08	2,29	1,86	1,64	1,66	2,29	1,66	1,99	2,65	2,02	2,29
D=1020 мм													
δ=12 мм	1,51	2,01	2,23	2,53	2,05	1,82	1,82	2,56	2,06	2,04	–	–	–
δ=14 мм	1,45	1,89	2,11	2,32	1,89	1,67	1,69	2,33	1,69	1,97	2,69	2,06	2,26
δ=16 мм	1,42	1,83	2,00	2,22	1,84	1,61	1,63	2,19	1,81	1,87	2,49	1,92	2,13
D=1220 мм													
δ=12 мм	1,53	2,04	2,26	2,56	2,08	1,85	1,86	–	–	–	–	–	
δ=14 мм	1,47	1,91	2,14	2,35	1,92	1,69	1,72	2,37	1,71	1,95	2,71	2,10	2,23
δ=18 мм	1,39	1,79	1,94	2,15	1,77	1,58	1,59	2,04	1,71	1,80	2,34	1,86	2,04

ТАБЛИЦА Г.5 КОЭФФИЦИЕНТЫ КОНЦЕНТРАЦИИ $K_{\sigma i}$ ДЛЯ КОЛЬЦЕВОГО НАПРЯЖЕНИЯ В СВАРНЫХ КОЛЬЦЕВЫХ ШВАХ ПРИ ИЗГИБЕ НЕФТЕПРОВОДА ПРИ ВНУТРЕННЕМ ДАВЛЕНИИ 6,4 МПа

$\Delta\delta$, мм	0				2			3			4		
$\Delta D_н/2$, мм	0	2	3	4	0	1	2	0	1,5	3	0	2	4
$\Delta D_{вн}/2$, мм	0	2	3	4	2	1	0	3	1,5	0	4	2	0
D=530 мм													
δ=8 мм	1,12	1,27	1,34	1,42	1,48	1,42	1,36	1,67	1,64	1,64	–	–	–
δ=10 мм	1,14	1,32	1,40	1,50	1,48	1,38	1,38	2,69	1,57	1,62	1,89	1,80	1,91
δ=11 мм	1,16	1,32	1,40	1,52	1,45	1,38	1,39	2,67	1,56	1,61	1,90	1,75	1,89
D=720 мм													
δ=9 мм	1,09	1,22	1,28	1,34	1,40	1,34	1,30	1,53	1,52	1,51	–	–	–
δ=10 мм	1,10	1,24	1,29	1,36	1,40	1,31	1,29	1,55	1,48	1,48	1,69	1,68	1,69
δ=12 мм	1,16	1,28	1,33	1,44	1,39	1,32	1,31	1,55	1,44	1,44	1,77	1,58	1,71
D=820 мм													
δ=10 мм	1,09	1,22	1,27	1,32	1,37	1,29	1,26	1,51	1,46	1,44	–	–	–
δ=12 мм	1,14	1,25	1,30	1,38	1,36	1,30	1,28	1,51	1,41	1,40	–	–	–
δ=14 мм	1,16	1,27	1,32	1,39	1,33	1,28	1,30	1,51	1,31	1,44	1,76	1,48	1,60
D=1020 мм													
δ=12 мм	1,11	1,20	1,24	1,30	1,31	1,26	1,23	1,45	1,36	1,35	–	–	–
δ=14 мм	1,13	1,22	1,27	1,31	1,29	1,24	1,25	1,44	1,29	1,37	1,65	1,43	1,50
δ=16 мм	1,15	1,25	1,28	1,35	1,31	1,25	1,26	1,45	1,35	1,36	1,62	1,41	1,49
D=1220 мм													
δ=12 мм	1,09	1,17	1,21	1,25	1,28	1,24	1,22	–	–	–	–	–	–
δ=14 мм	1,11	1,18	1,22	1,27	1,25	1,22	1,21	1,39	1,29	1,32	1,55	1,42	1,44
δ=18 мм	1,13	1,23	1,26	1,32	1,27	1,23	1,23	1,37	1,29	1,32	1,54	1,37	1,43

ТАБЛИЦА Г.6 КОЭФФИЦИЕНТЫ КОНЦЕНТРАЦИЙ $K_{\sigma i}$ ДЛЯ ЭКВИВАЛЕНТНОГО НАПРЯЖЕНИЯ В СВАРНЫХ КОЛЬЦЕВЫХ ШВАХ ПРИ ПОДЪЕМЕ НЕФТЕПРОВОДА ПРИ ВНУТРЕННЕМ ДАВЛЕНИИ 2,5 МПа

$\Delta\delta$, мм	0				2			3			4		
$\Delta D_н/2$, мм	0	2	3	4	0	1	2	0	1,5	3	0	2	4
$\Delta D_{вн}/2$, мм	0	2	3	4	2	1	0	3	1,5	0	4	2	0
D=530 мм													
δ=8 мм	1,37	1,94	2,24	2,74	2,24	2,01	2,00	2,84	2,27	2,64	–	–	–
δ=10 мм	1,34	1,82	2,07	2,34	1,97	1,91	1,87	2,44	1,97	2,31	2,82	2,32	2,81
δ=11 мм	1,55	2,07	1,35	2,65	2,19	1,89	1,83	2,29	1,86	2,12	2,78	2,18	2,62
D=720 мм													
δ=9 мм	1,33	1,85	2,12	2,41	2,05	1,75	1,82	2,61	2,07	2,32	–	–	–
δ=10 мм	1,34	1,82	2,08	2,35	1,97	1,92	1,89	2,51	2,02	2,23	2,82	2,34	2,77
δ=12 мм	1,30	1,77	1,98	2,24	1,83	1,58	1,58	2,21	1,77	1,90	2,68	2,00	2,55
D=820 мм													
δ=10 мм	1,33	1,81	2,05	2,33	1,96	1,91	1,88	2,42	1,94	2,18	–	–	–
δ=12 мм	1,30	1,76	1,98	2,24	1,83	1,57	1,56	2,22	1,77	1,89	–	–	–
δ=14 мм	1,29	1,71	1,92	2,12	1,74	1,51	1,51	2,06	1,54	1,90	2,40	1,84	2,23
D=1020 мм													
δ=12 мм	1,28	1,74	1,95	2,20	1,80	1,55	1,54	2,19	1,75	1,84	–	–	–
δ=14 мм	1,28	1,70	1,91	2,11	1,73	1,51	1,51	2,06	1,53	1,87	2,40	2,36	2,20
δ=16 мм	1,27	1,66	1,83	2,03	1,69	1,48	1,47	1,96	1,62	1,76	2,28	1,75	2,02
D=1220 мм													
δ=12 мм	1,26	1,68	1,88	2,12	1,75	1,52	1,51	2,12	1,70	1,77	–	–	–
δ=14 мм	1,26	1,67	1,88	2,07	1,70	1,49	1,49	2,02	1,52	1,83	2,36	1,81	2,15
δ=18 мм	1,25	1,61	1,77	1,94	1,63	1,44	1,43	1,87	1,56	1,67	2,15	1,69	1,90

ТАБЛИЦА Г.7 КОЭФФИЦИЕНТЫ КОНЦЕНТРАЦИИ $K_{\sigma i}$ ДЛЯ ПРОДОЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ В СВАРНЫХ КОЛЬЦЕВЫХ ШВАХ ПРИ ПОДЪЕМЕ НЕФТЕПРОВОДА ПРИ ВНУТРЕННЕМ ДАВЛЕНИИ 2,5 МПа

$\Delta\delta$, мм	0				2			3			4		
$\Delta D_н/2$, мм	0	2	3	4	0	1	2	0	1,5	3	0	2	4
$\Delta D_{вн}/2$, мм	0	2	3	4	2	1	0	3	1,5	0	4	2	0
D=530 мм													
δ=8 мм	1,46	2,05	2,34	2,67	2,36	1,98	2,11	3,01	2,41	2,27	–	–	–
δ=10 мм	1,40	1,92	2,17	2,45	2,09	1,83	1,93	2,58	2,09	2,42	3,09	2,46	2,98
δ=11 мм	1,55	2,06	2,33	2,64	2,09	1,82	1,87	2,43	1,98	2,26	2,94	2,31	2,79
D=720 мм													
δ=9 мм	1,45	2,02	2,30	2,62	2,25	1,91	1,98	2,85	2,27	2,51			
δ=10 мм	1,42	1,95	2,21	2,50	2,13	1,86	1,92	2,67	2,15	2,38	3,16	2,52	2,97
δ=12 мм	1,39	1,88	2,11	2,38	1,91	1,68	1,77	2,35	1,88	2,05	2,84	2,11	2,73
D=820 мм													
δ=10 мм	1,42	1,96	2,22	2,51	2,15	1,87	1,94	2,66	2,13	2,37	–	–	–
δ=12 мм	1,40	1,89	2,13	2,40	1,92	1,69	1,77	2,37	1,87	2,05	–	–	–
δ=14 мм	1,38	1,81	2,03	2,24	1,80	1,58	1,71	2,21	1,66	2,07	2,51	1,91	2,38
D=1020 мм													
δ=12 мм	1,41	1,92	2,15	2,43	1,94	1,70	1,76	2,41	1,87	2,04	–	–	–
δ=14 мм	1,38	1,83	2,05	2,27	1,82	1,59	1,71	2,23	1,65	2,07	2,55	1,93	2,38
δ=16 мм	1,37	1,78	1,95	2,18	1,79	1,56	1,67	2,12	1,75	1,93	2,40	1,84	2,21
D=1220 мм													
δ=12 мм	1,42	1,93	2,17	2,46	1,96	1,72	1,76	2,44	1,93	2,03	–	–	–
δ=14 мм	1,39	1,84	2,07	2,29	1,83	1,60	1,71	2,25	1,64	2,06	2,58	1,95	2,37
δ=18 мм	1,34	1,75	1,95	2,11	1,73	1,54	1,63	1,99	1,66	1,85	2,26	1,79	2,11

ТАБЛИЦА Г.8 КОЭФФИЦИЕНТЫ КОНЦЕНТРАЦИИ $K_{\sigma i}$ ДЛЯ КОЛЬЦЕВОГО НАПРЯЖЕНИЯ В СВАРНЫХ КОЛЬЦЕВЫХ ШВАХ ПРИ ПОДЪЕМЕ НЕФТЕПРОВОДА ПРИ ВНУТРЕННЕМ ДАВЛЕНИИ 2,5 МПа

$\Delta\delta$, мм	0				2			3			4		
$\Delta D_н/2$, мм	0	2	3	4	0	1	2	0	1,5	3	0	2	4
$\Delta D_{вн}/2$, мм	0	2	3	4	2	1	0	3	1,5	0	4	2	0
D=530 мм													
δ=8 мм	1,17	1,47	1,64	1,85	1,73	1,52	1,43	1,98	1,84	1,79	–	–	–
δ=10 мм	1,24	1,55	1,73	1,93	1,70	1,72	1,67	2,08	1,75	1,87	2,33	2,08	2,20
δ=11 мм	1,45	1,84	2,05	2,31	1,98	1,76	1,69	2,03	1,72	1,88	2,43	2,02	2,17
D=720 мм													
δ=9 мм	1,10	1,30	1,41	1,55	1,47	1,34	1,31	1,64	1,56	1,52	–	–	–
δ=10 мм	1,13	1,34	1,46	1,61	1,48	1,52	1,47	1,78	1,57	1,64	1,79	1,79	1,83
δ=12 мм	1,17	1,43	1,56	1,73	1,52	1,37	1,36	1,79	1,53	1,49	2,10	1,72	1,88
D=820 мм													
δ=10 мм	1,10	1,27	1,37	1,50	1,41	1,44	1,40	1,61	1,47	1,55	–	–	–
δ=12 мм	1,13	1,36	1,48	1,62	1,45	1,32	1,31	1,69	1,47	1,42	-	-	-
δ=14 мм	1,17	1,53	1,56	1,68	1,47	1,34	1,34	1,70	1,37	1,34	1,96	1,61	1,73
D=1020 мм													
δ=12 мм	1,08	1,23	1,32	1,43	1,33	1,24	1,21	1,53	1,36	1,35	–	–	–
δ=14 мм	1,11	1,29	1,40	1,50	1,36	1,26	1,25	1,54	1,30	1,37	1,75	1,49	1,55
δ=16 мм	1,13	1,34	1,44	1,55	1,39	1,28	1,27	1,56	1,38	1,37	1,79	1,48	1,54
D=1220 мм													
δ=12 мм	1,04	1,15	1,21	1,29	1,25	1,21	1,20	–	–	–	–	–	–
δ=14 мм	1,07	1,20	1,28	1,36	1,27	1,20	1,19	1,42	1,29	1,29	1,55	1,42	1,43
δ=18 мм	1,11	1,28	1,36	1,45	1,27	1,23	1,23	1,46	1,32	1,30	1,64	1,41	1,43

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

МЕТОДИКА РАСЧЕТА ПРОЧНОСТИ И УСТОЙЧИВОСТИ РЕМОНТИРУЕМЫХ ЛИНЕЙНЫХ УЧАСТКОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ С УЧЕТОМ ДЕФЕКТОВ, ОБНАРУЖЕННЫХ ПРИ ДИАГНОСТИЧЕСКОМ ОБСЛЕДОВАНИИ

РД 39-00147105-016-98

Издательство "Транстек"
450055, г. Уфа, пр. Октября, 144/3

Лицензия ОБ № 0216 от 14.05.97 г. Подписано к печати 7.05.99г.
Формат 90x60/16. Уч.-изд. лист. 2,0 Тираж 100 экз.

Набор и верстка: Бюро "Хромис".
450053, г. Уфа, пр. Октября, 132/3, офис 710.
Лицензия 0277, выдана Министерством печати и массовой информации РБ 18.12.98 г.
атано в типографии "МДМ-АРК".

gost.e-ecolog.ru