



Общество с ограниченной ответственностью  
«Газпром проектирование»

**Генеральный заказчик – ООО «Газпром межрегионгаз»**

**Газопровод закольцовка от г. Кременки - с. Остров - с. Гостешево -  
дер. Нижнее Судаково - дер. Иштутино - дер. Казаново - дер. Арефьево  
с переврезкой в дер. Верхняя Вязовня Жуковского района  
Калужской области**

## **ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ**

**Раздел 10 Часть 5 Расчеты**

2443.077.П.0/0.1293-PP

**Том 10.5**



Общество с ограниченной ответственностью  
«Газпром проектирование»

Генеральный заказчик – ООО «Газпром межрегионгаз»

Газопровод закольцовка от г. Кременки - с. Остров - с. Гостешево -  
дер. Нижнее Судаково - дер. Иштутино - дер. Казаново - дер. Арефьево  
с переврезкой в дер. Верхняя Вязовня Жуковского района  
Калужской области

## ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 10 Часть 5 Расчеты

2443.077.П.0/0.1293-PP

Том 10.5

Изн. № подл.	
Подпись и дата	
Взам. инв. №	

Главный инженер  
Санкт-Петербургского филиала



Н.Е. Кривенко

Главный инженер проекта

В.Н. Осипов



Общество с ограниченной  
ответственностью  
«ОСК-Центр»

Генеральный заказчик – ООО «Газпром межрегионгаз»

Газопровод закольцовка от г. Кременки - с. Остров - с. Гостешево -  
дер. Нижнее Судаково - дер. Иштутино - дер. Казаново - дер. Арефьево  
с переврезкой в дер. Верхняя Вязовня Жуковского района  
Калужской области

## ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 10 Часть 5 Расчеты

2443.077.П.0/0.1293-PP

Том 10.5

Генеральный директор

Главный инженер проекта



А. П. Плисс

В.В. Михалев

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Обозначение	Наименование	Примечание (стр.)
1	2	3
8000.253.001.П.0002.40/1610-1-РЧ.С	Содержание	2
8000.253.001.П.0002.40/1610-1-РЧ.ТЧ.	Состав проектной документации	3
8000.253.001.П.0002.40/1610-1-РЧ	Расчет ННБ+ПРОЧНОСТЬ	9
	Расчет трубопровода против всплытия	270
	Расчет расхода газа на продувку Г1	274
	Расчет ЗУ для ГРПШ	275
	Расчет защитного потенциала	282

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	8000.253.001.П.0002.40/1610-1-РР.С	Стадия	Лист	Листов
Пров.						Содержание	ООО «ОСК-Центр»		
Н. Контр.	Михалев				11.22				

Взам. инв. №

Полн. и дата

Инд. № подл.

**Список исполнителей****ОП г. Орел:**

Начальник отдела



25.03.2021 В.В. Михалев

Ведущий инженер



25.03.2021 В.К. Люленков

Ведущий инженер



25.03.2021 Н.Г. Кочерина

Ведущий инженер



25.03.2021 А.И. Пискарева

Ведущий инженер-  
проектировщик

25.03.2021 Я.С. Вареник

**Нормоконтроль**

Главный специалист



25.03.2021 В.В. Михалев

## 1 Исходные данные

Проектируемый объект «Газопровод закольцовка от г. Кременки - с. Остров - с. Гостешево - дер. Нижнее Судаково - дер. Иштутино - дер. Казаново - дер. Арефьево с переврезкой в дер. Верхняя Вязовня Жуковского района Калужской области» включен в Программу газификации регионов Российской Федерации.

Основанием для разработки данного проекта служат:

- региональная программа газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций Калужской области на 2019-2023 годы, утвержденная постановлением Правительства Калужской области № 172 от 22 марта 2018 года (с изменением).
- отчетная документация по результатам инженерных изысканий:
  - а) технический отчет по результатам инженерно-геодезических изысканий для подготовки проектной и рабочей документации линейного объекта, выполненный ООО «Теплокомфорт» г. Калуга 2022 г.
  - б) технический отчет по результатам инженерно-геологических изысканий для подготовки проектной и рабочей документации линейного объекта, выполненный ИП Ильяш В.В. г. Воронеж 2022 г.
  - в) технический отчет по результатам инженерно-гидрометеорологических изысканий для подготовки проектной и рабочей документации линейного объекта, выполненный ИП Ильяш В.В. г. Воронеж 2022 г.
  - г) технический отчет по результатам инженерно-экологических изысканий для подготовки проектной и рабочей документации линейного объекта, выполненных ИП Ильяш В.В. г. Воронеж 2022 г.
- техническое задание на выполнение проектных и изыскательских работ, Приложение №4.2 к Договору №18/36738 от 17.07.2020 г.;
- Заказчик проектной и рабочей документации – ООО «Газпром межрегионгаз».
- Проектировщик – ООО «Газпром проектирование».
- Исполнитель - ООО «ОСК-Центр».
- Вид строительства – новое строительство.

## 2 Нормативные ссылки

При разработке проектной документации использованы следующие нормы и правила:

Градостроительный кодекс Российской Федерации № 190-ФЗ от 12.12.2004 (с изм. от 30.04.2021 г.);

Федеральный закон № 69-ФЗ от 18 ноября 1994 г. О пожарной безопасности (с изм. от 22.12.2020 г.);

Федеральный закон № 123-ФЗ от 22.07.2008 г. Технический регламент. О требованиях пожарной безопасности (с изм. от 27.12.2018 г.);

Федеральный закон № 116-ФЗ от 21.07.1997 г. О промышленной безопасности опасных производственных объектов с изм. от 08.12.2020 г.;

Федеральный закон № 117-ФЗ от 10 июля 2012 г. О внесении изменений в Федеральный закон «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;

Технический регламент о безопасности сетей газораспределения и газопотребления, утвержденный постановлением правительства РФ от 29.10.2010 №870 (с изм. от 14.12.2018 г.);

Постановление Правительства РФ № 87 от 16 февраля 2008 г. О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию (с изм. от 09.04.2021 г.);

Постановление Правительства РФ № 390 от 25.04.2012 г. Правила противопожарного режима в Российской Федерации (с изм. от 23.04.2020 г.);

ГОСТ 12.1.004 91 ССБТ. «Пожарная безопасность. Общие требования»;

ГОСТ 21.1101-2013 СПДС. «Основные требования к проектной и рабочей документации»;

ГОСТ 9544-2015 «Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов»;

ГОСТ Р 55472-2019 «Системы газораспределительные. Сети газораспределительные природного газа. Часть 0. Общие положения»;

ГОСТ Р 55473-2019 «Системы газораспределительные». Сети газораспределения природного газа. Часть 1. Полиэтиленовые газопроводы»;

ГОСТ 5542-2014 «Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения»;

ГОСТ Р 58121.3-2018 «Пластмассовые трубопроводы для транспортирования газообразного топлива. Полиэтилен. Часть 1. Общие положения»;

ГОСТ Р 58121.3-2018 «Пластмассовые трубопроводы для транспортирования газообразного топлива. Полиэтилен. Часть 2. Трубы.»;

ГОСТ Р 58121.3-2018 «Пластмассовые трубопроводы для транспортирования газообразного топлива. Полиэтилен. Часть 3. Фитинги»;

СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»;

СП 62.13330.2011\* с изм. 1, 2, 3 «Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002»;

СП 42-101-2003 «Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб»;

СП 42-102-2004 «Проектирование и строительство газопроводов из металлических труб»;

СП 42-103-2003 «Проектирование и строительство газопроводов из полиэтиленовых труб и реконструкция изношенных газопроводов»;

СП 131.13330.2018 «Строительная климатология» актуализированная редакция СНиП 23-01-99»;

ПУЭ 7 Правил устройства электроустановок. Седьмое издание;  
РД 153-39.4-091-01 «Инструкция по защите городских подземных трубопроводов от коррозии»;  
«Правила охраны газораспределительных сетей» №878 (с изменениями на 17 мая 2016 года);  
ГОСТ 10705-80. Трубы стальные электросварные. Технические условия (с Изменениями N 1-8).



### **3 Условные обозначения и перечень сокращений**

ВЛ	-	воздушная линия электропередач
ИГЭ	-	инженерно-геологический элемент
ТТ	-	технические требования
ТУ	-	технические условия
ННБ	-	наклонно-направленное бурение
ВЛ	-	линия электропередачи
ГРПШ	-	газорегуляторный пункт шкафной
АСУ ТП	-	автоматизированная система управления технологическим процессом
ЭХЗ	-	электрохимическая защита
ППТ	-	проект планировки территории
ПМТ	-	проект межевания территории

Таблица регистрации изменений

Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подп.	Дата
	измененных	замененных	новых	аннулированных				

## Расчет параметров при строительстве газопровода методом наклонно-направленного бурения

*Пересечение а/дороги (ПК4+28.5-ПК4+80,0)*

### Ввод исходных данных

Наименование параметра		Обозначение, ед. измерения	Величина
Тип грунта: 1 - песок; 2 - суглинок; 3 - глина; 4 - известняк; 5 - песчаник; 6 - торф		ИГЭ-2	1
Естественная пористость грунта		$n_0$	0,63
Коэффициент сцепления грунта		$C_0, \text{Н/м}^2$	1000
Угол внутреннего трения грунта		$\gamma, \text{рад}$	0,576
Коэффициент бокового давления		$m$	0,37
Материал трубы: 1 - полиэтилен ПЭ80; 2 - полиэтилен ПЭ100			2
Коэффициенты трения	газопровода о грунт	$f_{\Gamma\Pi}$	0,4
	газопровода о грунт, смоченный буровым раствором	$f$	0,1
	расширителя о грунт, смоченный буровым раствором	$f_{\text{рш}}$	0,13
	штанг о грунт, смоченный буровым раствором	$f_{\text{ш}}$	0,13
Удельный вес	материала штанг	$g_{\text{ш}}, \text{Н/м}^3$	78000
	материала трубы	$g_{\text{т}}, \text{Н/м}^3$	9300
	грунта	$g_{\text{г}}, \text{Н/м}^3$	19800
	бурового раствора	$g_{\text{ж}}, \text{Н/м}^3$	12000
	воды	$g_{\text{в}}, \text{Н/м}^3$	10000
Наружный диаметр футляра		$d_{\text{н}}, \text{м}$	0,315
Толщина стенки футляра		$d, \text{м}$	0,0286
Модуль упругости материала газопровода		$E, \text{Н/м}^2$	$300 \cdot 10^6$
Модуль упругости материала штанг		$E_{\text{ш}}, \text{Н/м}^2$	$2,1 \cdot 10^{11}$
Угол забуривания		$a$	$12^\circ 0'$

Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Величина
Давление бурового раствора на выходе из сопел расширителя	$p$ , Н/м <sup>2</sup>	<b>1000000</b>
Расход бурового раствора	$Q_{ж}$ , м <sup>3</sup> /с	<b>0,0012</b>
Диаметр буровой головки	$d_{г}$ , м	<b>0,1</b>
Диаметр расширителя	$d_{рш}$ , м	<b>0,41</b>
Ширина резца	$m$ , м	<b>0,01</b>
Глубина врезания (вылет резца)	$e_p$ , м	<b>0,01</b>
Диаметр штанги	$d_{ш}$ , м	<b>0,052</b>
Диаметр замка штанги	$d_{з}^*$ , м	<b>0,066</b>
Длина замка на штанге	$L_{з}^*$ , м	<b>0,4</b>
Длина буровой штанги	$l_{ш}$ , м	<b>3</b>
Толщина стенки штанги	$d_{ш}$ , м	<b>0,0065</b>
Количество прямолинейных и криволинейных участков пилотной скважины		<b>2</b>

#### Координаты точек перелома пилотной скважины

№ точки	Координаты точек перелома пилотной скважины		
	1 (точка входа бура)	2	3 (точка выхода бура из земли)
Отметка земли фактическая	<b>117,25</b>	<b>116,84</b>	<b>116,92</b>
Глубина траншеи	<b>1,82</b>	<b>1,82</b>	<b>1,82</b>

#### Длины участков пилотной скважины в плане

№ участка	Длины участков пилотной скважины в плане	
	1	2
Длина	<b>26,5</b>	<b>25</b>

## Расчет трассы газопровода

Длина газопровода:	- фактическая	51,50	м
	- принимаем в проекте	51,00	м
Длина бурового канала:	- фактическая	59,29	м
	- принимаем в проекте	59,50	м
	длина ННБ	51,0	

### Полный расчет заглубления газопровода на каждой штанге

0	0,00	- 0° 53'	-0,015	0,00
1	3,00	- 0° 53'	-0,015	-0,05
2	6,00	- 0° 53'	-0,015	-0,09
3	9,00	- 0° 53'	-0,015	-0,14
4	12,00	- 0° 53'	-0,015	-0,19
5	15,00	- 0° 53'	-0,015	-0,23
6	18,00	- 0° 53'	-0,015	-0,28
7	21,00	- 0° 53'	-0,015	-0,32
8	24,00	- 0° 53'	-0,015	-0,41
9	27,00	+ 0° 11'	0,003	-0,40
10	30,00	+ 0° 11'	0,003	-0,39
11	33,00	+ 0° 11'	0,003	-0,38
12	36,00	+ 0° 11'	0,003	-0,37
13	39,00	+ 0° 11'	0,003	-0,36
14	42,00	+ 0° 11'	0,003	-0,35
15	45,00	+ 0° 11'	0,003	-0,34
16	48,00	+ 0° 11'	0,003	-0,33
17	51,00	+ 0° 11'	0,003	-0,32
18	51,50	+ 0° 11'	0,003	-0,33

## Расчет общего усилия протаскивания и крутящего момента

Текущая длина, м	0,00	5,15	10,30	15,45	20,60	25,75	30,90	36,05	41,20	46,35	51,50
Сила, Н											

### Расчет усилия перемещения буровых штанг

Сила трения от веса буровых штанг (в буровом канале)		$P_2^*$	11,51	7,49	4,15	1,51	-0,45	-1,71	-2,28	-2,16	-1,35	0,15	2,34
Увеличение силы трения от силы тяжести грунта зоны естественного свода равновесия (по М.М. Протодяконову)	для благоприятных условий	$P_{3(a)}^*$	0,00	0,58	1,16	1,74	2,32	2,90	3,48	4,06	4,63	5,21	5,79
	для неблагоприятных условий	$P_{3(б)}^*$	0,00	1,23	2,46	3,69	4,91	6,14	7,37	8,60	9,83	11,06	12,29
Увеличение силы трения от наличия на буровых штангах выступов за пределы наружного диаметра	для благоприятных условий	$P_{4(a)}^*$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	для неблагоприятных условий	$P_{4(б)}^*$	0,00	2,60	5,20	7,79	10,39	12,99	15,59	18,18	20,78	23,38	25,98
Дополнительные силы трения от опорных реакций		$P_5^*$	1,74	1,74	1,74	1,74	1,74	1,74	1,74	1,74	1,74	1,74	1,74
Сопrotивление перемещению буровых штанг в зоне забуривания за счет смятия стенки скважины		$P_6^*$	130,48	130,48	130,48	130,48	130,48	130,48	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Сопrotивление на выходе при переходе от криволинейного движения к прямолинейному		$P_7^*$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Усилие перемещения буровых штанг	для благоприятных условий	$P_{н(a)}^*$	143,73	140,28	137,52	135,46	134,09	133,40	2,93	3,63	5,02	7,10	9,87
	для неблагоприятных условий	$P_{н(б)}^*$	143,73	143,53	144,02	145,20	147,07	149,64	22,41	26,36	31,00	36,32	42,34

Сила, Н	Текущая длина, м	0,00	5,15	10,30	15,45	20,60	25,75	30,90	36,05	41,20	46,35	51,50
---------	------------------	------	------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

### Расчет усилия протаскивания газопровода

Сила трения от веса газопровода (в буровом канале)		$P_2$	-3590,07	-3201,58	-2823,42	-2455,59	-2098,10	-1750,95	-1414,15	-1087,70	-771,60	-465,86	-170,49
Увеличение силы трения от силы тяжести грунта зоны естественного свода равновесия	для благоприятных условий	$P_{3(a)}$	25230,04	22702,71	20176,35	17650,94	15126,50	12603,02	10080,49	7558,93	5038,33	2518,69	0,00
	для неблагоприятных условий	$P_{3(b)}$	50748,29	45664,77	40583,18	35503,52	30425,80	25350,01	20276,14	15204,21	10134,21	5066,14	0,00
Дополнительные силы трения от опорных реакций		$P_5$	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48
Увеличенное сопротивление перемещению при переходе от прямолинейного движения к криволинейному		$P_7$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Сила трения от веса газопровода, находящегося вне бурового канала		$P_8$	0,00	493,02	986,05	1479,07	1972,09	2465,11	2958,14	3451,16	3944,18	4437,20	4930,23
Усилие протаскивания газопровода	для благоприятных условий	$P_{гп(a)}$	21641,44	19995,63	18340,45	16675,90	15001,97	13318,66	11625,96	9923,87	8212,39	6491,50	4761,22
	для неблагоприятных условий	$P_{гп(b)}$	47159,70	42957,69	38747,29	34528,48	30301,27	26065,65	21821,61	17569,15	13308,27	9038,96	4761,22

### Расчет общего усилия протаскивания

Лобовое сопротивление движению расширителя		$P_p$	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58
Общее усилие протаскивания	для благоприятных условий	$P_{(a)}$	21785,75	20136,49	18478,56	16811,94	15136,64	13452,64	11629,47	9928,08	8217,99	6499,18	4771,67
	для неблагоприятных условий	$P_{(b)}$	47304,01	43101,80	38891,89	34674,26	30448,92	26215,87	21844,60	17596,09	13339,85	9075,86	4804,14

Величина расчетного усилия протаскивания газопровода для благоприятных условий не должна превышать максимально допустимого усилия протаскивания газопровода  $R_{гп} = 321661$  Н

Максимальное расчетное усилие протаскивания газопровода для благоприятных условий:  $21641,44$  Н =  $2206,06$  кг,  
 что значительно меньше допустимого усилия протаскивания газопровода  $R_{гп}$ :  $21641,44 < 321661$

Максимальное расчетное усилие протаскивания газопровода для неблагоприятных условий:  $47159,70$  Н =  $4807,309$  кг

### Расчет напряжений в газопроводе для неблагоприятных условий

Радиус кривизны пилотной скважины,  $R = 1353$  м

При изгибе оси газопровода соответствующие максимальные напряжения  $\sigma_u$  на наружной поверхности определяются по формуле:

$$\sigma_u = \frac{E \cdot d_u}{2R} = 0,03 \text{ МПа.}$$

Максимальные растягивающие напряжения для газопровода  $\sigma_p$  при максимальном расчетном усилии протаскивания газопровода для неблагоприятных условий:

$$\sigma_p = \frac{T}{S} = 1,83 \text{ МПа,}$$

где  $S = 0,0257$  м<sup>2</sup> - площадь сечения газопровода.

Максимальное действующее напряжение определяем по формуле:

$$\sigma_{p.max} = \sigma_u + \sigma_p = 1,87 \text{ МПа.}$$

Максимальные напряжения не превышают предела текучести:

$$\sigma_{p.max} < \sigma_{тек}$$

$$1,87 < 25$$

Коэффициент запаса по пределу текучести:  $k_{тек} = \sigma_{тек} / \sigma_{p.max} = 13,39$

### Данные для выбора буровой установки

Максимальное расчетное общее усилие протаскивания для благоприятных условий:  $21785,75$  Н =  $2220,7696$  кг

Максимальное расчетное общее усилие протаскивания для неблагоприятных условий:  $47304,01$  Н =  $4822,019$  кг

Максимальный крутящий момент:  $532,0$  Н·м

Расстояние по горизонтали от лафета буровой установки до точки входа буровой головки в землю в технологическом котловане при угле забуривания  $\alpha = 12^\circ 0'$  составляет  $L_{svx} = 7,6$  м

Радиус кривизны бурового канала при забуривании  $R1 = 72,3$  м



В соответствии с п. 4.8.8 ВН Газпром "Строительство подводных переходов газопроводов способом направленного бурения" для выбора буровой установки величина тягового усилия принимается с коэффициентом 1,5, т.е. не менее

$$21785,75 \quad * \quad 1,5 \quad = \quad 32678,63 \quad \text{Н} \quad = \quad 3331,154 \quad \text{кг}$$

Для успешной прокладки газопровода в принятых условиях необходимо предусмотреть технологические приемы, обеспечивающие стабильность и прочность стенок бурового канала, предупреждающие обвал грунта и фильтрацию бурового раствора в грунт, к которым относятся:

- а) применение качественного бурового раствора, соответствие смазочных добавок СТО Газпром РД 2.1-146-2005 «Смазочные компоненты буровых растворов. Технические требования»;
- б) правильный выбор буровой головки, ножа и расширителя;
- в) технология производства работ.

Выполнил: Вареник Я. С.



Проверил:

Михалев В. В.



Расчет выполнен в соответствии с СП 42-101-2003 и на основании письма разработчика СП 42-101-2003 ОИ "Омскгазтехнология" №02/187 от 18.03.2008

## Расчет защитного футляра на прочность

Пересечение а/дороги (ПК4+28.5-ПК4+80,0)

### Ввод исходных данных

Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Величина
Грунт засыпки:		
1 - пески гравелистые, крупные и средней крупности;		
2 - пески мелкие;	ИГЭ-2	1
3 - пески пылеватые, супеси;		
4 - суглинки полутвердые, тугопластичные и текучепластичные;		
5 - супеси и суглинки твердые;		
6 - глины		
Рабочее давление	$p$ , МПа	0,6
Плотность грунта	$\rho_m$ , кН/м <sup>3</sup>	19,8
Диаметр прокола	$B$ , м	0,41
Радиус упругого изгиба футляра	$\rho$ , м	1353
Расстояние от верха футляра до поверхности земли	$h_m$ , м	3,45
Высота столба грунтовых вод над верхней образующей футляра	$h_w$ , м	1,17
Имеющаяся овализация футляра	%	2
Модуль деформации грунта засыпки	$E_{гр}$ , МПа	28
Тип используемых труб:		
Наружный диаметр футляра	$d_e$ , мм	315
Стандартное размерное отношение (11 или 17,6)	SDR	11
Класс сырья: 1 - ПЭ80; 2 - ПЭ100		2

### Постоянные величины

Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Величина
Коэффициент надежности по нагрузке от внутреннего давления	$\gamma_p$	1,1
Коэффициент Пуассона материала труб футляра	$\mu$	0,43
Минимальная длительная прочность	MRS, МПа	10
Коэффициент надежности по нагрузке от давления грунта	$\gamma_m$	1,2
Плотность воды с учетом растворенных в ней солей	$\rho_w$ , кН/м <sup>3</sup>	10
Расчетная масса 1 м труб футляра по ГОСТ 18599-2001	$m_q$ , кг	25,7
Ускорение свободного падения	$g$ , м/с <sup>2</sup>	9,81
Коэффициент надежности по весу трубы футляра	$\gamma_q$	1,1
Коэффициент надежности по нагрузке от грунтовых вод	$\gamma_w$	0,8
Коэффициент надежности по нагрузке от транспорта	$\gamma_T$	1,4
Коэффициенты приведения нагрузок	$\beta_i$	0,75
Коэффициент бокового давления грунта	$\eta$	0,9
Коэффициент, учитывающий совместное действие отпора грунта и внешнего давления	$\xi$	1,3
Предельно допустимая величина овализации	$[\varepsilon_\phi]$ , %	5

### Определение вспомогательных коэффициентов

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Толщина стенки футляра	s, м	$s = d_e / \text{SDR}$	<b>0,0286</b>
2	Кольцевое напряжение от внутреннего давления в газопроводе	$\sigma_T$ , МПа	$\sigma_T = \gamma_p \cdot p(d_e - s)/(2 \cdot s)$	<b>3,3</b>
3	Модуль ползучести материала труб	E, МПа		<b>258</b>
4	Параметр жесткости грунта	$P_{гр}$ , МПа	$P_{гр} = 0,125 \cdot E_{гр}$	<b>3,500</b>
5	Параметр, характеризующий жесткость защитного футляра	D, МПа	$D = E / [4(1 - \mu^2)] \cdot [2 \cdot s / (d_e - s)]^3$	<b>0,63</b>
6	Коэффициент концентрации давления грунта	$K_H$	Если $D \leq P_{гр}$ , то $K_H = 1$ , иначе $K_H = 1,5(D + P_{гр}) / (D + 2P_{гр})$	<b>1,00</b>
7	Критическая величина предельного внешнего радиального давления	$P_{кр}$ , МПа	$P_{кр} = \min(\sqrt{D \cdot P_{гр}}; D + 1,143 \cdot P_{гр})$	<b>1,49</b>
8	Коэффициент, учитывающий разгрузку защитного футляра грунтом	$\psi$	$\psi = \max \left[ 1 / \left( 1 + 2 \cdot \frac{P_{гр}}{P_{кр}} \cdot \frac{B - d_e}{8 d_e} \right); \frac{d_e}{B} \right]$	<b>0,85</b>
9	Коэффициент вертикального давления грунта	$K_{гр}$		<b>0,63</b>

### Определение величины расчетных нагрузок на защитный футляр

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Нормативная равномерно распределенная нагрузка от давления грунта	$g_m$ , кН/м <sup>2</sup>	$g_m = \rho_m \cdot h_m$	<b>68,3</b>
2	Давление грунта на единицу длины защитного футляра	$q_m$ , кН/м	Если $B \cdot K_{гр} \cdot \Psi > d_e \cdot K_H$ , то $q_m = \gamma_m \cdot g_m \cdot d_e \cdot K_H$ , иначе $q_m = \gamma_m \cdot g_m \cdot B \cdot K_{гр} \cdot \Psi$	<b>17,85</b>
3	Нормативная выталкивающая сила воды, действующая на защитный футляр	$g_w$ , кН/м	$g_w = \rho_w \cdot \pi \cdot d_e^2 / 4$	<b>0,779</b>
4	Выталкивающая сила воды на единицу длины защитного футляра	$q_w$ , кН/м	$q_w = \gamma_w \cdot g_w$	<b>0,62</b>
5	Нормативная равномерно распределенная нагрузка от транспорта	$g_T$ , кН/м <sup>2</sup>	Принимаем наибольшее значение нагрузки от колонн автомобилей	<b>10</b>
6	Нагрузка от транспортных средств на уровне заложения защитного футляра	$q_T$ , кН/м	$q_T = \gamma_T \cdot d_e \cdot g_T$	<b>4,41</b>
7	Расчетный вес защитного футляра	$g_q$ , кН/м <sup>2</sup>	$g_q = m_q \cdot g$	<b>0,252</b>
8	Собственный вес единицы длины защитного футляра	$q_q$ , кН/м	$q_q = \gamma_q \cdot g_q$	<b>0,277</b>
9	Полная погонная эквивалентная нагрузка	$Q$ , кН/м	$Q = \sum \beta_i \cdot \eta \cdot q_i$	<b>14,77</b>

### Проверка несущей способности защитного футляра

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Внешнее гидростатическое давление грунтовых вод	$P_w$ , МПа	$P_w = \rho_w \cdot h_w$	<b>0,011700</b>
2	Коэффициент отпора грунта	$\theta$	$\theta = 1 / \left[ 1 + \frac{P_{гр} - P_w}{D + 0,1 \cdot P_{гр}} \right]$	<b>0,22</b>
3	Величина овализации защитного футляра	$\varepsilon_\varphi$ , %	$\varepsilon_\varphi = \xi \cdot \frac{Q}{4 \cdot d_e \cdot D} \cdot \theta \cdot 100$	<b>0,53</b>

*Проверка несущей способности по условию предельно допустимой величины овализации поперечного сечения защитного футляра:*

$$\varepsilon_\varphi + 2\% = \xi \cdot \frac{Q}{4 \cdot d_e \cdot D} \cdot \theta \cdot 100 + 2\% \leq [\varepsilon_\varphi]$$

- выполняется, т.к. 2,53 < 5

*Проверка несущей способности по условию устойчивости круглой формы поперечного сечения защитного футляра:*

$$P_{кр} \geq 1,7 \cdot (Q/d_e + P_w)$$

- выполняется, т.к. 1,49 > 0,0797

**Вывод:** Защитный футляр из полиэтиленовых труб по ГОСТ 18599-2001 требованиям по несущей способности.

ПЭ 100 315 SDR 11 соответствует

Выполнил:  Вареник Я. С.

Проверил:  Михалев В. В.

Расчет выполнен в соответствии с СП 42-103-2003.

## Расчет параметров при строительстве газопровода методом наклонно-направленного бурения

### Переход оросительная система (ПК10+28.5-ПК12+77,5)

#### Ввод исходных данных

Наименование параметра		Обозначение, ед. измерения	Величина
Тип грунта: 1 - супесь; 2 - суглинок; 3 - глина; 4 - известняк; 5 - песчаник; 6 - торф		ИГЭ-2	1
Естественная пористость грунта		$n_0$	0,63
Коэффициент сцепления грунта		$C_0, \text{Н/м}^2$	1000
Угол внутреннего трения грунта		$\rho, \text{рад}$	0,576
Коэффициент бокового давления		$\mu$	0,37
Материал трубы: 1 - полиэтилен ПЭ80; 2 - полиэтилен ПЭ100; 3 - сталь			2
Коэффициенты трения	газопровода о грунт	$f_{гп}$	0,4
	газопровода о грунт, смоченный буровым раствором	$f$	0,1
	расширителя о грунт, смоченный буровым раствором	$f_{рш}$	0,13
	штанг о грунт, смоченный буровым раствором	$f_{ш}$	0,13
Удельный вес	материала штанг	$\gamma_{ш}, \text{Н/м}^3$	78000
	материала трубы	$\gamma_{т}, \text{Н/м}^3$	9300
	грунта	$\gamma_{г}, \text{Н/м}^3$	19800
	бурового раствора	$\gamma_{ж}, \text{Н/м}^3$	12000
	воды	$\gamma_{в}, \text{Н/м}^3$	10000
Наружный диаметр газопровода		$d_n, \text{м}$	0,16
Толщина стенки трубы		$\delta, \text{м}$	0,0146
Модуль упругости материала газопровода		$E, \text{Н/м}^2$	$300 \cdot 10^6$
Модуль упругости материала штанг		$E_{ш}, \text{Н/м}^2$	$2,1 \cdot 10^{11}$
Угол забуривания		$\alpha$	$11^\circ 25'$

Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Величина
Давление бурового раствора на выходе из сопел расширителя	$p$ , Н/м <sup>2</sup>	<b>1000000</b>
Расход бурового раствора	$Q_{ж}$ , м <sup>3</sup> /с	<b>0,0012</b>
Диаметр буровой головки	$d_{г}$ , м	<b>0,1</b>
Диаметр расширителя	$d_{рш}$ , м	<b>0,22</b>
Ширина резца	$m$ , м	<b>0,01</b>
Глубина врезания (вылет резца)	$e_p$ , м	<b>0,01</b>
Диаметр штанги	$d_{ш}$ , м	<b>0,052</b>
Диаметр замка штанги	$d_{з}^*$ , м	<b>0,066</b>
Длина замка на штанге	$L_{з}^*$ , м	<b>0,4</b>
Длина буровой штанги	$l_{ш}$ , м	<b>3</b>
Толщина стенки штанги	$\delta_{ш}$ , м	<b>0,0065</b>
Количество прямолинейных и криволинейных участков пилотной скважины		<b>3</b>

#### Координаты точек перелома пилотной скважины

№ точки	1 (точка входа бура в землю)	2	3	4 (точка выхода бура из земли)
Отметка земли фактическая	<b>116,24</b>	<b>116,18</b>	<b>116,35</b>	<b>116,31</b>
Глубина траншеи	<b>1,80</b>	<b>3,81</b>	<b>3,81</b>	<b>3,06</b>

#### Длины участков пилотной скважины в плане

№ участка	1	2	3
Длина	<b>10,0</b>	<b>170,5</b>	<b>68,5</b>



## Расчет трассы газопровода

Общая длина пилотной скважины:

- фактическая            249,32     м  
 - принимаем в расчете    249,50     м

### Полный расчет заглубления газопровода

на каждой штанге

№ п/п	Длина бурового канала, м	Текущий угол $\alpha_i$	Синус текущего угла $\sin\alpha_i$	Заглубление $D_i$ газопровода от точки забуривания, м
0	0,00	- 11° 25'	-0,198	0,00
1	3,00	- 8° 33'	-0,149	-0,45
2	6,00	- 5° 42'	-0,099	-0,75
3	9,00	- 2° 51'	-0,050	-2,07
4	12,00	+ 0° 3'	0,001	-2,07
5	15,00	+ 0° 3'	0,001	-2,06
6	18,00	+ 0° 3'	0,001	-2,06
7	21,00	+ 0° 3'	0,001	-2,06
8	24,00	+ 0° 3'	0,001	-2,06
9	27,00	+ 0° 3'	0,001	-2,05
10	30,00	+ 0° 3'	0,001	-2,05
11	33,00	+ 0° 3'	0,001	-2,05
12	36,00	+ 0° 3'	0,001	-2,04
13	39,00	+ 0° 3'	0,001	-2,04
14	42,00	+ 0° 3'	0,001	-2,04
15	45,00	+ 0° 3'	0,001	-2,03
16	48,00	+ 0° 3'	0,001	-2,03
17	51,00	+ 0° 3'	0,001	-2,03
18	54,00	+ 0° 3'	0,001	-2,03
19	57,00	+ 0° 3'	0,001	-2,02
20	60,00	+ 0° 3'	0,001	-2,02
21	63,00	+ 0° 3'	0,001	-2,02
22	66,00	+ 0° 3'	0,001	-2,01
23	69,00	+ 0° 3'	0,001	-2,01
24	72,00	+ 0° 3'	0,001	-2,01
25	75,00	+ 0° 3'	0,001	-2,00
26	78,00	+ 0° 3'	0,001	-2,00
27	81,00	+ 0° 3'	0,001	-2,00
28	84,00	+ 0° 3'	0,001	-2,00
29	87,00	+ 0° 3'	0,001	-1,99
30	90,00	+ 0° 3'	0,001	-1,99
31	93,00	+ 0° 3'	0,001	-1,99
32	96,00	+ 0° 3'	0,001	-1,98
33	99,00	+ 0° 3'	0,001	-1,98
34	102,00	+ 0° 3'	0,001	-1,98
35	105,00	+ 0° 3'	0,001	-1,97
36	108,00	+ 0° 3'	0,001	-1,97
37	111,00	+ 0° 3'	0,001	-1,97
38	114,00	+ 0° 3'	0,001	-1,97
39	117,00	+ 0° 3'	0,001	-1,96
40	120,00	+ 0° 3'	0,001	-1,96
41	123,00	+ 0° 3'	0,001	-1,96
42	126,00	+ 0° 3'	0,001	-1,95
43	129,00	+ 0° 3'	0,001	-1,95

№ п/п	Длина бурового канала, м	Текущий угол $\alpha_i$	Синус текущего угла $\sin\alpha_i$	Заглубление $D_i$ газопровода от точки забуривания, м
44	132,00	+ 0° 3'	0,001	-1,95
45	135,00	+ 0° 3'	0,001	-1,94
46	138,00	+ 0° 3'	0,001	-1,94
47	141,00	+ 0° 3'	0,001	-1,94
48	144,00	+ 0° 3'	0,001	-1,94
49	147,00	+ 0° 3'	0,001	-1,93
50	150,00	+ 0° 3'	0,001	-1,93
51	153,00	+ 0° 3'	0,001	-1,93
52	156,00	+ 0° 3'	0,001	-1,92
53	159,00	+ 0° 3'	0,001	-1,92
54	162,00	+ 0° 3'	0,001	-1,92
55	165,00	+ 0° 3'	0,001	-1,91
56	168,00	+ 0° 3'	0,001	-1,91
57	171,00	+ 0° 3'	0,001	-1,91
58	174,00	+ 0° 3'	0,001	-1,91
59	177,00	+ 0° 3'	0,001	-1,90
60	180,00	+ 0° 3'	0,001	-1,90
61	183,00	+ 0° 3'	0,001	-1,90
62	186,00	+ 0° 35'	0,010	-1,87
63	189,00	+ 0° 35'	0,010	-1,84
64	192,00	+ 0° 35'	0,010	-1,81
65	195,00	+ 0° 35'	0,010	-1,78
66	198,00	+ 0° 35'	0,010	-1,74
67	201,00	+ 0° 35'	0,010	-1,71
68	204,00	+ 0° 35'	0,010	-1,68
69	207,00	+ 0° 35'	0,010	-1,65
70	210,00	+ 0° 35'	0,010	-1,62
71	213,00	+ 0° 35'	0,010	-1,59
72	216,00	+ 0° 35'	0,010	-1,56
73	219,00	+ 0° 35'	0,010	-1,53
74	222,00	+ 0° 35'	0,010	-1,50
75	225,00	+ 0° 35'	0,010	-1,46
76	228,00	+ 0° 35'	0,010	-1,43
77	231,00	+ 0° 35'	0,010	-1,40
78	234,00	+ 0° 35'	0,010	-1,37
79	237,00	+ 0° 35'	0,010	-1,34
80	240,00	+ 0° 35'	0,010	-1,31
81	243,00	+ 0° 35'	0,010	-1,28
82	246,00	+ 0° 35'	0,010	-1,25
83	249,00	+ 0° 35'	0,010	-1,22
84	249,32	+ 0° 35'	0,010	-1,19

## Расчет общего усилия протаскивания и крутящего момента

Текущая длина, м	0,00	24,93	49,86	74,80	99,73	124,66	149,59	174,52	199,45	224,39	249,32
Сила, Н											

### Расчет усилия перемещения буровых штанг

Сила трения от веса буровых штанг (в буровом канале)		$P_2^*$	69,47	47,55	29,80	16,21	6,80	1,55	0,47	3,56	10,81	22,24	37,83
Увеличение силы трения от силы тяжести грунта зоны естественного свода равновесия (по М.М. Протодьяконову)	для благоприятных условий	$P_{3(a)}^*$	0,00	9,37	18,74	28,11	37,48	46,85	56,22	65,59	74,96	84,33	93,70
	для неблагоприятных условий	$P_{3(б)}^*$	0,00	19,87	39,74	59,62	79,49	99,36	119,24	139,11	158,98	178,86	198,73
Увеличение силы трения от наличия на буровых штангах выступов за пределы наружного диаметра	для благоприятных условий	$P_{4(a)}^*$	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02
	для неблагоприятных условий	$P_{4(б)}^*$	0,00	42,01	84,03	126,04	168,05	210,07	252,08	294,10	336,12	378,13	420,15
Дополнительные силы трения от опорных реакций		$P_5^*$	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
Сопrotивление перемещению буровых штанг в зоне забуривания за счет смятия стенки скважины		$P_6^*$	130,47	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Сопrotивление на выходе при переходе от криволинейного движения к прямолинейному		$P_7^*$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Усилие перемещения буровых штанг	для благоприятных условий	$P_{n(a)}^*$	200,17	57,15	48,77	44,56	44,51	48,64	56,93	69,39	86,02	106,82	131,78
	для неблагоприятных условий	$P_{n(б)}^*$	200,17	109,66	153,80	202,10	254,57	311,21	372,02	437,00	506,14	579,46	656,94

Сила, Н	Текущая длина, м	0,00	24,93	49,86	74,80	99,73	124,66	149,59	174,52	199,45	224,39	249,32
---------	------------------	------	-------	-------	-------	-------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

### Расчет усилия протаскивания газопровода

Сила трения от веса газопровода (в буровом канале)	$P_2$	-4478,42	-3984,79	-3507,19	-3045,66	-2600,18	-2170,77	-1757,44	-1360,19	-979,04	-613,98	-265,02	
Увеличение силы трения от силы тяжести грунта зоны естественного свода равновесия	для благоприятных условий	$P_{3(a)}$	30405,71	27358,65	24313,02	21268,85	18226,11	15184,82	12144,98	9106,57	6069,61	3034,08	0,00
	для неблагоприятных условий	$P_{3(б)}$	62055,92	55837,07	49621,17	43408,22	37198,22	30991,16	24787,05	18585,87	12387,64	6192,35	0,00
Дополнительные силы трения от опорных реакций	$P_5$	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	
Увеличенное сопротивление перемещению при переходе от прямолинейного движения к криволинейному	$P_7$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Сила трения от веса газопровода, находящегося вне бурового канала	$P_8$	0,00	618,53	1237,07	1855,60	2474,14	3092,67	3711,20	4329,74	4948,27	5566,81	6185,34	
Усилие протаскивания газопровода	для благоприятных условий	$P_{гн(a)}$	25927,30	23992,41	22042,91	20078,81	18100,09	16106,74	14098,76	12076,13	10038,86	7986,93	5920,33
	для неблагоприятных условий	$P_{гн(б)}$	57577,52	52470,84	47351,06	42218,18	37072,19	31913,08	26740,83	21555,43	16356,89	11145,19	5920,33

### Расчет общего усилия протаскивания

Лобовое сопротивление движению расширителя	$P_p$	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	
Общее усилие протаскивания	для благоприятных условий	$P_{(a)}$	26128,06	24050,14	22092,26	20123,95	18145,18	16155,96	14156,27	12146,10	10125,46	8094,32	6052,69
	для неблагоприятных условий	$P_{(б)}$	57778,27	52581,08	47505,44	42420,86	37327,34	32224,86	27113,42	21993,01	16863,62	11725,23	6577,86

Величина расчетного усилия протаскивания газопровода для благоприятных условий не должна превышать максимально допустимого усилия протаскивания газопровода  $R_{гп} = 83000 \text{ Н}$

Максимальное расчетное усилие протаскивания газопровода для благоприятных условий:  $25927,30 \text{ Н} = 2642,95 \text{ кг}$ ,  
 что значительно меньше допустимого усилия протаскивания газопровода  $R_{гп}$ :  $25927,30 < 83000$

Максимальное расчетное усилие протаскивания газопровода для неблагоприятных условий:  $57577,52 \text{ Н} = 5869,27 \text{ кг}$

### Расчет напряжений в газопроводе для неблагоприятных условий

Радиус кривизны пилотной скважины,  $R = 5255 \text{ м}$

При изгибе оси газопровода соответствующие максимальные напряжения  $\sigma_u$  на наружной поверхности определяются по формуле:

$$\sigma_u = \frac{E \cdot d_u}{2R} = 0,00 \text{ МПа.}$$

Максимальные растягивающие напряжения для газопровода  $\sigma_p$  при максимальном расчетном усилии протаскивания газопровода для неблагоприятных условий:

$$\sigma_p = \frac{T}{S} = 8,63 \text{ МПа,}$$

где  $S = 0,0067 \text{ м}^2$  - площадь сечения газопровода.

Максимальное действующее напряжение определяем по формуле:  $\sigma_{p.max} = \sigma_u + \sigma_p = 8,64 \text{ МПа.}$

Максимальные напряжения не превышают предела текучести:

$$\sigma_{p.max} < \sigma_{тек}$$

$$8,64 < 25$$

Коэффициент запаса по пределу текучести:  $k_{тек} = \sigma_{тек} / \sigma_{p.max} = 2,89$

### Данные для выбора бурильной установки

Максимальное расчетное общее усилие протаскивания для благоприятных условий:  $26128,06 \text{ Н} = 2663,41 \text{ кг}$

Максимальное расчетное общее усилие протаскивания для неблагоприятных условий:  $57778,27 \text{ Н} = 5889,7316 \text{ кг}$

Максимальный крутящий момент:  $713,5 \text{ Н} \cdot \text{м}$

В соответствии с п. 4.8.8 ВН Газпром "Строительство подводных переходов газопроводов способом направленного бурения" для выбора буровой установки величина тягового усилия принимается с коэффициентом 1,5, т.е. не менее

$$26128,06 \quad * \quad 1,5 \quad = \quad 39192,08 \quad \text{Н} \quad = \quad 3995,12 \quad \text{кг}$$

Для успешной прокладки газопровода в принятых условиях необходимо предусмотреть технологические приемы, обеспечивающие стабильность и прочность стенок бурового канала, предупреждающие обвал грунта и фильтрацию бурового раствора в грунт, к которым относятся:

- а) применение качественного бурового раствора, соответствие смазочных добавок СТО Газпром РД 2.1-146-2005 «Смазочные компоненты буровых растворов. Технические требования»;
- б) правильный выбор буровой головки, ножа и расширителя;
- в) технология производства работ.

Расчет выполнен в соответствии с СП 42-101-2003 и на основании письма разработчика СП 42-101-2003 ОИ "Омскгазтехнология" №02/187 от 18.03.2008 и №05/27 от 10.04.2008

Выполнил:

 Вареник Я. С.

## Расчет на соответствие требованиям по прочности и несущей способности

### Переход оросительная система (ПК10+28.5-ПК12+77,5)

#### Ввод исходных данных

Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Величина
Грунт засыпки: 1 - пески гравелистые, крупные и средней крупности; 2 - пески мелкие; 3 - пески пылеватые, супеси; 4 - суглинки полутвердые, тугопластичные и текучепластичные; 5 - супеси и суглинки твердые; 6 - глины	ИГЭ-2	1
Рабочее давление	$p$ , МПа	0,6
Плотность грунта	$\rho_m$ , кН/м <sup>3</sup>	19,8
Диаметр прокола	$B$ , м	0,22
Радиус упругого изгиба газопровода	$\rho$ , м	5255
Расстояние от верха трубы до поверхности земли	$h_m$ , м	3,94
Высота столба грунтовых вод над верхней образующей газопровода	$h_w$ , м	3,33
Имеющаяся овализация трубы	%	2
Дополнительные напряжения, обусловленные прокладкой в особых условиях: - для среднепучинистых и сильнопучинистых -- 0,5; - для чрезмернопучинистых -- 0,8; - для средненабухающих и грунтов II типа просадочности -- 0,6; - для сильнонабухающих и на подрабатываемых территориях -- 0,8; - для слабопучинистых, слабонабухающих и I типа просадочности -- 0.	$\sigma_{oy}$ , Мпа	0
Модуль деформации грунта засыпки	$E_{гр}$ , МПа	28
Тип используемых труб:		
Наружный диаметр газопровода	$d_e$ , мм	160
Стандартное размерное отношение (9, 11 или 17,6)	SDR	11
Класс сырья: 1 - ПЭ80; 2 - ПЭ100		2

### Постоянные величины

Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Величина
Коэффициент надежности по нагрузке от внутреннего давления	$\gamma_p$	1,1
Коэффициент Пуассона материала труб	$\mu$	0,43
Минимальная длительная прочность	MRS, МПа	10
Коэффициент надежности сварных соединений	$\gamma_c$	0,95
Температура эксплуатации	t, °C	5
Температурный перепад	$\Delta t$ , °C	-20
Коэффициент линейного теплового расширения материала труб	$\alpha$ , (°C) <sup>-1</sup>	$2,2 \cdot 10^{-4}$
Коэффициент надежности по нагрузке от давления грунта	$\gamma_m$	1,2
Плотность воды с учетом растворенных в ней солей	$\rho_w$ , кН/м <sup>3</sup>	10
Расчетная масса 1 м труб по ГОСТ Р 50838-2009	$m_q$ , кг	6,67
Ускорение свободного падения	g, м/с <sup>2</sup>	9,81
Коэффициент надежности по весу трубы	$\gamma_q$	1,1
Коэффициент надежности по нагрузке от грунтовых вод	$\gamma_w$	0,8
Коэффициент надежности по нагрузке от транспорта	$\gamma_T$	1,4
Коэффициенты приведения нагрузок	$\beta_i$	0,75
Коэффициент бокового давления грунта	$\eta$	0,9
Коэффициент, учитывающий совместное действие отпора грунта и внешнего давления	$\xi$	1,3
Предельно допустимая величина овализации	$[\varepsilon_\phi]$ , %	5



### Расчет на прочность

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Толщина стенки трубы	s, м	$s = d_e / SDR$	<b>0,0145</b>
2	Кольцевое напряжение от внутреннего давления в газопроводе	$\sigma_T$ , МПа	$\sigma_T = \gamma_p \cdot p(d_e - s)/(2 \cdot s)$	<b>3,3</b>
3	Продольные фибровые напряжения	$\sigma_{ppF}$ , МПа	$\sigma_{ppF} = \sigma_T \cdot \mu$	<b>1,42</b>
4	Модуль ползучести материала труб	E, МПа		<b>258</b>
5	Продольные осевые напряжения от действия нагрузок силового и деформационного воздействия	$\sigma_{ppNS}$ , МПа	$\sigma_{ppNS} =   \sigma_T \cdot \mu - \alpha \cdot E \cdot \Delta t  $	<b>2,55</b>
6	Продольные фибровые напряжения от совместного действия всех нагрузок силового и деформационного воздействия	$\sigma_{ppS}$ , МПа	$\sigma_{ppS} =   \sigma_T \cdot \mu - \alpha \cdot E \cdot \Delta t   + E \cdot d_e / (2 \cdot \rho) + \sigma_{oy}$	<b>2,56</b>

**Проверка прочности состоит в выполнении следующих условий:**

$\sigma_{ppF} = \sigma_T \cdot \mu \leq \gamma_c \cdot 0,4 \cdot MRS$	- выполняется, т.к.	1,42 < 3,8
$\sigma_{ppNS} =   \sigma_T \times \mu - \alpha \times E \times \Delta t   \leq \gamma_c \cdot 0,5 \cdot MRS$	- выполняется, т.к.	2,55 < 4,75
$\sigma_{ppS} =   \sigma_T \times \mu - \alpha \times E \times \Delta t   + E \times d_e / (2 \times \rho) + \sigma_{oy} \leq 0,9 \cdot MRS$	- выполняется, т.к.	2,56 < 9

## Расчет на несущую способность

### Определение вспомогательных коэффициентов

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Параметр жесткости грунта	$P_{гр}$ , МПа	$P_{гр} = 0,125 \cdot E_{гр}$	<b>3,500</b>
2	Параметр, характеризующий жесткость трубопровода	$D$ , МПа	$D = E / [4(1 - \mu^2)] \cdot [2 \cdot s / (d_e - s)]^3$	<b>0,63</b>
3	Коэффициент концентрации давления грунта	$K_H$	Если $D \leq P_{гр}$ , то $K_H = 1$ , иначе $K_H = 1,5(D + P_{гр}) / (D + 2P_{гр})$	<b>1,00</b>
4	Критическая величина предельного внешнего радиального давления	$P_{кр}$ , МПа	$P_{кр} = \min(\sqrt{D \cdot P_{гр}}; D + 1,143 \cdot P_{гр})$	<b>1,49</b>
5	Коэффициент, учитывающий разгрузку трубы грунтом	$\psi$	$\psi = \max \left[ 1 / (1 + 2 \cdot \frac{P_{гр}}{P_{кр}} \cdot \frac{B - d_e}{8d_e}); \frac{d_e}{B} \right]$	<b>0,81</b>
6	Коэффициент вертикального давления грунта	$K_{гр}$		<b>0,65</b>

### Определение величины расчетных нагрузок

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Нормативная равномерно распределенная нагрузка от давления грунта	$g_m$ , кН/м <sup>2</sup>	$g_m = \rho_m \cdot h_m$	<b>78,0</b>
2	Давление грунта на единицу длины газопровода	$q_m$ , кН/м	Если $B \cdot K_{гр} \cdot \Psi > d_e \cdot K_H$ , то $q_m = \gamma_m \cdot g_m \cdot d_e \cdot K_H$ , иначе $q_m = \gamma_m \cdot g_m \cdot B \cdot K_{гр} \cdot \Psi$	<b>11,12</b>
3	Нормативная выталкивающая сила воды, действующая на трубопровод	$g_w$ , кН/м	$g_w = \rho_w \cdot \pi \cdot d_e^2 / 4$	<b>0,201</b>
4	Выталкивающая сила воды на единицу длины газопровода	$q_w$ , кН/м	$q_w = \gamma_w \cdot g_w$	<b>0,16</b>
5	Нормативная равномерно распределенная нагрузка от транспорта	$g_T$ , кН/м <sup>2</sup>		<b>0</b>
6	нагрузка от транспортных средств на уровне заложения газопровода	$q_T$ , кН/м	$q_T = \gamma_T \cdot d_e \cdot g_T$	<b>0,00</b>
7	Расчетный вес трубы	$g_q$ , кН/м <sup>2</sup>	$g_q = m_q \cdot g$	<b>0,065</b>
8	Собственный вес единицы длины газопровода	$q_q$ , кН/м	$q_q = \gamma_q \cdot g_q$	<b>0,072</b>
9	Полная погонная эквивалентная нагрузка	$Q$ , кН/м	$Q = \sum \beta_i \cdot \eta \cdot q_i$	<b>7,44</b>

### Проверка несущей способности газопровода

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Внешнее гидростатическое давление грунтовых вод	$P_w$ , МПа	$P_w = \rho_w \cdot h_w$	0,033300
2	Коэффициент отпора грунта	$\Theta$	$\Theta = 1 / \left[ 1 + \frac{P_{гр} - P_w}{D + 0,1 \cdot P_{гр}} \right]$	0,22
3	Величина овализации трубы газопровода	$\varepsilon_\varphi$ , %	$\varepsilon_\varphi = \xi \cdot \frac{Q}{4 \cdot d_e \cdot D} \cdot \Theta \cdot 100$	0,53

**Проверка несущей способности по условию предельно допустимой величины овализации поперечного сечения трубы:**

$$\varepsilon_\varphi + 2\% = \xi \cdot \frac{Q}{4 \cdot d_e \cdot D} \cdot \Theta \cdot 100 + 2\% \leq [\varepsilon_\varphi]$$

- выполняется, т.к. 2,53 < 5

**Проверка несущей способности по условию устойчивости круглой формы поперечного сечения трубы:**

$$P_{кр} \geq 1,7 \cdot (Q/d_e + P_w)$$

- выполняется, т.к. 1,49 > 0,0791

**Вывод:** Газопровод из полиэтиленовых труб по ГОСТ Р 58121.2-2018 требованиям по прочности и несущей способности.

ПЭ 100 160 SDR 11 соответствует

Расчет выполнен в соответствии с СП 42-103-2003.

## Расчет параметров при строительстве газопровода методом наклонно-направленного бурения

### Переход р. Протва (ПК14+11.0-ПК16+68.5)

#### Ввод исходных данных

Наименование параметра		Обозначение, ед. измерения	Величина
Тип грунта: 1 - супесь; 2 - суглинок; 3 - глина; 4 - известняк; 5 - песчаник; 6 - торф		ИГЭ-2	1
Естественная пористость грунта		$n_0$	0,63
Коэффициент сцепления грунта		$C_0, \text{Н/м}^2$	1000
Угол внутреннего трения грунта		$\rho, \text{рад}$	0,576
Коэффициент бокового давления		$\mu$	0,37
Материал трубы: 1 - полиэтилен ПЭ80; 2 - полиэтилен ПЭ100; 3 - сталь			2
Коэффициенты трения	газопровода о грунт	$f_{гп}$	0,4
	газопровода о грунт, смоченный буровым раствором	$f$	0,1
	расширителя о грунт, смоченный буровым раствором	$f_{рш}$	0,13
	штанг о грунт, смоченный буровым раствором	$f_{ш}$	0,13
Удельный вес	материала штанг	$\gamma_{ш}, \text{Н/м}^3$	78000
	материала трубы	$\gamma_{т}, \text{Н/м}^3$	9300
	грунта	$\gamma_{г}, \text{Н/м}^3$	19800
	бурового раствора	$\gamma_{ж}, \text{Н/м}^3$	12000
	воды	$\gamma_{в}, \text{Н/м}^3$	10000
Наружный диаметр газопровода		$d_n, \text{м}$	0,16
Толщина стенки трубы		$\delta, \text{м}$	0,0146
Модуль упругости материала газопровода		$E, \text{Н/м}^2$	$300 \cdot 10^6$
Модуль упругости материала штанг		$E_{ш}, \text{Н/м}^2$	$2,1 \cdot 10^{11}$
Угол забуривания		$\alpha$	$4^\circ 16'$

Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Величина
Давление бурового раствора на выходе из сопел расширителя	$p$ , Н/м <sup>2</sup>	<b>1000000</b>
Расход бурового раствора	$Q_{ж}$ , м <sup>3</sup> /с	<b>0,0012</b>
Диаметр буровой головки	$d_{г}$ , м	<b>0,1</b>
Диаметр расширителя	$d_{рш}$ , м	<b>0,22</b>
Ширина резца	$m$ , м	<b>0,01</b>
Глубина врезания (вылет резца)	$e_p$ , м	<b>0,01</b>
Диаметр штанги	$d_{ш}$ , м	<b>0,052</b>
Диаметр замка штанги	$d_{з}^*$ , м	<b>0,066</b>
Длина замка на штанге	$L_{з}^*$ , м	<b>0,4</b>
Длина буровой штанги	$l_{ш}$ , м	<b>3</b>
Толщина стенки штанги	$\delta_{ш}$ , м	<b>0,0065</b>
Количество прямолинейных и криволинейных участков пилотной скважины		<b>4</b>

#### Координаты точек перелома пилотной скважины

№ точки	1 (точка входа бура в землю)	2	3	4	5 (точка выхода бура из земли)
Отметка земли фактическая	<b>116,03</b>	<b>112,37</b>	<b>112,33</b>	<b>116,01</b>	<b>115,83</b>
Глубина траншеи	<b>1,36</b>	<b>6,16</b>	<b>6,12</b>	<b>3,86</b>	<b>1,36</b>

#### Длины участков пилотной скважины в плане

№ участка	1	2	3	4
Длина	<b>113,5</b>	<b>33,0</b>	<b>94,5</b>	<b>16,5</b>

## Расчет трассы газопровода

Общая длина пилотной скважины:

- фактическая            260,25    м  
 - принимаем в расчете    260,50    м

### Полный расчет заглубления газопровода

на каждой штанге

№ п/п	Длина бурового канала, м	Текущий угол $\alpha_i$	Синус текущего угла $\sin\alpha_i$	Заглубление $D_i$ газопровода от точки забуривания, м
0	0,00	- 4° 15'	-0,074	0,00
1	3,00	- 4° 9'	-0,072	-0,22
2	6,00	- 4° 2'	-0,071	-0,43
3	9,00	- 3° 56'	-0,069	-0,63
4	12,00	- 3° 49'	-0,067	-0,83
5	15,00	- 3° 42'	-0,065	-1,03
6	18,00	- 3° 36'	-0,063	-1,22
7	21,00	- 3° 29'	-0,061	-1,40
8	24,00	- 3° 23'	-0,059	-1,58
9	27,00	- 3° 16'	-0,057	-1,75
10	30,00	- 3° 10'	-0,055	-1,92
11	33,00	- 3° 3'	-0,053	-2,08
12	36,00	- 2° 57'	-0,051	-2,23
13	39,00	- 2° 50'	-0,050	-2,38
14	42,00	- 2° 43'	-0,048	-2,52
15	45,00	- 2° 37'	-0,046	-2,66
16	48,00	- 2° 30'	-0,044	-2,79
17	51,00	- 2° 24'	-0,042	-2,92
18	54,00	- 2° 17'	-0,040	-3,04
19	57,00	- 2° 11'	-0,038	-3,15
20	60,00	- 2° 4'	-0,036	-3,26
21	63,00	- 1° 58'	-0,034	-3,36
22	66,00	- 1° 51'	-0,032	-3,46
23	69,00	- 1° 44'	-0,031	-3,55
24	72,00	- 1° 38'	-0,029	-3,64
25	75,00	- 1° 31'	-0,027	-3,72
26	78,00	- 1° 25'	-0,025	-3,79
27	81,00	- 1° 18'	-0,023	-3,86
28	84,00	- 1° 12'	-0,021	-3,92
29	87,00	- 1° 5'	-0,019	-3,98
30	90,00	- 0° 59'	-0,017	-4,03
31	93,00	- 0° 52'	-0,015	-4,08
32	96,00	- 0° 45'	-0,013	-4,12
33	99,00	- 0° 39'	-0,011	-4,15
34	102,00	- 0° 32'	-0,010	-4,18
35	105,00	- 0° 26'	-0,008	-4,20
36	108,00	- 0° 19'	-0,006	-4,22
37	111,00	- 0° 13'	-0,004	-4,23
38	114,00	- 0° 6'	-0,002	-8,46
39	117,00	0°	0,000	-8,46
40	120,00	0°	0,000	-8,46
41	123,00	0°	0,000	-8,46
42	126,00	0°	0,000	-8,46
43	129,00	0°	0,000	-8,46

№ п/п	Длина бурового канала, м	Текущий угол $\alpha_i$	Синус текущего угла $\sin\alpha_i$	Заглубление $D_i$ газопровода от точки забуривания, м
44	132,00	0°	0,000	-8,46
45	135,00	0°	0,000	-8,46
46	138,00	0°	0,000	-8,46
47	141,00	0°	0,000	-8,46
48	144,00	0°	0,000	-8,46
49	147,00	0°	0,000	-8,46
50	150,00	0°	0,000	-8,46
51	153,00	+ 0° 15'	0,004	-8,45
52	156,00	+ 0° 30'	0,009	-8,43
53	159,00	+ 0° 45'	0,013	-8,39
54	162,00	+ 1° 0'	0,017	-8,34
55	165,00	+ 1° 15'	0,022	-8,28
56	168,00	+ 1° 30'	0,026	-8,20
57	171,00	+ 1° 45'	0,031	-8,11
58	174,00	+ 2° 0'	0,035	-8,00
59	177,00	+ 2° 15'	0,039	-7,88
60	180,00	+ 2° 30'	0,044	-7,75
61	183,00	+ 2° 45'	0,048	-7,61
62	186,00	+ 3° 0'	0,052	-7,45
63	189,00	+ 3° 15'	0,057	-7,28
64	192,00	+ 3° 30'	0,061	-7,10
65	195,00	+ 3° 45'	0,065	-6,90
66	198,00	+ 4° 0'	0,070	-6,69
67	201,00	+ 4° 15'	0,074	-6,47
68	204,00	+ 4° 30'	0,078	-6,23
69	207,00	+ 4° 45'	0,083	-5,99
70	210,00	+ 5° 0'	0,087	-5,72
71	213,00	+ 5° 15'	0,092	-5,45
72	216,00	+ 5° 30'	0,096	-5,16
73	219,00	+ 5° 45'	0,100	-4,86
74	222,00	+ 6° 0'	0,105	-4,55
75	225,00	+ 6° 15'	0,109	-4,22
76	228,00	+ 6° 30'	0,113	-3,88
77	231,00	+ 6° 45'	0,118	-3,53
78	234,00	+ 7° 0'	0,122	-3,16
79	237,00	+ 7° 15'	0,126	-2,78
80	240,00	+ 7° 30'	0,131	-2,52
81	243,00	+ 7° 45'	0,135	-2,52
82	246,00	+ 8° 0'	0,139	-2,52
83	249,00	+ 8° 0'	0,139	-2,10
84	252,00	+ 8° 0'	0,139	-1,68
85	255,00	+ 8° 0'	0,139	-1,27
86	258,00	+ 8° 0'	0,139	-0,85
87	260,25	+ 8° 0'	0,139	-0,20

## Расчет общего усилия протаскивания и крутящего момента

	Текущая длина, м	0,00	26,02	52,05	78,07	104,10	130,12	156,15	182,17	208,20	234,22	260,25
Сила, Н												

### Расчет усилия перемещения буровых штанг

Сила трения от веса буровых штанг (в буровом канале)		$P_2^*$	398,99	255,44	135,68	39,80	-32,15	-80,14	-104,16	-104,19	-80,28	-32,47	39,18
Увеличение силы трения от силы тяжести грунта зоны естественного свода равновесия (по М.М. Протоdjяконову)	для благоприятных условий	$P_{3(a)}^*$	0,00	9,78	19,56	29,35	39,13	48,91	58,70	68,48	78,27	88,06	97,85
	для неблагоприятных условий	$P_{3(б)}^*$	0,00	20,74	41,49	62,24	82,99	103,74	124,49	145,24	166,00	186,76	207,52
Увеличение силы трения от наличия на буровых штангах выступов за пределы наружного диаметра	для благоприятных условий	$P_{4(a)}^*$	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02
	для неблагоприятных условий	$P_{4(б)}^*$	0,00	43,86	87,72	131,58	175,45	219,32	263,19	307,07	350,95	394,84	438,73
Дополнительные силы трения от опорных реакций		$P_5^*$	2,75	2,75	2,75	2,75	2,75	2,75	2,75	2,75	2,75	2,75	2,75
Сопrotивление перемещению буровых штанг в зоне забуривания за счет смятия стенки скважины		$P_6^*$	130,48	130,49	130,50	130,51	130,52	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Сопrotивление на выходе при переходе от криволинейного движения к прямолинейному		$P_7^*$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03
Усилие перемещения буровых штанг	для благоприятных условий	$P_{n(a)}^*$	532,22	398,46	288,50	202,41	140,26	-28,47	-42,69	-32,94	0,76	58,36	139,82
	для неблагоприятных условий	$P_{n(б)}^*$	532,22	453,28	398,14	366,88	359,55	245,66	286,28	350,87	439,42	551,88	688,20



Сила, Н	Текущая длина, м	0,00	26,02	52,05	78,07	104,10	130,12	156,15	182,17	208,20	234,22	260,25
---------	------------------	------	-------	-------	-------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

### Расчет усилия протаскивания газопровода

Сила трения от веса газопровода (в буровом канале)	$P_2$	-4686,20	-3960,33	-3324,51	-2779,23	-2324,90	-1961,86	-1690,37	-1510,58	-1422,62	-1426,48	-1522,11	
Увеличение силы трения от силы тяжести грунта зоны естественного свода равновесия	для благоприятных условий	$P_{3(a)}$	32081,02	28835,05	25597,56	22368,51	19147,90	15935,69	12731,87	9536,41	6349,29	3170,50	0,00
	для неблагоприятных условий	$P_{3(б)}$	65475,12	58850,32	52242,82	45652,56	39079,51	32523,62	25984,85	19463,14	12958,46	6470,76	0,00
Дополнительные силы трения от опорных реакций	$P_5$	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	
Увеличенное сопротивление перемещению при переходе от прямолинейного движения к криволинейному	$P_7$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Сила трения от веса газопровода, находящегося вне бурового канала	$P_8$	0,00	645,65	1291,30	1936,96	2582,61	3228,26	3873,91	4519,57	5165,22	5810,87	6456,52	
Усилие протаскивания газопровода	для благоприятных условий	$P_{гн(a)}$	27395,02	25520,57	23564,54	21526,43	19405,79	17202,28	14915,61	12545,58	10092,08	7555,08	4934,60
	для неблагоприятных условий	$P_{гн(б)}$	60789,11	55535,84	50209,80	44810,48	39337,41	33790,21	28168,59	22472,31	16701,25	10855,34	4934,60

### Расчет общего усилия протаскивания

Лобовое сопротивление движению расширителя	$P_p$	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	
Общее усилие протаскивания	для благоприятных условий	$P_{(a)}$	27927,82	25919,61	23853,63	21729,43	19546,63	17174,39	14873,49	12513,22	10093,42	7614,02	5075,00
	для неблагоприятных условий	$P_{(б)}$	61321,92	55989,70	50608,52	45177,94	39697,54	34036,45	28455,44	22823,77	17141,26	11407,80	5623,38

Величина расчетного усилия протаскивания газопровода для благоприятных условий не должна превышать максимально допустимого усилия протаскивания газопровода  $R_{гп} = 83000 \text{ Н}$

Максимальное расчетное усилие протаскивания газопровода для благоприятных условий:  $27395,02 \text{ Н} = 2792,56 \text{ кг}$ ,  
 что значительно меньше допустимого усилия протаскивания газопровода  $R_{гп}$ :  $27395,02 < 83000$

Максимальное расчетное усилие протаскивания газопровода для неблагоприятных условий:  $60789,11 \text{ Н} = 6196,65 \text{ кг}$

### Расчет напряжений в газопроводе для неблагоприятных условий

Радиус кривизны пилотной скважины,  $R = 996 \text{ м}$

При изгибе оси газопровода соответствующие максимальные напряжения  $\sigma_u$  на наружной поверхности определяются по формуле:

$$\sigma_u = \frac{E \cdot d_u}{2R} = 0,02 \text{ МПа.}$$

Максимальные растягивающие напряжения для газопровода  $\sigma_p$  при максимальном расчетном усилии протаскивания газопровода для неблагоприятных условий:

$$\sigma_p = \frac{T}{S} = 9,12 \text{ МПа,}$$

где  $S = 0,0067 \text{ м}^2$  - площадь сечения газопровода.

Максимальное действующее напряжение определяем по формуле:  $\sigma_{p,max} = \sigma_u + \sigma_p = 9,14 \text{ МПа.}$

Максимальные напряжения не превышают предела текучести:

$$\sigma_{p,max} < \sigma_{тек}$$

$$9,14 < 25$$

Коэффициент запаса по пределу текучести:  $k_{тек} = \sigma_{тек} / \sigma_{p,max} = 2,74$

### Данные для выбора бурильной установки

Максимальное расчетное общее усилие протаскивания для благоприятных условий:  $27927,82 \text{ Н} = 2846,87 \text{ кг}$

Максимальное расчетное общее усилие протаскивания для неблагоприятных условий:  $61321,92 \text{ Н} = 6250,9597 \text{ кг}$

Максимальный крутящий момент:  $746,7 \text{ Н} \cdot \text{м}$

В соответствии с п. 4.8.8 ВН Газпром "Строительство подводных переходов газопроводов способом направленного бурения" для выбора буровой установки величина тягового усилия принимается с коэффициентом 1,5, т.е. не менее

$$27927,82 \quad * \quad 1,5 \quad = \quad 41891,73 \quad \text{Н} \quad = \quad 4270,31 \quad \text{кг}$$

Для успешной прокладки газопровода в принятых условиях необходимо предусмотреть технологические приемы, обеспечивающие стабильность и прочность стенок бурового канала, предупреждающие обвал грунта и фильтрацию бурового раствора в грунт, к которым относятся:

- а) применение качественного бурового раствора, соответствие смазочных добавок СТО Газпром РД 2.1-146-2005 «Смазочные компоненты буровых растворов. Технические требования»;
- б) правильный выбор буровой головки, ножа и расширителя;
- в) технология производства работ.

Расчет выполнен в соответствии с СП 42-101-2003 и на основании письма разработчика СП 42-101-2003 ОИ "Омскгазтехнология" №02/187 от 18.03.2008 и №05/27 от 10.04.2008

Выполнил:

 Вареник Я. С.

## Расчет на соответствие требованиям по прочности и несущей способности

Переход р. Протва (ПК14+11.0-ПК16+68.5)

### Ввод исходных данных

Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Величина
Грунт засыпки: 1 - пески гравелистые, крупные и средней крупности; 2 - пески мелкие; 3 - пески пылеватые, супеси; 4 - суглинки полутвердые, тугопластичные и текучепластичные; 5 - супеси и суглинки твердые; 6 - глины	ИГЭ-2	1
Рабочее давление	$p$ , МПа	0,6
Плотность грунта	$\rho_m$ , кН/м <sup>3</sup>	19,8
Диаметр прокола	$B$ , м	0,22
Радиус упругого изгиба газопровода	$\rho$ , м	996
Расстояние от верха трубы до поверхности земли	$h_m$ , м	8,48
Высота столба грунтовых вод над верхней образующей газопровода	$h_w$ , м	5,86
Имеющаяся овализация трубы	%	2
Дополнительные напряжения, обусловленные прокладкой в особых условиях: - для среднепучинистых и сильнопучинистых -- 0,5; - для чрезмернопучинистых -- 0,8; - для средненабухающих и грунтов II типа просадочности -- 0,6; - для сильнонабухающих и на подрабатываемых территориях -- 0,8; - для слабопучинистых, слабонабухающих и I типа просадочности -- 0.	$\sigma_{oy}$ , Мпа	0
Модуль деформации грунта засыпки	$E_{гр}$ , МПа	28
Тип используемых труб:		
Наружный диаметр газопровода	$d_e$ , мм	160
Стандартное размерное отношение (9, 11 или 17,6)	SDR	11
Класс сырья: 1 - ПЭ80; 2 - ПЭ100		2

## Постоянные величины

Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Величина
Коэффициент надежности по нагрузке от внутреннего давления	$\gamma_p$	1,1
Коэффициент Пуассона материала труб	$\mu$	0,43
Минимальная длительная прочность	MRS, МПа	10
Коэффициент надежности сварных соединений	$\gamma_c$	0,95
Температура эксплуатации	t, °C	5
Температурный перепад	$\Delta t$ , °C	-20
Коэффициент линейного теплового расширения материала труб	$\alpha$ , (°C) <sup>-1</sup>	$2,2 \cdot 10^{-4}$
Коэффициент надежности по нагрузке от давления грунта	$\gamma_m$	1,2
Плотность воды с учетом растворенных в ней солей	$\rho_w$ , кН/м <sup>3</sup>	10
Расчетная масса 1 м труб по ГОСТ Р 50838-2009	$m_q$ , кг	6,67
Ускорение свободного падения	g, м/с <sup>2</sup>	9,81
Коэффициент надежности по весу трубы	$\gamma_q$	1,1
Коэффициент надежности по нагрузке от грунтовых вод	$\gamma_w$	0,8
Коэффициент надежности по нагрузке от транспорта	$\gamma_T$	1,4
Коэффициенты приведения нагрузок	$\beta_i$	0,75
Коэффициент бокового давления грунта	$\eta$	0,9
Коэффициент, учитывающий совместное действие отпора грунта и внешнего давления	$\xi$	1,3
Предельно допустимая величина овализации	$[\varepsilon_\phi]$ , %	5

### Расчет на прочность

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Толщина стенки трубы	s, м	$s = d_e / SDR$	<b>0,0145</b>
2	Кольцевое напряжение от внутреннего давления в газопроводе	$\sigma_T$ , МПа	$\sigma_T = \gamma_p \cdot p(d_e - s)/(2 \cdot s)$	<b>3,3</b>
3	Продольные фибровые напряжения	$\sigma_{ppF}$ , МПа	$\sigma_{ppF} = \sigma_T \cdot \mu$	<b>1,42</b>
4	Модуль ползучести материала труб	E, МПа		<b>258</b>
5	Продольные осевые напряжения от действия нагрузок силового и деформационного воздействия	$\sigma_{ppNS}$ , МПа	$\sigma_{ppNS} =   \sigma_T \cdot \mu - \alpha \cdot E \cdot \Delta t  $	<b>2,55</b>
6	Продольные фибровые напряжения от совместного действия всех нагрузок силового и деформационного воздействия	$\sigma_{ppS}$ , МПа	$\sigma_{ppS} =   \sigma_T \cdot \mu - \alpha \cdot E \cdot \Delta t   + E \cdot d_e / (2 \cdot \rho) + \sigma_{oy}$	<b>2,57</b>

**Проверка прочности состоит в выполнении следующих условий:**

$\sigma_{ppF} = \sigma_T \cdot \mu \leq \gamma_c \cdot 0,4 \cdot MRS$	- выполняется, т.к.	1,42 < 3,8
$\sigma_{ppNS} =   \sigma_T \times \mu - \alpha \times E \times \Delta t   \leq \gamma_c \cdot 0,5 \cdot MRS$	- выполняется, т.к.	2,55 < 4,75
$\sigma_{ppS} =   \sigma_T \times \mu - \alpha \times E \times \Delta t   + E \times d_e / (2 \times \rho) + \sigma_{oy} \leq 0,9 \cdot MRS$	- выполняется, т.к.	2,57 < 9

## Расчет на несущую способность

### Определение вспомогательных коэффициентов

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Параметр жесткости грунта	$P_{гр}$ , МПа	$P_{гр} = 0,125 \cdot E_{гр}$	<b>3,500</b>
2	Параметр, характеризующий жесткость трубопровода	$D$ , МПа	$D = E / [4(1 - \mu^2)] \cdot [2 \cdot s / (d_e - s)]^3$	<b>0,63</b>
3	Коэффициент концентрации давления грунта	$K_H$	Если $D \leq P_{гр}$ , то $K_H = 1$ , иначе $K_H = 1,5(D + P_{гр}) / (D + 2P_{гр})$	<b>1,00</b>
4	Критическая величина предельного внешнего радиального давления	$P_{кр}$ , МПа	$P_{кр} = \min(\sqrt{D \cdot P_{гр}}; D + 1,143 \cdot P_{гр})$	<b>1,49</b>
5	Коэффициент, учитывающий разгрузку трубы грунтом	$\psi$	$\psi = \max \left[ 1 / (1 + 2 \cdot \frac{P_{гр}}{P_{кр}} \cdot \frac{B - d_e}{8d_e}); \frac{d_e}{B} \right]$	<b>0,81</b>
6	Коэффициент вертикального давления грунта	$K_{гр}$		<b>0,65</b>

### Определение величины расчетных нагрузок

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Нормативная равномерно распределенная нагрузка от давления грунта	$g_m$ , кН/м <sup>2</sup>	$g_m = \rho_m \cdot h_m$	<b>167,9</b>
2	Давление грунта на единицу длины газопровода	$q_m$ , кН/м	Если $B \cdot K_{гр} \cdot \Psi > d_e \cdot K_H$ , то $q_m = \gamma_m \cdot g_m \cdot d_e \cdot K_H$ , иначе $q_m = \gamma_m \cdot g_m \cdot B \cdot K_{гр} \cdot \Psi$	<b>23,93</b>
3	Нормативная выталкивающая сила воды, действующая на трубопровод	$g_w$ , кН/м	$g_w = \rho_w \cdot \pi \cdot d_e^2 / 4$	<b>0,201</b>
4	Выталкивающая сила воды на единицу длины газопровода	$q_w$ , кН/м	$q_w = \gamma_w \cdot g_w$	<b>0,16</b>
5	Нормативная равномерно распределенная нагрузка от транспорта	$g_T$ , кН/м <sup>2</sup>		<b>0</b>
6	нагрузка от транспортных средств на уровне заложения газопровода	$q_T$ , кН/м	$q_T = \gamma_T \cdot d_e \cdot g_T$	<b>0,00</b>
7	Расчетный вес трубы	$g_q$ , кН/м <sup>2</sup>	$g_q = m_q \cdot g$	<b>0,065</b>
8	Собственный вес единицы длины газопровода	$q_q$ , кН/м	$q_q = \gamma_q \cdot g_q$	<b>0,072</b>
9	Полная погонная эквивалентная нагрузка	$Q$ , кН/м	$Q = \sum \beta_i \cdot \eta \cdot q_i$	<b>16,09</b>

### Проверка несущей способности газопровода

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Внешнее гидростатическое давление грунтовых вод	$P_w$ , МПа	$P_w = \rho_w \cdot h_w$	<b>0,058600</b>
2	Коэффициент отпора грунта	$\Theta$	$\Theta = 1 / \left[ 1 + \frac{P_{гр} - P_w}{D + 0,1 \cdot P_{гр}} \right]$	<b>0,22</b>
3	Величина овализации трубы газопровода	$\varepsilon_\varphi$ , %	$\varepsilon_\varphi = \xi \cdot \frac{Q}{4 \cdot d_e \cdot D} \cdot \Theta \cdot 100$	<b>1,15</b>

**Проверка несущей способности по условию предельно допустимой величины овализации поперечного сечения трубы:**

$$\varepsilon_\varphi + 2\% = \xi \cdot \frac{Q}{4 \cdot d_e \cdot D} \cdot \Theta \cdot 100 + 2\% \leq [\varepsilon_\varphi]$$

- выполняется, т.к. 3,15 < 5

**Проверка несущей способности по условию устойчивости круглой формы поперечного сечения трубы:**

$$P_{кр} \geq 1,7 \cdot (Q/d_e + P_w)$$

- выполняется, т.к. 1,49 > 0,1710

**Вывод:** Газопровод из полиэтиленовых труб по ГОСТ Р 58121.2-2018 требованиям по прочности и несущей способности.

ПЭ 100 160 SDR 11 соответствует

Расчет выполнен в соответствии с СП 42-103-2003.



## Расчет параметров при строительстве газопровода методом наклонно-направленного бурения

### Переход оросительная система (ПК17+59.5-ПК19)

#### Ввод исходных данных

Наименование параметра		Обозначение, ед. измерения	Величина
Тип грунта: 1 - супесь; 2 - суглинок; 3 - глина; 4 - известняк; 5 - песчаник; 6 - торф		ИГЭ-1	2
Естественная пористость грунта		$n_0$	0,79
Коэффициент сцепления грунта		$C_0, \text{Н/м}^2$	7000
Угол внутреннего трения грунта		$\rho, \text{рад}$	0,262
Коэффициент бокового давления		$\mu$	0,37
Материал трубы: 1 - полиэтилен ПЭ80; 2 - полиэтилен ПЭ100; 3 - сталь			2
Коэффициенты трения	газопровода о грунт	$f_{гп}$	0,4
	газопровода о грунт, смоченный буровым раствором	$f$	0,1
	расширителя о грунт, смоченный буровым раствором	$f_{рш}$	0,13
	штанг о грунт, смоченный буровым раствором	$f_{ш}$	0,13
Удельный вес	материала штанг	$\gamma_{ш}, \text{Н/м}^3$	78000
	материала трубы	$\gamma_{т}, \text{Н/м}^3$	9300
	грунта	$\gamma_{г}, \text{Н/м}^3$	18100
	бурового раствора	$\gamma_{ж}, \text{Н/м}^3$	12000
	воды	$\gamma_{в}, \text{Н/м}^3$	10000
Наружный диаметр газопровода		$d_n, \text{м}$	0,16
Толщина стенки трубы		$\delta, \text{м}$	0,0146
Модуль упругости материала газопровода		$E, \text{Н/м}^2$	$300 \cdot 10^6$
Модуль упругости материала штанг		$E_{ш}, \text{Н/м}^2$	$2,1 \cdot 10^{11}$
Угол забуривания		$\alpha$	$10^\circ 42'$

Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Величина
Давление бурового раствора на выходе из сопел расширителя	$p$ , Н/м <sup>2</sup>	<b>1000000</b>
Расход бурового раствора	$Q_{ж}$ , м <sup>3</sup> /с	<b>0,0012</b>
Диаметр буровой головки	$d_{г}$ , м	<b>0,1</b>
Диаметр расширителя	$d_{рш}$ , м	<b>0,22</b>
Ширина резца	$m$ , м	<b>0,01</b>
Глубина врезания (вылет резца)	$e_p$ , м	<b>0,01</b>
Диаметр штанги	$d_{ш}$ , м	<b>0,052</b>
Диаметр замка штанги	$d_{з}^*$ , м	<b>0,066</b>
Длина замка на штанге	$L_{з}^*$ , м	<b>0,4</b>
Длина буровой штанги	$l_{ш}$ , м	<b>3</b>
Толщина стенки штанги	$\delta_{ш}$ , м	<b>0,0065</b>
Количество прямолинейных и криволинейных участков пилотной скважины		<b>4</b>

#### Координаты точек перелома пилотной скважины

№ точки	1 (точка входа бура в землю)	2	3	4	5 (точка выхода бура из земли)
Отметка земли фактическая	<b>116,67</b>	<b>116,52</b>	<b>115,94</b>	<b>115,85</b>	<b>115,83</b>
Глубина траншеи	<b>1,36</b>	<b>3,86</b>	<b>4,50</b>	<b>3,86</b>	<b>1,36</b>

#### Длины участков пилотной скважины в плане

№ участка	1	2	3	4
Длина	<b>13,5</b>	<b>84,5</b>	<b>27,5</b>	<b>15,0</b>

## Расчет трассы газопровода

Общая длина пилотной скважины:

- фактическая            141,39     м  
 - принимаем в расчете    141,50     м

### Полный расчет заглубления газопровода

на каждой штанге

№ п/п	Длина бурового канала, м	Текущий угол $\alpha_i$	Синус текущего угла $\sin\alpha_i$	Заглубление $D_i$ газопровода от точки забуривания, м
0	0,00	- 10° 41'	-0,186	0,00
1	3,00	- 8° 43'	-0,152	-0,45
2	6,00	- 6° 44'	-0,118	-0,81
3	9,00	- 4° 46'	-0,083	-1,06
4	12,00	- 2° 48'	-0,049	-2,65
5	15,00	- 0° 49'	-0,014	-2,69
6	18,00	- 0° 49'	-0,014	-2,74
7	21,00	- 0° 49'	-0,014	-2,78
8	24,00	- 0° 49'	-0,014	-2,82
9	27,00	- 0° 49'	-0,014	-2,87
10	30,00	- 0° 49'	-0,014	-2,91
11	33,00	- 0° 49'	-0,014	-2,95
12	36,00	- 0° 49'	-0,014	-3,00
13	39,00	- 0° 49'	-0,014	-3,04
14	42,00	- 0° 49'	-0,014	-3,08
15	45,00	- 0° 49'	-0,014	-3,13
16	48,00	- 0° 49'	-0,014	-3,17
17	51,00	- 0° 49'	-0,014	-3,21
18	54,00	- 0° 49'	-0,014	-3,26
19	57,00	- 0° 49'	-0,014	-3,30
20	60,00	- 0° 49'	-0,014	-3,34
21	63,00	- 0° 49'	-0,014	-3,39
22	66,00	- 0° 49'	-0,014	-3,43
23	69,00	- 0° 49'	-0,014	-3,47
24	72,00	- 0° 49'	-0,014	-3,52
25	75,00	- 0° 49'	-0,014	-3,56
26	78,00	- 0° 49'	-0,014	-3,60
27	81,00	- 0° 49'	-0,014	-3,65
28	84,00	- 0° 49'	-0,014	-3,69
29	87,00	- 0° 49'	-0,014	-3,73
30	90,00	- 0° 49'	-0,014	-3,78
31	93,00	- 0° 49'	-0,014	-3,82
32	96,00	- 0° 49'	-0,014	-3,86
33	99,00	- 0° 49'	-0,014	-3,87
34	102,00	+ 1° 45'	0,031	-3,80
35	105,00	+ 2° 42'	0,047	-3,73
36	108,00	+ 3° 38'	0,064	-3,54
37	111,00	+ 4° 34'	0,080	-3,32
38	114,00	+ 5° 31'	0,096	-3,32
39	117,00	+ 6° 27'	0,113	-3,32
40	120,00	+ 7° 23'	0,129	-3,32
41	123,00	+ 8° 20'	0,145	-3,32
42	126,00	+ 9° 16'	0,161	-3,32
43	129,00	+ 9° 23'	0,163	-3,32

№ п/п	Длина бурового канала, м	Текущий угол $\alpha_i$	Синус текущего угла $\sin\alpha_i$	Заглубление $D_i$ газопровода от точки забуривания, м
44	132,00	+ 9° 23'	0,163	-2,83
45	135,00	+ 9° 23'	0,163	-2,34
46	138,00	+ 9° 23'	0,163	-1,85
47	141,00	+ 9° 23'	0,163	-1,36
48	141,39	+ 9° 23'	0,163	-0,84

## Расчет общего усилия протаскивания и крутящего момента

Текущая длина, м	0,00	14,14	28,28	42,42	56,56	70,69	84,83	98,97	113,11	127,25	141,39
Сила, Н											

### Расчет усилия перемещения буровых штанг

Сила трения от веса буровых штанг (в буровом канале)		$P_2^*$	23,48	16,94	11,81	8,08	5,77	4,86	5,36	7,27	10,59	15,32	21,46
Увеличение силы трения от силы тяжести грунта зоны естественного свода равновесия (по М.М. Протодьяконову)	для благоприятных условий	$P_{3(a)}^*$	0,00	9,46	18,92	28,38	37,84	47,30	56,76	66,22	75,68	85,14	94,60
	для неблагоприятных условий	$P_{3(б)}^*$	0,00	12,90	25,81	38,71	51,62	64,52	77,42	90,33	103,23	116,14	129,04
Увеличение силы трения от наличия на буровых штангах выступов за пределы наружного диаметра	для благоприятных условий	$P_{4(a)}^*$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
	для неблагоприятных условий	$P_{4(б)}^*$	0,00	20,84	41,69	62,53	83,38	104,22	125,07	145,91	166,76	187,61	208,45
Дополнительные силы трения от опорных реакций		$P_5^*$	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24
Сопrotивление перемещению буровых штанг в зоне забуривания за счет смятия стенки скважины		$P_6^*$	114,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Сопrotивление на выходе при переходе от криволинейного движения к прямолинейному		$P_7^*$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Усилие перемещения буровых штанг	для благоприятных условий	$P_{n(a)}^*$	137,88	26,64	30,97	36,71	43,85	52,41	62,37	73,74	86,52	100,71	116,31
	для неблагоприятных условий	$P_{n(б)}^*$	137,88	50,93	79,55	109,57	141,00	173,85	208,10	243,76	280,83	319,31	359,20

Сила, Н	Текущая длина, м	0,00	14,14	28,28	42,42	56,56	70,69	84,83	98,97	113,11	127,25	141,39
---------	------------------	------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	--------	--------	--------

### Расчет усилия протаскивания газопровода

Сила трения от веса газопровода (в буровом канале)	$P_2$	-2537,74	-2268,46	-2004,61	-1746,19	-1493,21	-1245,67	-1003,57	-766,91	-535,69	-309,91	-89,58	
Увеличение силы трения от силы тяжести грунта зоны естественного свода равновесия	для благоприятных условий	$P_{3(a)}$	29624,54	26658,32	23692,93	20728,38	17764,67	14801,80	11839,77	8878,57	5918,21	2958,69	0,00
	для неблагоприятных условий	$P_{3(б)}$	39884,47	35890,95	31898,55	27907,29	23917,15	19928,14	15940,26	11953,50	7967,87	3983,37	0,00
Дополнительные силы трения от опорных реакций	$P_5$	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	
Увеличенное сопротивление перемещению при переходе от прямолинейного движения к криволинейному	$P_7$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Сила трения от веса газопровода, находящегося вне бурового канала	$P_8$	0,00	350,77	701,54	1052,31	1403,08	1753,85	2104,62	2455,39	2806,17	3156,94	3507,71	
Усилие протаскивания газопровода	для благоприятных условий	$P_{гн(a)}$	27086,82	24740,65	22389,88	20034,52	17674,56	15310,00	12940,84	10567,07	8188,70	5805,73	3418,14
	для неблагоприятных условий	$P_{гн(б)}$	37346,75	33973,28	30595,50	27213,42	23827,03	20436,34	17041,33	13642,00	10238,37	6830,41	3418,14

### Расчет общего усилия протаскивания

Лобовое сопротивление движению расширителя	$P_p$	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	
Общее усилие протаскивания	для благоприятных условий	$P_{(a)}$	27225,84	24768,43	22421,99	20072,37	17719,55	15363,54	13004,35	10641,95	8276,36	5907,58	3535,59
	для неблагоприятных условий	$P_{(б)}$	37485,76	34025,35	30676,19	27324,13	23969,18	20611,32	17250,56	13886,90	10520,33	7150,86	3778,48

Величина расчетного усилия протаскивания газопровода для благоприятных условий не должна превышать максимально допустимого усилия протаскивания газопровода  $R_{гп} = 83000 \text{ Н}$

Максимальное расчетное усилие протаскивания газопровода для благоприятных условий:  $27086,82 \text{ Н} = 2761,14 \text{ кг}$ ,  
 что значительно меньше допустимого усилия протаскивания газопровода  $R_{гп}$ :  $27086,82 < 83000$

Максимальное расчетное усилие протаскивания газопровода для неблагоприятных условий:  $37346,75 \text{ Н} = 3807,01 \text{ кг}$

### Расчет напряжений в газопроводе для неблагоприятных условий

Радиус кривизны пилотной скважины,  $R = 5000 \text{ м}$

При изгибе оси газопровода соответствующие максимальные напряжения  $\sigma_u$  на наружной поверхности определяются по формуле:

$$\sigma_u = \frac{E \cdot d_u}{2R} = 0,00 \text{ МПа.}$$

Максимальные растягивающие напряжения для газопровода  $\sigma_p$  при максимальном расчетном усилии протаскивания газопровода для неблагоприятных условий:

$$\sigma_p = \frac{T}{S} = 5,60 \text{ МПа,}$$

где  $S = 0,0067 \text{ м}^2$  - площадь сечения газопровода.

Максимальное действующее напряжение определяем по формуле:  $\sigma_{p.max} = \sigma_u + \sigma_p = 5,60 \text{ МПа.}$

Максимальные напряжения не превышают предела текучести:

$$\sigma_{p.max} < \sigma_{тек}$$

$$5,60 < 25$$

Коэффициент запаса по пределу текучести:  $k_{тек} = \sigma_{тек} / \sigma_{p.max} = 4,46$

### Данные для выбора бурильной установки

Максимальное расчетное общее усилие протаскивания для благоприятных условий:  $27225,84 \text{ Н} = 2775,31 \text{ кг}$

Максимальное расчетное общее усилие протаскивания для неблагоприятных условий:  $37485,76 \text{ Н} = 3821,1787 \text{ кг}$

Максимальный крутящий момент:  $404,9 \text{ Н} \cdot \text{м}$

В соответствии с п. 4.8.8 ВН Газпром "Строительство подводных переходов газопроводов способом направленного бурения" для выбора буровой установки величина тягового усилия принимается с коэффициентом 1,5, т.е. не менее

$$27225,84 \quad * \quad 1,5 \quad = \quad 40838,75 \quad \text{Н} \quad = \quad 4162,97 \quad \text{кг}$$

Для успешной прокладки газопровода в принятых условиях необходимо предусмотреть технологические приемы, обеспечивающие стабильность и прочность стенок бурового канала, предупреждающие обвал грунта и фильтрацию бурового раствора в грунт, к которым относятся:

- а) применение качественного бурового раствора, соответствие смазочных добавок СТО Газпром РД 2.1-146-2005 «Смазочные компоненты буровых растворов. Технические требования»;
- б) правильный выбор буровой головки, ножа и расширителя;
- в) технология производства работ.

Расчет выполнен в соответствии с СП 42-101-2003 и на основании письма разработчика СП 42-101-2003 ОИ "Омскгазтехнология" №02/187 от 18.03.2008 и №05/27 от 10.04.2008

Выполнил:

 Вареник Я. С.



# Расчет на соответствие требованиям по прочности и несущей способности

## Переход оросительная система (ПК17+59.5-ПК19)

### Ввод исходных данных

Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Величина
Грунт засыпки: 1 - пески гравелистые, крупные и средней крупности; 2 - пески мелкие; 3 - пески пылеватые, супеси; 4 - суглинки полутвердые, тугопластичные и текучепластичные; 5 - супеси и суглинки твердые; 6 - глины	ИГЭ-1	4
Рабочее давление	$p$ , МПа	0,6
Плотность грунта	$\rho_m$ , кН/м <sup>3</sup>	18,1
Диаметр прокола	$B$ , м	0,22
Радиус упругого изгиба газопровода	$\rho$ , м	5000
Расстояние от верха трубы до поверхности земли	$h_m$ , м	4,34
Высота столба грунтовых вод над верхней образующей газопровода	$h_w$ , м	2,02
Имеющаяся овализация трубы	%	2
Дополнительные напряжения, обусловленные прокладкой в особых условиях: - для среднепучинистых и сильнопучинистых -- 0,5; - для чрезмернопучинистых -- 0,8; - для средненабухающих и грунтов II типа просадочности -- 0,6; - для сильнонабухающих и на подрабатываемых территориях -- 0,8; - для слабопучинистых, слабонабухающих и I типа просадочности -- 0.	$\sigma_{oy}$ , Мпа	0
Модуль деформации грунта засыпки	$E_{гр}$ , МПа	9
Тип используемых труб:		
Наружный диаметр газопровода	$d_e$ , мм	160
Стандартное размерное отношение (9, 11 или 17,6)	SDR	11
Класс сырья: 1 - ПЭ80; 2 - ПЭ100		2

### Постоянные величины

Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Величина
Коэффициент надежности по нагрузке от внутреннего давления	$\gamma_p$	1,1
Коэффициент Пуассона материала труб	$\mu$	0,43
Минимальная длительная прочность	MRS, МПа	10
Коэффициент надежности сварных соединений	$\gamma_c$	0,95
Температура эксплуатации	t, °C	5
Температурный перепад	$\Delta t$ , °C	-20
Коэффициент линейного теплового расширения материала труб	$\alpha$ , (°C) <sup>-1</sup>	$2,2 \cdot 10^{-4}$
Коэффициент надежности по нагрузке от давления грунта	$\gamma_m$	1,2
Плотность воды с учетом растворенных в ней солей	$\rho_w$ , кН/м <sup>3</sup>	10
Расчетная масса 1 м труб по ГОСТ Р 50838-2009	$m_q$ , кг	6,67
Ускорение свободного падения	g, м/с <sup>2</sup>	9,81
Коэффициент надежности по весу трубы	$\gamma_q$	1,1
Коэффициент надежности по нагрузке от грунтовых вод	$\gamma_w$	0,8
Коэффициент надежности по нагрузке от транспорта	$\gamma_T$	1,4
Коэффициенты приведения нагрузок	$\beta_i$	0,75
Коэффициент бокового давления грунта	$\eta$	0,9
Коэффициент, учитывающий совместное действие отпора грунта и внешнего давления	$\xi$	1,3
Предельно допустимая величина овализации	$[\varepsilon_\phi]$ , %	5

### Расчет на прочность

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Толщина стенки трубы	s, м	$s = d_e / SDR$	<b>0,0145</b>
2	Кольцевое напряжение от внутреннего давления в газопроводе	$\sigma_T$ , МПа	$\sigma_T = \gamma_p \cdot p(d_e - s)/(2 \cdot s)$	<b>3,3</b>
3	Продольные фибровые напряжения	$\sigma_{прF}$ , МПа	$\sigma_{прF} = \sigma_T \cdot \mu$	<b>1,42</b>
4	Модуль ползучести материала труб	E, МПа		<b>258</b>
5	Продольные осевые напряжения от действия нагрузок силового и деформационного воздействия	$\sigma_{прNS}$ , МПа	$\sigma_{прNS} =   \sigma_T \cdot \mu - \alpha \cdot E \cdot \Delta t  $	<b>2,55</b>
6	Продольные фибровые напряжения от совместного действия всех нагрузок силового и деформационного воздействия	$\sigma_{прS}$ , МПа	$\sigma_{прS} =   \sigma_T \cdot \mu - \alpha \cdot E \cdot \Delta t   + E \cdot d_e / (2 \cdot \rho) + \sigma_{oy}$	<b>2,56</b>

**Проверка прочности состоит в выполнении следующих условий:**

$\sigma_{прF} = \sigma_T \cdot \mu \leq \gamma_c \cdot 0,4 \cdot MRS$	- выполняется, т.к.	1,42 < 3,8
$\sigma_{прNS} =   \sigma_T \times \mu - \alpha \times E \times \Delta t   \leq \gamma_c \cdot 0,5 \cdot MRS$	- выполняется, т.к.	2,55 < 4,75
$\sigma_{прS} =   \sigma_T \times \mu - \alpha \times E \times \Delta t   + E \times d_e / (2 \times \rho) + \sigma_{oy} \leq 0,9 \cdot MRS$	- выполняется, т.к.	2,56 < 9

## Расчет на несущую способность

### Определение вспомогательных коэффициентов

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Параметр жесткости грунта	$P_{гр}$ , МПа	$P_{гр} = 0,125 \cdot E_{гр}$	<b>1,125</b>
2	Параметр, характеризующий жесткость трубопровода	$D$ , МПа	$D = E / [4(1 - \mu^2)] \cdot [2 \cdot s / (d_e - s)]^3$	<b>0,63</b>
3	Коэффициент концентрации давления грунта	$K_H$	Если $D \leq P_{гр}$ , то $K_H = 1$ , иначе $K_H = 1,5(D + P_{гр}) / (D + 2P_{гр})$	<b>1,00</b>
4	Критическая величина предельного внешнего радиального давления	$P_{кр}$ , МПа	$P_{кр} = \min(\sqrt{D \cdot P_{гр}}; D + 1,143 \cdot P_{гр})$	<b>0,84</b>
5	Коэффициент, учитывающий разгрузку трубы грунтом	$\psi$	$\psi = \max \left[ 1 / (1 + 2 \cdot \frac{P_{гр}}{P_{кр}} \cdot \frac{B - d_e}{8d_e}); \frac{d_e}{B} \right]$	<b>0,88</b>
6	Коэффициент вертикального давления грунта	$K_{гр}$		<b>0,69</b>

### Определение величины расчетных нагрузок

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Нормативная равномерно распределенная нагрузка от давления грунта	$g_m$ , кН/м <sup>2</sup>	$g_m = \rho_m \cdot h_m$	<b>78,6</b>
2	Давление грунта на единицу длины газопровода	$q_m$ , кН/м	Если $B \cdot K_{гр} \cdot \Psi > d_e \cdot K_H$ , то $q_m = \gamma_m \cdot g_m \cdot d_e \cdot K_H$ , иначе $q_m = \gamma_m \cdot g_m \cdot B \cdot K_{гр} \cdot \Psi$	<b>12,77</b>
3	Нормативная выталкивающая сила воды, действующая на трубопровод	$g_w$ , кН/м	$g_w = \rho_w \cdot \pi \cdot d_e^2 / 4$	<b>0,201</b>
4	Выталкивающая сила воды на единицу длины газопровода	$q_w$ , кН/м	$q_w = \gamma_w \cdot g_w$	<b>0,16</b>
5	Нормативная равномерно распределенная нагрузка от транспорта	$g_T$ , кН/м <sup>2</sup>		<b>0</b>
6	нагрузка от транспортных средств на уровне заложения газопровода	$q_T$ , кН/м	$q_T = \gamma_T \cdot d_e \cdot g_T$	<b>0,00</b>
7	Расчетный вес трубы	$g_q$ , кН/м <sup>2</sup>	$g_q = m_q \cdot g$	<b>0,065</b>
8	Собственный вес единицы длины газопровода	$q_q$ , кН/м	$q_q = \gamma_q \cdot g_q$	<b>0,072</b>
9	Полная погонная эквивалентная нагрузка	$Q$ , кН/м	$Q = \sum \beta_i \cdot \eta \cdot q_i$	<b>8,55</b>

### Проверка несущей способности газопровода

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Внешнее гидростатическое давление грунтовых вод	$P_w$ , МПа	$P_w = \rho_w \cdot h_w$	<b>0,020200</b>
2	Коэффициент отпора грунта	$\Theta$	$\Theta = 1 / \left[ 1 + \frac{P_{гр} - P_w}{D + 0,1 \cdot P_{гр}} \right]$	<b>0,40</b>
3	Величина овализации трубы газопровода	$\varepsilon_\varphi$ , %	$\varepsilon_\varphi = \xi \cdot \frac{Q}{4 \cdot d_e \cdot D} \cdot \Theta \cdot 100$	<b>1,11</b>

**Проверка несущей способности по условию предельно допустимой величины овализации поперечного сечения трубы:**

$$\varepsilon_\varphi + 2\% = \xi \cdot \frac{Q}{4 \cdot d_e \cdot D} \cdot \Theta \cdot 100 + 2\% \leq [\varepsilon_\varphi]$$

- выполняется, т.к. 3,11 < 5

**Проверка несущей способности по условию устойчивости круглой формы поперечного сечения трубы:**

$$P_{кр} \geq 1,7 \cdot (Q/d_e + P_w)$$

- выполняется, т.к. 0,84 > 0,0909

**Вывод:** Газопровод из полиэтиленовых труб по ГОСТ Р 58121.2-2018 требованиям по прочности и несущей способности.

ПЭ 100 160 SDR 11 соответствует

Расчет выполнен в соответствии с СП 42-103-2003.

## Расчет параметров при строительстве газопровода методом наклонно-направленного бурения

### Переход оросительная система (ПК22+5.5-ПК22+55.5)

#### Ввод исходных данных

Наименование параметра		Обозначение, ед. измерения	Величина
Тип грунта: 1 - супесь; 2 - суглинок; 3 - глина; 4 - известняк; 5 - песчаник; 6 - торф		ИГЭ-4	2
Естественная пористость грунта		$n_0$	0,83
Коэффициент сцепления грунта		$C_0, \text{Н/м}^2$	18000
Угол внутреннего трения грунта		$\rho, \text{рад}$	0,262
Коэффициент бокового давления		$\mu$	0,37
Материал трубы: 1 - полиэтилен ПЭ80; 2 - полиэтилен ПЭ100; 3 - сталь			2
Коэффициенты трения	газопровода о грунт	$f_{гп}$	0,4
	газопровода о грунт, смоченный буровым раствором	$f$	0,1
	расширителя о грунт, смоченный буровым раствором	$f_{рш}$	0,13
	штанг о грунт, смоченный буровым раствором	$f_{ш}$	0,13
Удельный вес	материала штанг	$\gamma_{ш}, \text{Н/м}^3$	78000
	материала трубы	$\gamma_{т}, \text{Н/м}^3$	9300
	грунта	$\gamma_{г}, \text{Н/м}^3$	18700
	бурового раствора	$\gamma_{ж}, \text{Н/м}^3$	12000
	воды	$\gamma_{в}, \text{Н/м}^3$	10000
Наружный диаметр газопровода		$d_n, \text{м}$	0,16
Толщина стенки трубы		$\delta, \text{м}$	0,0146
Модуль упругости материала газопровода		$E, \text{Н/м}^2$	$300 \cdot 10^6$
Модуль упругости материала штанг		$E_{ш}, \text{Н/м}^2$	$2,1 \cdot 10^{11}$
Угол забуривания		$\alpha$	$8^\circ 34'$

Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Величина
Давление бурового раствора на выходе из сопел расширителя	$p$ , Н/м <sup>2</sup>	<b>1000000</b>
Расход бурового раствора	$Q_{ж}$ , м <sup>3</sup> /с	<b>0,0012</b>
Диаметр буровой головки	$d_{г}$ , м	<b>0,1</b>
Диаметр расширителя	$d_{рш}$ , м	<b>0,21</b>
Ширина резца	$m$ , м	<b>0,01</b>
Глубина врезания (вылет резца)	$e_p$ , м	<b>0,01</b>
Диаметр штанги	$d_{ш}$ , м	<b>0,052</b>
Диаметр замка штанги	$d_{з}^*$ , м	<b>0,066</b>
Длина замка на штанге	$L_{з}^*$ , м	<b>0,4</b>
Длина буровой штанги	$l_{ш}$ , м	<b>3</b>
Толщина стенки штанги	$\delta_{ш}$ , м	<b>0,0065</b>
Количество прямолинейных и криволинейных участков пилотной скважины		<b>4</b>

#### Координаты точек перелома пилотной скважины

№ точки	1 (точка входа бура в землю)	2	3	4	5 (точка выхода бура из земли)
Отметка земли фактическая	<b>118,15</b>	<b>118,03</b>	<b>117,95</b>	<b>117,85</b>	<b>117,71</b>
Глубина траншеи	<b>1,36</b>	<b>3,50</b>	<b>3,86</b>	<b>3,50</b>	<b>1,36</b>

#### Длины участков пилотной скважины в плане

№ участка	1	2	3	4
Длина	<b>15,0</b>	<b>10,0</b>	<b>10,0</b>	<b>15,0</b>

## Расчет трассы газопровода

Общая длина пилотной скважины:

- фактическая            50,57        м  
 - принимаем в расчете    51,00        м

### Полный расчет заглубления газопровода на каждой штанге

№ п/п	Длина бурового канала, м	Текущий угол $\alpha_i$	Синус текущего угла $\sin\alpha_i$	Заглубление $D_i$ газопровода от точки забуривания, м
0	0,00	- 8° 34'	-0,149	0,00
1	3,00	- 8° 34'	-0,149	-0,45
2	6,00	- 8° 34'	-0,149	-0,89
3	9,00	- 8° 34'	-0,149	-1,34
4	12,00	- 8° 34'	-0,149	-1,79
5	15,00	- 8° 34'	-0,149	-2,26
6	18,00	- 8° 34'	-0,149	-2,43
7	21,00	- 6° 25'	-0,112	-2,60
8	24,00	- 4° 17'	-0,075	-2,70
9	27,00	- 2° 8'	-0,037	-2,70
10	30,00	+ 1° 29'	0,026	-2,62
11	33,00	+ 1° 29'	0,026	-2,54
12	36,00	+ 1° 29'	0,026	-2,44
13	39,00	+ 3° 14'	0,056	-2,31
14	42,00	+ 4° 58'	0,087	-2,18
15	45,00	+ 6° 43'	0,117	-1,83
16	48,00	+ 8° 28'	0,147	-1,39
17	50,57	+ 13° 41'	0,237	-0,44



## Расчет общего усилия протаскивания и крутящего момента

	Текущая длина, м	0,00	5,06	10,11	15,17	20,23	25,28	30,34	35,40	40,45	45,51	50,57
Сила, Н												

### Расчет усилия перемещения буровых штанг

Сила трения от веса буровых штанг (в буровом канале)		$P_2^*$	117,63	75,09	39,50	10,92	-10,60	-25,05	-32,41	-32,69	-25,90	-12,08	8,73
Увеличение силы трения от силы тяжести грунта зоны естественного свода равновесия (по М.М. Протодьяконову)	для благоприятных условий	$P_{3(a)}^*$	0,00	4,05	8,11	12,16	16,22	20,27	24,33	28,39	32,45	36,50	40,56
	для неблагоприятных условий	$P_{3(б)}^*$	0,00	5,53	11,06	16,59	22,12	27,66	33,19	38,72	44,26	49,79	55,33
Увеличение силы трения от наличия на буровых штангах выступов за пределы наружного диаметра	для благоприятных условий	$P_{4(a)}^*$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	для неблагоприятных условий	$P_{4(б)}^*$	0,00	8,30	16,61	24,91	33,22	41,53	49,84	58,15	66,46	74,78	83,09
Дополнительные силы трения от опорных реакций		$P_5^*$	60,23	60,24	60,24	60,25	60,25	60,26	60,26	60,27	60,27	60,28	60,28
Сопrotивление перемещению буровых штанг в зоне забуривания за счет смятия стенки скважины		$P_6^*$	109,67	109,68	109,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Сопrotивление на выходе при переходе от криволинейного движения к прямолинейному		$P_7^*$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,59	1,59	1,59	1,59
Усилие перемещения буровых штанг	для благоприятных условий	$P_{n(a)}^*$	287,54	249,06	217,55	83,33	65,87	55,48	52,18	57,56	68,41	86,29	111,17
	для неблагоприятных условий	$P_{n(б)}^*$	287,54	258,84	237,11	112,67	104,99	104,39	110,88	126,04	146,68	174,35	209,02

Сила, Н	Текущая длина, м	0,00	5,06	10,11	15,17	20,23	25,28	30,34	35,40	40,45	45,51	50,57
---------	------------------	------	------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

### Расчет усилия протаскивания газопровода

Сила трения от веса газопровода (в буровом канале)	$P_2$	-906,47	-741,11	-601,84	-488,92	-402,59	-343,01	-310,31	-304,56	-325,75	-373,85	-448,77	
Увеличение силы трения от силы тяжести грунта зоны естественного свода равновесия	для благоприятных условий	$P_{3(a)}$	11410,34	10248,80	9091,86	7939,50	6791,72	5648,49	4509,80	3375,62	2245,94	1120,74	0,00
	для неблагоприятных условий	$P_{3(б)}$	15288,24	13731,94	12181,80	10637,81	9099,95	7568,18	6042,49	4522,85	3009,24	1501,63	0,00
Дополнительные силы трения от опорных реакций	$P_5$	4,90	4,89	4,88	4,87	4,86	4,85	4,84	4,83	4,82	4,81	4,80	
Увеличенное сопротивление перемещению при переходе от прямолинейного движения к криволинейному	$P_7$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,16	0,16	0,16	0,16	
Сила трения от веса газопровода, находящегося вне бурового канала	$P_8$	0,00	125,45	250,90	376,35	501,80	627,25	752,70	878,16	1003,61	1129,06	1254,51	
Усилие протаскивания газопровода	для благоприятных условий	$P_{гн(a)}$	10508,77	9638,02	8745,80	7831,81	6895,80	5937,58	4957,03	3954,21	2928,78	1880,92	810,71
	для неблагоприятных условий	$P_{гн(б)}$	14386,67	13121,16	11835,74	10530,11	9204,02	7857,27	6489,72	5101,45	3692,08	2261,81	810,71

### Расчет общего усилия протаскивания

Лобовое сопротивление движению расширителя	$P_p$	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93	
Общее усилие протаскивания	для благоприятных условий	$P_{(a)}$	10799,24	9890,01	8966,28	7918,07	6964,60	5996,00	5012,14	4014,70	3000,12	1970,14	924,81
	для неблагоприятных условий	$P_{(б)}$	14677,14	13382,93	12075,78	10645,72	9311,95	7964,59	6603,53	5230,42	3841,69	2439,10	1022,66

Величина расчетного усилия протаскивания газопровода для благоприятных условий не должна превышать максимально допустимого усилия протаскивания газопровода  $R_{гп} = 83000 \text{ Н}$

Максимальное расчетное усилие протаскивания газопровода для благоприятных условий:  $10508,77 \text{ Н} = 1071,23 \text{ кг}$ ,  
 что значительно меньше допустимого усилия протаскивания газопровода  $R_{гп}$ :  $10508,77 < 83000$

Максимальное расчетное усилие протаскивания газопровода для неблагоприятных условий:  $14386,67 \text{ Н} = 1466,53 \text{ кг}$

### Расчет напряжений в газопроводе для неблагоприятных условий

Радиус кривизны пилотной скважины,  $R = 127 \text{ м}$

При изгибе оси газопровода соответствующие максимальные напряжения  $\sigma_u$  на наружной поверхности определяются по формуле:

$$\sigma_u = \frac{E \cdot d_u}{2R} = 0,19 \text{ МПа.}$$

Максимальные растягивающие напряжения для газопровода  $\sigma_p$  при максимальном расчетном усилии протаскивания газопровода для неблагоприятных условий:

$$\sigma_p = \frac{T}{S} = 2,16 \text{ МПа,}$$

где  $S = 0,0067 \text{ м}^2$  - площадь сечения газопровода.

Максимальное действующее напряжение определяем по формуле:  $\sigma_{p.max} = \sigma_u + \sigma_p = 2,35 \text{ МПа.}$

Максимальные напряжения не превышают предела текучести:

$$\sigma_{p.max} < \sigma_{тек}$$

$$2,35 < 25$$

Коэффициент запаса по пределу текучести:  $k_{тек} = \sigma_{тек} / \sigma_{p.max} = 10,66$

### Данные для выбора бурильной установки

Максимальное расчетное общее усилие протаскивания для благоприятных условий:  $10799,24 \text{ Н} = 1100,84 \text{ кг}$

Максимальное расчетное общее усилие протаскивания для неблагоприятных условий:  $14677,14 \text{ Н} = 1496,1404 \text{ кг}$

Максимальный крутящий момент:  $284,3 \text{ Н} \cdot \text{м}$

В соответствии с п. 4.8.8 ВН Газпром "Строительство подводных переходов газопроводов способом направленного бурения" для выбора буровой установки величина тягового усилия принимается с коэффициентом 1,5, т.е. не менее

$$10799,24 \quad * \quad 1,5 \quad = \quad 16198,85 \quad \text{Н} \quad = \quad 1651,26 \quad \text{кг}$$

Для успешной прокладки газопровода в принятых условиях необходимо предусмотреть технологические приемы, обеспечивающие стабильность и прочность стенок бурового канала, предупреждающие обвал грунта и фильтрацию бурового раствора в грунт, к которым относятся:

- а) применение качественного бурового раствора, соответствие смазочных добавок СТО Газпром РД 2.1-146-2005 «Смазочные компоненты буровых растворов. Технические требования»;
- б) правильный выбор буровой головки, ножа и расширителя;
- в) технология производства работ.

Расчет выполнен в соответствии с СП 42-101-2003 и на основании письма разработчика СП 42-101-2003 ОИ "Омскгазтехнология" №02/187 от 18.03.2008 и №05/27 от 10.04.2008

Выполнил:

 Вареник Я. С.

# Расчет на соответствие требованиям по прочности и несущей способности

## Переход оросительная система (ПК22+5.5-ПК22+55.5)

### Ввод исходных данных

Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Величина
Грунт засыпки: 1 - пески гравелистые, крупные и средней крупности; 2 - пески мелкие; 3 - пески пылеватые, супеси; 4 - суглинки полутвердые, тугопластичные и текучепластичные; 5 - супеси и суглинки твердые; 6 - глины	ИГЭ-4	4
Рабочее давление	$p$ , МПа	0,6
Плотность грунта	$\rho_m$ , кН/м <sup>3</sup>	18,7
Диаметр прокола	$B$ , м	0,21
Радиус упругого изгиба газопровода	$\rho$ , м	127
Расстояние от верха трубы до поверхности земли	$h_m$ , м	3,7
Высота столба грунтовых вод над верхней образующей газопровода	$h_w$ , м	1,43
Имеющаяся овализация трубы	%	2
Дополнительные напряжения, обусловленные прокладкой в особых условиях: - для среднепучинистых и сильнопучинистых -- 0,5; - для чрезмернопучинистых -- 0,8; - для средненабухающих и грунтов II типа просадочности -- 0,6; - для сильнонабухающих и на подрабатываемых территориях -- 0,8; - для слабопучинистых, слабонабухающих и I типа просадочности -- 0.	$\sigma_{oy}$ , Мпа	0
Модуль деформации грунта засыпки	$E_{гр}$ , МПа	10
Тип используемых труб:		
Наружный диаметр газопровода	$d_e$ , мм	160
Стандартное размерное отношение (9, 11 или 17,6)	SDR	11
Класс сырья: 1 - ПЭ80; 2 - ПЭ100		2

### Постоянные величины

Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Величина
Коэффициент надежности по нагрузке от внутреннего давления	$\gamma_p$	1,1
Коэффициент Пуассона материала труб	$\mu$	0,43
Минимальная длительная прочность	MRS, МПа	10
Коэффициент надежности сварных соединений	$\gamma_c$	0,95
Температура эксплуатации	t, °C	5
Температурный перепад	$\Delta t$ , °C	-20
Коэффициент линейного теплового расширения материала труб	$\alpha$ , (°C) <sup>-1</sup>	$2,2 \cdot 10^{-4}$
Коэффициент надежности по нагрузке от давления грунта	$\gamma_m$	1,2
Плотность воды с учетом растворенных в ней солей	$\rho_w$ , кН/м <sup>3</sup>	10
Расчетная масса 1 м труб по ГОСТ Р 50838-2009	$m_q$ , кг	6,67
Ускорение свободного падения	g, м/с <sup>2</sup>	9,81
Коэффициент надежности по весу трубы	$\gamma_q$	1,1
Коэффициент надежности по нагрузке от грунтовых вод	$\gamma_w$	0,8
Коэффициент надежности по нагрузке от транспорта	$\gamma_T$	1,4
Коэффициенты приведения нагрузок	$\beta_i$	0,75
Коэффициент бокового давления грунта	$\eta$	0,9
Коэффициент, учитывающий совместное действие отпора грунта и внешнего давления	$\xi$	1,3
Предельно допустимая величина овализации	$[\varepsilon_\phi]$ , %	5

### Расчет на прочность

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Толщина стенки трубы	s, м	$s = d_e / SDR$	<b>0,0145</b>
2	Кольцевое напряжение от внутреннего давления в газопроводе	$\sigma_T$ , МПа	$\sigma_T = \gamma_p \cdot p(d_e - s)/(2 \cdot s)$	<b>3,3</b>
3	Продольные фибровые напряжения	$\sigma_{прF}$ , МПа	$\sigma_{прF} = \sigma_T \cdot \mu$	<b>1,42</b>
4	Модуль ползучести материала труб	E, МПа		<b>258</b>
5	Продольные осевые напряжения от действия нагрузок силового и деформационного воздействия	$\sigma_{прNS}$ , МПа	$\sigma_{прNS} =   \sigma_T \cdot \mu - \alpha \cdot E \cdot \Delta t  $	<b>2,55</b>
6	Продольные фибровые напряжения от совместного действия всех нагрузок силового и деформационного воздействия	$\sigma_{прS}$ , МПа	$\sigma_{прS} =   \sigma_T \cdot \mu - \alpha \cdot E \cdot \Delta t   + E \cdot d_e / (2 \cdot \rho) + \sigma_{oy}$	<b>2,72</b>

**Проверка прочности состоит в выполнении следующих условий:**

$\sigma_{прF} = \sigma_T \cdot \mu \leq \gamma_c \cdot 0,4 \cdot MRS$	- выполняется, т.к.	1,42 < 3,8
$\sigma_{прNS} =   \sigma_T \times \mu - \alpha \times E \times \Delta t   \leq \gamma_c \cdot 0,5 \cdot MRS$	- выполняется, т.к.	2,55 < 4,75
$\sigma_{прS} =   \sigma_T \times \mu - \alpha \times E \times \Delta t   + E \times d_e / (2 \times \rho) + \sigma_{oy} \leq 0,9 \cdot MRS$	- выполняется, т.к.	2,72 < 9

## Расчет на несущую способность

### Определение вспомогательных коэффициентов

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Параметр жесткости грунта	$P_{гр}$ , МПа	$P_{гр} = 0,125 \cdot E_{гр}$	<b>1,250</b>
2	Параметр, характеризующий жесткость трубопровода	$D$ , МПа	$D = E / [4(1 - \mu^2)] \cdot [2 \cdot s / (d_e - s)]^3$	<b>0,63</b>
3	Коэффициент концентрации давления грунта	$K_H$	Если $D \leq P_{гр}$ , то $K_H = 1$ , иначе $K_H = 1,5(D + P_{гр}) / (D + 2P_{гр})$	<b>1,00</b>
4	Критическая величина предельного внешнего радиального давления	$P_{кр}$ , МПа	$P_{кр} = \min(\sqrt{D \cdot P_{гр}}; D + 1,143 \cdot P_{гр})$	<b>0,89</b>
5	Коэффициент, учитывающий разгрузку трубы грунтом	$\psi$	$\psi = \max \left[ 1 / (1 + 2 \cdot \frac{P_{гр}}{P_{кр}} \cdot \frac{B - d_e}{8d_e}); \frac{d_e}{B} \right]$	<b>0,90</b>
6	Коэффициент вертикального давления грунта	$K_{гр}$		<b>0,69</b>

### Определение величины расчетных нагрузок

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Нормативная равномерно распределенная нагрузка от давления грунта	$g_m$ , кН/м <sup>2</sup>	$g_m = \rho_m \cdot h_m$	<b>69,2</b>
2	Давление грунта на единицу длины газопровода	$q_m$ , кН/м	Если $B \cdot K_{гр} \cdot \Psi > d_e \cdot K_H$ , то $q_m = \gamma_m \cdot g_m \cdot d_e \cdot K_H$ , иначе $q_m = \gamma_m \cdot g_m \cdot B \cdot K_{гр} \cdot \Psi$	<b>10,71</b>
3	Нормативная выталкивающая сила воды, действующая на трубопровод	$g_w$ , кН/м	$g_w = \rho_w \cdot \pi \cdot d_e^2 / 4$	<b>0,201</b>
4	Выталкивающая сила воды на единицу длины газопровода	$q_w$ , кН/м	$q_w = \gamma_w \cdot g_w$	<b>0,16</b>
5	Нормативная равномерно распределенная нагрузка от транспорта	$g_T$ , кН/м <sup>2</sup>		<b>0</b>
6	нагрузка от транспортных средств на уровне заложения газопровода	$q_T$ , кН/м	$q_T = \gamma_T \cdot d_e \cdot g_T$	<b>0,00</b>
7	Расчетный вес трубы	$g_q$ , кН/м <sup>2</sup>	$g_q = m_q \cdot g$	<b>0,065</b>
8	Собственный вес единицы длины газопровода	$q_q$ , кН/м	$q_q = \gamma_q \cdot g_q$	<b>0,072</b>
9	Полная погонная эквивалентная нагрузка	$Q$ , кН/м	$Q = \sum \beta_i \cdot \eta \cdot q_i$	<b>7,16</b>



### Проверка несущей способности газопровода

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Внешнее гидростатическое давление грунтовых вод	$P_w$ , МПа	$P_w = \rho_w \cdot h_w$	<b>0,014300</b>
2	Коэффициент отпора грунта	$\Theta$	$\Theta = 1 / \left[ 1 + \frac{P_{гр} - P_w}{D + 0,1 \cdot P_{гр}} \right]$	<b>0,38</b>
3	Величина овализации трубы газопровода	$\varepsilon_\varphi$ , %	$\varepsilon_\varphi = \xi \cdot \frac{Q}{4 \cdot d_e \cdot D} \cdot \Theta \cdot 100$	<b>0,87</b>

**Проверка несущей способности по условию предельно допустимой величины овализации поперечного сечения трубы:**

$$\varepsilon_\varphi + 2\% = \xi \cdot \frac{Q}{4 \cdot d_e \cdot D} \cdot \Theta \cdot 100 + 2\% \leq [\varepsilon_\varphi]$$

- выполняется, т.к. 2,87 < 5

**Проверка несущей способности по условию устойчивости круглой формы поперечного сечения трубы:**

$$P_{кр} \geq 1,7 \cdot (Q/d_e + P_w)$$

- выполняется, т.к. 0,89 > 0,0761

**Вывод:** Газопровод из полиэтиленовых труб по ГОСТ Р 58121.2-2018 требованиям по прочности и несущей способности.

ПЭ 100 160 SDR 11 соответствует

Расчет выполнен в соответствии с СП 42-103-2003.

## Расчет параметров при строительстве газопровода методом наклонно-направленного бурения

### Переход оросительная система (ПК23+79.0-ПК25+36.5)

#### Ввод исходных данных

Наименование параметра		Обозначение, ед. измерения	Величина
Тип грунта: 1 - супесь; 2 - суглинок; 3 - глина; 4 - известняк; 5 - песчаник; 6 - торф		ИГЭ-4	2
Естественная пористость грунта		$n_0$	0,83
Коэффициент сцепления грунта		$C_0, \text{Н/м}^2$	18000
Угол внутреннего трения грунта		$\rho, \text{рад}$	0,262
Коэффициент бокового давления		$\mu$	0,37
Материал трубы: 1 - полиэтилен ПЭ80; 2 - полиэтилен ПЭ100; 3 - сталь			2
Коэффициенты трения	газопровода о грунт	$f_{гп}$	0,4
	газопровода о грунт, смоченный буровым раствором	$f$	0,1
	расширителя о грунт, смоченный буровым раствором	$f_{рш}$	0,13
	штанг о грунт, смоченный буровым раствором	$f_{ш}$	0,13
Удельный вес	материала штанг	$\gamma_{ш}, \text{Н/м}^3$	78000
	материала трубы	$\gamma_{т}, \text{Н/м}^3$	9300
	грунта	$\gamma_{г}, \text{Н/м}^3$	18700
	бурового раствора	$\gamma_{ж}, \text{Н/м}^3$	12000
	воды	$\gamma_{в}, \text{Н/м}^3$	10000
Наружный диаметр газопровода		$d_n, \text{м}$	0,16
Толщина стенки трубы		$\delta, \text{м}$	0,0146
Модуль упругости материала газопровода		$E, \text{Н/м}^2$	$300 \cdot 10^6$
Модуль упругости материала штанг		$E_{ш}, \text{Н/м}^2$	$2,1 \cdot 10^{11}$
Угол забуривания		$\alpha$	$4^\circ 11'$

Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Величина
Давление бурового раствора на выходе из сопел расширителя	$p$ , Н/м <sup>2</sup>	<b>1000000</b>
Расход бурового раствора	$Q_{ж}$ , м <sup>3</sup> /с	<b>0,0012</b>
Диаметр буровой головки	$d_{г}$ , м	<b>0,1</b>
Диаметр расширителя	$d_{рш}$ , м	<b>0,22</b>
Ширина резца	$m$ , м	<b>0,01</b>
Глубина врезания (вылет резца)	$e_{р}$ , м	<b>0,01</b>
Диаметр штанги	$d_{ш}$ , м	<b>0,052</b>
Диаметр замка штанги	$d_{з}^*$ , м	<b>0,066</b>
Длина замка на штанге	$L_{з}^*$ , м	<b>0,4</b>
Длина буровой штанги	$l_{ш}$ , м	<b>3</b>
Толщина стенки штанги	$\delta_{ш}$ , м	<b>0,0065</b>
Количество прямолинейных и криволинейных участков пилотной скважины		<b>6</b>

#### Координаты точек перелома пилотной скважины

№ точки	1 (точка входа бура в землю)	2	3	4	5	6	7 (точка выхода бура из земли)
Отметка земли фактическая	<b>117,33</b>	<b>116,20</b>	<b>116,15</b>	<b>116,29</b>	<b>116,34</b>	<b>116,41</b>	<b>116,81</b>
Глубина траншеи	<b>1,36</b>	<b>2,90</b>	<b>3,86</b>	<b>3,93</b>	<b>3,67</b>	<b>2,56</b>	<b>1,48</b>

#### Длины участков пилотной скважины в плане

№ участка	1	2	3	4	5	6
Длина	<b>36,5</b>	<b>35,0</b>	<b>15,0</b>	<b>21,0</b>	<b>29,0</b>	<b>21,0</b>

## Расчет трассы газопровода

Общая длина пилотной скважины:

- фактическая 157,69 м  
 - принимаем в расчете 158,00 м

### Полный расчет заглубления газопровода

на каждой штанге

№ п/п	Длина бурового канала, м	Текущий угол $\alpha_i$	Синус текущего угла $\sin\alpha_i$	Заглубление $D_i$ газопровода от точки забуривания, м
0	0,00	- 4° 11'	-0,073	0,00
1	3,00	- 4° 11'	-0,073	-0,22
2	6,00	- 4° 11'	-0,073	-0,44
3	9,00	- 4° 11'	-0,073	-0,66
4	12,00	- 4° 11'	-0,073	-0,88
5	15,00	- 4° 11'	-0,073	-1,09
6	18,00	- 4° 11'	-0,073	-1,31
7	21,00	- 4° 11'	-0,073	-1,53
8	24,00	- 4° 11'	-0,073	-1,75
9	27,00	- 4° 11'	-0,073	-1,97
10	30,00	- 4° 11'	-0,073	-2,19
11	33,00	- 4° 11'	-0,073	-2,41
12	36,00	- 4° 11'	-0,073	-2,67
13	39,00	- 1° 39'	-0,029	-2,76
14	42,00	- 1° 39'	-0,029	-2,84
15	45,00	- 1° 39'	-0,029	-2,93
16	48,00	- 1° 39'	-0,029	-3,02
17	51,00	- 1° 39'	-0,029	-3,10
18	54,00	- 1° 39'	-0,029	-3,19
19	57,00	- 1° 39'	-0,029	-3,28
20	60,00	- 1° 39'	-0,029	-3,36
21	63,00	- 1° 39'	-0,029	-3,45
22	66,00	- 1° 39'	-0,029	-3,54
23	69,00	- 1° 39'	-0,029	-3,62
24	72,00	- 1° 39'	-0,029	-3,68
25	75,00	+ 0° 16'	0,005	-3,67
26	78,00	+ 0° 16'	0,005	-3,65
27	81,00	+ 0° 16'	0,005	-3,64
28	84,00	+ 0° 16'	0,005	-3,62
29	87,00	+ 0° 16'	0,005	-3,61
30	90,00	+ 0° 50'	0,015	-3,57
31	93,00	+ 0° 50'	0,015	-3,52
32	96,00	+ 0° 50'	0,015	-3,48
33	99,00	+ 0° 50'	0,015	-3,43
34	102,00	+ 0° 50'	0,015	-3,39
35	105,00	+ 0° 50'	0,015	-3,34
36	108,00	+ 0° 50'	0,015	-3,30
37	111,00	+ 2° 19'	0,041	-3,18
38	114,00	+ 2° 19'	0,041	-3,06
39	117,00	+ 2° 19'	0,041	-2,93
40	120,00	+ 2° 19'	0,041	-2,81
41	123,00	+ 2° 19'	0,041	-2,69
42	126,00	+ 2° 19'	0,041	-2,57
43	129,00	+ 2° 19'	0,041	-2,45

№ п/п	Длина бурового канала, м	Текущий угол $\alpha_i$	Синус текущего угла $\sin\alpha_i$	Заглубление $D_i$ газопровода от точки забуривания, м
44	132,00	+ 2° 19'	0,041	-2,32
45	135,00	+ 2° 19'	0,041	-2,20
46	138,00	+ 2° 19'	0,041	-2,12
47	141,00	+ 4° 1'	0,070	-1,91
48	144,00	+ 4° 1'	0,070	-1,70
49	147,00	+ 4° 1'	0,070	-1,49
50	150,00	+ 4° 1'	0,070	-1,28
51	153,00	+ 4° 1'	0,070	-1,07
52	156,00	+ 4° 1'	0,070	-0,85
53	157,69	+ 4° 1'	0,070	-0,64

## Расчет общего усилия протаскивания и крутящего момента

Текущая длина, м	0,00	15,77	31,54	47,31	63,08	78,85	94,61	110,38	126,15	141,92	157,69
Сила, Н											

### Расчет усилия перемещения буровых штанг

Сила трения от веса буровых штанг (в буровом канале)		$P_2^*$	29,21	20,80	14,13	9,22	6,07	4,66	5,01	7,11	10,97	16,57	23,93
Увеличение силы трения от силы тяжести грунта зоны естественного свода равновесия (по М.М. Протодьяконову)	для благоприятных условий	$P_{3(a)}^*$	0,00	10,90	21,80	32,70	43,60	54,50	65,40	76,30	87,20	98,10	109,01
	для неблагоприятных условий	$P_{3(б)}^*$	0,00	14,87	29,74	44,61	59,48	74,34	89,21	104,08	118,95	133,82	148,69
Увеличение силы трения от наличия на буровых штангах выступов за пределы наружного диаметра	для благоприятных условий	$P_{4(a)}^*$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
	для неблагоприятных условий	$P_{4(б)}^*$	0,00	22,33	44,66	66,98	89,31	111,64	133,97	156,30	178,63	200,96	223,29
Дополнительные силы трения от опорных реакций		$P_5^*$	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24
Сопrotивление перемещению буровых штанг в зоне забуривания за счет смятия стенки скважины		$P_6^*$	109,63	109,63	109,63	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Сопrotивление на выходе при переходе от криволинейного движения к прямолинейному		$P_7^*$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Усилие перемещения буровых штанг	для благоприятных условий	$P_{n(a)}^*$	139,09	141,57	145,82	42,17	49,92	59,41	70,66	83,67	98,42	114,93	133,19
	для неблагоприятных условий	$P_{n(б)}^*$	139,09	167,87	198,41	121,06	155,10	190,89	228,44	267,74	308,79	351,60	396,16

Сила, Н	Текущая длина, м	0,00	15,77	31,54	47,31	63,08	78,85	94,61	110,38	126,15	141,92	157,69
---------	------------------	------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	--------	--------	--------	--------

### Расчет усилия протаскивания газопровода

Сила трения от веса газопровода (в буровом канале)	$P_2$	-2830,74	-2528,38	-2232,78	-1943,93	-1661,85	-1386,53	-1117,97	-856,18	-601,16	-352,91	-111,43	
Увеличение силы трения от силы тяжести грунта зоны естественного свода равновесия	для благоприятных условий	$P_{3(a)}$	34141,16	30722,20	27304,31	23887,50	20471,77	17057,12	13643,54	10231,04	6819,62	3409,27	0,00
	для неблагоприятных условий	$P_{3(б)}$	45965,33	41362,28	36760,67	32160,51	27561,80	22964,55	18368,74	13774,38	9181,47	4590,01	0,00
Дополнительные силы трения от опорных реакций	$P_5$	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	
Увеличенное сопротивление перемещению при переходе от прямолинейного движения к криволинейному	$P_7$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Сила трения от веса газопровода, находящегося вне бурового канала	$P_8$	0,00	391,22	782,43	1173,65	1564,86	1956,08	2347,29	2738,51	3129,72	3520,94	3912,15	
Усилие протаскивания газопровода	для благоприятных условий	$P_{гн(a)}$	31310,43	28585,05	25853,98	23117,23	20374,80	17626,69	14872,88	12113,39	9348,20	6577,32	3800,74
	для неблагоприятных условий	$P_{гн(б)}$	43134,61	39225,12	35310,34	31390,24	27464,83	23534,11	19598,08	15656,73	11710,05	7758,06	3800,74

### Расчет общего усилия протаскивания

Лобовое сопротивление движению расширителя	$P_p$	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93	
Общее усилие протаскивания	для благоприятных условий	$P_{(a)}$	31452,45	28729,55	26002,73	23162,34	20427,65	17689,03	14946,48	12199,99	9449,55	6695,18	3936,86
	для неблагоприятных условий	$P_{(б)}$	43276,63	39395,93	35511,67	31514,23	27622,86	23727,94	19829,45	15927,40	12021,78	8112,59	4199,83

Величина расчетного усилия протаскивания газопровода для благоприятных условий не должна превышать максимально допустимого усилия протаскивания газопровода  $R_{гп} = 83000 \text{ Н}$

Максимальное расчетное усилие протаскивания газопровода для благоприятных условий:  $31310,43 \text{ Н} = 3191,69 \text{ кг}$ ,  
 что значительно меньше допустимого усилия протаскивания газопровода  $R_{гп}$ :  $31310,43 < 83000$

Максимальное расчетное усилие протаскивания газопровода для неблагоприятных условий:  $43134,61 \text{ Н} = 4397,00 \text{ кг}$

### Расчет напряжений в газопроводе для неблагоприятных условий

Радиус кривизны пилотной скважины,  $R = 5000 \text{ м}$

При изгибе оси газопровода соответствующие максимальные напряжения  $\sigma_u$  на наружной поверхности определяются по формуле:

$$\sigma_u = \frac{E \cdot d_u}{2R} = 0,00 \text{ МПа.}$$

Максимальные растягивающие напряжения для газопровода  $\sigma_p$  при максимальном расчетном усилии протаскивания газопровода для неблагоприятных условий:

$$\sigma_p = \frac{T}{S} = 6,47 \text{ МПа,}$$

где  $S = 0,0067 \text{ м}^2$  - площадь сечения газопровода.

Максимальное действующее напряжение определяем по формуле:  $\sigma_{p.max} = \sigma_u + \sigma_p = 6,47 \text{ МПа.}$

Максимальные напряжения не превышают предела текучести:

$$\sigma_{p.max} < \sigma_{тек}$$

$$6,47 < 25$$

Коэффициент запаса по пределу текучести:  $k_{тек} = \sigma_{тек} / \sigma_{p.max} = 3,86$

### Данные для выбора бурильной установки

Максимальное расчетное общее усилие протаскивания для благоприятных условий:  $31452,45 \text{ Н} = 3206,16 \text{ кг}$

Максимальное расчетное общее усилие протаскивания для неблагоприятных условий:  $43276,63 \text{ Н} = 4411,4809 \text{ кг}$

Максимальный крутящий момент:  $444,4 \text{ Н} \cdot \text{м}$



В соответствии с п. 4.8.8 ВН Газпром "Строительство подводных переходов газопроводов способом направленного бурения" для выбора буровой установки величина тягового усилия принимается с коэффициентом 1,5, т.е. не менее

$$31452,45 \quad * \quad 1,5 \quad = \quad 47178,68 \quad \text{Н} \quad = \quad 4809,24 \quad \text{кг}$$

Для успешной прокладки газопровода в принятых условиях необходимо предусмотреть технологические приемы, обеспечивающие стабильность и прочность стенок бурового канала, предупреждающие обвал грунта и фильтрацию бурового раствора в грунт, к которым относятся:

- а) применение качественного бурового раствора, соответствие смазочных добавок СТО Газпром РД 2.1-146-2005 «Смазочные компоненты буровых растворов. Технические требования»;
- б) правильный выбор буровой головки, ножа и расширителя;
- в) технология производства работ.

Расчет выполнен в соответствии с СП 42-101-2003 и на основании письма разработчика СП 42-101-2003 ОИ "Омскгазтехнология" №02/187 от 18.03.2008 и №05/27 от 10.04.2008

Выполнил:

 Вареник Я. С.

# Расчет на соответствие требованиям по прочности и несущей способности

## Переход оросительная система (ПК23+79.0-ПК25+36.5)

### Ввод исходных данных

Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Величина
Грунт засыпки: 1 - пески гравелистые, крупные и средней крупности; 2 - пески мелкие; 3 - пески пылеватые, супеси; 4 - суглинки полутвердые, тугопластичные и текучепластичные; 5 - супеси и суглинки твердые; 6 - глины	ИГЭ-4	4
Рабочее давление	$p$ , МПа	0,6
Плотность грунта	$\rho_m$ , кН/м <sup>3</sup>	18,7
Диаметр прокола	$B$ , м	0,22
Радиус упругого изгиба газопровода	$\rho$ , м	5000
Расстояние от верха трубы до поверхности земли	$h_m$ , м	3,77
Высота столба грунтовых вод над верхней образующей газопровода	$h_w$ , м	3,18
Имеющаяся овализация трубы	%	2
Дополнительные напряжения, обусловленные прокладкой в особых условиях: - для среднепучинистых и сильнопучинистых -- 0,5; - для чрезмернопучинистых -- 0,8; - для средненабухающих и грунтов II типа просадочности -- 0,6; - для сильнонабухающих и на подрабатываемых территориях -- 0,8; - для слабопучинистых, слабонабухающих и I типа просадочности -- 0.	$\sigma_{oy}$ , Мпа	0
Модуль деформации грунта засыпки	$E_{гр}$ , МПа	10
Тип используемых труб:		
Наружный диаметр газопровода	$d_e$ , мм	160
Стандартное размерное отношение (9, 11 или 17,6)	SDR	11
Класс сырья: 1 - ПЭ80; 2 - ПЭ100		2

### Постоянные величины

Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Величина
Коэффициент надежности по нагрузке от внутреннего давления	$\gamma_p$	1,1
Коэффициент Пуассона материала труб	$\mu$	0,43
Минимальная длительная прочность	MRS, МПа	10
Коэффициент надежности сварных соединений	$\gamma_c$	0,95
Температура эксплуатации	t, °C	5
Температурный перепад	$\Delta t$ , °C	-20
Коэффициент линейного теплового расширения материала труб	$\alpha$ , (°C) <sup>-1</sup>	$2,2 \cdot 10^{-4}$
Коэффициент надежности по нагрузке от давления грунта	$\gamma_m$	1,2
Плотность воды с учетом растворенных в ней солей	$\rho_w$ , кН/м <sup>3</sup>	10
Расчетная масса 1 м труб по ГОСТ Р 50838-2009	$m_q$ , кг	6,67
Ускорение свободного падения	g, м/с <sup>2</sup>	9,81
Коэффициент надежности по весу трубы	$\gamma_q$	1,1
Коэффициент надежности по нагрузке от грунтовых вод	$\gamma_w$	0,8
Коэффициент надежности по нагрузке от транспорта	$\gamma_T$	1,4
Коэффициенты приведения нагрузок	$\beta_i$	0,75
Коэффициент бокового давления грунта	$\eta$	0,9
Коэффициент, учитывающий совместное действие отпора грунта и внешнего давления	$\xi$	1,3
Предельно допустимая величина овализации	$[\varepsilon_\phi]$ , %	5

### Расчет на прочность

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Толщина стенки трубы	s, м	$s = d_e / SDR$	<b>0,0145</b>
2	Кольцевое напряжение от внутреннего давления в газопроводе	$\sigma_T$ , МПа	$\sigma_T = \gamma_p \cdot p(d_e - s)/(2 \cdot s)$	<b>3,3</b>
3	Продольные фибровые напряжения	$\sigma_{ppF}$ , МПа	$\sigma_{ppF} = \sigma_T \cdot \mu$	<b>1,42</b>
4	Модуль ползучести материала труб	E, МПа		<b>258</b>
5	Продольные осевые напряжения от действия нагрузок силового и деформационного воздействия	$\sigma_{ppNS}$ , МПа	$\sigma_{ppNS} =   \sigma_T \cdot \mu - \alpha \cdot E \cdot \Delta t  $	<b>2,55</b>
6	Продольные фибровые напряжения от совместного действия всех нагрузок силового и деформационного воздействия	$\sigma_{ppS}$ , МПа	$\sigma_{ppS} =   \sigma_T \cdot \mu - \alpha \cdot E \cdot \Delta t   + E \cdot d_e / (2 \cdot \rho) + \sigma_{oy}$	<b>2,56</b>

**Проверка прочности состоит в выполнении следующих условий:**

$\sigma_{ppF} = \sigma_T \cdot \mu \leq \gamma_c \cdot 0,4 \cdot MRS$	- выполняется, т.к.	1,42 < 3,8
$\sigma_{ppNS} =   \sigma_T \times \mu - \alpha \times E \times \Delta t   \leq \gamma_c \cdot 0,5 \cdot MRS$	- выполняется, т.к.	2,55 < 4,75
$\sigma_{ppS} =   \sigma_T \times \mu - \alpha \times E \times \Delta t   + E \times d_e / (2 \times \rho) + \sigma_{oy} \leq 0,9 \cdot MRS$	- выполняется, т.к.	2,56 < 9

## Расчет на несущую способность

### Определение вспомогательных коэффициентов

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Параметр жесткости грунта	$P_{гр}$ , МПа	$P_{гр} = 0,125 \cdot E_{гр}$	<b>1,250</b>
2	Параметр, характеризующий жесткость трубопровода	$D$ , МПа	$D = E / [4(1 - \mu^2)] \cdot [2 \cdot s / (d_e - s)]^3$	<b>0,63</b>
3	Коэффициент концентрации давления грунта	$K_H$	Если $D \leq P_{гр}$ , то $K_H = 1$ , иначе $K_H = 1,5(D + P_{гр}) / (D + 2P_{гр})$	<b>1,00</b>
4	Критическая величина предельного внешнего радиального давления	$P_{кр}$ , МПа	$P_{кр} = \min(\sqrt{D \cdot P_{гр}}; D + 1,143 \cdot P_{гр})$	<b>0,89</b>
5	Коэффициент, учитывающий разгрузку трубы грунтом	$\psi$	$\psi = \max \left[ 1 / (1 + 2 \cdot \frac{P_{гр}}{P_{кр}} \cdot \frac{B - d_e}{8d_e}); \frac{d_e}{B} \right]$	<b>0,88</b>
6	Коэффициент вертикального давления грунта	$K_{гр}$		<b>0,69</b>

### Определение величины расчетных нагрузок

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Нормативная равномерно распределенная нагрузка от давления грунта	$g_m$ , кН/м <sup>2</sup>	$g_m = \rho_m \cdot h_m$	<b>70,5</b>
2	Давление грунта на единицу длины газопровода	$q_m$ , кН/м	Если $B \cdot K_{гр} \cdot \Psi > d_e \cdot K_H$ , то $q_m = \gamma_m \cdot g_m \cdot d_e \cdot K_H$ , иначе $q_m = \gamma_m \cdot g_m \cdot B \cdot K_{гр} \cdot \Psi$	<b>11,39</b>
3	Нормативная выталкивающая сила воды, действующая на трубопровод	$g_w$ , кН/м	$g_w = \rho_w \cdot \pi \cdot d_e^2 / 4$	<b>0,201</b>
4	Выталкивающая сила воды на единицу длины газопровода	$q_w$ , кН/м	$q_w = \gamma_w \cdot g_w$	<b>0,16</b>
5	Нормативная равномерно распределенная нагрузка от транспорта	$g_T$ , кН/м <sup>2</sup>		<b>0</b>
6	нагрузка от транспортных средств на уровне заложения газопровода	$q_T$ , кН/м	$q_T = \gamma_T \cdot d_e \cdot g_T$	<b>0,00</b>
7	Расчетный вес трубы	$g_q$ , кН/м <sup>2</sup>	$g_q = m_q \cdot g$	<b>0,065</b>
8	Собственный вес единицы длины газопровода	$q_q$ , кН/м	$q_q = \gamma_q \cdot g_q$	<b>0,072</b>
9	Полная погонная эквивалентная нагрузка	$Q$ , кН/м	$Q = \sum \beta_i \cdot \eta \cdot q_i$	<b>7,62</b>

### Проверка несущей способности газопровода

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Внешнее гидростатическое давление грунтовых вод	$P_w$ , МПа	$P_w = \rho_w \cdot h_w$	<b>0,031800</b>
2	Коэффициент отпора грунта	$\Theta$	$\Theta = 1 / \left[ 1 + \frac{P_{гр} - P_w}{D + 0,1 \cdot P_{гр}} \right]$	<b>0,38</b>
3	Величина овализации трубы газопровода	$\varepsilon_\varphi$ , %	$\varepsilon_\varphi = \xi \cdot \frac{Q}{4 \cdot d_e \cdot D} \cdot \Theta \cdot 100$	<b>0,94</b>

**Проверка несущей способности по условию предельно допустимой величины овализации поперечного сечения трубы:**

$$\varepsilon_\varphi + 2\% = \xi \cdot \frac{Q}{4 \cdot d_e \cdot D} \cdot \Theta \cdot 100 + 2\% \leq [\varepsilon_\varphi]$$

- выполняется, т.к. 2,94 < 5

**Проверка несущей способности по условию устойчивости круглой формы поперечного сечения трубы:**

$$P_{кр} \geq 1,7 \cdot (Q/d_e + P_w)$$

- выполняется, т.к. 0,89 > 0,0810

**Вывод:** Газопровод из полиэтиленовых труб по ГОСТ Р 58121.2-2018 требованиям по прочности и несущей способности.

ПЭ 100 160 SDR 11 соответствует

Расчет выполнен в соответствии с СП 42-103-2003.

## Расчет параметров при строительстве газопровода методом наклонно-направленного бурения

*Пересечение а/дороги (ПК27+24.0-ПК27+51,0)*

### Ввод исходных данных

Наименование параметра		Обозначение, ед. измерения	Величина
Тип грунта: 1 - песок; 2 - суглинок; 3 - глина; 4 - известняк; 5 - песчаник; 6 - торф		ИГЭ-3	<b>2</b>
Естественная пористость грунта		$n_0$	<b>0,75</b>
Коэффициент сцепления грунта		$C_0, \text{Н/м}^2$	<b>16000</b>
Угол внутреннего трения грунта		$\gamma, \text{рад}$	<b>0,279</b>
Коэффициент бокового давления		$m$	<b>0,37</b>
Материал трубы: 1 - полиэтилен ПЭ80; 2 - полиэтилен ПЭ100			<b>2</b>
Коэффициенты трения	газопровода о грунт	$f_{\Gamma\Pi}$	<b>0,4</b>
	газопровода о грунт, смоченный буровым раствором	$f$	<b>0,1</b>
	расширителя о грунт, смоченный буровым раствором	$f_{\text{рш}}$	<b>0,13</b>
	штанг о грунт, смоченный буровым раствором	$f_{\text{ш}}$	<b>0,13</b>
Удельный вес	материала штанг	$g_{\text{ш}}, \text{Н/м}^3$	<b>78000</b>
	материала трубы	$g_{\text{т}}, \text{Н/м}^3$	<b>9300</b>
	грунта	$g_{\text{г}}, \text{Н/м}^3$	<b>18600</b>
	бурового раствора	$g_{\text{ж}}, \text{Н/м}^3$	<b>12000</b>
	воды	$g_{\text{в}}, \text{Н/м}^3$	<b>10000</b>
Наружный диаметр футляра		$d_{\text{н}}, \text{м}$	<b>0,315</b>
Толщина стенки футляра		$d, \text{м}$	<b>0,0286</b>
Модуль упругости материала газопровода		$E, \text{Н/м}^2$	<b><math>300 \cdot 10^6</math></b>
Модуль упругости материала штанг		$E_{\text{ш}}, \text{Н/м}^2$	<b><math>2,1 \cdot 10^{11}</math></b>
Угол забуривания		$a$	<b><math>12^\circ 0'</math></b>

Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Величина
Давление бурового раствора на выходе из сопел расширителя	$p$ , Н/м <sup>2</sup>	<b>1000000</b>
Расход бурового раствора	$Q_{ж}$ , м <sup>3</sup> /с	<b>0,0012</b>
Диаметр буровой головки	$d_{г}$ , м	<b>0,1</b>
Диаметр расширителя	$d_{рш}$ , м	<b>0,38</b>
Ширина резца	$m$ , м	<b>0,01</b>
Глубина врезания (вылет резца)	$e_p$ , м	<b>0,01</b>
Диаметр штанги	$d_{ш}$ , м	<b>0,052</b>
Диаметр замка штанги	$d_{з}^*$ , м	<b>0,066</b>
Длина замка на штанге	$L_{з}^*$ , м	<b>0,4</b>
Длина буровой штанги	$l_{ш}$ , м	<b>3</b>
Толщина стенки штанги	$d_{ш}$ , м	<b>0,0065</b>
Количество прямолинейных и криволинейных участков пилотной скважины		<b>2</b>

#### Координаты точек перелома пилотной скважины

№ точки	Координаты точек перелома пилотной скважины		
	1 (точка входа бура)	2	3 (точка выхода бура из земли)
Отметка земли фактическая	<b>124,70</b>	<b>124,20</b>	<b>124,50</b>
Глубина траншеи	<b>1,82</b>	<b>1,82</b>	<b>2,04</b>

#### Длины участков пилотной скважины в плане

№ участка	Длины участков пилотной скважины в плане	
	1	2
Длина	<b>19</b>	<b>8</b>



## Расчет трассы газопровода

Длина газопровода:	- фактическая	27,01	м
	- принимаем в проекте	27,00	м
Длина бурового канала:	- фактическая	34,79	м
	- принимаем в проекте	35,00	м
	длина ННБ	27,0	

### Полный расчет заглубления газопровода на каждой штанге

0	0,00	- 1° 30'	-0,026	0,00
1	3,00	- 1° 30'	-0,026	-0,08
2	6,00	- 1° 30'	-0,026	-0,16
3	9,00	- 1° 30'	-0,026	-0,24
4	12,00	- 1° 30'	-0,026	-0,32
5	15,00	- 1° 30'	-0,026	-0,39
6	18,00	- 1° 30'	-0,026	-0,50
7	21,00	+ 0° 34'	0,010	-0,47
8	24,00	+ 0° 34'	0,010	-0,44
9	27,00	+ 0° 34'	0,010	-0,41
10	27,01	+ 0° 34'	0,010	-0,42

## Расчет общего усилия протаскивания и крутящего момента

Текущая длина, м	0,00	2,70	5,40	8,10	10,80	13,50	16,20	18,90	21,61	24,31	27,01
Сила, Н											

### Расчет усилия перемещения буровых штанг

Сила трения от веса буровых штанг (в буровом канале)		$P_2^*$	13,62	8,73	4,65	1,39	-1,06	-2,69	-3,50	-3,49	-2,66	-1,02	1,44
Увеличение силы трения от силы тяжести грунта зоны естественного свода равновесия (по М.М. Протодяконову)	для благоприятных условий	$P_{3(a)}^*$	0,00	0,62	1,23	1,85	2,46	3,08	3,69	4,31	4,92	5,54	6,16
	для неблагоприятных условий	$P_{3(б)}^*$	0,00	0,86	1,72	2,58	3,43	4,29	5,15	6,01	6,87	7,73	8,59
Увеличение силы трения от наличия на буровых штангах выступов за пределы наружного диаметра	для благоприятных условий	$P_{4(a)}^*$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	для неблагоприятных условий	$P_{4(б)}^*$	0,00	1,45	2,90	4,35	5,80	7,25	8,70	10,15	11,60	13,05	14,50
Дополнительные силы трения от опорных реакций		$P_5^*$	15,51	15,51	15,51	15,51	15,51	15,51	15,51	15,51	15,51	15,51	15,51
Сопrotивление перемещению буровых штанг в зоне забуривания за счет смятия стенки скважины		$P_6^*$	118,35	118,35	118,35	118,35	118,35	118,36	118,36	118,36	0,00	0,00	0,00
Сопrotивление на выходе при переходе от криволинейного движения к прямолинейному		$P_7^*$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Усилие перемещения буровых штанг	для благоприятных условий	$P_{н(a)}^*$	147,49	143,21	139,75	137,10	135,27	134,26	134,07	134,69	17,77	20,03	23,11
	для неблагоприятных условий	$P_{н(б)}^*$	147,49	144,90	143,13	142,18	142,04	142,72	144,22	146,54	31,32	35,27	40,04

Сила, Н	Текущая длина, м	0,00	2,70	5,40	8,10	10,80	13,50	16,20	18,90	21,61	24,31	27,01
---------	------------------	------	------	------	------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

### Расчет усилия протаскивания газопровода

Сила трения от веса газопровода (в буровом канале)		$P_2$	-1885,66	-1662,36	-1451,23	-1252,29	-1065,54	-891,00	-728,69	-578,60	-440,74	-315,14	-201,78
Увеличение силы трения от силы тяжести грунта зоны естественного свода равновесия	для благоприятных условий	$P_{3(a)}$	22602,15	20333,19	18066,18	15801,11	13537,99	11276,81	9017,57	6760,27	4504,91	2251,49	0,00
	для неблагоприятных условий	$P_{3(b)}$	30696,01	27614,53	24535,69	21459,50	18385,95	15315,04	12246,77	9181,13	6118,12	3057,75	0,00
Дополнительные силы трения от опорных реакций		$P_5$	16,23	16,22	16,21	16,21	16,20	16,19	16,19	16,18	16,17	16,16	16,16
Увеличенное сопротивление перемещению при переходе от прямолинейного движения к криволинейному		$P_7$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Сила трения от веса газопровода, находящегося вне бурового канала		$P_8$	0,00	258,53	517,06	775,58	1034,11	1292,64	1551,17	1809,70	2068,23	2326,75	2585,28
Усилие протаскивания газопровода	для благоприятных условий	$P_{гп(a)}$	20732,73	18945,58	17148,22	15340,61	13522,76	11694,64	9856,24	8007,55	6148,56	4279,27	2399,66
	для неблагоприятных условий	$P_{гп(b)}$	28826,58	26226,92	23617,73	20999,01	18370,72	15732,87	13085,44	10428,41	7761,78	5085,53	2399,66

### Расчет общего усилия протаскивания

Лобовое сопротивление движению расширителя		$P_p$	2,71	2,71	2,71	2,71	2,71	2,71	2,71	2,71	2,71	2,71	2,71
Общее усилие протаскивания	для благоприятных условий	$P_{(a)}$	20882,92	19091,50	17290,67	15480,42	13660,74	11831,61	9993,01	8144,95	6169,05	4302,01	2425,48
	для неблагоприятных условий	$P_{(b)}$	28976,78	26374,53	23763,57	21143,89	18515,48	15878,31	13232,37	10577,66	7795,80	5123,51	2442,41

Величина расчетного усилия протаскивания газопровода для благоприятных условий не должна превышать максимально допустимого усилия протаскивания газопровода  $R_{гп} = 321661$  Н

Максимальное расчетное усилие протаскивания газопровода для благоприятных условий:  $20732,73$  Н =  $2113,428$  кг,  
 что значительно меньше допустимого усилия протаскивания газопровода  $R_{гп}$ :  $20732,73 < 321661$

Максимальное расчетное усилие протаскивания газопровода для неблагоприятных условий:  $28826,58$  Н =  $2938,489$  кг

### Расчет напряжений в газопроводе для неблагоприятных условий

Радиус кривизны пилотной скважины,  $R = 314$  м

При изгибе оси газопровода соответствующие максимальные напряжения  $\sigma_u$  на наружной поверхности определяются по формуле:

$$\sigma_u = \frac{E \cdot d_u}{2R} = 0,15 \text{ МПа.}$$

Максимальные растягивающие напряжения для газопровода  $\sigma_p$  при максимальном расчетном усилии протаскивания газопровода для неблагоприятных условий:

$$\sigma_p = \frac{T}{S} = 1,12 \text{ МПа,}$$

где  $S = 0,0257$  м<sup>2</sup> - площадь сечения газопровода.

Максимальное действующее напряжение определяем по формуле:

$$\sigma_{p.max} = \sigma_u + \sigma_p = 1,27 \text{ МПа.}$$

Максимальные напряжения не превышают предела текучести:

$$\sigma_{p.max} < \sigma_{тек}$$

$$1,27 < 25$$

Коэффициент запаса по пределу текучести:

$$k_{тек} = \sigma_{тек} / \sigma_{p.max} = 19,68$$

### Данные для выбора буровой установки

Максимальное расчетное общее усилие протаскивания для благоприятных условий:  $20882,92$  Н =  $2128,7385$  кг

Максимальное расчетное общее усилие протаскивания для неблагоприятных условий:  $28976,78$  Н =  $2953,8001$  кг

Максимальный крутящий момент:  $454,2$  Н · м

Расстояние по горизонтали от лафета буровой установки до точки входа буровой головки в землю в технологическом котловане при угле забуривания  $\alpha = 12^\circ 0'$  составляет  $L_{svx} = 7,6$  м

Радиус кривизны бурового канала при забуривании  $R1 = 65,8$  м

В соответствии с п. 4.8.8 ВН Газпром "Строительство подводных переходов газопроводов способом направленного бурения" для выбора буровой установки величина тягового усилия принимается с коэффициентом 1,5, т.е. не менее

$$20882,92 * 1,5 = 31324,39 \quad H = 3193,108 \text{ кг}$$

Для успешной прокладки газопровода в принятых условиях необходимо предусмотреть технологические приемы, обеспечивающие стабильность и прочность стенок бурового канала, предупреждающие обвал грунта и фильтрацию бурового раствора в грунт, к которым относятся:

- а) применение качественного бурового раствора, соответствие смазочных добавок СТО Газпром РД 2.1-146-2005 «Смазочные компоненты буровых растворов. Технические требования»;
- б) правильный выбор буровой головки, ножа и расширителя;
- в) технология производства работ.

Выполнил: Вареник Я. С.



Проверил:

Михалев В. В.



Расчет выполнен в соответствии с СП 42-101-2003 и на основании письма разработчика СП 42-101-2003 ОИ "Омскгазтехнология" №02/187 от 18.03.2008

## Расчет защитного футляра на прочность

Пересечение а/дороги (ПК27+24.0-ПК27+51,0)

### Ввод исходных данных

Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Величина
Грунт засыпки:		
1 - пески гравелистые, крупные и средней крупности;		
2 - пески мелкие;	ИГЭ-3	4
3 - пески пылеватые, супеси;		
4 - суглинки полутвердые, тугопластичные и текучепластичные;		
5 - супеси и суглинки твердые;		
6 - глины		
Рабочее давление	$p$ , МПа	0,6
Плотность грунта	$\rho_m$ , кН/м <sup>3</sup>	18,6
Диаметр прокола	$B$ , м	0,38
Радиус упругого изгиба футляра	$\rho$ , м	314
Расстояние от верха футляра до поверхности земли	$h_m$ , м	2,05
Высота столба грунтовых вод над верхней образующей футляра	$h_w$ , м	0
Имеющаяся овализация футляра	%	2
Модуль деформации грунта засыпки	$E_{гр}$ , МПа	12
Тип используемых труб:		
Наружный диаметр футляра	$d_e$ , мм	315
Стандартное размерное отношение (11 или 17,6)	SDR	11
Класс сырья: 1 - ПЭ80;		
2 - ПЭ100		2

### Постоянные величины

Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Величина
Коэффициент надежности по нагрузке от внутреннего давления	$\gamma_p$	1,1
Коэффициент Пуассона материала труб футляра	$\mu$	0,43
Минимальная длительная прочность	MRS, МПа	10
Коэффициент надежности по нагрузке от давления грунта	$\gamma_m$	1,2
Плотность воды с учетом растворенных в ней солей	$\rho_w$ , кН/м <sup>3</sup>	10
Расчетная масса 1 м труб футляра по ГОСТ 18599-2001	$m_q$ , кг	25,7
Ускорение свободного падения	$g$ , м/с <sup>2</sup>	9,81
Коэффициент надежности по весу трубы футляра	$\gamma_q$	1,1
Коэффициент надежности по нагрузке от грунтовых вод	$\gamma_w$	0,8
Коэффициент надежности по нагрузке от транспорта	$\gamma_T$	1,4
Коэффициенты приведения нагрузок	$\beta_i$	0,75
Коэффициент бокового давления грунта	$\eta$	0,9
Коэффициент, учитывающий совместное действие отпора грунта и внешнего давления	$\xi$	1,3
Предельно допустимая величина овализации	$[\varepsilon_\phi]$ , %	5

### Определение вспомогательных коэффициентов

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Толщина стенки футляра	s, м	$s = d_e / \text{SDR}$	<b>0,0286</b>
2	Кольцевое напряжение от внутреннего давления в газопроводе	$\sigma_T$ , МПа	$\sigma_T = \gamma_p \cdot p(d_e - s)/(2 \cdot s)$	<b>3,3</b>
3	Модуль ползучести материала труб	E, МПа		<b>258</b>
4	Параметр жесткости грунта	$P_{гр}$ , МПа	$P_{гр} = 0,125 \cdot E_{гр}$	<b>1,500</b>
5	Параметр, характеризующий жесткость защитного футляра	D, МПа	$D = E / [4(1 - \mu^2)] \cdot [2 \cdot s / (d_e - s)]^3$	<b>0,63</b>
6	Коэффициент концентрации давления грунта	$K_H$	Если $D \leq P_{гр}$ , то $K_H = 1$ , иначе $K_H = 1,5(D + P_{гр}) / (D + 2P_{гр})$	<b>1,00</b>
7	Критическая величина предельного внешнего радиального давления	$P_{кр}$ , МПа	$P_{кр} = \min(\sqrt{D \cdot P_{гр}}; D + 1,143 \cdot P_{гр})$	<b>0,97</b>
8	Коэффициент, учитывающий разгрузку защитного футляра грунтом	$\psi$	$\psi = \max \left[ 1 / \left( 1 + 2 \cdot \frac{P_{гр}}{P_{кр}} \cdot \frac{B - d_e}{8 d_e} \right); \frac{d_e}{B} \right]$	<b>0,93</b>
9	Коэффициент вертикального давления грунта	$K_{гр}$		<b>0,66</b>



### Определение величины расчетных нагрузок на защитный футляр

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Нормативная равномерно распределенная нагрузка от давления грунта	$g_m$ , кН/м <sup>2</sup>	$g_m = \rho_m \cdot h_m$	<b>38,1</b>
2	Давление грунта на единицу длины защитного футляра	$q_m$ , кН/м	Если $B \cdot K_{гр} \cdot \Psi > d_e \cdot K_H$ , то $q_m = \gamma_m \cdot g_m \cdot d_e \cdot K_H$ , иначе $q_m = \gamma_m \cdot g_m \cdot B \cdot K_{гр} \cdot \Psi$	<b>10,53</b>
3	Нормативная выталкивающая сила воды, действующая на защитный футляр	$g_w$ , кН/м	$g_w = \rho_w \cdot \pi \cdot d_e^2 / 4$	<b>0,000</b>
4	Выталкивающая сила воды на единицу длины защитного футляра	$q_w$ , кН/м	$q_w = \gamma_w \cdot g_w$	<b>0,00</b>
5	Нормативная равномерно распределенная нагрузка от транспорта	$g_T$ , кН/м <sup>2</sup>	Принимаем наибольшее значение нагрузки от колонн автомобилей	<b>10</b>
6	Нагрузка от транспортных средств на уровне заложения защитного футляра	$q_T$ , кН/м	$q_T = \gamma_T \cdot d_e \cdot g_T$	<b>4,41</b>
7	Расчетный вес защитного футляра	$g_q$ , кН/м <sup>2</sup>	$g_q = m_q \cdot g$	<b>0,252</b>
8	Собственный вес единицы длины защитного футляра	$q_q$ , кН/м	$q_q = \gamma_q \cdot g_q$	<b>0,277</b>
9	Полная погонная эквивалентная нагрузка	$Q$ , кН/м	$Q = \sum \beta_i \cdot \eta \cdot q_i$	<b>10,26</b>

### Проверка несущей способности защитного футляра

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Внешнее гидростатическое давление грунтовых вод	$P_w$ , МПа	$P_w = \rho_w \cdot h_w$	<b>0,000000</b>
2	Коэффициент отпора грунта	$\theta$	$\theta = 1 / \left[ 1 + \frac{P_{гр} - P_w}{D + 0,1 \cdot P_{гр}} \right]$	<b>0,34</b>
3	Величина овализации защитного футляра	$\varepsilon_\varphi$ , %	$\varepsilon_\varphi = \xi \cdot \frac{Q}{4 \cdot d_e \cdot D} \cdot \theta \cdot 100$	<b>0,57</b>

*Проверка несущей способности по условию предельно допустимой величины овализации поперечного сечения защитного футляра:*

$$\varepsilon_\varphi + 2\% = \xi \cdot \frac{Q}{4 \cdot d_e \cdot D} \cdot \theta \cdot 100 + 2\% \leq [\varepsilon_\varphi]$$

- выполняется, т.к.  $2,57 < 5$

*Проверка несущей способности по условию устойчивости круглой формы поперечного сечения защитного футляра:*

$$P_{кр} \geq 1,7 \cdot (Q/d_e + P_w)$$

- выполняется, т.к.  $0,97 > 0,0554$

**Вывод:** Защитный футляр из полиэтиленовых труб по ГОСТ 18599-2001 требованиям по несущей способности.

ПЭ 100 315 SDR 11 соответствует

Выполнил:  Вареник Я. С.

Проверил:  Михалев В. В.

Расчет выполнен в соответствии с СП 42-103-2003.

## Расчет параметров при строительстве газопровода методом наклонно-направленного бурения

*Пересечение а/дороги (ПК34+7.5-ПК34+35.5)*

### Ввод исходных данных

Наименование параметра		Обозначение, ед. измерения	Величина
Тип грунта: 1 - песок; 2 - суглинок; 3 - глина; 4 - известняк; 5 - песчаник; 6 - торф		ИГЭ-6	2
Естественная пористость грунта		$n_0$	0,76
Коэффициент сцепления грунта		$C_0, \text{Н/м}^2$	20000
Угол внутреннего трения грунта		$\gamma, \text{рад}$	0,314
Коэффициент бокового давления		$m$	0,37
Материал трубы: 1 - полиэтилен ПЭ80; 2 - полиэтилен ПЭ100			2
Коэффициенты трения	газопровода о грунт	$f_{\Gamma\Pi}$	0,4
	газопровода о грунт, смоченный буровым раствором	$f$	0,1
	расширителя о грунт, смоченный буровым раствором	$f_{\text{рш}}$	0,13
	штанг о грунт, смоченный буровым раствором	$f_{\text{ш}}$	0,13
Удельный вес	материала штанг	$g_{\text{ш}}, \text{Н/м}^3$	78000
	материала трубы	$g_{\text{т}}, \text{Н/м}^3$	9300
	грунта	$g_{\text{г}}, \text{Н/м}^3$	17900
	бурового раствора	$g_{\text{ж}}, \text{Н/м}^3$	12000
	воды	$g_{\text{в}}, \text{Н/м}^3$	10000
Наружный диаметр футляра		$d_{\text{н}}, \text{м}$	0,315
Толщина стенки футляра		$d, \text{м}$	0,0286
Модуль упругости материала газопровода		$E, \text{Н/м}^2$	$300 \cdot 10^6$
Модуль упругости материала штанг		$E_{\text{ш}}, \text{Н/м}^2$	$2,1 \cdot 10^{11}$
Угол забуривания		$a$	$13^\circ 0'$

Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Величина
Давление бурового раствора на выходе из сопел расширителя	$p$ , Н/м <sup>2</sup>	<b>1000000</b>
Расход бурового раствора	$Q_{ж}$ , м <sup>3</sup> /с	<b>0,0012</b>
Диаметр буровой головки	$d_{г}$ , м	<b>0,1</b>
Диаметр расширителя	$d_{рш}$ , м	<b>0,38</b>
Ширина резца	$m$ , м	<b>0,01</b>
Глубина врезания (вылет резца)	$e_p$ , м	<b>0,01</b>
Диаметр штанги	$d_{ш}$ , м	<b>0,052</b>
Диаметр замка штанги	$d_{з}^*$ , м	<b>0,066</b>
Длина замка на штанге	$L_{з}^*$ , м	<b>0,4</b>
Длина буровой штанги	$l_{ш}$ , м	<b>3</b>
Толщина стенки штанги	$d_{ш}$ , м	<b>0,0065</b>
Количество прямолинейных и криволинейных участков пилотной скважины		<b>1</b>

#### Координаты точек перелома пилотной скважины

№ точки	1 (точка входа бура)	2 (точка выхода бура)
Отметка земли фактическая	<b>133,20</b>	<b>131,40</b>
Глубина траншеи	<b>2,28</b>	<b>1,83</b>

#### Длины участков пилотной скважины в плане

№ участка	<b>1</b>
Длина	<b>28</b>

## Расчет трассы газопровода

Длина газопровода:	- фактическая	28,03	м
	- принимаем в проекте	28,00	м
Длина бурового канала:	- фактическая	37,21	м
	- принимаем в проекте	37,50	м
	длина ННБ	28,0	

### Полный расчет заглубления газопровода на каждой штанге

0	0,00	- 2° 45'	-0,048	0,00
1	3,00	- 2° 45'	-0,048	-0,14
2	6,00	- 2° 45'	-0,048	-0,29
3	9,00	- 2° 45'	-0,048	-0,43
4	12,00	- 2° 45'	-0,048	-0,58
5	15,00	- 2° 45'	-0,048	-0,72
6	18,00	- 2° 45'	-0,048	-0,87
7	21,00	- 2° 45'	-0,048	-1,01
8	24,00	- 2° 45'	-0,048	-1,16
9	27,00	- 2° 45'	-0,048	-1,30
10	28,03	- 2° 45'	-0,048	-1,35

## Расчет общего усилия протаскивания и крутящего момента

Текущая длина, м	0,00	2,80	5,61	8,41	11,21	14,02	16,82	19,62	22,43	25,23	28,03
Сила, Н											

### Расчет усилия перемещения буровых штанг

Сила трения от веса буровых штанг (в буровом канале)		$P_2^*$	0,92	0,73	0,59	0,51	0,49	0,52	0,60	0,74	0,94	1,19	1,49
Увеличение силы трения от силы тяжести грунта зоны естественного свода равновесия (по М.М. Протодяконову)	для благоприятных условий	$P_{3(a)}^*$	0,00	0,55	1,10	1,66	2,21	2,76	3,31	3,87	4,42	4,97	5,52
	для неблагоприятных условий	$P_{3(б)}^*$	0,00	0,81	1,61	2,42	3,23	4,04	4,84	5,65	6,46	7,27	8,07
Увеличение силы трения от наличия на буровых штангах выступов за пределы наружного диаметра	для благоприятных условий	$P_{4(a)}^*$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	для неблагоприятных условий	$P_{4(б)}^*$	0,00	1,47	2,95	4,42	5,89	7,37	8,84	10,31	11,79	13,26	14,73
Дополнительные силы трения от опорных реакций		$P_5^*$	5,36	5,36	5,36	5,36	5,36	5,36	5,36	5,36	5,36	5,36	5,36
Сопротивление перемещению буровых штанг в зоне забуривания за счет смятия стенки скважины		$P_6^*$	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24
Сопротивление на выходе при переходе от криволинейного движения к прямолинейному		$P_7^*$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Усилие перемещения буровых штанг	для благоприятных условий	$P_{н(a)}^*$	6,52	6,88	7,30	7,77	8,30	8,88	9,52	10,21	10,96	11,76	12,62
	для неблагоприятных условий	$P_{н(б)}^*$	6,52	8,61	10,76	12,95	15,21	17,52	19,89	22,31	24,78	27,31	29,90

Сила, Н	Текущая длина, м	0,00	2,80	5,61	8,41	11,21	14,02	16,82	19,62	22,43	25,23	28,03
---------	------------------	------	------	------	------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

### Расчет усилия протаскивания газопровода

Сила трения от веса газопровода (в буровом канале)		$P_2$	-1951,20	-1753,71	-1557,05	-1361,22	-1166,22	-972,05	-778,71	-586,21	-394,53	-203,68	-13,67
Увеличение силы трения от силы тяжести грунта зоны естественного свода равновесия	для благоприятных условий	$P_{3(a)}$	20398,43	18358,07	16317,83	14277,70	12237,69	10197,79	8158,00	6118,33	4078,77	2039,33	0,00
	для неблагоприятных условий	$P_{3(б)}$	28874,29	25986,13	23098,14	20210,30	17322,63	14435,12	11547,77	8660,59	5773,56	2886,70	0,00
Дополнительные силы трения от опорных реакций		$P_5$	6,40	6,40	6,40	6,40	6,40	6,40	6,40	6,40	6,40	6,40	6,40
Увеличенное сопротивление перемещению при переходе от прямолинейного движения к криволинейному		$P_7$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Сила трения от веса газопровода, находящегося вне бурового канала		$P_8$	0,00	268,35	536,69	805,04	1073,38	1341,73	1610,07	1878,42	2146,76	2415,11	2683,45
Усилие протаскивания газопровода	для благоприятных условий	$P_{гп(a)}$	18453,62	16879,10	15303,87	13727,91	12151,24	10573,86	8995,76	7416,94	5837,40	4257,15	2676,18
	для неблагоприятных условий	$P_{гп(б)}$	26929,49	24507,17	22084,18	19660,52	17236,19	14811,20	12385,53	9959,20	7532,19	5104,52	2676,18

### Расчет общего усилия протаскивания

Лобовое сопротивление движению расширителя		$P_p$	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69
Общее усилие протаскивания	для благоприятных условий	$P_{(a)}$	18463,84	16889,68	15314,86	13739,38	12163,24	10586,43	9008,97	7430,84	5852,05	4272,60	2692,49
	для неблагоприятных условий	$P_{(б)}$	26939,70	24519,47	22098,63	19677,17	17255,10	14832,41	12409,11	9985,20	7560,67	5135,53	2709,77

Величина расчетного усилия протаскивания газопровода для благоприятных условий не должна превышать максимально допустимого усилия протаскивания газопровода  $R_{гп} = 321661$  Н

Максимальное расчетное усилие протаскивания газопровода для благоприятных условий:  $18453,62$  Н =  $1881,103$  кг,  
 что значительно меньше допустимого усилия протаскивания газопровода  $R_{гп}$ :  $18453,62 < 321661$

Максимальное расчетное усилие протаскивания газопровода для неблагоприятных условий:  $26929,49$  Н =  $2745,106$  кг

### Расчет напряжений в газопроводе для неблагоприятных условий

Радиус кривизны пилотной скважины,  $R = 5000$  м

При изгибе оси газопровода соответствующие максимальные напряжения  $\sigma_u$  на наружной поверхности определяются по формуле:

$$\sigma_u = \frac{E \cdot d_u}{2R} = 0,00 \text{ МПа.}$$

Максимальные растягивающие напряжения для газопровода  $\sigma_p$  при максимальном расчетном усилии протаскивания газопровода для неблагоприятных условий:

$$\sigma_p = \frac{T}{S} = 1,05 \text{ МПа,}$$

где  $S = 0,0257$  м<sup>2</sup> - площадь сечения газопровода.

Максимальное действующее напряжение определяем по формуле:

$$\sigma_{p.max} = \sigma_u + \sigma_p = 1,05 \text{ МПа.}$$

Максимальные напряжения не превышают предела текучести:

$$\sigma_{p.max} < \sigma_{тек}$$

$$1,05 < 25$$

Коэффициент запаса по пределу текучести:

$$k_{тек} = \sigma_{тек} / \sigma_{p.max} = 23,89$$

### Данные для выбора буровой установки

Максимальное расчетное общее усилие протаскивания для благоприятных условий:  $18463,84$  Н =  $1882,1449$  кг

Максимальное расчетное общее усилие протаскивания для неблагоприятных условий:  $26939,70$  Н =  $2746,1471$  кг

Максимальный крутящий момент:  $105,5$  Н·м

Расстояние по горизонтали от лафета буровой установки до точки входа буровой головки в землю в технологическом котловане при угле забуривания  $\alpha = 13^\circ 0'$  составляет  $L_{svx} = 8,9$  м

Радиус кривизны бурового канала при забуривании  $R1 = 60,6$  м



В соответствии с п. 4.8.8 ВН Газпром "Строительство подводных переходов газопроводов способом направленного бурения" для выбора буровой установки величина тягового усилия принимается с коэффициентом 1,5, т.е. не менее

$$18463,84 * 1,5 = 27695,76 \quad H = 2823,217 \text{ кг}$$

Для успешной прокладки газопровода в принятых условиях необходимо предусмотреть технологические приемы, обеспечивающие стабильность и прочность стенок бурового канала, предупреждающие обвал грунта и фильтрацию бурового раствора в грунт, к которым относятся:

- а) применение качественного бурового раствора, соответствие смазочных добавок СТО Газпром РД 2.1-146-2005 «Смазочные компоненты буровых растворов. Технические требования»;
- б) правильный выбор буровой головки, ножа и расширителя;
- в) технология производства работ.

Выполнил: Вареник Я. С.



Проверил:

Михалев В. В.



Расчет выполнен в соответствии с СП 42-101-2003 и на основании письма разработчика СП 42-101-2003 ОИ "Омскгазтехнология" №02/187 от 18.03.2008

## Расчет защитного футляра на прочность

Пересечение а/дороги (ПК34+7.5-ПК34+35.5)

### Ввод исходных данных

Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Величина
Грунт засыпки:		
1 - пески гравелистые, крупные и средней крупности;		
2 - пески мелкие;	ИГЭ-6	4
3 - пески пылеватые, супеси;		
4 - суглинки полутвердые, тугопластичные и текучепластичные;		
5 - супеси и суглинки твердые;		
6 - глины		
Рабочее давление	$p$ , МПа	0,6
Плотность грунта	$\rho_m$ , кН/м <sup>3</sup>	17,9
Диаметр прокола	$B$ , м	0,38
Радиус упругого изгиба футляра	$\rho$ , м	5000
Расстояние от верха футляра до поверхности земли	$h_m$ , м	2,09
Высота столба грунтовых вод над верхней образующей футляра	$h_w$ , м	0
Имеющаяся овализация футляра	%	2
Модуль деформации грунта засыпки	$E_{гр}$ , МПа	18
Тип используемых труб:		
Наружный диаметр футляра	$d_e$ , мм	315
Стандартное размерное отношение (11 или 17,6)	SDR	11
Класс сырья: 1 - ПЭ80;		
2 - ПЭ100		2

### Постоянные величины

Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Величина
Коэффициент надежности по нагрузке от внутреннего давления	$\gamma_p$	1,1
Коэффициент Пуассона материала труб футляра	$\mu$	0,43
Минимальная длительная прочность	MRS, МПа	10
Коэффициент надежности по нагрузке от давления грунта	$\gamma_m$	1,2
Плотность воды с учетом растворенных в ней солей	$\rho_w$ , кН/м <sup>3</sup>	10
Расчетная масса 1 м труб футляра по ГОСТ 18599-2001	$m_q$ , кг	25,7
Ускорение свободного падения	$g$ , м/с <sup>2</sup>	9,81
Коэффициент надежности по весу трубы футляра	$\gamma_q$	1,1
Коэффициент надежности по нагрузке от грунтовых вод	$\gamma_w$	0,8
Коэффициент надежности по нагрузке от транспорта	$\gamma_T$	1,4
Коэффициенты приведения нагрузок	$\beta_i$	0,75
Коэффициент бокового давления грунта	$\eta$	0,9
Коэффициент, учитывающий совместное действие отпора грунта и внешнего давления	$\xi$	1,3
Предельно допустимая величина овализации	$[\varepsilon_\phi]$ , %	5

### Определение вспомогательных коэффициентов

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Толщина стенки футляра	s, м	$s = d_e / \text{SDR}$	<b>0,0286</b>
2	Кольцевое напряжение от внутреннего давления в газопроводе	$\sigma_T$ , МПа	$\sigma_T = \gamma_p \cdot p(d_e - s)/(2 \cdot s)$	<b>3,3</b>
3	Модуль ползучести материала труб	E, МПа		<b>258</b>
4	Параметр жесткости грунта	$P_{гр}$ , МПа	$P_{гр} = 0,125 \cdot E_{гр}$	<b>2,250</b>
5	Параметр, характеризующий жесткость защитного футляра	D, МПа	$D = E / [4(1 - \mu^2)] \cdot [2 \cdot s / (d_e - s)]^3$	<b>0,63</b>
6	Коэффициент концентрации давления грунта	$K_H$	Если $D \leq P_{гр}$ , то $K_H = 1$ , иначе $K_H = 1,5(D + P_{гр}) / (D + 2P_{гр})$	<b>1,00</b>
7	Критическая величина предельного внешнего радиального давления	$P_{кр}$ , МПа	$P_{кр} = \min(\sqrt{D \cdot P_{гр}}; D + 1,143 \cdot P_{гр})$	<b>1,19</b>
8	Коэффициент, учитывающий разгрузку защитного футляра грунтом	$\psi$	$\psi = \max \left[ 1 / \left( 1 + 2 \cdot \frac{P_{гр}}{P_{кр}} \cdot \frac{B - d_e}{8 d_e} \right); \frac{d_e}{B} \right]$	<b>0,91</b>
9	Коэффициент вертикального давления грунта	$K_{гр}$		<b>0,66</b>

### Определение величины расчетных нагрузок на защитный футляр

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Нормативная равномерно распределенная нагрузка от давления грунта	$g_m$ , кН/м <sup>2</sup>	$g_m = \rho_m \cdot h_m$	<b>37,4</b>
2	Давление грунта на единицу длины защитного футляра	$q_m$ , кН/м	Если $B \cdot K_{гр} \cdot \Psi > d_e \cdot K_H$ , то $q_m = \gamma_m \cdot g_m \cdot d_e \cdot K_H$ , иначе $q_m = \gamma_m \cdot g_m \cdot B \cdot K_{гр} \cdot \Psi$	<b>10,17</b>
3	Нормативная выталкивающая сила воды, действующая на защитный футляр	$g_w$ , кН/м	$g_w = \rho_w \cdot \pi \cdot d_e^2 / 4$	<b>0,000</b>
4	Выталкивающая сила воды на единицу длины защитного футляра	$q_w$ , кН/м	$q_w = \gamma_w \cdot g_w$	<b>0,00</b>
5	Нормативная равномерно распределенная нагрузка от транспорта	$g_T$ , кН/м <sup>2</sup>	Принимаем наибольшее значение нагрузки от колонн автомобилей	<b>10</b>
6	Нагрузка от транспортных средств на уровне заложения защитного футляра	$q_T$ , кН/м	$q_T = \gamma_T \cdot d_e \cdot g_T$	<b>4,41</b>
7	Расчетный вес защитного футляра	$g_q$ , кН/м <sup>2</sup>	$g_q = m_q \cdot g$	<b>0,252</b>
8	Собственный вес единицы длины защитного футляра	$q_q$ , кН/м	$q_q = \gamma_q \cdot g_q$	<b>0,277</b>
9	Полная погонная эквивалентная нагрузка	$Q$ , кН/м	$Q = \sum \beta_i \cdot \eta \cdot q_i$	<b>10,01</b>

### Проверка несущей способности защитного футляра

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Внешнее гидростатическое давление грунтовых вод	$P_w$ , МПа	$P_w = \rho_w \cdot h_w$	<b>0,000000</b>
2	Коэффициент отпора грунта	$\theta$	$\theta = 1 / \left[ 1 + \frac{P_{гр} - P_w}{D + 0,1 \cdot P_{гр}} \right]$	<b>0,28</b>
3	Величина овализации защитного футляра	$\varepsilon_\varphi$ , %	$\varepsilon_\varphi = \xi \cdot \frac{Q}{4 \cdot d_e \cdot D} \cdot \theta \cdot 100$	<b>0,45</b>

*Проверка несущей способности по условию предельно допустимой величины овализации поперечного сечения защитного футляра:*

$$\varepsilon_\varphi + 2\% = \xi \cdot \frac{Q}{4 \cdot d_e \cdot D} \cdot \theta \cdot 100 + 2\% \leq [\varepsilon_\varphi]$$

- выполняется, т.к. 2,45 < 5

*Проверка несущей способности по условию устойчивости круглой формы поперечного сечения защитного футляра:*

$$P_{кр} \geq 1,7 \cdot (Q/d_e + P_w)$$

- выполняется, т.к. 1,19 > 0,0540

**Вывод:** Защитный футляр из полиэтиленовых труб по ГОСТ 18599-2001 требованиям по несущей способности.

ПЭ 100 315 SDR 11 соответствует

Выполнил:  Вареник Я. С.

Проверил:  Михалев В. В.

Расчет выполнен в соответствии с СП 42-103-2003.

## Расчет параметров при строительстве газопровода методом наклонно-направленного бурения

### Переход оврага (ПК42+98.0-ПК43+56.5)

#### Ввод исходных данных

Наименование параметра		Обозначение, ед. измерения	Величина
Тип грунта: 1 - супесь; 2 - суглинок; 3 - глина; 4 - известняк; 5 - песчаник; 6 - торф		ИГЭ-6	2
Естественная пористость грунта		$n_0$	0,76
Коэффициент сцепления грунта		$C_0, \text{Н/м}^2$	20000
Угол внутреннего трения грунта		$\rho, \text{рад}$	0,314
Коэффициент бокового давления		$\mu$	0,37
Материал трубы: 1 - полиэтилен ПЭ80; 2 - полиэтилен ПЭ100; 3 - сталь			2
Коэффициенты трения	газопровода о грунт	$f_{гп}$	0,4
	газопровода о грунт, смоченный буровым раствором	$f$	0,1
	расширителя о грунт, смоченный буровым раствором	$f_{рш}$	0,13
	штанг о грунт, смоченный буровым раствором	$f_{ш}$	0,13
Удельный вес	материала штанг	$\gamma_{ш}, \text{Н/м}^3$	78000
	материала трубы	$\gamma_{т}, \text{Н/м}^3$	9300
	грунта	$\gamma_{г}, \text{Н/м}^3$	17900
	бурового раствора	$\gamma_{ж}, \text{Н/м}^3$	12000
	воды	$\gamma_{в}, \text{Н/м}^3$	10000
Наружный диаметр газопровода		$d_n, \text{м}$	0,16
Толщина стенки трубы		$\delta, \text{м}$	0,0146
Модуль упругости материала газопровода		$E, \text{Н/м}^2$	$300 \cdot 10^6$
Модуль упругости материала штанг		$E_{ш}, \text{Н/м}^2$	$2,1 \cdot 10^{11}$
Угол забуривания		$\alpha$	$7^\circ 12'$

Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Величина
Давление бурового раствора на выходе из сопел расширителя	$p$ , Н/м <sup>2</sup>	<b>1000000</b>
Расход бурового раствора	$Q_{ж}$ , м <sup>3</sup> /с	<b>0,0012</b>
Диаметр буровой головки	$d_{г}$ , м	<b>0,1</b>
Диаметр расширителя	$d_{рш}$ , м	<b>0,21</b>
Ширина резца	$m$ , м	<b>0,01</b>
Глубина врезания (вылет резца)	$e_p$ , м	<b>0,01</b>
Диаметр штанги	$d_{ш}$ , м	<b>0,052</b>
Диаметр замка штанги	$d_{з}^*$ , м	<b>0,066</b>
Длина замка на штанге	$L_{з}^*$ , м	<b>0,4</b>
Длина буровой штанги	$l_{ш}$ , м	<b>3</b>
Толщина стенки штанги	$\delta_{ш}$ , м	<b>0,0065</b>
Количество прямолинейных и криволинейных участков пилотной скважины		<b>4</b>

#### Координаты точек перелома пилотной скважины

№ точки	1 (точка входа бура в землю)	2	3	4	5 (точка выхода бура из земли)
Отметка земли фактическая	<b>131,42</b>	<b>131,28</b>	<b>130,99</b>	<b>131,17</b>	<b>131,10</b>
Глубина траншеи	<b>1,36</b>	<b>3,24</b>	<b>3,86</b>	<b>3,35</b>	<b>1,36</b>

#### Длины участков пилотной скважины в плане

№ участка	1	2	3	4
Длина	<b>16,0</b>	<b>13,0</b>	<b>14,5</b>	<b>15,0</b>



## Расчет трассы газопровода

Общая длина пилотной скважины:

- фактическая            59,07        м  
 - принимаем в расчете    59,50        м

### Полный расчет заглубления газопровода на каждой штанге

№ п/п	Длина бурового канала, м	Текущий угол $\alpha_i$	Синус текущего угла $\sin\alpha_i$	Заглубление $D_i$ газопровода от точки забуривания, м
0	0,00	- 7° 11'	-0,125	0,00
1	3,00	- 7° 11'	-0,125	-0,38
2	6,00	- 7° 11'	-0,125	-0,75
3	9,00	- 7° 11'	-0,125	-1,13
4	12,00	- 7° 11'	-0,125	-1,50
5	15,00	- 7° 11'	-0,125	-2,02
6	18,00	- 7° 11'	-0,125	-2,17
7	21,00	- 5° 45'	-0,100	-2,32
8	24,00	- 4° 19'	-0,075	-2,55
9	27,00	- 2° 52'	-0,050	-2,70
10	30,00	- 1° 26'	-0,025	-2,93
11	33,00	+ 1° 27'	0,025	-2,85
12	36,00	+ 2° 55'	0,051	-2,78
13	39,00	+ 4° 22'	0,076	-2,55
14	42,00	+ 5° 50'	0,102	-2,24
15	45,00	+ 7° 17'	0,127	-2,24
16	48,00	+ 7° 17'	0,127	-1,86
17	51,00	+ 7° 17'	0,127	-1,48
18	54,00	+ 7° 17'	0,127	-1,10
19	57,00	+ 7° 17'	0,127	-0,72
20	59,07	+ 7° 17'	0,127	-0,32

## Расчет общего усилия протаскивания и крутящего момента

Текущая длина, м	0,00	5,91	11,81	17,72	23,63	29,54	35,44	41,35	47,26	53,17	59,07
Сила, Н											

### Расчет усилия перемещения буровых штанг

Сила трения от веса буровых штанг (в буровом канале)		$P_2^*$	4,10	3,62	3,39	3,41	3,67	4,17	4,93	5,92	7,17	8,66	10,40
Увеличение силы трения от силы тяжести грунта зоны естественного свода равновесия (по М.М. Протодюкову)	для благоприятных условий	$P_{3(a)}^*$	0,00	3,84	7,69	11,53	15,37	19,22	23,06	26,91	30,75	34,59	38,44
	для неблагоприятных условий	$P_{3(б)}^*$	0,00	5,62	11,23	16,85	22,47	28,08	33,70	39,31	44,93	50,55	56,16
Увеличение силы трения от наличия на буровых штангах выступов за пределы наружного диаметра	для благоприятных условий	$P_{4(a)}^*$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	для неблагоприятных условий	$P_{4(б)}^*$	0,00	10,25	20,50	30,75	41,00	51,25	61,51	71,76	82,01	92,26	102,51
Дополнительные силы трения от опорных реакций		$P_5^*$	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24
Сопrotивление перемещению буровых штанг в зоне забуривания за счет смятия стенки скважины		$P_6^*$	115,86	115,86	115,86	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Сопrotивление на выходе при переходе от криволинейного движения к прямолинейному		$P_7^*$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Усилие перемещения буровых штанг	для благоприятных условий	$P_{n(a)}^*$	120,21	123,57	127,19	15,18	19,29	23,64	28,24	33,08	38,17	43,50	49,08
	для неблагоприятных условий	$P_{n(б)}^*$	120,21	135,60	151,23	51,25	67,38	83,75	100,37	117,24	134,35	151,71	169,31

Сила, Н	Текущая длина, м	0,00	5,91	11,81	17,72	23,63	29,54	35,44	41,35	47,26	53,17	59,07
---------	------------------	------	------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

### Расчет усилия протаскивания газопровода

Сила трения от веса газопровода (в буровом канале)	$P_2$	-1059,50	-950,84	-843,13	-736,37	-630,55	-525,69	-421,78	-318,82	-216,81	-115,75	-15,64	
Увеличение силы трения от силы тяжести грунта зоны естественного свода равновесия	для благоприятных условий	$P_{3(a)}$	10726,83	9653,58	8580,45	7507,45	6434,58	5361,83	4289,21	3216,72	2144,35	1072,11	0,00
	для неблагоприятных условий	$P_{3(б)}$	15311,89	13779,88	12248,06	10716,42	9184,96	7653,68	6122,58	4591,67	3060,93	1530,37	0,00
Дополнительные силы трения от опорных реакций	$P_5$	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	
Увеличенное сопротивление перемещению при переходе от прямолинейного движения к криволинейному	$P_7$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Сила трения от веса газопровода, находящегося вне бурового канала	$P_8$	0,00	146,55	293,11	439,66	586,22	732,77	879,33	1025,88	1172,44	1318,99	1465,55	
Усилие протаскивания газопровода	для благоприятных условий	$P_{гн(a)}$	9667,35	8849,31	8030,45	7210,77	6390,26	5568,93	4746,78	3923,80	3100,00	2275,38	1449,93
	для неблагоприятных условий	$P_{гн(б)}$	14252,40	12975,62	11698,06	10419,74	9140,65	7860,78	6580,15	5298,75	4016,58	2733,64	1449,93

### Расчет общего усилия протаскивания

Лобовое сопротивление движению расширителя	$P_p$	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	
Общее усилие протаскивания	для благоприятных условий	$P_{(a)}$	9791,25	8976,58	8161,33	7229,64	6413,24	5596,26	4778,71	3960,57	3141,86	2322,58	1502,71
	для неблагоприятных условий	$P_{(б)}$	14376,30	13114,91	11852,99	10474,68	9211,72	7948,23	6684,22	5419,68	4154,63	2889,04	1622,94

Величина расчетного усилия протаскивания газопровода для благоприятных условий не должна превышать максимально допустимого усилия протаскивания газопровода  $R_{гп} = 83000 \text{ Н}$

Максимальное расчетное усилие протаскивания газопровода для благоприятных условий:  $9667,35 \text{ Н} = 985,46 \text{ кг}$ ,  
 что значительно меньше допустимого усилия протаскивания газопровода  $R_{гп}$ :  $9667,35 < 83000$

Максимальное расчетное усилие протаскивания газопровода для неблагоприятных условий:  $14252,40 \text{ Н} = 1452,84 \text{ кг}$

### Расчет напряжений в газопроводе для неблагоприятных условий

Радиус кривизны пилотной скважины,  $R = 5000 \text{ м}$

При изгибе оси газопровода соответствующие максимальные напряжения  $\sigma_u$  на наружной поверхности определяются по формуле:

$$\sigma_u = \frac{E \cdot d_u}{2R} = 0,00 \text{ МПа.}$$

Максимальные растягивающие напряжения для газопровода  $\sigma_p$  при максимальном расчетном усилии протаскивания газопровода для неблагоприятных условий:

$$\sigma_p = \frac{T}{S} = 2,14 \text{ МПа,}$$

где  $S = 0,0067 \text{ м}^2$  - площадь сечения газопровода.

Максимальное действующее напряжение определяем по формуле:  $\sigma_{p.max} = \sigma_u + \sigma_p = 2,14 \text{ МПа.}$

Максимальные напряжения не превышают предела текучести:

$$\sigma_{p.max} < \sigma_{тек}$$

$$2,14 < 25$$

Коэффициент запаса по пределу текучести:  $k_{тек} = \sigma_{тек} / \sigma_{p.max} = 11,67$

### Данные для выбора бурильной установки

Максимальное расчетное общее усилие протаскивания для благоприятных условий:  $9791,25 \text{ Н} = 998,09 \text{ кг}$

Максимальное расчетное общее усилие протаскивания для неблагоприятных условий:  $14376,30 \text{ Н} = 1465,4744 \text{ кг}$

Максимальный крутящий момент:  $180,4 \text{ Н} \cdot \text{м}$

В соответствии с п. 4.8.8 ВН Газпром "Строительство подводных переходов газопроводов способом направленного бурения" для выбора буровой установки величина тягового усилия принимается с коэффициентом 1,5, т.е. не менее

$$9791,25 \quad * \quad 1,5 \quad = \quad 14686,87 \quad \text{Н} \quad = \quad 1497,13 \quad \text{кг}$$

Для успешной прокладки газопровода в принятых условиях необходимо предусмотреть технологические приемы, обеспечивающие стабильность и прочность стенок бурового канала, предупреждающие обвал грунта и фильтрацию бурового раствора в грунт, к которым относятся:

- а) применение качественного бурового раствора, соответствие смазочных добавок СТО Газпром РД 2.1-146-2005 «Смазочные компоненты буровых растворов. Технические требования»;
- б) правильный выбор буровой головки, ножа и расширителя;
- в) технология производства работ.

Расчет выполнен в соответствии с СП 42-101-2003 и на основании письма разработчика СП 42-101-2003 ОИ "Омскгазтехнология" №02/187 от 18.03.2008 и №05/27 от 10.04.2008

Выполнил:

 Вареник Я. С.

## Расчет на соответствие требованиям по прочности и несущей способности

### Переход оврага (ПК42+98.0-ПК43+56.5)

#### Ввод исходных данных

Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Величина
Грунт засыпки: 1 - пески гравелистые, крупные и средней крупности; 2 - пески мелкие; 3 - пески пылеватые, супеси; 4 - суглинки полутвердые, тугопластичные и текучепластичные; 5 - супеси и суглинки твердые; 6 - глины	ИГЭ-6	<b>3</b>
Рабочее давление	$p$ , МПа	<b>0,6</b>
Плотность грунта	$\rho_m$ , кН/м <sup>3</sup>	<b>17,9</b>
Диаметр прокола	$B$ , м	<b>0,21</b>
Радиус упругого изгиба газопровода	$\rho$ , м	<b>5000</b>
Расстояние от верха трубы до поверхности земли	$h_m$ , м	<b>3,7</b>
Высота столба грунтовых вод над верхней образующей газопровода	$h_w$ , м	<b>0</b>
Имеющаяся овализация трубы	%	<b>2</b>
Дополнительные напряжения, обусловленные прокладкой в особых условиях: - для среднепучинистых и сильнопучинистых -- 0,5; - для чрезмернопучинистых -- 0,8; - для средненабухающих и грунтов II типа просадочности -- 0,6; - для сильнонабухающих и на подрабатываемых территориях -- 0,8; - для слабопучинистых, слабонабухающих и I типа просадочности -- 0.	$\sigma_{oy}$ , Мпа	<b>0</b>
Модуль деформации грунта засыпки	$E_{гр}$ , МПа	<b>18</b>
Тип используемых труб:		
Наружный диаметр газопровода	$d_e$ , мм	<b>160</b>
Стандартное размерное отношение (9, 11 или 17,6)	SDR	<b>11</b>
Класс сырья: 1 - ПЭ80; 2 - ПЭ100		<b>2</b>

### Постоянные величины

Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Величина
Коэффициент надежности по нагрузке от внутреннего давления	$\gamma_p$	1,1
Коэффициент Пуассона материала труб	$\mu$	0,43
Минимальная длительная прочность	MRS, МПа	10
Коэффициент надежности сварных соединений	$\gamma_c$	0,95
Температура эксплуатации	t, °C	5
Температурный перепад	$\Delta t$ , °C	-20
Коэффициент линейного теплового расширения материала труб	$\alpha$ , (°C) <sup>-1</sup>	$2,2 \cdot 10^{-4}$
Коэффициент надежности по нагрузке от давления грунта	$\gamma_m$	1,2
Плотность воды с учетом растворенных в ней солей	$\rho_w$ , кН/м <sup>3</sup>	10
Расчетная масса 1 м труб по ГОСТ Р 50838-2009	$m_q$ , кг	6,67
Ускорение свободного падения	g, м/с <sup>2</sup>	9,81
Коэффициент надежности по весу трубы	$\gamma_q$	1,1
Коэффициент надежности по нагрузке от грунтовых вод	$\gamma_w$	0,8
Коэффициент надежности по нагрузке от транспорта	$\gamma_T$	1,4
Коэффициенты приведения нагрузок	$\beta_i$	0,75
Коэффициент бокового давления грунта	$\eta$	0,9
Коэффициент, учитывающий совместное действие отпора грунта и внешнего давления	$\xi$	1,3
Предельно допустимая величина овализации	$[\varepsilon_\phi]$ , %	5

### Расчет на прочность

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Толщина стенки трубы	s, м	$s = d_e / SDR$	<b>0,0145</b>
2	Кольцевое напряжение от внутреннего давления в газопроводе	$\sigma_T$ , МПа	$\sigma_T = \gamma_p \cdot p(d_e - s)/(2 \cdot s)$	<b>3,3</b>
3	Продольные фибровые напряжения	$\sigma_{ppF}$ , МПа	$\sigma_{ppF} = \sigma_T \cdot \mu$	<b>1,42</b>
4	Модуль ползучести материала труб	E, МПа		<b>258</b>
5	Продольные осевые напряжения от действия нагрузок силового и деформационного воздействия	$\sigma_{ppNS}$ , МПа	$\sigma_{ppNS} =   \sigma_T \cdot \mu - \alpha \cdot E \cdot \Delta t  $	<b>2,55</b>
6	Продольные фибровые напряжения от совместного действия всех нагрузок силового и деформационного воздействия	$\sigma_{ppS}$ , МПа	$\sigma_{ppS} =   \sigma_T \cdot \mu - \alpha \cdot E \cdot \Delta t   + E \cdot d_e / (2 \cdot \rho) + \sigma_{oy}$	<b>2,56</b>

**Проверка прочности состоит в выполнении следующих условий:**

$\sigma_{ppF} = \sigma_T \cdot \mu \leq \gamma_c \cdot 0,4 \cdot MRS$	- выполняется, т.к.	1,42 < 3,8
$\sigma_{ppNS} =   \sigma_T \times \mu - \alpha \times E \times \Delta t   \leq \gamma_c \cdot 0,5 \cdot MRS$	- выполняется, т.к.	2,55 < 4,75
$\sigma_{ppS} =   \sigma_T \times \mu - \alpha \times E \times \Delta t   + E \times d_e / (2 \times \rho) + \sigma_{oy} \leq 0,9 \cdot MRS$	- выполняется, т.к.	2,56 < 9



## Расчет на несущую способность

### Определение вспомогательных коэффициентов

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Параметр жесткости грунта	$P_{гр}$ , МПа	$P_{гр} = 0,125 \cdot E_{гр}$	<b>2,250</b>
2	Параметр, характеризующий жесткость трубопровода	$D$ , МПа	$D = E / [4(1 - \mu^2)] \cdot [2 \cdot s / (d_e - s)]^3$	<b>0,63</b>
3	Коэффициент концентрации давления грунта	$K_H$	Если $D \leq P_{гр}$ , то $K_H = 1$ , иначе $K_H = 1,5(D + P_{гр}) / (D + 2P_{гр})$	<b>1,00</b>
4	Критическая величина предельного внешнего радиального давления	$P_{кр}$ , МПа	$P_{кр} = \min(\sqrt{D \cdot P_{гр}}; D + 1,143 \cdot P_{гр})$	<b>1,19</b>
5	Коэффициент, учитывающий разгрузку трубы грунтом	$\psi$	$\psi = \max \left[ 1 / (1 + 2 \cdot \frac{P_{гр}}{P_{кр}} \cdot \frac{B - d_e}{8d_e}); \frac{d_e}{B} \right]$	<b>0,88</b>
6	Коэффициент вертикального давления грунта	$K_{гр}$		<b>0,65</b>

### Определение величины расчетных нагрузок

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Нормативная равномерно распределенная нагрузка от давления грунта	$g_m$ , кН/м <sup>2</sup>	$g_m = \rho_m \cdot h_m$	<b>66,2</b>
2	Давление грунта на единицу длины газопровода	$q_m$ , кН/м	Если $B \cdot K_{гр} \cdot \Psi > d_e \cdot K_H$ , то $q_m = \gamma_m \cdot g_m \cdot d_e \cdot K_H$ , иначе $q_m = \gamma_m \cdot g_m \cdot B \cdot K_{гр} \cdot \Psi$	<b>9,48</b>
3	Нормативная выталкивающая сила воды, действующая на трубопровод	$g_w$ , кН/м	$g_w = \rho_w \cdot \pi \cdot d_e^2 / 4$	<b>0,000</b>
4	Выталкивающая сила воды на единицу длины газопровода	$q_w$ , кН/м	$q_w = \gamma_w \cdot g_w$	<b>0,00</b>
5	Нормативная равномерно распределенная нагрузка от транспорта	$g_T$ , кН/м <sup>2</sup>		<b>0</b>
6	нагрузка от транспортных средств на уровне заложения газопровода	$q_T$ , кН/м	$q_T = \gamma_T \cdot d_e \cdot g_T$	<b>0,00</b>
7	Расчетный вес трубы	$g_q$ , кН/м <sup>2</sup>	$g_q = m_q \cdot g$	<b>0,065</b>
8	Собственный вес единицы длины газопровода	$q_q$ , кН/м	$q_q = \gamma_q \cdot g_q$	<b>0,072</b>
9	Полная погонная эквивалентная нагрузка	$Q$ , кН/м	$Q = \sum \beta_i \cdot \eta \cdot q_i$	<b>6,45</b>

### Проверка несущей способности газопровода

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Внешнее гидростатическое давление грунтовых вод	$P_w$ , МПа	$P_w = \rho_w \cdot h_w$	0,000000
2	Коэффициент отпора грунта	$\Theta$	$\Theta = 1 / \left[ 1 + \frac{P_{гр} - P_w}{D + 0,1 \cdot P_{гр}} \right]$	0,28
3	Величина овализации трубы газопровода	$\varepsilon_\varphi$ , %	$\varepsilon_\varphi = \xi \cdot \frac{Q}{4 \cdot d_e \cdot D} \cdot \Theta \cdot 100$	0,57

**Проверка несущей способности по условию предельно допустимой величины овализации поперечного сечения трубы:**

$$\varepsilon_\varphi + 2\% = \xi \cdot \frac{Q}{4 \cdot d_e \cdot D} \cdot \Theta \cdot 100 + 2\% \leq [\varepsilon_\varphi]$$

- выполняется, т.к. 2,57 < 5

**Проверка несущей способности по условию устойчивости круглой формы поперечного сечения трубы:**

$$P_{кр} \geq 1,7 \cdot (Q/d_e + P_w)$$

- выполняется, т.к. 1,19 > 0,0685

**Вывод:** Газопровод из полиэтиленовых труб по ГОСТ Р 58121.2-2018 требованиям по прочности и несущей способности.

ПЭ 100 160 SDR 11 соответствует

Расчет выполнен в соответствии с СП 42-103-2003.

## Расчет параметров при строительстве газопровода методом наклонно-направленного бурения

### Переход оврага (ПК48+41.5-ПК49+1.5)

#### Ввод исходных данных

Наименование параметра		Обозначение, ед. измерения	Величина
Тип грунта: 1 - супесь; 2 - суглинок; 3 - глина; 4 - известняк; 5 - песчаник; 6 - торф		ИГЭ-6	2
Естественная пористость грунта		$n_0$	0,76
Коэффициент сцепления грунта		$C_0, \text{Н/м}^2$	20000
Угол внутреннего трения грунта		$\rho, \text{рад}$	0,314
Коэффициент бокового давления		$\mu$	0,37
Материал трубы: 1 - полиэтилен ПЭ80; 2 - полиэтилен ПЭ100; 3 - сталь			2
Коэффициенты трения	газопровода о грунт	$f_{гп}$	0,4
	газопровода о грунт, смоченный буровым раствором	$f$	0,1
	расширителя о грунт, смоченный буровым раствором	$f_{рш}$	0,13
	штанг о грунт, смоченный буровым раствором	$f_{ш}$	0,13
Удельный вес	материала штанг	$\gamma_{ш}, \text{Н/м}^3$	78000
	материала трубы	$\gamma_{т}, \text{Н/м}^3$	9300
	грунта	$\gamma_{г}, \text{Н/м}^3$	17900
	бурового раствора	$\gamma_{ж}, \text{Н/м}^3$	12000
	воды	$\gamma_{в}, \text{Н/м}^3$	10000
Наружный диаметр газопровода		$d_n, \text{м}$	0,16
Толщина стенки трубы		$\delta, \text{м}$	0,0146
Модуль упругости материала газопровода		$E, \text{Н/м}^2$	$300 \cdot 10^6$
Модуль упругости материала штанг		$E_{ш}, \text{Н/м}^2$	$2,1 \cdot 10^{11}$
Угол забуривания		$\alpha$	$6^\circ 29'$

Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Величина
Давление бурового раствора на выходе из сопел расширителя	$p$ , Н/м <sup>2</sup>	<b>1000000</b>
Расход бурового раствора	$Q_{ж}$ , м <sup>3</sup> /с	<b>0,0012</b>
Диаметр буровой головки	$d_{г}$ , м	<b>0,1</b>
Диаметр расширителя	$d_{рш}$ , м	<b>0,21</b>
Ширина резца	$m$ , м	<b>0,01</b>
Глубина врезания (вылет резца)	$e_p$ , м	<b>0,01</b>
Диаметр штанги	$d_{ш}$ , м	<b>0,052</b>
Диаметр замка штанги	$d_{з}^*$ , м	<b>0,066</b>
Длина замка на штанге	$L_{з}^*$ , м	<b>0,4</b>
Длина буровой штанги	$l_{ш}$ , м	<b>3</b>
Толщина стенки штанги	$\delta_{ш}$ , м	<b>0,0065</b>
Количество прямолинейных и криволинейных участков пилотной скважины		<b>4</b>

#### Координаты точек перелома пилотной скважины

№ точки	1 (точка входа бура в землю)	2	3	4	5 (точка выхода бура из земли)
Отметка земли фактическая	<b>132,45</b>	<b>132,23</b>	<b>132,13</b>	<b>132,05</b>	<b>131,88</b>
Глубина траншеи	<b>1,36</b>	<b>3,41</b>	<b>3,86</b>	<b>3,16</b>	<b>1,36</b>

#### Длины участков пилотной скважины в плане

№ участка	1	2	3	4
Длина	<b>20,0</b>	<b>10,0</b>	<b>10,0</b>	<b>20,0</b>

## Расчет трассы газопровода

Общая длина пилотной скважины:

- фактическая 60,43 м  
 - принимаем в расчете 60,50 м

### Полный расчет заглубления газопровода

на каждой штанге

№ п/п	Длина бурового канала, м	Текущий угол $\alpha_i$	Синус текущего угла $\sin\alpha_i$	Заглубление $D_i$ газопровода от точки забуривания, м
0	0,00	- 6° 28'	-0,113	0,00
1	3,00	- 6° 28'	-0,113	-0,34
2	6,00	- 6° 28'	-0,113	-0,68
3	9,00	- 6° 28'	-0,113	-1,01
4	12,00	- 6° 28'	-0,113	-1,35
5	15,00	- 6° 28'	-0,113	-1,69
6	18,00	- 6° 28'	-0,113	-2,27
7	21,00	- 6° 28'	-0,113	-2,41
8	24,00	- 5° 10'	-0,090	-2,54
9	27,00	- 3° 53'	-0,068	-2,74
10	30,00	- 2° 35'	-0,045	-2,82
11	33,00	- 1° 17'	-0,023	-2,82
12	36,00	+ 1° 33'	0,027	-2,74
13	39,00	+ 3° 6'	0,054	-2,66
14	42,00	+ 4° 39'	0,081	-2,20
15	45,00	+ 4° 39'	0,081	-1,96
16	48,00	+ 4° 39'	0,081	-1,71
17	51,00	+ 4° 39'	0,081	-1,47
18	54,00	+ 4° 39'	0,081	-1,23
19	57,00	+ 4° 39'	0,081	-0,98
20	60,00	+ 4° 39'	0,081	-0,74
21	60,43	+ 4° 39'	0,081	-0,57

## Расчет общего усилия протаскивания и крутящего момента

Текущая длина, м	0,00	6,04	12,09	18,13	24,17	30,21	36,26	42,30	48,34	54,39	60,43
Сила, Н											

### Расчет усилия перемещения буровых штанг

Сила трения от веса буровых штанг (в буровом канале)		$P_2^*$	119,68	76,53	40,48	11,58	-10,14	-24,67	-32,00	-32,13	-25,08	-10,86	10,49
Увеличение силы трения от силы тяжести грунта зоны естественного свода равновесия (по М.М. Протодьяконову)	для благоприятных условий	$P_{3(a)}^*$	0,00	3,93	7,86	11,80	15,73	19,67	23,60	27,54	31,47	35,41	39,34
	для неблагоприятных условий	$P_{3(б)}^*$	0,00	5,75	11,49	17,24	22,99	28,73	34,48	40,23	45,98	51,74	57,49
Увеличение силы трения от наличия на буровых штангах выступов за пределы наружного диаметра	для благоприятных условий	$P_{4(a)}^*$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	для неблагоприятных условий	$P_{4(б)}^*$	0,00	10,49	20,97	31,46	41,95	52,45	62,94	73,43	83,93	94,43	104,93
Дополнительные силы трения от опорных реакций		$P_5^*$	36,17	36,17	36,17	36,18	36,18	36,18	36,18	36,19	36,19	36,19	36,19
Сопrotивление перемещению буровых штанг в зоне забуривания за счет смятия стенки скважины		$P_6^*$	115,89	115,90	115,92	115,93	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Сопrotивление на выходе при переходе от криволинейного движения к прямолинейному		$P_7^*$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,81	0,81	0,81	0,81
Усилие перемещения буровых штанг	для благоприятных условий	$P_{n(a)}^*$	271,74	232,53	200,44	175,49	41,77	31,18	27,78	32,40	43,39	61,55	86,84
	для неблагоприятных условий	$P_{n(б)}^*$	271,74	244,83	225,04	212,39	90,98	92,69	101,61	118,53	141,83	172,30	209,90

Сила, Н	Текущая длина, м	0,00	6,04	12,09	18,13	24,17	30,21	36,26	42,30	48,34	54,39	60,43
---------	------------------	------	------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

### Расчет усилия протаскивания газопровода

Сила трения от веса газопровода (в буровом канале)	$P_2$	-1086,03	-900,90	-742,53	-611,13	-506,87	-429,91	-380,34	-358,21	-363,56	-396,37	-456,57	
Увеличение силы трения от силы тяжести грунта зоны естественного свода равновесия	для благоприятных условий	$P_{3(a)}$	11154,08	10021,63	8893,00	7768,18	6647,15	5529,91	4416,44	3306,73	2200,76	1098,52	0,00
	для неблагоприятных условий	$P_{3(б)}$	15921,76	14305,25	12694,21	11088,60	9488,40	7893,61	6304,20	4720,15	3141,44	1568,07	0,00
Дополнительные силы трения от опорных реакций	$P_5$	2,93	2,93	2,92	2,92	2,91	2,91	2,90	2,90	2,89	2,89	2,88	
Увеличенное сопротивление перемещению при переходе от прямолинейного движения к криволинейному	$P_7$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,08	0,08	0,08	0,08	
Сила трения от веса газопровода, находящегося вне бурового канала	$P_8$	0,00	149,92	299,84	449,76	599,68	749,60	899,52	1049,44	1199,36	1349,28	1499,20	
Усилие протаскивания газопровода	для благоприятных условий	$P_{гн(a)}$	10070,98	9273,57	8453,23	7609,73	6742,87	5852,51	4938,53	4000,93	3039,53	2054,40	1045,59
	для неблагоприятных условий	$P_{гн(б)}$	14838,66	13557,20	12254,44	10930,14	9584,12	8216,20	6826,28	5414,35	3980,21	2523,95	1045,59

### Расчет общего усилия протаскивания

Лобовое сопротивление движению расширителя	$P_p$	3,69	3,69	3,70	3,70	3,70	3,70	3,70	3,70	3,70	3,70	3,70	
Общее усилие протаскивания	для благоприятных условий	$P_{(a)}$	10346,42	9509,80	8657,36	7788,91	6788,34	5887,38	4970,01	4037,03	3086,61	2119,64	1136,12
	для неблагоприятных условий	$P_{(б)}$	15114,10	13805,73	12483,17	11146,23	9678,79	8312,59	6931,58	5536,58	4125,74	2699,94	1259,19

Величина расчетного усилия протаскивания газопровода для благоприятных условий не должна превышать максимально допустимого усилия протаскивания газопровода  $R_{гп} = 83000 \text{ Н}$

Максимальное расчетное усилие протаскивания газопровода для благоприятных условий:  $10070,98 \text{ Н} = 1026,60 \text{ кг}$ ,  
 что значительно меньше допустимого усилия протаскивания газопровода  $R_{гп}$ :  $10070,98 < 83000$

Максимальное расчетное усилие протаскивания газопровода для неблагоприятных условий:  $14838,66 \text{ Н} = 1512,61 \text{ кг}$

### Расчет напряжений в газопроводе для неблагоприятных условий

Радиус кривизны пилотной скважины,  $R = 179 \text{ м}$

При изгибе оси газопровода соответствующие максимальные напряжения  $\sigma_u$  на наружной поверхности определяются по формуле:

$$\sigma_u = \frac{E \cdot d_u}{2R} = 0,13 \text{ МПа.}$$

Максимальные растягивающие напряжения для газопровода  $\sigma_p$  при максимальном расчетном усилии протаскивания газопровода для неблагоприятных условий:

$$\sigma_p = \frac{T}{S} = 2,22 \text{ МПа,}$$

где  $S = 0,0067 \text{ м}^2$  - площадь сечения газопровода.

Максимальное действующее напряжение определяем по формуле:  $\sigma_{p.max} = \sigma_u + \sigma_p = 2,36 \text{ МПа.}$

Максимальные напряжения не превышают предела текучести:

$$\sigma_{p.max} < \sigma_{тек}$$

$$2,36 < 25$$

Коэффициент запаса по пределу текучести:  $k_{тек} = \sigma_{тек} / \sigma_{p.max} = 10,60$

### Данные для выбора бурильной установки

Максимальное расчетное общее усилие протаскивания для благоприятных условий:  $10346,42 \text{ Н} = 1054,68 \text{ кг}$

Максимальное расчетное общее усилие протаскивания для неблагоприятных условий:  $15114,10 \text{ Н} = 1540,6827 \text{ кг}$

Максимальный крутящий момент:  $270,1 \text{ Н} \cdot \text{м}$



В соответствии с п. 4.8.8 ВН Газпром "Строительство подводных переходов газопроводов способом направленного бурения" для выбора буровой установки величина тягового усилия принимается с коэффициентом 1,5, т.е. не менее

$$10346,42 \quad * \quad 1,5 \quad = \quad 15519,63 \quad \text{Н} \quad = \quad 1582,02 \quad \text{кг}$$

Для успешной прокладки газопровода в принятых условиях необходимо предусмотреть технологические приемы, обеспечивающие стабильность и прочность стенок бурового канала, предупреждающие обвал грунта и фильтрацию бурового раствора в грунт, к которым относятся:

- а) применение качественного бурового раствора, соответствие смазочных добавок СТО Газпром РД 2.1-146-2005 «Смазочные компоненты буровых растворов. Технические требования»;
- б) правильный выбор буровой головки, ножа и расширителя;
- в) технология производства работ.

Расчет выполнен в соответствии с СП 42-101-2003 и на основании письма разработчика СП 42-101-2003 ОИ "Омскгазтехнология" №02/187 от 18.03.2008 и №05/27 от 10.04.2008

Выполнил:

 Вареник Я. С.

## Расчет на соответствие требованиям по прочности и несущей способности

### Переход оврага (ПК48+41.5-ПК49+1.5)

#### Ввод исходных данных

Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Величина
Грунт засыпки: 1 - пески гравелистые, крупные и средней крупности; 2 - пески мелкие; 3 - пески пылеватые, супеси; 4 - суглинки полутвердые, тугопластичные и текучепластичные; 5 - супеси и суглинки твердые; 6 - глины	ИГЭ-6	4
Рабочее давление	$p$ , МПа	0,6
Плотность грунта	$\rho_m$ , кН/м <sup>3</sup>	17,9
Диаметр прокола	$B$ , м	0,21
Радиус упругого изгиба газопровода	$\rho$ , м	179
Расстояние от верха трубы до поверхности земли	$h_m$ , м	3,7
Высота столба грунтовых вод над верхней образующей газопровода	$h_w$ , м	0
Имеющаяся овализация трубы	%	2
Дополнительные напряжения, обусловленные прокладкой в особых условиях: - для среднепучинистых и сильнопучинистых -- 0,5; - для чрезмернопучинистых -- 0,8; - для средненабухающих и грунтов II типа просадочности -- 0,6; - для сильнонабухающих и на подрабатываемых территориях -- 0,8; - для слабопучинистых, слабонабухающих и I типа просадочности -- 0.	$\sigma_{oy}$ , Мпа	0
Модуль деформации грунта засыпки	$E_{гр}$ , МПа	18
Тип используемых труб:		
Наружный диаметр газопровода	$d_e$ , мм	160
Стандартное размерное отношение (9, 11 или 17,6)	SDR	11
Класс сырья: 1 - ПЭ80; 2 - ПЭ100		2

### Постоянные величины

Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Величина
Коэффициент надежности по нагрузке от внутреннего давления	$\gamma_p$	1,1
Коэффициент Пуассона материала труб	$\mu$	0,43
Минимальная длительная прочность	MRS, МПа	10
Коэффициент надежности сварных соединений	$\gamma_c$	0,95
Температура эксплуатации	t, °C	5
Температурный перепад	$\Delta t$ , °C	-20
Коэффициент линейного теплового расширения материала труб	$\alpha$ , (°C) <sup>-1</sup>	$2,2 \cdot 10^{-4}$
Коэффициент надежности по нагрузке от давления грунта	$\gamma_m$	1,2
Плотность воды с учетом растворенных в ней солей	$\rho_w$ , кН/м <sup>3</sup>	10
Расчетная масса 1 м труб по ГОСТ Р 50838-2009	$m_q$ , кг	6,67
Ускорение свободного падения	g, м/с <sup>2</sup>	9,81
Коэффициент надежности по весу трубы	$\gamma_q$	1,1
Коэффициент надежности по нагрузке от грунтовых вод	$\gamma_w$	0,8
Коэффициент надежности по нагрузке от транспорта	$\gamma_T$	1,4
Коэффициенты приведения нагрузок	$\beta_i$	0,75
Коэффициент бокового давления грунта	$\eta$	0,9
Коэффициент, учитывающий совместное действие отпора грунта и внешнего давления	$\xi$	1,3
Предельно допустимая величина овализации	$[\varepsilon_\phi]$ , %	5

### Расчет на прочность

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Толщина стенки трубы	s, м	$s = d_e / SDR$	<b>0,0145</b>
2	Кольцевое напряжение от внутреннего давления в газопроводе	$\sigma_T$ , МПа	$\sigma_T = \gamma_p \cdot p(d_e - s)/(2 \cdot s)$	<b>3,3</b>
3	Продольные фибровые напряжения	$\sigma_{ppF}$ , МПа	$\sigma_{ppF} = \sigma_T \cdot \mu$	<b>1,42</b>
4	Модуль ползучести материала труб	E, МПа		<b>258</b>
5	Продольные осевые напряжения от действия нагрузок силового и деформационного воздействия	$\sigma_{ppNS}$ , МПа	$\sigma_{ppNS} =   \sigma_T \cdot \mu - \alpha \cdot E \cdot \Delta t  $	<b>2,55</b>
6	Продольные фибровые напряжения от совместного действия всех нагрузок силового и деформационного воздействия	$\sigma_{ppS}$ , МПа	$\sigma_{ppS} =   \sigma_T \cdot \mu - \alpha \cdot E \cdot \Delta t   + E \cdot d_e / (2 \cdot \rho) + \sigma_{oy}$	<b>2,67</b>

**Проверка прочности состоит в выполнении следующих условий:**

$\sigma_{ppF} = \sigma_T \cdot \mu \leq \gamma_c \cdot 0,4 \cdot MRS$	- выполняется, т.к.	1,42 < 3,8
$\sigma_{ppNS} =   \sigma_T \cdot \mu - \alpha \cdot E \cdot \Delta t   \leq \gamma_c \cdot 0,5 \cdot MRS$	- выполняется, т.к.	2,55 < 4,75
$\sigma_{ppS} =   \sigma_T \cdot \mu - \alpha \cdot E \cdot \Delta t   + E \cdot d_e / (2 \cdot \rho) + \sigma_{oy} \leq 0,9 \cdot MRS$	- выполняется, т.к.	2,67 < 9

## Расчет на несущую способность

### Определение вспомогательных коэффициентов

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Параметр жесткости грунта	$P_{гр}$ , МПа	$P_{гр} = 0,125 \cdot E_{гр}$	<b>2,250</b>
2	Параметр, характеризующий жесткость трубопровода	$D$ , МПа	$D = E / [4(1 - \mu^2)] \cdot [2 \cdot s / (d_e - s)]^3$	<b>0,63</b>
3	Коэффициент концентрации давления грунта	$K_H$	Если $D \leq P_{гр}$ , то $K_H = 1$ , иначе $K_H = 1,5(D + P_{гр}) / (D + 2P_{гр})$	<b>1,00</b>
4	Критическая величина предельного внешнего радиального давления	$P_{кр}$ , МПа	$P_{кр} = \min(\sqrt{D \cdot P_{гр}}; D + 1,143 \cdot P_{гр})$	<b>1,19</b>
5	Коэффициент, учитывающий разгрузку трубы грунтом	$\psi$	$\psi = \max \left[ 1 / (1 + 2 \cdot \frac{P_{гр}}{P_{кр}} \cdot \frac{B - d_e}{8d_e}); \frac{d_e}{B} \right]$	<b>0,88</b>
6	Коэффициент вертикального давления грунта	$K_{гр}$		<b>0,69</b>

### Определение величины расчетных нагрузок

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Нормативная равномерно распределенная нагрузка от давления грунта	$g_m$ , кН/м <sup>2</sup>	$g_m = \rho_m \cdot h_m$	<b>66,2</b>
2	Давление грунта на единицу длины газопровода	$q_m$ , кН/м	Если $B \cdot K_{гр} \cdot \Psi > d_e \cdot K_H$ , то $q_m = \gamma_m \cdot g_m \cdot d_e \cdot K_H$ , иначе $q_m = \gamma_m \cdot g_m \cdot B \cdot K_{гр} \cdot \Psi$	<b>9,93</b>
3	Нормативная выталкивающая сила воды, действующая на трубопровод	$g_w$ , кН/м	$g_w = \rho_w \cdot \pi \cdot d_e^2 / 4$	<b>0,000</b>
4	Выталкивающая сила воды на единицу длины газопровода	$q_w$ , кН/м	$q_w = \gamma_w \cdot g_w$	<b>0,00</b>
5	Нормативная равномерно распределенная нагрузка от транспорта	$g_T$ , кН/м <sup>2</sup>		<b>0</b>
6	нагрузка от транспортных средств на уровне заложения газопровода	$q_T$ , кН/м	$q_T = \gamma_T \cdot d_e \cdot g_T$	<b>0,00</b>
7	Расчетный вес трубы	$g_q$ , кН/м <sup>2</sup>	$g_q = m_q \cdot g$	<b>0,065</b>
8	Собственный вес единицы длины газопровода	$q_q$ , кН/м	$q_q = \gamma_q \cdot g_q$	<b>0,072</b>
9	Полная погонная эквивалентная нагрузка	$Q$ , кН/м	$Q = \sum \beta_i \cdot \eta \cdot q_i$	<b>6,74</b>

### Проверка несущей способности газопровода

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Внешнее гидростатическое давление грунтовых вод	$P_w$ , МПа	$P_w = \rho_w \cdot h_w$	0,000000
2	Коэффициент отпора грунта	$\Theta$	$\Theta = 1 / \left[ 1 + \frac{P_{гр} - P_w}{D + 0,1 \cdot P_{гр}} \right]$	0,28
3	Величина овализации трубы газопровода	$\varepsilon_\varphi$ , %	$\varepsilon_\varphi = \xi \cdot \frac{Q}{4 \cdot d_e \cdot D} \cdot \Theta \cdot 100$	0,60

**Проверка несущей способности по условию предельно допустимой величины овализации поперечного сечения трубы:**

$$\varepsilon_\varphi + 2\% = \xi \cdot \frac{Q}{4 \cdot d_e \cdot D} \cdot \Theta \cdot 100 + 2\% \leq [\varepsilon_\varphi]$$

- выполняется, т.к. 2,60 < 5

**Проверка несущей способности по условию устойчивости круглой формы поперечного сечения трубы:**

$$P_{кр} \geq 1,7 \cdot (Q/d_e + P_w)$$

- выполняется, т.к. 1,19 > 0,0717

**Вывод:** Газопровод из полиэтиленовых труб по ГОСТ Р 58121.2-2018 требованиям по прочности и несущей способности.

ПЭ 100 160 SDR 11 соответствует

Расчет выполнен в соответствии с СП 42-103-2003.

## Расчет параметров при строительстве газопровода методом наклонно-направленного бурения

### Переход Ручья Киреевка (ПК59+96.5-ПК60+11.5)

#### Ввод исходных данных

Наименование параметра		Обозначение, ед. измерения	Величина
Тип грунта: 1 - супесь; 2 - суглинок; 3 - глина; 4 - известняк; 5 - песчаник; 6 - торф		ИГЭ-4	2
Естественная пористость грунта		$n_0$	0,83
Коэффициент сцепления грунта		$C_0, \text{Н/м}^2$	18000
Угол внутреннего трения грунта		$\rho, \text{рад}$	0,262
Коэффициент бокового давления		$\mu$	0,37
Материал трубы: 1 - полиэтилен ПЭ80; 2 - полиэтилен ПЭ100; 3 - сталь			2
Коэффициенты трения	газопровода о грунт	$f_{гп}$	0,4
	газопровода о грунт, смоченный буровым раствором	$f$	0,1
	расширителя о грунт, смоченный буровым раствором	$f_{рш}$	0,13
	штанг о грунт, смоченный буровым раствором	$f_{ш}$	0,13
Удельный вес	материала штанг	$\gamma_{ш}, \text{Н/м}^3$	78000
	материала трубы	$\gamma_{т}, \text{Н/м}^3$	9300
	грунта	$\gamma_{г}, \text{Н/м}^3$	18700
	бурового раствора	$\gamma_{ж}, \text{Н/м}^3$	12000
	воды	$\gamma_{в}, \text{Н/м}^3$	10000
Наружный диаметр газопровода		$d_n, \text{м}$	0,16
Толщина стенки трубы		$\delta, \text{м}$	0,0146
Модуль упругости материала газопровода		$E, \text{Н/м}^2$	$300 \cdot 10^6$
Модуль упругости материала штанг		$E_{ш}, \text{Н/м}^2$	$2,1 \cdot 10^{11}$
Угол забуривания		$\alpha$	$6^\circ 38'$

Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Величина
Давление бурового раствора на выходе из сопел расширителя	$p$ , Н/м <sup>2</sup>	<b>1000000</b>
Расход бурового раствора	$Q_{ж}$ , м <sup>3</sup> /с	<b>0,0012</b>
Диаметр буровой головки	$d_{г}$ , м	<b>0,1</b>
Диаметр расширителя	$d_{рш}$ , м	<b>0,22</b>
Ширина резца	$m$ , м	<b>0,01</b>
Глубина врезания (вылет резца)	$e_p$ , м	<b>0,01</b>
Диаметр штанги	$d_{ш}$ , м	<b>0,052</b>
Диаметр замка штанги	$d_{з}^*$ , м	<b>0,066</b>
Длина замка на штанге	$L_{з}^*$ , м	<b>0,4</b>
Длина буровой штанги	$l_{ш}$ , м	<b>3</b>
Толщина стенки штанги	$\delta_{ш}$ , м	<b>0,0065</b>
Количество прямолинейных и криволинейных участков пилотной скважины		<b>5</b>

#### Координаты точек перелома пилотной скважины

№ точки	1 (точка входа бура в землю)	2	3	4	5	6 (точка выхода бура из земли)
Отметка земли фактическая	<b>124,77</b>	<b>124,58</b>	<b>120,41</b>	<b>121,05</b>	<b>121,47</b>	<b>124,28</b>
Глубина траншеи	<b>1,45</b>	<b>6,15</b>	<b>2,16</b>	<b>2,59</b>	<b>2,16</b>	<b>1,36</b>

#### Длины участков пилотной скважины в плане

№ участка	1	2	3	4	5
Длина	<b>42,0</b>	<b>9,0</b>	<b>22,5</b>	<b>23,5</b>	<b>18,0</b>



## Расчет трассы газопровода

Общая длина пилотной скважины:

- фактическая 116,32 м  
 - принимаем в расчете 116,50 м

### Полный расчет заглубления газопровода на каждой штанге

№ п/п	Длина бурового канала, м	Текущий угол $\alpha_i$	Синус текущего угла $\sin\alpha_i$	Заглубление $D_i$ газопровода от точки забуривания, м
0	0,00	- 6° 38'	-0,116	0,00
1	3,00	- 6° 16'	-0,109	-0,33
2	6,00	- 5° 54'	-0,103	-0,64
3	9,00	- 5° 32'	-0,097	-0,93
4	12,00	- 5° 10'	-0,090	-1,20
5	15,00	- 4° 48'	-0,084	-1,45
6	18,00	- 4° 26'	-0,077	-1,68
7	21,00	- 4° 4'	-0,071	-1,89
8	24,00	- 3° 42'	-0,065	-2,09
9	27,00	- 3° 20'	-0,058	-2,26
10	30,00	- 2° 58'	-0,052	-2,42
11	33,00	- 2° 36'	-0,046	-2,56
12	36,00	- 2° 14'	-0,039	-2,67
13	39,00	- 1° 52'	-0,033	-2,77
14	42,00	- 1° 30'	-0,026	-4,89
15	45,00	- 1° 8'	-0,020	-4,95
16	48,00	- 1° 8'	-0,020	-5,01
17	51,00	- 1° 8'	-0,020	-5,07
18	54,00	- 1° 8'	-0,020	-5,07
19	57,00	+ 0° 32'	0,009	-5,04
20	60,00	+ 0° 32'	0,009	-5,01
21	63,00	+ 0° 32'	0,009	-4,99
22	66,00	+ 0° 32'	0,009	-4,96
23	69,00	+ 0° 32'	0,009	-4,93
24	72,00	+ 0° 32'	0,009	-4,90
25	75,00	+ 0° 32'	0,009	-4,86
26	78,00	+ 1° 53'	0,033	-4,78
27	81,00	+ 3° 14'	0,056	-4,69
28	84,00	+ 4° 35'	0,080	-4,45
29	87,00	+ 5° 56'	0,103	-4,14
30	90,00	+ 7° 17'	0,127	-4,01
31	93,00	+ 8° 38'	0,150	-4,01
32	96,00	+ 9° 59'	0,173	-4,01
33	99,00	+ 11° 20'	0,197	-4,01
34	102,00	+ 11° 20'	0,197	-3,42
35	105,00	+ 11° 20'	0,197	-2,83
36	108,00	+ 11° 20'	0,197	-2,24
37	111,00	+ 11° 20'	0,197	-1,65
38	114,00	+ 11° 20'	0,197	-1,06
39	116,32	+ 11° 20'	0,197	-0,40

## Расчет общего усилия протаскивания и крутящего момента

Текущая длина, м	0,00	11,63	23,26	34,90	46,53	58,16	69,79	81,42	93,05	104,69	116,32
Сила, Н											

### Расчет усилия перемещения буровых штанг

Сила трения от веса буровых штанг (в буровом канале)		$P_2^*$	231,88	147,97	77,84	21,55	-20,83	-49,28	-63,77	-64,31	-50,93	-23,67	17,41
Увеличение силы трения от силы тяжести грунта зоны естественного свода равновесия (по М.М. Протоdjякову)	для благоприятных условий	$P_{3(a)}^*$	0,00	8,04	16,08	24,12	32,17	40,21	48,26	56,30	64,35	72,40	80,45
	для неблагоприятных условий	$P_{3(б)}^*$	0,00	10,97	21,94	32,91	43,88	54,85	65,83	76,80	87,78	98,76	109,74
Увеличение силы трения от наличия на буровых штангах выступов за пределы наружного диаметра	для благоприятных условий	$P_{4(a)}^*$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01
	для неблагоприятных условий	$P_{4(б)}^*$	0,00	16,47	32,94	49,42	65,89	82,37	98,85	115,33	131,82	148,30	164,79
Дополнительные силы трения от опорных реакций		$P_5^*$	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,69	13,69
Сопrotивление перемещению буровых штанг в зоне забуривания за счет смятия стенки скважины		$P_6^*$	109,64	109,66	109,67	109,68	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Сопrotивление на выходе при переходе от криволинейного движения к прямолинейному		$P_7^*$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,22	0,22
Усилие перемещения буровых штанг	для благоприятных условий	$P_{n(a)}^*$	355,20	279,35	217,27	169,04	25,02	4,62	-1,82	5,68	27,11	62,64	111,77
	для неблагоприятных условий	$P_{n(б)}^*$	355,20	298,75	256,07	227,24	102,62	101,63	114,59	141,51	182,35	237,30	305,84

Сила, Н	Текущая длина, м	0,00	11,63	23,26	34,90	46,53	58,16	69,79	81,42	93,05	104,69	116,32
---------	------------------	------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	--------	--------

### Расчет усилия протаскивания газопровода

Сила трения от веса газопровода (в буровом канале)	$P_2$	-2090,29	-1733,04	-1427,61	-1174,42	-973,82	-826,08	-731,41	-689,93	-701,66	-766,59	-884,59	
Увеличение силы трения от силы тяжести грунта зоны естественного свода равновесия	для благоприятных условий	$P_{3(a)}$	25576,68	22979,68	20391,49	17812,10	15241,47	12679,57	10126,37	7581,84	5045,96	2518,69	0,00
	для неблагоприятных условий	$P_{3(б)}$	34434,70	30938,27	27453,72	23981,00	20520,08	17070,91	13633,46	10207,68	6793,54	3390,99	0,00
Дополнительные силы трения от опорных реакций	$P_5$	0,96	0,96	0,96	0,96	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,94	
Увеличенное сопротивление перемещению при переходе от прямолинейного движения к криволинейному	$P_7$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,02	
Сила трения от веса газопровода, находящегося вне бурового канала	$P_8$	0,00	288,57	577,15	865,72	1154,30	1442,87	1731,45	2020,02	2308,60	2597,17	2885,75	
Усилие протаскивания газопровода	для благоприятных условий	$P_{гн(a)}$	23487,36	21536,17	19541,99	17504,36	15422,91	13297,31	11127,36	8912,89	6653,84	4350,24	2002,13
	для неблагоприятных условий	$P_{гн(б)}$	32345,38	29494,77	26604,22	23673,27	20701,52	17688,65	14634,44	11538,72	8401,42	5222,54	2002,13

### Расчет общего усилия протаскивания

Лобовое сопротивление движению расширителя	$P_p$	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93	
Общее усилие протаскивания	для благоприятных условий	$P_{(a)}$	23845,49	21818,45	19762,19	17676,34	15450,86	13304,87	11128,47	8921,50	6683,89	4415,82	2116,83
	для неблагоприятных условий	$P_{(б)}$	32703,51	29796,44	26863,22	23903,43	20807,07	17793,21	14751,97	11683,16	8586,70	5462,77	2310,89

Величина расчетного усилия протаскивания газопровода для благоприятных условий не должна превышать максимально допустимого усилия протаскивания газопровода  $R_{гп} = 83000 \text{ Н}$

Максимальное расчетное усилие протаскивания газопровода для благоприятных условий:  $23487,36 \text{ Н} = 2394,23 \text{ кг}$ ,  
 что значительно меньше допустимого усилия протаскивания газопровода  $R_{гп}$ :  $23487,36 < 83000$

Максимальное расчетное усилие протаскивания газопровода для неблагоприятных условий:  $32345,38 \text{ Н} = 3297,18 \text{ кг}$

### Расчет напряжений в газопроводе для неблагоприятных условий

Радиус кривизны пилотной скважины,  $R = 342 \text{ м}$

При изгибе оси газопровода соответствующие максимальные напряжения  $\sigma_u$  на наружной поверхности определяются по формуле:

$$\sigma_u = \frac{E \cdot d_u}{2R} = 0,07 \text{ МПа.}$$

Максимальные растягивающие напряжения для газопровода  $\sigma_p$  при максимальном расчетном усилии протаскивания газопровода для неблагоприятных условий:

$$\sigma_p = \frac{T}{S} = 4,85 \text{ МПа,}$$

где  $S = 0,0067 \text{ м}^2$  - площадь сечения газопровода.

Максимальное действующее напряжение определяем по формуле:  $\sigma_{p.max} = \sigma_u + \sigma_p = 4,92 \text{ МПа.}$

Максимальные напряжения не превышают предела текучести:

$$\sigma_{p.max} < \sigma_{тек}$$

$$4,92 < 25$$

Коэффициент запаса по пределу текучести:  $k_{тек} = \sigma_{тек} / \sigma_{p.max} = 5,08$

### Данные для выбора бурильной установки

Максимальное расчетное общее усилие протаскивания для благоприятных условий:  $23845,49 \text{ Н} = 2430,73 \text{ кг}$

Максимальное расчетное общее усилие протаскивания для неблагоприятных условий:  $32703,51 \text{ Н} = 3333,691 \text{ кг}$

Максимальный крутящий момент:  $394,9 \text{ Н} \cdot \text{м}$

В соответствии с п. 4.8.8 ВН Газпром "Строительство подводных переходов газопроводов способом направленного бурения" для выбора буровой установки величина тягового усилия принимается с коэффициентом 1,5, т.е. не менее

$$23845,49 \quad * \quad 1,5 \quad = \quad 35768,23 \quad \text{Н} \quad = \quad 3646,10 \quad \text{кг}$$

Для успешной прокладки газопровода в принятых условиях необходимо предусмотреть технологические приемы, обеспечивающие стабильность и прочность стенок бурового канала, предупреждающие обвал грунта и фильтрацию бурового раствора в грунт, к которым относятся:

- а) применение качественного бурового раствора, соответствие смазочных добавок СТО Газпром РД 2.1-146-2005 «Смазочные компоненты буровых растворов. Технические требования»;
- б) правильный выбор буровой головки, ножа и расширителя;
- в) технология производства работ.

Расчет выполнен в соответствии с СП 42-101-2003 и на основании письма разработчика СП 42-101-2003 ОИ "Омскгазтехнология" №02/187 от 18.03.2008 и №05/27 от 10.04.2008

Выполнил:

 Вареник Я. С.

## Расчет на соответствие требованиям по прочности и несущей способности

### Переход Ручья Киреевка (ПК59+96.5-ПК60+11.5)

#### Ввод исходных данных

Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Величина
Грунт засыпки: 1 - пески гравелистые, крупные и средней крупности; 2 - пески мелкие; 3 - пески пылеватые, супеси; 4 - суглинки полутвердые, тугопластичные и текучепластичные; 5 - супеси и суглинки твердые; 6 - глины	ИГЭ-4	4
Рабочее давление	$p$ , МПа	0,6
Плотность грунта	$\rho_m$ , кН/м <sup>3</sup>	18,7
Диаметр прокола	$B$ , м	0,22
Радиус упругого изгиба газопровода	$\rho$ , м	342
Расстояние от верха трубы до поверхности земли	$h_m$ , м	5,99
Высота столба грунтовых вод над верхней образующей газопровода	$h_w$ , м	0
Имеющаяся овализация трубы	%	2
Дополнительные напряжения, обусловленные прокладкой в особых условиях: - для среднепучинистых и сильнопучинистых -- 0,5; - для чрезмернопучинистых -- 0,8; - для средненабухающих и грунтов II типа просадочности -- 0,6; - для сильнонабухающих и на подрабатываемых территориях -- 0,8; - для слабопучинистых, слабонабухающих и I типа просадочности -- 0.	$\sigma_{oy}$ , Мпа	0
Модуль деформации грунта засыпки	$E_{гр}$ , МПа	10
Тип используемых труб:		
Наружный диаметр газопровода	$d_e$ , мм	160
Стандартное размерное отношение (9, 11 или 17,6)	SDR	11
Класс сырья: 1 - ПЭ80; 2 - ПЭ100		2

### Постоянные величины

Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Величина
Коэффициент надежности по нагрузке от внутреннего давления	$\gamma_p$	1,1
Коэффициент Пуассона материала труб	$\mu$	0,43
Минимальная длительная прочность	MRS, МПа	10
Коэффициент надежности сварных соединений	$\gamma_c$	0,95
Температура эксплуатации	t, °C	5
Температурный перепад	$\Delta t$ , °C	-20
Коэффициент линейного теплового расширения материала труб	$\alpha$ , (°C) <sup>-1</sup>	$2,2 \cdot 10^{-4}$
Коэффициент надежности по нагрузке от давления грунта	$\gamma_m$	1,2
Плотность воды с учетом растворенных в ней солей	$\rho_w$ , кН/м <sup>3</sup>	10
Расчетная масса 1 м труб по ГОСТ Р 50838-2009	$m_q$ , кг	6,67
Ускорение свободного падения	g, м/с <sup>2</sup>	9,81
Коэффициент надежности по весу трубы	$\gamma_q$	1,1
Коэффициент надежности по нагрузке от грунтовых вод	$\gamma_w$	0,8
Коэффициент надежности по нагрузке от транспорта	$\gamma_T$	1,4
Коэффициенты приведения нагрузок	$\beta_i$	0,75
Коэффициент бокового давления грунта	$\eta$	0,9
Коэффициент, учитывающий совместное действие отпора грунта и внешнего давления	$\xi$	1,3
Предельно допустимая величина овализации	$[\varepsilon_\phi]$ , %	5

### Расчет на прочность

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Толщина стенки трубы	s, м	$s = d_e / SDR$	<b>0,0145</b>
2	Кольцевое напряжение от внутреннего давления в газопроводе	$\sigma_T$ , МПа	$\sigma_T = \gamma_p \cdot p(d_e - s)/(2 \cdot s)$	<b>3,3</b>
3	Продольные фибровые напряжения	$\sigma_{прF}$ , МПа	$\sigma_{прF} = \sigma_T \cdot \mu$	<b>1,42</b>
4	Модуль ползучести материала труб	E, МПа		<b>258</b>
5	Продольные осевые напряжения от действия нагрузок силового и деформационного воздействия	$\sigma_{прNS}$ , МПа	$\sigma_{прNS} =   \sigma_T \cdot \mu - \alpha \cdot E \cdot \Delta t  $	<b>2,55</b>
6	Продольные фибровые напряжения от совместного действия всех нагрузок силового и деформационного воздействия	$\sigma_{прS}$ , МПа	$\sigma_{прS} =   \sigma_T \cdot \mu - \alpha \cdot E \cdot \Delta t   + E \cdot d_e / (2 \cdot \rho) + \sigma_{oy}$	<b>2,61</b>

**Проверка прочности состоит в выполнении следующих условий:**

$\sigma_{прF} = \sigma_T \cdot \mu \leq \gamma_c \cdot 0,4 \cdot MRS$	- выполняется, т.к.	1,42 < 3,8
$\sigma_{прNS} =   \sigma_T \times \mu - \alpha \times E \times \Delta t   \leq \gamma_c \cdot 0,5 \cdot MRS$	- выполняется, т.к.	2,55 < 4,75
$\sigma_{прS} =   \sigma_T \times \mu - \alpha \times E \times \Delta t   + E \times d_e / (2 \times \rho) + \sigma_{oy} \leq 0,9 \cdot MRS$	- выполняется, т.к.	2,61 < 9



## Расчет на несущую способность

### Определение вспомогательных коэффициентов

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Параметр жесткости грунта	$P_{гр}$ , МПа	$P_{гр} = 0,125 \cdot E_{гр}$	<b>1,250</b>
2	Параметр, характеризующий жесткость трубопровода	$D$ , МПа	$D = E / [4(1 - \mu^2)] \cdot [2 \cdot s / (d_e - s)]^3$	<b>0,63</b>
3	Коэффициент концентрации давления грунта	$K_H$	Если $D \leq P_{гр}$ , то $K_H = 1$ , иначе $K_H = 1,5(D + P_{гр}) / (D + 2P_{гр})$	<b>1,00</b>
4	Критическая величина предельного внешнего радиального давления	$P_{кр}$ , МПа	$P_{кр} = \min(\sqrt{D \cdot P_{гр}}; D + 1,143 \cdot P_{гр})$	<b>0,89</b>
5	Коэффициент, учитывающий разгрузку трубы грунтом	$\psi$	$\psi = \max \left[ 1 / (1 + 2 \cdot \frac{P_{гр}}{P_{кр}} \cdot \frac{B - d_e}{8d_e}); \frac{d_e}{B} \right]$	<b>0,88</b>
6	Коэффициент вертикального давления грунта	$K_{гр}$		<b>0,69</b>

### Определение величины расчетных нагрузок

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Нормативная равномерно распределенная нагрузка от давления грунта	$g_m$ , кН/м <sup>2</sup>	$g_m = \rho_m \cdot h_m$	<b>112,0</b>
2	Давление грунта на единицу длины газопровода	$q_m$ , кН/м	Если $B \cdot K_{гр} \cdot \psi > d_e \cdot K_H$ , то $q_m = \gamma_m \cdot g_m \cdot d_e \cdot K_H$ , иначе $q_m = \gamma_m \cdot g_m \cdot B \cdot K_{гр} \cdot \psi$	<b>18,09</b>
3	Нормативная выталкивающая сила воды, действующая на трубопровод	$g_w$ , кН/м	$g_w = \rho_w \cdot \pi \cdot d_e^2 / 4$	<b>0,000</b>
4	Выталкивающая сила воды на единицу длины газопровода	$q_w$ , кН/м	$q_w = \gamma_w \cdot g_w$	<b>0,00</b>
5	Нормативная равномерно распределенная нагрузка от транспорта	$g_T$ , кН/м <sup>2</sup>		<b>0</b>
6	нагрузка от транспортных средств на уровне заложения газопровода	$q_T$ , кН/м	$q_T = \gamma_T \cdot d_e \cdot g_T$	<b>0,00</b>
7	Расчетный вес трубы	$g_q$ , кН/м <sup>2</sup>	$g_q = m_q \cdot g$	<b>0,065</b>
8	Собственный вес единицы длины газопровода	$q_q$ , кН/м	$q_q = \gamma_q \cdot g_q$	<b>0,072</b>
9	Полная погонная эквивалентная нагрузка	$Q$ , кН/м	$Q = \sum \beta_i \cdot \eta \cdot q_i$	<b>12,26</b>

### Проверка несущей способности газопровода

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Внешнее гидростатическое давление грунтовых вод	$P_w$ , МПа	$P_w = \rho_w \cdot h_w$	0,000000
2	Коэффициент отпора грунта	$\Theta$	$\Theta = 1 / \left[ 1 + \frac{P_{гр} - P_w}{D + 0,1 \cdot P_{гр}} \right]$	0,38
3	Величина овализации трубы газопровода	$\varepsilon_\varphi$ , %	$\varepsilon_\varphi = \xi \cdot \frac{Q}{4 \cdot d_e \cdot D} \cdot \Theta \cdot 100$	1,48

**Проверка несущей способности по условию предельно допустимой величины овализации поперечного сечения трубы:**

$$\varepsilon_\varphi + 2\% = \xi \cdot \frac{Q}{4 \cdot d_e \cdot D} \cdot \Theta \cdot 100 + 2\% \leq [\varepsilon_\varphi]$$

- выполняется, т.к. 3,48 < 5

**Проверка несущей способности по условию устойчивости круглой формы поперечного сечения трубы:**

$$P_{кр} \geq 1,7 \cdot (Q/d_e + P_w)$$

- выполняется, т.к. 0,89 > 0,1302

**Вывод:** Газопровод из полиэтиленовых труб по ГОСТ Р 58121.2-2018 требованиям по прочности и несущей способности.

ПЭ 100 160 SDR 11 соответствует

Расчет выполнен в соответствии с СП 42-103-2003.

## Расчет параметров при строительстве газопровода методом наклонно-направленного бурения

### Переход Ручья (балки) б/н (ПК61+83.0-ПК62+83.0)

#### Ввод исходных данных

Наименование параметра		Обозначение, ед. измерения	Величина
Тип грунта: 1 - супесь; 2 - суглинок; 3 - глина; 4 - известняк; 5 - песчаник; 6 - торф		ИГЭ-4	<b>2</b>
Естественная пористость грунта		$n_0$	<b>0,83</b>
Коэффициент сцепления грунта		$C_0, \text{Н/м}^2$	<b>18000</b>
Угол внутреннего трения грунта		$\rho, \text{рад}$	<b>0,262</b>
Коэффициент бокового давления		$\mu$	<b>0,37</b>
Материал трубы: 1 - полиэтилен ПЭ80; 2 - полиэтилен ПЭ100; 3 - сталь			<b>2</b>
Коэффициенты трения	газопровода о грунт	$f_{гп}$	<b>0,4</b>
	газопровода о грунт, смоченный буровым раствором	$f$	<b>0,1</b>
	расширителя о грунт, смоченный буровым раствором	$f_{рш}$	<b>0,13</b>
	штанг о грунт, смоченный буровым раствором	$f_{ш}$	<b>0,13</b>
Удельный вес	материала штанг	$\gamma_{ш}, \text{Н/м}^3$	<b>78000</b>
	материала трубы	$\gamma_{т}, \text{Н/м}^3$	<b>9300</b>
	грунта	$\gamma_{г}, \text{Н/м}^3$	<b>18700</b>
	бурового раствора	$\gamma_{ж}, \text{Н/м}^3$	<b>12000</b>
	воды	$\gamma_{в}, \text{Н/м}^3$	<b>10000</b>
Наружный диаметр газопровода		$d_n, \text{м}$	<b>0,16</b>
Толщина стенки трубы		$\delta, \text{м}$	<b>0,0146</b>
Модуль упругости материала газопровода		$E, \text{Н/м}^2$	<b><math>300 \cdot 10^6</math></b>
Модуль упругости материала штанг		$E_{ш}, \text{Н/м}^2$	<b><math>2,1 \cdot 10^{11}</math></b>
Угол забуривания		$\alpha$	<b><math>1^\circ 55'</math></b>

Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Величина
Давление бурового раствора на выходе из сопел расширителя	$p$ , Н/м <sup>2</sup>	<b>1000000</b>
Расход бурового раствора	$Q_{ж}$ , м <sup>3</sup> /с	<b>0,0012</b>
Диаметр буровой головки	$d_{г}$ , м	<b>0,1</b>
Диаметр расширителя	$d_{рш}$ , м	<b>0,22</b>
Ширина резца	$m$ , м	<b>0,01</b>
Глубина врезания (вылет резца)	$e_{р}$ , м	<b>0,01</b>
Диаметр штанги	$d_{ш}$ , м	<b>0,052</b>
Диаметр замка штанги	$d_{з}^*$ , м	<b>0,066</b>
Длина замка на штанге	$L_{з}^*$ , м	<b>0,4</b>
Длина буровой штанги	$l_{ш}$ , м	<b>3</b>
Толщина стенки штанги	$\delta_{ш}$ , м	<b>0,0065</b>
Количество прямолинейных и криволинейных участков пилотной скважины		<b>3</b>

#### Координаты точек перелома пилотной скважины

№ точки	1 (точка входа бура в землю)	2	3	4 (точка выхода бура из земли)
Отметка земли фактическая	<b>122,45</b>	<b>121,83</b>	<b>121,58</b>	<b>121,69</b>
Глубина траншеи	<b>1,36</b>	<b>2,41</b>	<b>2,16</b>	<b>1,36</b>

#### Длины участков пилотной скважины в плане

№ участка	1	2	3
Длина	<b>50,0</b>	<b>33,0</b>	<b>17,0</b>

## Расчет трассы газопровода

Общая длина пилотной скважины:

- фактическая            100,22    м  
 - принимаем в расчете    100,50    м

### Полный расчет заглубления газопровода на каждой штанге

№ п/п	Длина бурового канала, м	Текущий угол $\alpha_i$	Синус текущего угла $\sin\alpha_i$	Заглубление $D_i$ газопровода от точки забуривания, м
0	0,00	- 1° 54'	-0,033	0,00
1	3,00	- 1° 54'	-0,033	-0,10
2	6,00	- 1° 54'	-0,033	-0,20
3	9,00	- 1° 54'	-0,033	-0,30
4	12,00	- 1° 54'	-0,033	-0,40
5	15,00	- 1° 54'	-0,033	-0,50
6	18,00	- 1° 54'	-0,033	-0,60
7	21,00	- 1° 54'	-0,033	-0,70
8	24,00	- 1° 54'	-0,033	-0,80
9	27,00	- 1° 54'	-0,033	-0,90
10	30,00	- 1° 54'	-0,033	-1,00
11	33,00	- 1° 54'	-0,033	-1,10
12	36,00	- 1° 54'	-0,033	-1,20
13	39,00	- 1° 54'	-0,033	-1,30
14	42,00	- 1° 54'	-0,033	-1,40
15	45,00	- 1° 54'	-0,033	-1,50
16	48,00	- 1° 54'	-0,033	-1,67
17	51,00	0°	0,000	-1,67
18	54,00	0°	0,000	-1,67
19	57,00	0°	0,000	-1,67
20	60,00	0°	0,000	-1,67
21	63,00	0°	0,000	-1,67
22	66,00	0°	0,000	-1,67
23	69,00	0°	0,000	-1,67
24	72,00	0°	0,000	-1,67
25	75,00	0°	0,000	-1,67
26	78,00	0°	0,000	-1,67
27	81,00	0°	0,000	-1,67
28	84,00	0°	0,000	-1,67
29	87,00	+ 0° 45'	0,013	-1,63
30	90,00	+ 1° 31'	0,027	-1,59
31	93,00	+ 2° 17'	0,040	-1,47
32	96,00	+ 3° 3'	0,053	-1,31
33	99,00	+ 3° 49'	0,067	-1,11
34	100,22	+ 6° 7'	0,107	-0,76

## Расчет общего усилия протаскивания и крутящего момента

Текущая длина, м	0,00	10,02	20,04	30,07	40,09	50,11	60,13	70,16	80,18	90,20	100,22
Сила, Н											

### Расчет усилия перемещения буровых штанг

Сила трения от веса буровых штанг (в буровом канале)		$P_2^*$	60,83	39,85	22,51	8,82	-1,22	-7,61	-10,35	-9,43	-4,87	3,34	15,19
Увеличение силы трения от силы тяжести грунта зоны естественного свода равновесия (по М.М. Протодьяконову)	для благоприятных условий	$P_{3(a)}^*$	0,00	6,93	13,86	20,78	27,71	34,64	41,57	48,50	55,43	62,36	69,29
	для неблагоприятных условий	$P_{3(б)}^*$	0,00	9,45	18,90	28,35	37,80	47,25	56,71	66,16	75,61	85,06	94,51
Увеличение силы трения от наличия на буровых штангах выступов за пределы наружного диаметра	для благоприятных условий	$P_{4(a)}^*$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01
	для неблагоприятных условий	$P_{4(б)}^*$	0,00	14,19	28,38	42,57	56,77	70,96	85,15	99,35	113,54	127,74	141,93
Дополнительные силы трения от опорных реакций		$P_5^*$	2,86	2,86	2,86	2,86	2,86	2,86	2,86	2,86	2,86	2,86	2,86
Сопrotивление перемещению буровых штанг в зоне забуривания за счет смятия стенки скважины		$P_6^*$	109,64	109,64	109,64	109,65	109,65	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Сопrotивление на выходе при переходе от криволинейного движения к прямолинейному		$P_7^*$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,03
Усилие перемещения буровых штанг	для благоприятных условий	$P_{n(a)}^*$	173,33	159,28	148,87	142,12	139,01	29,90	34,09	41,93	53,43	68,59	87,38
	для неблагоприятных условий	$P_{n(б)}^*$	173,33	175,99	182,30	192,26	205,87	113,47	134,38	158,93	187,14	219,03	254,53

Сила, Н	Текущая длина, м	0,00	10,02	20,04	30,07	40,09	50,11	60,13	70,16	80,18	90,20	100,22
---------	------------------	------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	--------

### Расчет усилия протаскивания газопровода

Сила трения от веса газопровода (в буровом канале)	$P_2$	-1803,41	-1583,20	-1376,95	-1184,70	-1006,46	-842,25	-692,08	-555,97	-433,92	-325,95	-232,06	
Увеличение силы трения от силы тяжести грунта зоны естественного свода равновесия	для благоприятных условий	$P_{3(a)}$	21777,04	19589,19	17403,60	15220,28	13039,20	10860,38	8683,81	6509,49	4337,42	2167,59	0,00
	для неблагоприятных условий	$P_{3(б)}$	29319,12	26373,55	23431,03	20491,54	17555,10	14621,68	11691,30	8763,94	5839,61	2918,29	0,00
Дополнительные силы трения от опорных реакций	$P_5$	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	
Увеличенное сопротивление перемещению при переходе от прямолинейного движения к криволинейному	$P_7$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Сила трения от веса газопровода, находящегося вне бурового канала	$P_8$	0,00	248,64	497,28	745,93	994,57	1243,21	1491,85	1740,50	1989,14	2237,78	2486,42	
Усилие протаскивания газопровода	для благоприятных условий	$P_{гн(a)}$	19973,83	18254,84	16524,14	14781,70	13027,51	11261,54	9483,78	7694,22	5892,83	4079,62	2254,57
	для неблагоприятных условий	$P_{гн(б)}$	27515,91	25039,20	22551,56	20052,97	17543,40	15022,84	12491,27	9948,66	7395,02	4830,33	2254,57

### Расчет общего усилия протаскивания

Лобовое сопротивление движению расширителя	$P_p$	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93	
Общее усилие протаскивания	для благоприятных условий	$P_{(a)}$	20150,09	18417,05	16675,94	14926,75	13169,45	11294,37	9520,81	7739,08	5949,19	4151,15	2344,88
	для неблагоприятных условий	$P_{(б)}$	27692,17	25218,12	22736,79	20248,16	17752,20	15139,24	12628,57	10110,53	7585,09	5052,28	2512,03

Величина расчетного усилия протаскивания газопровода для благоприятных условий не должна превышать максимально допустимого усилия протаскивания газопровода  $R_{гп} = 83000 \text{ Н}$

Максимальное расчетное усилие протаскивания газопровода для благоприятных условий:  $19973,83 \text{ Н} = 2036,07 \text{ кг}$ ,  
 что значительно меньше допустимого усилия протаскивания газопровода  $R_{гп}$ :  $19973,83 < 83000$

Максимальное расчетное усилие протаскивания газопровода для неблагоприятных условий:  $27515,91 \text{ Н} = 2804,88 \text{ кг}$

### Расчет напряжений в газопроводе для неблагоприятных условий

Радиус кривизны пилотной скважины,  $R = 970 \text{ м}$

При изгибе оси газопровода соответствующие максимальные напряжения  $\sigma_u$  на наружной поверхности определяются по формуле:

$$\sigma_u = \frac{E \cdot d_u}{2R} = 0,02 \text{ МПа.}$$

Максимальные растягивающие напряжения для газопровода  $\sigma_p$  при максимальном расчетном усилии протаскивания газопровода для неблагоприятных условий:

$$\sigma_p = \frac{T}{S} = 4,13 \text{ МПа,}$$

где  $S = 0,0067 \text{ м}^2$  - площадь сечения газопровода.

Максимальное действующее напряжение определяем по формуле:  $\sigma_{p.max} = \sigma_u + \sigma_p = 4,15 \text{ МПа.}$

Максимальные напряжения не превышают предела текучести:

$$\sigma_{p.max} < \sigma_{тек}$$

$$4,15 < 25$$

Коэффициент запаса по пределу текучести:  $k_{тек} = \sigma_{тек} / \sigma_{p.max} = 6,02$

### Данные для выбора бурильной установки

Максимальное расчетное общее усилие протаскивания для благоприятных условий:  $20150,09 \text{ Н} = 2054,04 \text{ кг}$

Максимальное расчетное общее усилие протаскивания для неблагоприятных условий:  $27692,17 \text{ Н} = 2822,8513 \text{ кг}$

Максимальный крутящий момент:  $293,8 \text{ Н} \cdot \text{м}$



В соответствии с п. 4.8.8 ВН Газпром "Строительство подводных переходов газопроводов способом направленного бурения" для выбора буровой установки величина тягового усилия принимается с коэффициентом 1,5, т.е. не менее

$$20150,09 \quad * \quad 1,5 \quad = \quad 30225,13 \quad \text{Н} \quad = \quad 3081,05 \quad \text{кг}$$

Для успешной прокладки газопровода в принятых условиях необходимо предусмотреть технологические приемы, обеспечивающие стабильность и прочность стенок бурового канала, предупреждающие обвал грунта и фильтрацию бурового раствора в грунт, к которым относятся:

- а) применение качественного бурового раствора, соответствие смазочных добавок СТО Газпром РД 2.1-146-2005 «Смазочные компоненты буровых растворов. Технические требования»;
- б) правильный выбор буровой головки, ножа и расширителя;
- в) технология производства работ.

Расчет выполнен в соответствии с СП 42-101-2003 и на основании письма разработчика СП 42-101-2003 ОИ "Омскгазтехнология" №02/187 от 18.03.2008 и №05/27 от 10.04.2008

Выполнил:

 Вареник Я. С.

## Расчет на соответствие требованиям по прочности и несущей способности

### Переход Ручья (балки) б/н (ПК61+83.0-ПК62+83.0)

#### Ввод исходных данных

Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Величина
Грунт засыпки: 1 - пески гравелистые, крупные и средней крупности; 2 - пески мелкие; 3 - пески пылеватые, супеси; 4 - суглинки полутвердые, тугопластичные и текучепластичные; 5 - супеси и суглинки твердые; 6 - глины	ИГЭ-4	3
Рабочее давление	$p$ , МПа	0,6
Плотность грунта	$\rho_m$ , кН/м <sup>3</sup>	18,7
Диаметр прокола	$B$ , м	0,22
Радиус упругого изгиба газопровода	$\rho$ , м	970
Расстояние от верха трубы до поверхности земли	$h_m$ , м	2,8
Высота столба грунтовых вод над верхней образующей газопровода	$h_w$ , м	0
Имеющаяся овализация трубы	%	2
Дополнительные напряжения, обусловленные прокладкой в особых условиях: - для среднепучинистых и сильнопучинистых -- 0,5; - для чрезмернопучинистых -- 0,8; - для средненабухающих и грунтов II типа просадочности -- 0,6; - для сильнонабухающих и на подрабатываемых территориях -- 0,8; - для слабопучинистых, слабонабухающих и I типа просадочности -- 0.	$\sigma_{oy}$ , Мпа	0
Модуль деформации грунта засыпки	$E_{гр}$ , МПа	10
Тип используемых труб:		
Наружный диаметр газопровода	$d_e$ , мм	160
Стандартное размерное отношение (9, 11 или 17,6)	SDR	11
Класс сырья: 1 - ПЭ80; 2 - ПЭ100		2

### Постоянные величины

Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Величина
Коэффициент надежности по нагрузке от внутреннего давления	$\gamma_p$	1,1
Коэффициент Пуассона материала труб	$\mu$	0,43
Минимальная длительная прочность	MRS, МПа	10
Коэффициент надежности сварных соединений	$\gamma_c$	0,95
Температура эксплуатации	t, °C	5
Температурный перепад	$\Delta t$ , °C	-20
Коэффициент линейного теплового расширения материала труб	$\alpha$ , (°C) <sup>-1</sup>	$2,2 \cdot 10^{-4}$
Коэффициент надежности по нагрузке от давления грунта	$\gamma_m$	1,2
Плотность воды с учетом растворенных в ней солей	$\rho_w$ , кН/м <sup>3</sup>	10
Расчетная масса 1 м труб по ГОСТ Р 50838-2009	$m_q$ , кг	6,67
Ускорение свободного падения	g, м/с <sup>2</sup>	9,81
Коэффициент надежности по весу трубы	$\gamma_q$	1,1
Коэффициент надежности по нагрузке от грунтовых вод	$\gamma_w$	0,8
Коэффициент надежности по нагрузке от транспорта	$\gamma_T$	1,4
Коэффициенты приведения нагрузок	$\beta_i$	0,75
Коэффициент бокового давления грунта	$\eta$	0,9
Коэффициент, учитывающий совместное действие отпора грунта и внешнего давления	$\xi$	1,3
Предельно допустимая величина овализации	$[\varepsilon_\phi]$ , %	5

### Расчет на прочность

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Толщина стенки трубы	s, м	$s = d_e / SDR$	<b>0,0145</b>
2	Кольцевое напряжение от внутреннего давления в газопроводе	$\sigma_T$ , МПа	$\sigma_T = \gamma_p \cdot p(d_e - s)/(2 \cdot s)$	<b>3,3</b>
3	Продольные фибровые напряжения	$\sigma_{прF}$ , МПа	$\sigma_{прF} = \sigma_T \cdot \mu$	<b>1,42</b>
4	Модуль ползучести материала труб	E, МПа		<b>258</b>
5	Продольные осевые напряжения от действия нагрузок силового и деформационного воздействия	$\sigma_{прNS}$ , МПа	$\sigma_{прNS} =   \sigma_T \cdot \mu - \alpha \cdot E \cdot \Delta t  $	<b>2,55</b>
6	Продольные фибровые напряжения от совместного действия всех нагрузок силового и деформационного воздействия	$\sigma_{прS}$ , МПа	$\sigma_{прS} =   \sigma_T \cdot \mu - \alpha \cdot E \cdot \Delta t   + E \cdot d_e / (2 \cdot \rho) + \sigma_{oy}$	<b>2,58</b>

**Проверка прочности состоит в выполнении следующих условий:**

$\sigma_{прF} = \sigma_T \cdot \mu \leq \gamma_c \cdot 0,4 \cdot MRS$	- выполняется, т.к.	1,42 < 3,8
$\sigma_{прNS} =   \sigma_T \times \mu - \alpha \times E \times \Delta t   \leq \gamma_c \cdot 0,5 \cdot MRS$	- выполняется, т.к.	2,55 < 4,75
$\sigma_{прS} =   \sigma_T \times \mu - \alpha \times E \times \Delta t   + E \times d_e / (2 \times \rho) + \sigma_{oy} \leq 0,9 \cdot MRS$	- выполняется, т.к.	2,58 < 9

## Расчет на несущую способность

### Определение вспомогательных коэффициентов

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Параметр жесткости грунта	$P_{гр}$ , МПа	$P_{гр} = 0,125 \cdot E_{гр}$	<b>1,250</b>
2	Параметр, характеризующий жесткость трубопровода	$D$ , МПа	$D = E / [4(1 - \mu^2)] \cdot [2 \cdot s / (d_e - s)]^3$	<b>0,63</b>
3	Коэффициент концентрации давления грунта	$K_H$	Если $D \leq P_{гр}$ , то $K_H = 1$ , иначе $K_H = 1,5(D + P_{гр}) / (D + 2P_{гр})$	<b>1,00</b>
4	Критическая величина предельного внешнего радиального давления	$P_{кр}$ , МПа	$P_{кр} = \min(\sqrt{D \cdot P_{гр}}; D + 1,143 \cdot P_{гр})$	<b>0,89</b>
5	Коэффициент, учитывающий разгрузку трубы грунтом	$\psi$	$\psi = \max \left[ 1 / (1 + 2 \cdot \frac{P_{гр}}{P_{кр}} \cdot \frac{B - d_e}{8d_e}); \frac{d_e}{B} \right]$	<b>0,88</b>
6	Коэффициент вертикального давления грунта	$K_{гр}$		<b>0,65</b>

### Определение величины расчетных нагрузок

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Нормативная равномерно распределенная нагрузка от давления грунта	$g_m$ , кН/м <sup>2</sup>	$g_m = \rho_m \cdot h_m$	<b>52,4</b>
2	Давление грунта на единицу длины газопровода	$q_m$ , кН/м	Если $B \cdot K_{гр} \cdot \Psi > d_e \cdot K_H$ , то $q_m = \gamma_m \cdot g_m \cdot d_e \cdot K_H$ , иначе $q_m = \gamma_m \cdot g_m \cdot B \cdot K_{гр} \cdot \Psi$	<b>8,08</b>
3	Нормативная выталкивающая сила воды, действующая на трубопровод	$g_w$ , кН/м	$g_w = \rho_w \cdot \pi \cdot d_e^2 / 4$	<b>0,000</b>
4	Выталкивающая сила воды на единицу длины газопровода	$q_w$ , кН/м	$q_w = \gamma_w \cdot g_w$	<b>0,00</b>
5	Нормативная равномерно распределенная нагрузка от транспорта	$g_T$ , кН/м <sup>2</sup>		<b>0</b>
6	нагрузка от транспортных средств на уровне заложения газопровода	$q_T$ , кН/м	$q_T = \gamma_T \cdot d_e \cdot g_T$	<b>0,00</b>
7	Расчетный вес трубы	$g_q$ , кН/м <sup>2</sup>	$g_q = m_q \cdot g$	<b>0,065</b>
8	Собственный вес единицы длины газопровода	$q_q$ , кН/м	$q_q = \gamma_q \cdot g_q$	<b>0,072</b>
9	Полная погонная эквивалентная нагрузка	$Q$ , кН/м	$Q = \sum \beta_i \cdot \eta \cdot q_i$	<b>5,50</b>

### Проверка несущей способности газопровода

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Внешнее гидростатическое давление грунтовых вод	$P_w$ , МПа	$P_w = \rho_w \cdot h_w$	0,000000
2	Коэффициент отпора грунта	$\Theta$	$\Theta = 1 / \left[ 1 + \frac{P_{гр} - P_w}{D + 0,1 \cdot P_{гр}} \right]$	0,38
3	Величина овализации трубы газопровода	$\varepsilon_\varphi$ , %	$\varepsilon_\varphi = \xi \cdot \frac{Q}{4 \cdot d_e \cdot D} \cdot \Theta \cdot 100$	0,67

**Проверка несущей способности по условию предельно допустимой величины овализации поперечного сечения трубы:**

$$\varepsilon_\varphi + 2\% = \xi \cdot \frac{Q}{4 \cdot d_e \cdot D} \cdot \Theta \cdot 100 + 2\% \leq [\varepsilon_\varphi]$$

- выполняется, т.к. 2,67 < 5

**Проверка несущей способности по условию устойчивости круглой формы поперечного сечения трубы:**

$$P_{кр} \geq 1,7 \cdot (Q/d_e + P_w)$$

- выполняется, т.к. 0,89 > 0,0584

**Вывод:** Газопровод из полиэтиленовых труб по ГОСТ Р 58121.2-2018 требованиям по прочности и несущей способности.

ПЭ 100 160 SDR 11 соответствует

Расчет выполнен в соответствии с СП 42-103-2003.

## Расчет параметров при строительстве газопровода методом наклонно-направленного бурения

*Пересечение а/дороги (ПК80+83.0-ПК81+11.0)*

### Ввод исходных данных

	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Величина
	Тип грунта: 1 - песок; 2 - суглинок; 3 - глина; 4 - известняк; 5 - песчаник; 6 - торф	ИГЭ-3	<b>2</b>
	Естественная пористость грунта	$n_0$	<b>0,75</b>
	Коэффициент сцепления грунта	$C_0, \text{Н/м}^2$	<b>16000</b>
	Угол внутреннего трения грунта	$\gamma, \text{рад}$	<b>0,279</b>
	Коэффициент бокового давления	$m$	<b>0,37</b>
	Материал трубы: 1 - полиэтилен ПЭ80; 2 - полиэтилен ПЭ100		<b>2</b>
Коэффициенты трения	газопровода о грунт	$f_{\Gamma\Pi}$	<b>0,4</b>
	газопровода о грунт, смоченный буровым раствором	$f$	<b>0,1</b>
	расширителя о грунт, смоченный буровым раствором	$f_{\text{рш}}$	<b>0,13</b>
	штанг о грунт, смоченный буровым раствором	$f_{\text{ш}}$	<b>0,13</b>
Удельный вес	материала штанг	$g_{\text{ш}}, \text{Н/м}^3$	<b>78000</b>
	материала трубы	$g_{\text{т}}, \text{Н/м}^3$	<b>9300</b>
	грунта	$g_{\text{г}}, \text{Н/м}^3$	<b>18600</b>
	бурового раствора	$g_{\text{ж}}, \text{Н/м}^3$	<b>12000</b>
	воды	$g_{\text{в}}, \text{Н/м}^3$	<b>10000</b>
	Наружный диаметр футляра	$d_{\text{н}}, \text{м}$	<b>0,225</b>
	Толщина стенки футляра	$d, \text{м}$	<b>0,0205</b>
	Модуль упругости материала газопровода	$E, \text{Н/м}^2$	<b><math>300 \cdot 10^6</math></b>
	Модуль упругости материала штанг	$E_{\text{ш}}, \text{Н/м}^2$	<b><math>2,1 \cdot 10^{11}</math></b>
	Угол забуривания	$a$	<b><math>13^\circ 0'</math></b>

Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Величина
Давление бурового раствора на выходе из сопел расширителя	$p$ , Н/м <sup>2</sup>	<b>1000000</b>
Расход бурового раствора	$Q_{ж}$ , м <sup>3</sup> /с	<b>0,0012</b>
Диаметр буровой головки	$d_{г}$ , м	<b>0,1</b>
Диаметр расширителя	$d_{рш}$ , м	<b>0,27</b>
Ширина резца	$m$ , м	<b>0,01</b>
Глубина врезания (вылет резца)	$e_p$ , м	<b>0,01</b>
Диаметр штанги	$d_{ш}$ , м	<b>0,052</b>
Диаметр замка штанги	$d_{з}^*$ , м	<b>0,066</b>
Длина замка на штанге	$L_{з}^*$ , м	<b>0,4</b>
Длина буровой штанги	$l_{ш}$ , м	<b>3</b>
Толщина стенки штанги	$d_{ш}$ , м	<b>0,0065</b>
Количество прямолинейных и криволинейных участков пилотной скважины		<b>1</b>

#### Координаты точек перелома пилотной скважины

№ точки	Координаты точек перелома пилотной скважины	
	1 (точка входа бура)	2 (точка выхода бура)
Отметка земли фактическая	<b>140,68</b>	<b>140,33</b>
Глубина траншеи	<b>1,91</b>	<b>1,73</b>

#### Длины участков пилотной скважины в плане

№ участка	<b>1</b>
Длина	<b>28</b>



## Расчет трассы газопровода

Длина газопровода:	- фактическая	28,00	м
	- принимаем в проекте	28,00	м
Длина бурового канала:	- фактическая	35,52	м
	- принимаем в проекте	36,00	м
	длина ННБ	28,0	

### Полный расчет заглубления газопровода на каждой штанге

0	0,00	- 0° 20'	-0,006	0,00
1	3,00	- 0° 20'	-0,006	-0,02
2	6,00	- 0° 20'	-0,006	-0,04
3	9,00	- 0° 20'	-0,006	-0,05
4	12,00	- 0° 20'	-0,006	-0,07
5	15,00	- 0° 20'	-0,006	-0,09
6	18,00	- 0° 20'	-0,006	-0,11
7	21,00	- 0° 20'	-0,006	-0,13
8	24,00	- 0° 20'	-0,006	-0,15
9	27,00	- 0° 20'	-0,006	-0,16
10	28,00	- 0° 20'	-0,006	-0,17

## Расчет общего усилия протаскивания и крутящего момента

Текущая длина, м	0,00	2,80	5,60	8,40	11,20	14,00	16,80	19,60	22,40	25,20	28,00
Сила, Н											

### Расчет усилия перемещения буровых штанг

Сила трения от веса буровых штанг (в буровом канале)		$P_2^*$	0,92	0,87	0,88	0,94	1,06	1,23	1,46	1,74	2,08	2,48	2,93
Увеличение силы трения от силы тяжести грунта зоны естественного свода равновесия (по М.М. Протодяконову)	для благоприятных условий	$P_{3(a)}^*$	0,00	1,25	2,50	3,75	5,00	6,25	7,50	8,76	10,01	11,26	12,51
	для неблагоприятных условий	$P_{3(б)}^*$	0,00	1,74	3,49	5,23	6,98	8,72	10,47	12,21	13,96	15,70	17,45
Увеличение силы трения от наличия на буровых штангах выступов за пределы наружного диаметра	для благоприятных условий	$P_{4(a)}^*$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	для неблагоприятных условий	$P_{4(б)}^*$	0,00	2,95	5,89	8,84	11,78	14,73	17,68	20,62	23,57	26,51	29,46
Дополнительные силы трения от опорных реакций		$P_5^*$	5,36	5,36	5,36	5,36	5,36	5,36	5,36	5,36	5,36	5,36	5,36
Сопrotивление перемещению буровых штанг в зоне забуривания за счет смятия стенки скважины		$P_6^*$	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
Сопrotивление на выходе при переходе от криволинейного движения к прямолинейному		$P_7^*$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Усилие перемещения буровых штанг	для благоприятных условий	$P_{н(a)}^*$	6,53	7,73	8,99	10,30	11,67	13,09	14,57	16,11	17,69	19,34	21,04
	для неблагоприятных условий	$P_{н(б)}^*$	6,53	11,17	15,87	20,62	25,43	30,29	35,21	40,18	45,21	50,30	55,44

Сила, Н	Текущая длина, м	0,00	2,80	5,60	8,40	11,20	14,00	16,80	19,60	22,40	25,20	28,00
---------	------------------	------	------	------	------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

### Расчет усилия протаскивания газопровода

Сила трения от веса газопровода (в буровом канале)		$P_2$	-993,30	-892,76	-792,65	-692,96	-593,69	-494,84	-396,42	-298,42	-200,84	-103,68	-6,95
Увеличение силы трения от силы тяжести грунта зоны естественного свода равновесия	для благоприятных условий	$P_{3(a)}$	11907,99	10716,89	9525,86	8334,90	7144,00	5953,16	4762,40	3571,70	2381,07	1190,50	0,00
	для неблагоприятных условий	$P_{3(b)}$	16172,26	14554,63	12937,08	11319,63	9702,27	8085,00	6467,82	4850,73	3233,73	1616,82	0,00
Дополнительные силы трения от опорных реакций		$P_5$	1,67	1,67	1,67	1,67	1,67	1,67	1,67	1,67	1,67	1,67	1,67
Увеличенное сопротивление перемещению при переходе от прямолинейного движения к криволинейному		$P_7$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Сила трения от веса газопровода, находящегося вне бурового канала		$P_8$	0,00	137,18	274,37	411,55	548,74	685,92	823,11	960,29	1097,48	1234,66	1371,85
Усилие протаскивания газопровода	для благоприятных условий	$P_{гп(a)}$	10916,36	9962,99	9009,25	8055,16	7100,71	6145,91	5190,76	4235,24	3279,37	2323,15	1366,57
	для неблагоприятных условий	$P_{гп(b)}$	15180,63	13800,72	12420,47	11039,90	9658,99	8277,75	6896,17	5514,27	4132,03	2749,47	1366,57

### Расчет общего усилия протаскивания

Лобовое сопротивление движению расширителя		$P_p$	2,71	2,71	2,71	2,71	2,71	2,71	2,71	2,71	2,71	2,71	2,71
Общее усилие протаскивания	для благоприятных условий	$P_{(a)}$	10925,60	9973,42	9020,95	8068,17	7115,09	6161,72	5208,04	4254,06	3299,78	2345,20	1390,32
	для неблагоприятных условий	$P_{(b)}$	15189,87	13814,60	12439,05	11063,22	9687,12	8310,75	6934,09	5557,16	4179,96	2802,47	1424,71

Величина расчетного усилия протаскивания газопровода для благоприятных условий не должна превышать максимально допустимого усилия протаскивания газопровода  $R_{гп} = 164000$  Н

Максимальное расчетное усилие протаскивания газопровода для благоприятных условий:  $10916,36$  Н =  $1112,779$  кг,  
 что значительно меньше допустимого усилия протаскивания газопровода  $R_{гп}$ :  $10916,36 < 164000$

Максимальное расчетное усилие протаскивания газопровода для неблагоприятных условий:  $15180,63$  Н =  $1547,465$  кг

### Расчет напряжений в газопроводе для неблагоприятных условий

Радиус кривизны пилотной скважины,  $R = 5000$  м

При изгибе оси газопровода соответствующие максимальные напряжения  $\sigma_u$  на наружной поверхности определяются по формуле:

$$\sigma_u = \frac{E \cdot d_u}{2R} = 0,00 \text{ МПа.}$$

Максимальные растягивающие напряжения для газопровода  $\sigma_p$  при максимальном расчетном усилии протаскивания газопровода для неблагоприятных условий:

$$\sigma_p = \frac{T}{S} = 1,15 \text{ МПа,}$$

где  $S = 0,0132$  м<sup>2</sup> - площадь сечения газопровода.

Максимальное действующее напряжение определяем по формуле:

$$\sigma_{p.max} = \sigma_u + \sigma_p = 1,15 \text{ МПа.}$$

Максимальные напряжения не превышают предела текучести:

$$\sigma_{p.max} < \sigma_{тек}$$

$$1,15 < 25$$

Коэффициент запаса по пределу текучести:

$$k_{тек} = \sigma_{тек} / \sigma_{p.max} = 21,69$$

### Данные для выбора буровой установки

Максимальное расчетное общее усилие протаскивания для благоприятных условий:  $10925,60$  Н =  $1113,7208$  кг

Максимальное расчетное общее усилие протаскивания для неблагоприятных условий:  $15189,87$  Н =  $1548,4063$  кг

Максимальный крутящий момент:  $105,1$  Н·м

Расстояние по горизонтали от лафета буровой установки до точки входа буровой головки в землю в технологическом котловане при угле забуривания  $\alpha = 13^\circ 0'$  составляет  $L_{svx} = 7,3$  м

Радиус кривизны бурового канала при забуривании  $R1 = 70,7$  м

В соответствии с п. 4.8.8 ВН Газпром "Строительство подводных переходов газопроводов способом направленного бурения" для выбора буровой установки величина тягового усилия принимается с коэффициентом 1,5, т.е. не менее

$$10925,60 * 1,5 = 16388,40 \quad H = 1670,581 \text{ кг}$$

Для успешной прокладки газопровода в принятых условиях необходимо предусмотреть технологические приемы, обеспечивающие стабильность и прочность стенок бурового канала, предупреждающие обвал грунта и фильтрацию бурового раствора в грунт, к которым относятся:

- а) применение качественного бурового раствора, соответствие смазочных добавок СТО Газпром РД 2.1-146-2005 «Смазочные компоненты буровых растворов. Технические требования»;
- б) правильный выбор буровой головки, ножа и расширителя;
- в) технология производства работ.

Выполнил: Вареник Я. С.

Проверил:

Михалев В. В.

Расчет выполнен в соответствии с СП 42-101-2003 и на основании письма разработчика СП 42-101-2003 ОИ "Омскгазтехнология" №02/187 от 18.03.2008

## Расчет защитного футляра на прочность

Пересечение а/дороги (ПК80+83.0-ПК81+11.0)

### Ввод исходных данных

Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Величина
Грунт засыпки:		
1 - пески гравелистые, крупные и средней крупности;		
2 - пески мелкие;	ИГЭ-3	5
3 - пески пылеватые, супеси;		
4 - суглинки полутвердые, тугопластичные и текучепластичные;		
5 - супеси и суглинки твердые;		
6 - глины		
Рабочее давление	$p$ , МПа	0,6
Плотность грунта	$\rho_m$ , кН/м <sup>3</sup>	18,6
Диаметр прокола	$B$ , м	0,27
Радиус упругого изгиба футляра	$\rho$ , м	5000
Расстояние от верха футляра до поверхности земли	$h_m$ , м	2,29
Высота столба грунтовых вод над верхней образующей футляра	$h_w$ , м	0
Имеющаяся овализация футляра	%	2
Модуль деформации грунта засыпки	$E_{гр}$ , МПа	12
Тип используемых труб:		
Наружный диаметр футляра	$d_e$ , мм	225
Стандартное размерное отношение (11 или 17,6)	SDR	11
Класс сырья: 1 - ПЭ80; 2 - ПЭ100		2

### Постоянные величины

Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Величина
Коэффициент надежности по нагрузке от внутреннего давления	$\gamma_p$	1,1
Коэффициент Пуассона материала труб футляра	$\mu$	0,43
Минимальная длительная прочность	MRS, МПа	10
Коэффициент надежности по нагрузке от давления грунта	$\gamma_m$	1,2
Плотность воды с учетом растворенных в ней солей	$\rho_w$ , кН/м <sup>3</sup>	10
Расчетная масса 1 м труб футляра по ГОСТ 18599-2001	$m_q$ , кг	13,2
Ускорение свободного падения	$g$ , м/с <sup>2</sup>	9,81
Коэффициент надежности по весу трубы футляра	$\gamma_q$	1,1
Коэффициент надежности по нагрузке от грунтовых вод	$\gamma_w$	0,8
Коэффициент надежности по нагрузке от транспорта	$\gamma_T$	1,4
Коэффициенты приведения нагрузок	$\beta_i$	0,75
Коэффициент бокового давления грунта	$\eta$	0,9
Коэффициент, учитывающий совместное действие отпора грунта и внешнего давления	$\xi$	1,3
Предельно допустимая величина овализации	$[\varepsilon_\phi]$ , %	5

### Определение вспомогательных коэффициентов

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Толщина стенки футляра	s, м	$s = d_e / \text{SDR}$	<b>0,0205</b>
2	Кольцевое напряжение от внутреннего давления в газопроводе	$\sigma_T$ , МПа	$\sigma_T = \gamma_p \cdot p(d_e - s)/(2 \cdot s)$	<b>3,3</b>
3	Модуль ползучести материала труб	E, МПа		<b>258</b>
4	Параметр жесткости грунта	$P_{гр}$ , МПа	$P_{гр} = 0,125 \cdot E_{гр}$	<b>1,500</b>
5	Параметр, характеризующий жесткость защитного футляра	D, МПа	$D = E / [4(1 - \mu^2)] \cdot [2 \cdot s / (d_e - s)]^3$	<b>0,63</b>
6	Коэффициент концентрации давления грунта	$K_H$	Если $D \leq P_{гр}$ , то $K_H = 1$ , иначе $K_H = 1,5(D + P_{гр}) / (D + 2P_{гр})$	<b>1,00</b>
7	Критическая величина предельного внешнего радиального давления	$P_{кр}$ , МПа	$P_{кр} = \min(\sqrt{D \cdot P_{гр}}; D + 1,143 \cdot P_{гр})$	<b>0,97</b>
8	Коэффициент, учитывающий разгрузку защитного футляра грунтом	$\psi$	$\psi = \max \left[ 1 / \left( 1 + 2 \cdot \frac{P_{гр}}{P_{кр}} \cdot \frac{B - d_e}{8 d_e} \right); \frac{d_e}{B} \right]$	<b>0,93</b>
9	Коэффициент вертикального давления грунта	$K_{гр}$		<b>0,63</b>



### Определение величины расчетных нагрузок на защитный футляр

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Нормативная равномерно распределенная нагрузка от давления грунта	$g_m$ , кН/м <sup>2</sup>	$g_m = \rho_m \cdot h_m$	<b>42,6</b>
2	Давление грунта на единицу длины защитного футляра	$q_m$ , кН/м	Если $B \cdot K_{гр} \cdot \Psi > d_e \cdot K_H$ , то $q_m = \gamma_m \cdot g_m \cdot d_e \cdot K_H$ , иначе $q_m = \gamma_m \cdot g_m \cdot B \cdot K_{гр} \cdot \Psi$	<b>8,01</b>
3	Нормативная выталкивающая сила воды, действующая на защитный футляр	$g_w$ , кН/м	$g_w = \rho_w \cdot \pi \cdot d_e^2 / 4$	<b>0,000</b>
4	Выталкивающая сила воды на единицу длины защитного футляра	$q_w$ , кН/м	$q_w = \gamma_w \cdot g_w$	<b>0,00</b>
5	Нормативная равномерно распределенная нагрузка от транспорта	$g_T$ , кН/м <sup>2</sup>	Принимаем наибольшее значение нагрузки от колонн автомобилей	<b>10</b>
6	Нагрузка от транспортных средств на уровне заложения защитного футляра	$q_T$ , кН/м	$q_T = \gamma_T \cdot d_e \cdot g_T$	<b>3,15</b>
7	Расчетный вес защитного футляра	$g_q$ , кН/м <sup>2</sup>	$g_q = m_q \cdot g$	<b>0,129</b>
8	Собственный вес единицы длины защитного футляра	$q_q$ , кН/м	$q_q = \gamma_q \cdot g_q$	<b>0,142</b>
9	Полная погонная эквивалентная нагрузка	$Q$ , кН/м	$Q = \sum \beta_i \cdot \eta \cdot q_i$	<b>7,62</b>

### Проверка несущей способности защитного футляра

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Внешнее гидростатическое давление грунтовых вод	$P_w$ , МПа	$P_w = \rho_w \cdot h_w$	<b>0,000000</b>
2	Коэффициент отпора грунта	$\theta$	$\theta = 1 / \left[ 1 + \frac{P_{гр} - P_w}{D + 0,1 \cdot P_{гр}} \right]$	<b>0,34</b>
3	Величина овализации защитного футляра	$\varepsilon_\varphi$ , %	$\varepsilon_\varphi = \xi \cdot \frac{Q}{4 \cdot d_e \cdot D} \cdot \theta \cdot 100$	<b>0,60</b>

*Проверка несущей способности по условию предельно допустимой величины овализации поперечного сечения защитного футляра:*

$$\varepsilon_\varphi + 2\% = \xi \cdot \frac{Q}{4 \cdot d_e \cdot D} \cdot \theta \cdot 100 + 2\% \leq [\varepsilon_\varphi]$$

- выполняется, т.к. 2,60 < 5

*Проверка несущей способности по условию устойчивости круглой формы поперечного сечения защитного футляра:*

$$P_{кр} \geq 1,7 \cdot (Q/d_e + P_w)$$

- выполняется, т.к. 0,97 > 0,0576

**Вывод:** Защитный футляр из полиэтиленовых труб по ГОСТ 18599-2001 требованиям по несущей способности.

ПЭ 100 225 SDR 11 соответствует

Выполнил:  Вареник Я. С.

Проверил:  Михалев В. В.

Расчет выполнен в соответствии с СП 42-103-2003.

## Расчет параметров при строительстве газопровода методом наклонно-направленного бурения

### Переход Ручья (балки) бн (ПК81+34.0-ПК83+21.0)

#### Ввод исходных данных

Наименование параметра		Обозначение, ед. измерения	Величина
Тип грунта: 1 - супесь; 2 - суглинок; 3 - глина; 4 - известняк; 5 - песчаник; 6 - торф		ИГЭ-5	<b>5</b>
Естественная пористость грунта		$n_0$	<b>0,67</b>
Коэффициент сцепления грунта		$C_0, \text{Н/м}^2$	<b>1000</b>
Угол внутреннего трения грунта		$\rho, \text{рад}$	<b>0,541</b>
Коэффициент бокового давления		$\mu$	<b>0,37</b>
Материал трубы: 1 - полиэтилен ПЭ80; 2 - полиэтилен ПЭ100; 3 - сталь			<b>2</b>
Коэффициенты трения	газопровода о грунт	$f_{гп}$	<b>0,4</b>
	газопровода о грунт, смоченный буровым раствором	$f$	<b>0,1</b>
	расширителя о грунт, смоченный буровым раствором	$f_{рш}$	<b>0,13</b>
	штанг о грунт, смоченный буровым раствором	$f_{ш}$	<b>0,13</b>
Удельный вес	материала штанг	$\gamma_{ш}, \text{Н/м}^3$	<b>78000</b>
	материала трубы	$\gamma_{т}, \text{Н/м}^3$	<b>9300</b>
	грунта	$\gamma_{г}, \text{Н/м}^3$	<b>16500</b>
	бурового раствора	$\gamma_{ж}, \text{Н/м}^3$	<b>12000</b>
	воды	$\gamma_{в}, \text{Н/м}^3$	<b>10000</b>
Наружный диаметр газопровода		$d_n, \text{м}$	<b>0,11</b>
Толщина стенки трубы		$\delta, \text{м}$	<b>0,01</b>
Модуль упругости материала газопровода		$E, \text{Н/м}^2$	<b><math>300 \cdot 10^6</math></b>
Модуль упругости материала штанг		$E_{ш}, \text{Н/м}^2$	<b><math>2,1 \cdot 10^{11}</math></b>
Угол забуривания		$\alpha$	<b><math>10^\circ 44'</math></b>

Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Величина
Давление бурового раствора на выходе из сопел расширителя	$p$ , Н/м <sup>2</sup>	<b>1000000</b>
Расход бурового раствора	$Q_{ж}$ , м <sup>3</sup> /с	<b>0,0012</b>
Диаметр буровой головки	$d_{г}$ , м	<b>0,1</b>
Диаметр расширителя	$d_{рш}$ , м	<b>0,15</b>
Ширина резца	$m$ , м	<b>0,01</b>
Глубина врезания (вылет резца)	$e_p$ , м	<b>0,01</b>
Диаметр штанги	$d_{ш}$ , м	<b>0,052</b>
Диаметр замка штанги	$d_{з}^*$ , м	<b>0,066</b>
Длина замка на штанге	$L_{з}^*$ , м	<b>0,4</b>
Длина буровой штанги	$l_{ш}$ , м	<b>3</b>
Толщина стенки штанги	$\delta_{ш}$ , м	<b>0,0065</b>
Количество прямолинейных и криволинейных участков пилотной скважины		<b>5</b>

#### Координаты точек перелома пилотной скважины

№ точки	1 (точка входа бура в землю)	2	3	4	5	6 (точка выхода бура из земли)
Отметка земли фактическая	<b>140,01</b>	<b>128,89</b>	<b>127,57</b>	<b>127,40</b>	<b>129,91</b>	<b>137,01</b>
Глубина траншеи	<b>1,31</b>	<b>2,70</b>	<b>2,11</b>	<b>2,11</b>	<b>3,00</b>	<b>1,31</b>

#### Длины участков пилотной скважины в плане

№ участка	1	2	3	4	5
Длина	<b>66,0</b>	<b>15,0</b>	<b>8,0</b>	<b>40,5</b>	<b>57,5</b>

## Расчет трассы газопровода

Общая длина пилотной скважины:

- фактическая            189,63    м  
 - принимаем в расчете    190,00    м

### Полный расчет заглубления газопровода на каждой штанге

№ п/п	Длина бурового канала, м	Текущий угол $\alpha_i$	Синус текущего угла $\sin\alpha_i$	Заглубление $D_i$ газопровода от точки забуривания, м
0	0,00	- 10° 43'	-0,186	0,00
1	3,00	- 10° 43'	-0,186	-0,56
2	6,00	- 10° 43'	-0,186	-1,12
3	9,00	- 10° 43'	-0,186	-1,68
4	12,00	- 10° 43'	-0,186	-2,23
5	15,00	- 10° 43'	-0,186	-2,79
6	18,00	- 10° 43'	-0,186	-3,35
7	21,00	- 10° 43'	-0,186	-3,91
8	24,00	- 10° 43'	-0,186	-4,47
9	27,00	- 10° 43'	-0,186	-5,03
10	30,00	- 10° 43'	-0,186	-5,59
11	33,00	- 10° 43'	-0,186	-6,15
12	36,00	- 10° 43'	-0,186	-6,70
13	39,00	- 10° 43'	-0,186	-7,26
14	42,00	- 10° 43'	-0,186	-7,82
15	45,00	- 10° 43'	-0,186	-8,38
16	48,00	- 10° 43'	-0,186	-8,94
17	51,00	- 10° 43'	-0,186	-9,50
18	54,00	- 10° 43'	-0,186	-10,06
19	57,00	- 10° 43'	-0,186	-10,62
20	60,00	- 10° 43'	-0,186	-11,17
21	63,00	- 10° 43'	-0,186	-11,73
22	66,00	- 10° 43'	-0,186	-12,51
23	69,00	- 10° 43'	-0,186	-12,75
24	72,00	- 9° 8'	-0,159	-12,99
25	75,00	- 7° 33'	-0,132	-13,24
26	78,00	- 5° 58'	-0,104	-13,24
27	81,00	- 4° 23'	-0,077	-13,24
28	84,00	- 2° 48'	-0,049	-13,24
29	87,00	- 1° 13'	-0,021	-13,30
30	90,00	- 1° 13'	-0,021	-13,37
31	93,00	- 1° 13'	-0,021	-13,41
32	96,00	+ 2° 17'	0,040	-13,29
33	99,00	+ 2° 17'	0,040	-13,17
34	102,00	+ 2° 17'	0,040	-13,05
35	105,00	+ 2° 17'	0,040	-12,93
36	108,00	+ 2° 17'	0,040	-12,81
37	111,00	+ 2° 17'	0,040	-12,69
38	114,00	+ 2° 17'	0,040	-12,57
39	117,00	+ 2° 17'	0,040	-12,45
40	120,00	+ 2° 17'	0,040	-12,33
41	123,00	+ 2° 17'	0,040	-12,21
42	126,00	+ 2° 17'	0,040	-12,09
43	129,00	+ 2° 17'	0,040	-11,97

№ п/п	Длина бурового канала, м	Текущий угол $\alpha_i$	Синус текущего угла $\sin\alpha_i$	Заглубление $D_i$ газопровода от точки забуривания, м
44	132,00	+ 2° 17'	0,040	-11,79
45	135,00	+ 2° 52'	0,050	-11,70
46	138,00	+ 3° 27'	0,060	-11,61
47	141,00	+ 4° 2'	0,070	-11,40
48	144,00	+ 4° 37'	0,081	-11,16
49	147,00	+ 5° 12'	0,091	-10,88
50	150,00	+ 5° 46'	0,101	-10,58
51	153,00	+ 6° 21'	0,111	-10,25
52	156,00	+ 6° 56'	0,121	-9,89
53	159,00	+ 7° 31'	0,131	-9,49
54	162,00	+ 8° 6'	0,141	-9,07
55	165,00	+ 8° 41'	0,151	-8,62
56	168,00	+ 9° 16'	0,161	-8,13
57	171,00	+ 9° 51'	0,171	-7,62
58	174,00	+ 10° 26'	0,181	-7,08
59	177,00	+ 11° 1'	0,191	-6,50
60	180,00	+ 11° 36'	0,201	-5,90
61	183,00	+ 12° 10'	0,211	-5,27
62	186,00	+ 12° 45'	0,221	-4,60
63	189,00	+ 13° 20'	0,231	-3,91
64	189,63	+ 15° 5'	0,260	-3,00

## Расчет общего усилия протаскивания и крутящего момента

Текущая длина, м	0,00	18,96	37,93	56,89	75,85	94,81	113,78	132,74	151,70	170,66	189,63
Сила, Н											

### Расчет усилия перемещения буровых штанг

Сила трения от веса буровых штанг (в буровом канале)		$P_2^*$	563,22	361,58	192,97	57,79	-43,66	-111,18	-144,71	-144,26	-109,98	-42,12	58,97
Увеличение силы трения от силы тяжести грунта зоны естественного свода равновесия (по М.М. Протодьяконову)	для благоприятных условий	$P_{3(a)}^*$	0,00	13,16	26,32	39,49	52,66	65,83	79,02	92,20	105,39	118,58	131,78
	для неблагоприятных условий	$P_{3(б)}^*$	0,00	26,48	52,97	79,46	105,97	132,48	159,01	185,54	212,08	238,63	265,19
Увеличение силы трения от наличия на буровых штангах выступов за пределы наружного диаметра	для благоприятных условий	$P_{4(a)}^*$	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02	0,03	0,03
	для неблагоприятных условий	$P_{4(б)}^*$	0,00	64,43	128,89	193,36	257,86	322,38	386,93	451,49	516,08	580,69	645,33
Дополнительные силы трения от опорных реакций		$P_5^*$	12,00	12,01	12,01	12,01	12,01	12,01	12,02	12,02	12,02	12,02	12,03
Сопrotивление перемещению буровых штанг в зоне забуривания за счет смятия стенки скважины		$P_6^*$	124,48	124,52	124,56	124,60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Сопrotивление на выходе при переходе от криволинейного движения к прямолинейному		$P_7^*$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,19	0,19	0,19	0,19
Усилие перемещения буровых штанг	для благоприятных условий	$P_{n(a)}^*$	699,70	511,27	355,86	233,90	21,02	-33,32	-53,66	-39,84	7,64	88,70	202,99
	для неблагоприятных условий	$P_{n(б)}^*$	699,70	589,02	511,39	467,23	332,18	355,70	413,24	504,98	630,39	789,42	981,70

Сила, Н	Текущая длина, м	0,00	18,96	37,93	56,89	75,85	94,81	113,78	132,74	151,70	170,66	189,63
---------	------------------	------	-------	-------	-------	-------	-------	--------	--------	--------	--------	--------

### Расчет усилия протаскивания газопровода

Сила трения от веса газопровода (в буровом канале)	$P_2$	-1597,03	-1270,23	-1001,55	-791,95	-642,17	-552,76	-524,08	-556,29	-649,33	-802,96	-1016,74	
Увеличение силы трения от силы тяжести грунта зоны естественного свода равновесия	для благоприятных условий	$P_{3(a)}$	9744,90	8747,96	7756,08	6769,23	5787,39	4810,52	3838,61	2871,63	1909,55	952,35	0,00
	для неблагоприятных условий	$P_{3(б)}$	18926,67	16990,41	15063,97	13147,29	11240,34	9343,06	7455,40	5577,31	3708,75	1849,66	0,00
Дополнительные силы трения от опорных реакций	$P_5$	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,22	0,22	0,22	0,22	
Увеличенное сопротивление перемещению при переходе от прямолинейного движения к криволинейному	$P_7$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Сила трения от веса газопровода, находящегося вне бурового канала	$P_8$	0,00	221,61	443,22	664,84	886,45	1108,06	1329,67	1551,28	1772,89	1994,51	2216,12	
Усилие протаскивания газопровода	для благоприятных условий	$P_{гн(a)}$	8148,10	7699,57	7197,98	6642,35	6031,90	5366,05	4644,42	3866,85	3033,34	2144,12	1199,60
	для неблагоприятных условий	$P_{гн(б)}$	17329,87	15942,02	14505,87	13020,41	11484,85	9898,58	8261,21	6572,53	4832,54	3041,43	1199,60

### Расчет общего усилия протаскивания

Лобовое сопротивление движению расширителя	$P_p$	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	
Общее усилие протаскивания	для благоприятных условий	$P_{(a)}$	8848,25	8211,29	7554,29	6876,70	6053,37	5333,18	4591,21	3827,46	3041,43	2233,27	1403,04
	для неблагоприятных условий	$P_{(б)}$	18030,02	16531,48	15017,70	13488,09	11817,48	10254,73	8674,90	7077,96	5463,38	3831,30	2181,75



Величина расчетного усилия протаскивания газопровода для благоприятных условий не должна превышать максимально допустимого усилия протаскивания газопровода  $R_{гп} = 39000 \text{ Н}$

Максимальное расчетное усилие протаскивания газопровода для благоприятных условий:  $8148,10 \text{ Н} = 830,59 \text{ кг}$ ,  
 что значительно меньше допустимого усилия протаскивания газопровода  $R_{гп}$ :  $8148,10 < 39000$

Максимальное расчетное усилие протаскивания газопровода для неблагоприятных условий:  $17329,87 \text{ Н} = 1766,55 \text{ кг}$

### Расчет напряжений в газопроводе для неблагоприятных условий

Радиус кривизны пилотной скважины,  $R = 373 \text{ м}$

При изгибе оси газопровода соответствующие максимальные напряжения  $\sigma_u$  на наружной поверхности определяются по формуле:

$$\sigma_u = \frac{E \cdot d_u}{2R} = 0,04 \text{ МПа.}$$

Максимальные растягивающие напряжения для газопровода  $\sigma_p$  при максимальном расчетном усилии протаскивания газопровода для неблагоприятных условий:

$$\sigma_p = \frac{T}{S} = 5,52 \text{ МПа,}$$

где  $S = 0,0031 \text{ м}^2$  - площадь сечения газопровода.

Максимальное действующее напряжение определяем по формуле:  $\sigma_{p.max} = \sigma_u + \sigma_p = 5,56 \text{ МПа.}$

Максимальные напряжения не превышают предела текучести:

$$\sigma_{p.max} < \sigma_{тек}$$

$$5,56 < 25$$

Коэффициент запаса по пределу текучести:  $k_{тек} = \sigma_{тек} / \sigma_{p.max} = 4,50$

### Данные для выбора бурильной установки

Максимальное расчетное общее усилие протаскивания для благоприятных условий:  $8848,25 \text{ Н} = 901,96 \text{ кг}$

Максимальное расчетное общее усилие протаскивания для неблагоприятных условий:  $18030,02 \text{ Н} = 1837,9224 \text{ кг}$

Максимальный крутящий момент:  $514,3 \text{ Н} \cdot \text{м}$

В соответствии с п. 4.8.8 ВН Газпром "Строительство подводных переходов газопроводов способом направленного бурения" для выбора буровой установки величина тягового усилия принимается с коэффициентом 1,5, т.е. не менее

$$8848,25 \quad * \quad 1,5 \quad = \quad 13272,37 \quad \text{Н} \quad = \quad 1352,94 \quad \text{кг}$$

Для успешной прокладки газопровода в принятых условиях необходимо предусмотреть технологические приемы, обеспечивающие стабильность и прочность стенок бурового канала, предупреждающие обвал грунта и фильтрацию бурового раствора в грунт, к которым относятся:

- а) применение качественного бурового раствора, соответствие смазочных добавок СТО Газпром РД 2.1-146-2005 «Смазочные компоненты буровых растворов. Технические требования»;
- б) правильный выбор буровой головки, ножа и расширителя;
- в) технология производства работ.

Расчет выполнен в соответствии с СП 42-101-2003 и на основании письма разработчика СП 42-101-2003 ОИ "Омскгазтехнология" №02/187 от 18.03.2008 и №05/27 от 10.04.2008

Выполнил:

 Вареник Я. С.

## Расчет на соответствие требованиям по прочности и несущей способности

### Переход Ручья (балки) бн (ПК81+34.0-ПК83+21.0)

#### Ввод исходных данных

Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Величина
Грунт засыпки: 1 - пески гравелистые, крупные и средней крупности; 2 - пески мелкие; 3 - пески пылеватые, супеси; 4 - суглинки полутвердые, тугопластичные и текучепластичные; 5 - супеси и суглинки твердые; 6 - глины	ИГЭ-5	2
Рабочее давление	$p$ , МПа	0,6
Плотность грунта	$\rho_m$ , кН/м <sup>3</sup>	16,5
Диаметр прокола	$B$ , м	0,15
Радиус упругого изгиба газопровода	$\rho$ , м	373
Расстояние от верха трубы до поверхности земли	$h_m$ , м	5,93
Высота столба грунтовых вод над верхней образующей газопровода	$h_w$ , м	2,73
Имеющаяся овализация трубы	%	2
Дополнительные напряжения, обусловленные прокладкой в особых условиях: - для среднепучинистых и сильнопучинистых -- 0,5; - для чрезмернопучинистых -- 0,8; - для средненабухающих и грунтов II типа просадочности -- 0,6; - для сильнонабухающих и на подрабатываемых территориях -- 0,8; - для слабопучинистых, слабонабухающих и I типа просадочности -- 0.	$\sigma_{oy}$ , Мпа	0
Модуль деформации грунта засыпки	$E_{гр}$ , МПа	25
Тип используемых труб:		
Наружный диаметр газопровода	$d_e$ , мм	110
Стандартное размерное отношение (9, 11 или 17,6)	SDR	11
Класс сырья: 1 - ПЭ80; 2 - ПЭ100		2

### Постоянные величины

Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Величина
Коэффициент надежности по нагрузке от внутреннего давления	$\gamma_p$	1,1
Коэффициент Пуассона материала труб	$\mu$	0,43
Минимальная длительная прочность	MRS, МПа	10
Коэффициент надежности сварных соединений	$\gamma_c$	0,95
Температура эксплуатации	t, °C	5
Температурный перепад	$\Delta t$ , °C	-20
Коэффициент линейного теплового расширения материала труб	$\alpha$ , (°C) <sup>-1</sup>	$2,2 \cdot 10^{-4}$
Коэффициент надежности по нагрузке от давления грунта	$\gamma_m$	1,2
Плотность воды с учетом растворенных в ней солей	$\rho_w$ , кН/м <sup>3</sup>	10
Расчетная масса 1 м труб по ГОСТ Р 50838-2009	$m_q$ , кг	3,14
Ускорение свободного падения	g, м/с <sup>2</sup>	9,81
Коэффициент надежности по весу трубы	$\gamma_q$	1,1
Коэффициент надежности по нагрузке от грунтовых вод	$\gamma_w$	0,8
Коэффициент надежности по нагрузке от транспорта	$\gamma_T$	1,4
Коэффициенты приведения нагрузок	$\beta_i$	0,75
Коэффициент бокового давления грунта	$\eta$	0,9
Коэффициент, учитывающий совместное действие отпора грунта и внешнего давления	$\xi$	1,3
Предельно допустимая величина овализации	$[\varepsilon_\phi]$ , %	5

### Расчет на прочность

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Толщина стенки трубы	s, м	$s = d_e / SDR$	<b>0,0100</b>
2	Кольцевое напряжение от внутреннего давления в газопроводе	$\sigma_T$ , МПа	$\sigma_T = \gamma_p \cdot p(d_e - s)/(2 \cdot s)$	<b>3,3</b>
3	Продольные фибровые напряжения	$\sigma_{прF}$ , МПа	$\sigma_{прF} = \sigma_T \cdot \mu$	<b>1,42</b>
4	Модуль ползучести материала труб	E, МПа		<b>258</b>
5	Продольные осевые напряжения от действия нагрузок силового и деформационного воздействия	$\sigma_{прNS}$ , МПа	$\sigma_{прNS} =   \sigma_T \cdot \mu - \alpha \cdot E \cdot \Delta t  $	<b>2,55</b>
6	Продольные фибровые напряжения от совместного действия всех нагрузок силового и деформационного воздействия	$\sigma_{прS}$ , МПа	$\sigma_{прS} =   \sigma_T \cdot \mu - \alpha \cdot E \cdot \Delta t   + E \cdot d_e / (2 \cdot \rho) + \sigma_{oy}$	<b>2,59</b>

**Проверка прочности состоит в выполнении следующих условий:**

$\sigma_{прF} = \sigma_T \cdot \mu \leq \gamma_c \cdot 0,4 \cdot MRS$	- выполняется, т.к.	1,42 < 3,8
$\sigma_{прNS} =   \sigma_T \times \mu - \alpha \times E \times \Delta t   \leq \gamma_c \cdot 0,5 \cdot MRS$	- выполняется, т.к.	2,55 < 4,75
$\sigma_{прS} =   \sigma_T \times \mu - \alpha \times E \times \Delta t   + E \times d_e / (2 \times \rho) + \sigma_{oy} \leq 0,9 \cdot MRS$	- выполняется, т.к.	2,59 < 9

## Расчет на несущую способность

### Определение вспомогательных коэффициентов

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Параметр жесткости грунта	$P_{гр}$ , МПа	$P_{гр} = 0,125 \cdot E_{гр}$	<b>3,125</b>
2	Параметр, характеризующий жесткость трубопровода	$D$ , МПа	$D = E / [4(1 - \mu^2)] \cdot [2 \cdot s / (d_e - s)]^3$	<b>0,63</b>
3	Коэффициент концентрации давления грунта	$K_H$	Если $D \leq P_{гр}$ , то $K_H = 1$ , иначе $K_H = 1,5(D + P_{гр}) / (D + 2P_{гр})$	<b>1,00</b>
4	Критическая величина предельного внешнего радиального давления	$P_{кр}$ , МПа	$P_{кр} = \min(\sqrt{D \cdot P_{гр}}; D + 1,143 \cdot P_{гр})$	<b>1,41</b>
5	Коэффициент, учитывающий разгрузку трубы грунтом	$\psi$	$\psi = \max \left[ 1 / (1 + 2 \cdot \frac{P_{гр}}{P_{кр}} \cdot \frac{B - d_e}{8d_e}); \frac{d_e}{B} \right]$	<b>0,82</b>
6	Коэффициент вертикального давления грунта	$K_{гр}$		<b>0,65</b>

### Определение величины расчетных нагрузок

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Нормативная равномерно распределенная нагрузка от давления грунта	$g_m$ , кН/м <sup>2</sup>	$g_m = \rho_m \cdot h_m$	<b>97,8</b>
2	Давление грунта на единицу длины газопровода	$q_m$ , кН/м	Если $B \cdot K_{гр} \cdot \Psi > d_e \cdot K_H$ , то $q_m = \gamma_m \cdot g_m \cdot d_e \cdot K_H$ , иначе $q_m = \gamma_m \cdot g_m \cdot B \cdot K_{гр} \cdot \Psi$	<b>9,69</b>
3	Нормативная выталкивающая сила воды, действующая на трубопровод	$g_w$ , кН/м	$g_w = \rho_w \cdot \pi \cdot d_e^2 / 4$	<b>0,095</b>
4	Выталкивающая сила воды на единицу длины газопровода	$q_w$ , кН/м	$q_w = \gamma_w \cdot g_w$	<b>0,08</b>
5	Нормативная равномерно распределенная нагрузка от транспорта	$g_T$ , кН/м <sup>2</sup>		<b>0</b>
6	нагрузка от транспортных средств на уровне заложения газопровода	$q_T$ , кН/м	$q_T = \gamma_T \cdot d_e \cdot g_T$	<b>0,00</b>
7	Расчетный вес трубы	$g_q$ , кН/м <sup>2</sup>	$g_q = m_q \cdot g$	<b>0,031</b>
8	Собственный вес единицы длины газопровода	$q_q$ , кН/м	$q_q = \gamma_q \cdot g_q$	<b>0,034</b>
9	Полная погонная эквивалентная нагрузка	$Q$ , кН/м	$Q = \sum \beta_i \cdot \eta \cdot q_i$	<b>6,51</b>

### Проверка несущей способности газопровода

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Внешнее гидростатическое давление грунтовых вод	$P_w$ , МПа	$P_w = \rho_w \cdot h_w$	<b>0,027300</b>
2	Коэффициент отпора грунта	$\Theta$	$\Theta = 1 / \left[ 1 + \frac{P_{гр} - P_w}{D + 0,1 \cdot P_{гр}} \right]$	<b>0,23</b>
3	Величина овализации трубы газопровода	$\varepsilon_\varphi$ , %	$\varepsilon_\varphi = \xi \cdot \frac{Q}{4 \cdot d_e \cdot D} \cdot \Theta \cdot 100$	<b>0,71</b>

**Проверка несущей способности по условию предельно допустимой величины овализации поперечного сечения трубы:**

$$\varepsilon_\varphi + 2\% = \xi \cdot \frac{Q}{4 \cdot d_e \cdot D} \cdot \Theta \cdot 100 + 2\% \leq [\varepsilon_\varphi]$$

- выполняется, т.к. 2,71 < 5

**Проверка несущей способности по условию устойчивости круглой формы поперечного сечения трубы:**

$$P_{кр} \geq 1,7 \cdot (Q/d_e + P_w)$$

- выполняется, т.к. 1,41 > 0,1006

**Вывод:** Газопровод из полиэтиленовых труб по ГОСТ Р 58121.2-2018 требованиям по прочности и несущей способности.

ПЭ 100 110 SDR 11 соответствует

Расчет выполнен в соответствии с СП 42-103-2003.

## Расчет параметров при строительстве газопровода методом наклонно-направленного бурения

### Переход Ручья (балки) бн (ПК83+85.0-ПК84+81.0)

#### Ввод исходных данных

	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Величина
	Тип грунта: 1 - супесь; 2 - суглинок; 3 - глина; 4 - известняк; 5 - песчаник; 6 - торф	ИГЭ-4	<b>2</b>
	Естественная пористость грунта	$n_0$	<b>0,83</b>
	Коэффициент сцепления грунта	$C_0, \text{Н/м}^2$	<b>18000</b>
	Угол внутреннего трения грунта	$\rho, \text{рад}$	<b>0,262</b>
	Коэффициент бокового давления	$\mu$	<b>0,37</b>
	Материал трубы: 1 - полиэтилен ПЭ80; 2 - полиэтилен ПЭ100; 3 - сталь		<b>2</b>
Коэффициенты трения	газопровода о грунт	$f_{гп}$	<b>0,4</b>
	газопровода о грунт, смоченный буровым раствором	$f$	<b>0,1</b>
	расширителя о грунт, смоченный буровым раствором	$f_{рш}$	<b>0,13</b>
	штанг о грунт, смоченный буровым раствором	$f_{ш}$	<b>0,13</b>
Удельный вес	материала штанг	$\gamma_{ш}, \text{Н/м}^3$	<b>78000</b>
	материала трубы	$\gamma_{т}, \text{Н/м}^3$	<b>9300</b>
	грунта	$\gamma_{г}, \text{Н/м}^3$	<b>18700</b>
	бурового раствора	$\gamma_{ж}, \text{Н/м}^3$	<b>12000</b>
	воды	$\gamma_{в}, \text{Н/м}^3$	<b>10000</b>
	Наружный диаметр газопровода	$d_n, \text{м}$	<b>0,11</b>
	Толщина стенки трубы	$\delta, \text{м}$	<b>0,01</b>
	Модуль упругости материала газопровода	$E, \text{Н/м}^2$	<b><math>300 \cdot 10^6</math></b>
	Модуль упругости материала штанг	$E_{ш}, \text{Н/м}^2$	<b><math>2,1 \cdot 10^{11}</math></b>
	Угол забуривания	$\alpha$	<b><math>6^\circ 46'</math></b>



Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Величина
Давление бурового раствора на выходе из сопел расширителя	$p$ , Н/м <sup>2</sup>	<b>1000000</b>
Расход бурового раствора	$Q_{ж}$ , м <sup>3</sup> /с	<b>0,0012</b>
Диаметр буровой головки	$d_{г}$ , м	<b>0,1</b>
Диаметр расширителя	$d_{рш}$ , м	<b>0,14</b>
Ширина резца	$m$ , м	<b>0,01</b>
Глубина врезания (вылет резца)	$e_{р}$ , м	<b>0,01</b>
Диаметр штанги	$d_{ш}$ , м	<b>0,052</b>
Диаметр замка штанги	$d_{з}^*$ , м	<b>0,066</b>
Длина замка на штанге	$L_{з}^*$ , м	<b>0,4</b>
Длина буровой штанги	$l_{ш}$ , м	<b>3</b>
Толщина стенки штанги	$\delta_{ш}$ , м	<b>0,0065</b>
Количество прямолинейных и криволинейных участков пилотной скважины		<b>3</b>

#### Координаты точек перелома пилотной скважины

№ точки	1 (точка входа бура в землю)	2	3	4 (точка выхода бура из земли)
Отметка земли фактическая	<b>142,62</b>	<b>137,50</b>	<b>137,50</b>	<b>138,97</b>
Глубина траншеи	<b>1,32</b>	<b>2,49</b>	<b>2,49</b>	<b>1,31</b>

#### Длины участков пилотной скважины в плане

№ участка	1	2	3
Длина	<b>53,0</b>	<b>13,0</b>	<b>30,0</b>

## Расчет трассы газопровода

Общая длина пилотной скважины:

- фактическая            97,32        м  
 - принимаем в расчете    97,50        м

### Полный расчет заглубления газопровода на каждой штанге

№ п/п	Длина бурового канала, м	Текущий угол $\alpha_i$	Синус текущего угла $\sin\alpha_i$	Заглубление $D_i$ газопровода от точки забуривания, м
0	0,00	- 6° 46'	-0,118	0,00
1	3,00	- 6° 23'	-0,111	-0,33
2	6,00	- 6° 0'	-0,105	-0,65
3	9,00	- 5° 38'	-0,098	-0,94
4	12,00	- 5° 15'	-0,092	-1,22
5	15,00	- 4° 53'	-0,085	-1,47
6	18,00	- 4° 30'	-0,079	-1,71
7	21,00	- 4° 8'	-0,072	-1,93
8	24,00	- 3° 45'	-0,066	-2,12
9	27,00	- 3° 23'	-0,059	-2,30
10	30,00	- 3° 0'	-0,052	-2,46
11	33,00	- 2° 37'	-0,046	-2,60
12	36,00	- 2° 15'	-0,039	-2,71
13	39,00	- 1° 52'	-0,033	-2,81
14	42,00	- 1° 30'	-0,026	-2,89
15	45,00	- 1° 7'	-0,020	-2,95
16	48,00	- 0° 45'	-0,013	-2,99
17	51,00	- 0° 22'	-0,007	-6,29
18	54,00	0°	0,000	-6,29
19	57,00	0°	0,000	-6,29
20	60,00	0°	0,000	-6,29
21	63,00	0°	0,000	-6,29
22	66,00	0°	0,000	-6,29
23	69,00	0°	0,000	-6,29
24	72,00	+ 0° 50'	0,015	-6,25
25	75,00	+ 1° 40'	0,029	-6,20
26	78,00	+ 2° 31'	0,044	-6,07
27	81,00	+ 3° 21'	0,059	-5,89
28	84,00	+ 4° 12'	0,073	-5,67
29	87,00	+ 5° 2'	0,088	-5,41
30	90,00	+ 5° 53'	0,103	-5,10
31	93,00	+ 6° 43'	0,117	-4,75
32	96,00	+ 7° 34'	0,132	-4,35
33	97,32	+ 10° 5'	0,175	-3,64

## Расчет общего усилия протаскивания и крутящего момента

Текущая длина, м	0,00	9,73	19,46	29,20	38,93	48,66	58,39	68,13	77,86	87,59	97,32
Сила, Н											

### Расчет усилия перемещения буровых штанг

Сила трения от веса буровых штанг (в буровом канале)		$P_2^*$	213,38	138,19	75,64	25,81	-11,22	-35,44	-46,81	-45,35	-31,09	-4,08	35,61
Увеличение силы трения от силы тяжести грунта зоны естественного свода равновесия (по М.М. Протоdjаконову)	для благоприятных условий	$P_{3(a)}^*$	0,00	16,48	32,97	49,47	65,96	82,47	98,98	115,49	132,01	148,53	165,06
	для неблагоприятных условий	$P_{3(б)}^*$	0,00	22,49	44,98	67,48	89,98	112,49	135,01	157,54	180,07	202,61	225,15
Увеличение силы трения от наличия на буровых штангах выступов за пределы наружного диаметра	для благоприятных условий	$P_{4(a)}^*$	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02
	для неблагоприятных условий	$P_{4(б)}^*$	0,00	33,77	67,54	101,33	135,12	168,93	202,74	236,57	270,40	304,25	338,10
Дополнительные силы трения от опорных реакций		$P_5^*$	20,63	20,63	20,64	20,64	20,64	20,65	20,65	20,65	20,65	20,66	20,66
Сопrotивление перемещению буровых штанг в зоне забуривания за счет смятия стенки скважины		$P_6^*$	109,65	109,68	109,71	109,75	109,78	109,81	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Сопrotивление на выходе при переходе от криволинейного движения к прямолинейному		$P_7^*$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,38	0,38	0,38	0,38
Усилие перемещения буровых штанг	для благоприятных условий	$P_{n(a)}^*$	343,66	284,99	238,96	205,67	185,17	177,50	72,83	91,18	121,97	165,50	221,72
	для неблагоприятных условий	$P_{n(б)}^*$	343,66	324,75	318,50	325,00	344,30	376,44	311,59	369,79	440,42	523,82	619,91

Сила, Н	Текущая длина, м	0,00	9,73	19,46	29,20	38,93	48,66	58,39	68,13	77,86	87,59	97,32
---------	------------------	------	------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

### Расчет усилия протаскивания газопровода

Сила трения от веса газопровода (в буровом канале)	$P_2$	-826,48	-679,54	-555,05	-453,24	-374,28	-318,31	-285,43	-275,69	-289,09	-325,62	-385,21	
Увеличение силы трения от силы тяжести грунта зоны естественного свода равновесия	для благоприятных условий	$P_{3(a)}$	10368,04	9313,68	8263,26	7216,77	6174,19	5135,50	4100,70	3069,76	2042,67	1019,42	0,00
	для неблагоприятных условий	$P_{3(б)}$	13891,71	12479,02	11071,61	9669,45	8272,54	6880,85	5494,35	4113,04	2736,89	1365,88	0,00
Дополнительные силы трения от опорных реакций	$P_5$	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,44	0,44	0,44	0,44
Увеличенное сопротивление перемещению при переходе от прямолинейного движения к криволинейному	$P_7$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01
Сила трения от веса газопровода, находящегося вне бурового канала	$P_8$	0,00	113,74	227,48	341,22	454,96	568,70	682,44	796,18	909,92	1023,66	1137,39	
Усилие протаскивания газопровода	для благоприятных условий	$P_{гн(a)}$	9542,01	8748,34	7936,14	7105,20	6255,31	5386,33	4498,15	3590,70	2663,95	1717,91	752,64
	для неблагоприятных условий	$P_{гн(б)}$	13065,68	11913,67	10744,48	9557,88	8353,66	7131,67	5891,80	4633,98	3358,17	2064,37	752,64

### Расчет общего усилия протаскивания

Лобовое сопротивление движению расширителя	$P_p$	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93
Общее усилие протаскивания	для благоприятных условий	$P_{(a)}$	9888,61	9036,26	8178,04	7313,80	6443,41	5566,76	4573,91	3684,82	2788,85	1886,35	977,29
	для неблагоприятных условий	$P_{(б)}$	13412,27	12241,35	11065,92	9885,81	8700,89	7511,05	6206,33	5006,71	3801,52	2591,12	1375,48

Величина расчетного усилия протаскивания газопровода для благоприятных условий не должна превышать максимально допустимого усилия протаскивания газопровода  $R_{гп} = 39000 \text{ Н}$

Максимальное расчетное усилие протаскивания газопровода для благоприятных условий:  $9542,01 \text{ Н} = 972,68 \text{ кг}$ ,  
 что значительно меньше допустимого усилия протаскивания газопровода  $R_{гп}$ :  $9542,01 < 39000$

Максимальное расчетное усилие протаскивания газопровода для неблагоприятных условий:  $13065,68 \text{ Н} = 1331,87 \text{ кг}$

### Расчет напряжений в газопроводе для неблагоприятных условий

Радиус кривизны пилотной скважины,  $R = 260 \text{ м}$

При изгибе оси газопровода соответствующие максимальные напряжения  $\sigma_u$  на наружной поверхности определяются по формуле:

$$\sigma_u = \frac{E \cdot d_u}{2R} = 0,06 \text{ МПа.}$$

Максимальные растягивающие напряжения для газопровода  $\sigma_p$  при максимальном расчетном усилии протаскивания газопровода для неблагоприятных условий:

$$\sigma_p = \frac{T}{S} = 4,16 \text{ МПа,}$$

где  $S = 0,0031 \text{ м}^2$  - площадь сечения газопровода.

Максимальное действующее напряжение определяем по формуле:  $\sigma_{p.max} = \sigma_u + \sigma_p = 4,22 \text{ МПа.}$

Максимальные напряжения не превышают предела текучести:

$$\sigma_{p.max} < \sigma_{тек}$$

$$4,22 < 25$$

Коэффициент запаса по пределу текучести:  $k_{тек} = \sigma_{тек} / \sigma_{p.max} = 5,92$

### Данные для выбора буровой установки

Максимальное расчетное общее усилие протаскивания для благоприятных условий:  $9888,61 \text{ Н} = 1008,01 \text{ кг}$

Максимальное расчетное общее усилие протаскивания для неблагоприятных условий:  $13412,27 \text{ Н} = 1367,2042 \text{ кг}$

Максимальный крутящий момент:  $304,1 \text{ Н} \cdot \text{м}$

В соответствии с п. 4.8.8 ВН Газпром "Строительство подводных переходов газопроводов способом направленного бурения" для выбора буровой установки величина тягового усилия принимается с коэффициентом 1,5, т.е. не менее

$$9888,61 \quad * \quad 1,5 \quad = \quad 14832,91 \quad \text{Н} \quad = \quad 1512,02 \quad \text{кг}$$

Для успешной прокладки газопровода в принятых условиях необходимо предусмотреть технологические приемы, обеспечивающие стабильность и прочность стенок бурового канала, предупреждающие обвал грунта и фильтрацию бурового раствора в грунт, к которым относятся:

- а) применение качественного бурового раствора, соответствие смазочных добавок СТО Газпром РД 2.1-146-2005 «Смазочные компоненты буровых растворов. Технические требования»;
- б) правильный выбор буровой головки, ножа и расширителя;
- в) технология производства работ.

Расчет выполнен в соответствии с СП 42-101-2003 и на основании письма разработчика СП 42-101-2003 ОИ "Омскгазтехнология" №02/187 от 18.03.2008 и №05/27 от 10.04.2008

Выполнил:

 Вареник Я. С.

## Расчет на соответствие требованиям по прочности и несущей способности

### Переход Ручья (балки) бн (ПК83+85.0-ПК84+81.0)

#### Ввод исходных данных

Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Величина
Грунт засыпки: 1 - пески гравелистые, крупные и средней крупности; 2 - пески мелкие; 3 - пески пылеватые, супеси; 4 - суглинки полутвердые, тугопластичные и текучепластичные; 5 - супеси и суглинки твердые; 6 - глины	ИГЭ-4	3
Рабочее давление	$p$ , МПа	0,6
Плотность грунта	$\rho_m$ , кН/м <sup>3</sup>	18,7
Диаметр прокола	$B$ , м	0,14
Радиус упругого изгиба газопровода	$\rho$ , м	260
Расстояние от верха трубы до поверхности земли	$h_m$ , м	4,76
Высота столба грунтовых вод над верхней образующей газопровода	$h_w$ , м	2,07
Имеющаяся овализация трубы	%	2
Дополнительные напряжения, обусловленные прокладкой в особых условиях: - для среднепучинистых и сильнопучинистых -- 0,5; - для чрезмернопучинистых -- 0,8; - для средненабухающих и грунтов II типа просадочности -- 0,6; - для сильнонабухающих и на подрабатываемых территориях -- 0,8; - для слабопучинистых, слабонабухающих и I типа просадочности -- 0.	$\sigma_{oy}$ , Мпа	0
Модуль деформации грунта засыпки	$E_{гр}$ , МПа	10
Тип используемых труб:		
Наружный диаметр газопровода	$d_e$ , мм	110
Стандартное размерное отношение (9, 11 или 17,6)	SDR	11
Класс сырья: 1 - ПЭ80; 2 - ПЭ100		2

### Постоянные величины

Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Величина
Коэффициент надежности по нагрузке от внутреннего давления	$\gamma_p$	1,1
Коэффициент Пуассона материала труб	$\mu$	0,43
Минимальная длительная прочность	MRS, МПа	10
Коэффициент надежности сварных соединений	$\gamma_c$	0,95
Температура эксплуатации	t, °C	5
Температурный перепад	$\Delta t$ , °C	-20
Коэффициент линейного теплового расширения материала труб	$\alpha$ , (°C) <sup>-1</sup>	$2,2 \cdot 10^{-4}$
Коэффициент надежности по нагрузке от давления грунта	$\gamma_m$	1,2
Плотность воды с учетом растворенных в ней солей	$\rho_w$ , кН/м <sup>3</sup>	10
Расчетная масса 1 м труб по ГОСТ Р 50838-2009	$m_q$ , кг	3,14
Ускорение свободного падения	g, м/с <sup>2</sup>	9,81
Коэффициент надежности по весу трубы	$\gamma_q$	1,1
Коэффициент надежности по нагрузке от грунтовых вод	$\gamma_w$	0,8
Коэффициент надежности по нагрузке от транспорта	$\gamma_T$	1,4
Коэффициенты приведения нагрузок	$\beta_i$	0,75
Коэффициент бокового давления грунта	$\eta$	0,9
Коэффициент, учитывающий совместное действие отпора грунта и внешнего давления	$\xi$	1,3
Предельно допустимая величина овализации	$[\varepsilon_\phi]$ , %	5



### Расчет на прочность

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Толщина стенки трубы	s, м	$s = d_e / SDR$	<b>0,0100</b>
2	Кольцевое напряжение от внутреннего давления в газопроводе	$\sigma_T$ , МПа	$\sigma_T = \gamma_p \cdot p(d_e - s)/(2 \cdot s)$	<b>3,3</b>
3	Продольные фибровые напряжения	$\sigma_{ppF}$ , МПа	$\sigma_{ppF} = \sigma_T \cdot \mu$	<b>1,42</b>
4	Модуль ползучести материала труб	E, МПа		<b>258</b>
5	Продольные осевые напряжения от действия нагрузок силового и деформационного воздействия	$\sigma_{ppNS}$ , МПа	$\sigma_{ppNS} =   \sigma_T \cdot \mu - \alpha \cdot E \cdot \Delta t  $	<b>2,55</b>
6	Продольные фибровые напряжения от совместного действия всех нагрузок силового и деформационного воздействия	$\sigma_{ppS}$ , МПа	$\sigma_{ppS} =   \sigma_T \cdot \mu - \alpha \cdot E \cdot \Delta t   + E \cdot d_e / (2 \cdot \rho) + \sigma_{oy}$	<b>2,61</b>

**Проверка прочности состоит в выполнении следующих условий:**

$\sigma_{ppF} = \sigma_T \cdot \mu \leq \gamma_c \cdot 0,4 \cdot MRS$	- выполняется, т.к.	1,42 < 3,8
$\sigma_{ppNS} =   \sigma_T \times \mu - \alpha \times E \times \Delta t   \leq \gamma_c \cdot 0,5 \cdot MRS$	- выполняется, т.к.	2,55 < 4,75
$\sigma_{ppS} =   \sigma_T \times \mu - \alpha \times E \times \Delta t   + E \times d_e / (2 \times \rho) + \sigma_{oy} \leq 0,9 \cdot MRS$	- выполняется, т.к.	2,61 < 9

## Расчет на несущую способность

### Определение вспомогательных коэффициентов

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Параметр жесткости грунта	$P_{гр}$ , МПа	$P_{гр} = 0,125 \cdot E_{гр}$	<b>1,250</b>
2	Параметр, характеризующий жесткость трубопровода	$D$ , МПа	$D = E / [4(1 - \mu^2)] \cdot [2 \cdot s / (d_e - s)]^3$	<b>0,63</b>
3	Коэффициент концентрации давления грунта	$K_H$	Если $D \leq P_{гр}$ , то $K_H = 1$ , иначе $K_H = 1,5(D + P_{гр}) / (D + 2P_{гр})$	<b>1,00</b>
4	Критическая величина предельного внешнего радиального давления	$P_{кр}$ , МПа	$P_{кр} = \min(\sqrt{D \cdot P_{гр}}; D + 1,143 \cdot P_{гр})$	<b>0,89</b>
5	Коэффициент, учитывающий разгрузку трубы грунтом	$\psi$	$\psi = \max \left[ 1 / (1 + 2 \cdot \frac{P_{гр}}{P_{кр}} \cdot \frac{B - d_e}{8d_e}); \frac{d_e}{B} \right]$	<b>0,90</b>
6	Коэффициент вертикального давления грунта	$K_{гр}$		<b>0,65</b>

### Определение величины расчетных нагрузок

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Нормативная равномерно распределенная нагрузка от давления грунта	$g_m$ , кН/м <sup>2</sup>	$g_m = \rho_m \cdot h_m$	<b>89,0</b>
2	Давление грунта на единицу длины газопровода	$q_m$ , кН/м	Если $B \cdot K_{гр} \cdot \Psi > d_e \cdot K_H$ , то $q_m = \gamma_m \cdot g_m \cdot d_e \cdot K_H$ , иначе $q_m = \gamma_m \cdot g_m \cdot B \cdot K_{гр} \cdot \Psi$	<b>9,05</b>
3	Нормативная выталкивающая сила воды, действующая на трубопровод	$g_w$ , кН/м	$g_w = \rho_w \cdot \pi \cdot d_e^2 / 4$	<b>0,095</b>
4	Выталкивающая сила воды на единицу длины газопровода	$q_w$ , кН/м	$q_w = \gamma_w \cdot g_w$	<b>0,08</b>
5	Нормативная равномерно распределенная нагрузка от транспорта	$g_T$ , кН/м <sup>2</sup>		<b>0</b>
6	нагрузка от транспортных средств на уровне заложения газопровода	$q_T$ , кН/м	$q_T = \gamma_T \cdot d_e \cdot g_T$	<b>0,00</b>
7	Расчетный вес трубы	$g_q$ , кН/м <sup>2</sup>	$g_q = m_q \cdot g$	<b>0,031</b>
8	Собственный вес единицы длины газопровода	$q_q$ , кН/м	$q_q = \gamma_q \cdot g_q$	<b>0,034</b>
9	Полная погонная эквивалентная нагрузка	$Q$ , кН/м	$Q = \sum \beta_i \cdot \eta \cdot q_i$	<b>6,08</b>

### Проверка несущей способности газопровода

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Внешнее гидростатическое давление грунтовых вод	$P_w$ , МПа	$P_w = \rho_w \cdot h_w$	<b>0,020700</b>
2	Коэффициент отпора грунта	$\Theta$	$\Theta = 1 / \left[ 1 + \frac{P_{гр} - P_w}{D + 0,1 \cdot P_{гр}} \right]$	<b>0,38</b>
3	Величина овализации трубы газопровода	$\varepsilon_\varphi$ , %	$\varepsilon_\varphi = \xi \cdot \frac{Q}{4 \cdot d_e \cdot D} \cdot \Theta \cdot 100$	<b>1,08</b>

**Проверка несущей способности по условию предельно допустимой величины овализации поперечного сечения трубы:**

$$\varepsilon_\varphi + 2\% = \xi \cdot \frac{Q}{4 \cdot d_e \cdot D} \cdot \Theta \cdot 100 + 2\% \leq [\varepsilon_\varphi]$$

- выполняется, т.к. 3,08 < 5

**Проверка несущей способности по условию устойчивости круглой формы поперечного сечения трубы:**

$$P_{кр} \geq 1,7 \cdot (Q/d_e + P_w)$$

- выполняется, т.к. 0,89 > 0,0940

**Вывод:** Газопровод из полиэтиленовых труб по ГОСТ Р 58121.2-2018 требованиям по прочности и несущей способности.

ПЭ 100 110 SDR 11 соответствует

Расчет выполнен в соответствии с СП 42-103-2003.

## Расчет параметров при строительстве газопровода методом наклонно-направленного бурения

*Пересечение а/дороги (ПК104+94.0-ПК105+29.0)*

### Ввод исходных данных

	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Величина
	Тип грунта: 1 - песок; 2 - суглинок; 3 - глина; 4 - известняк; 5 - песчаник; 6 - торф	ИГЭ-4	<b>2</b>
	Естественная пористость грунта	$n_0$	<b>0,83</b>
	Коэффициент сцепления грунта	$C_0, \text{Н/м}^2$	<b>18000</b>
	Угол внутреннего трения грунта	$\gamma, \text{рад}$	<b>0,262</b>
	Коэффициент бокового давления	$m$	<b>0,37</b>
	Материал трубы: 1 - полиэтилен ПЭ80; 2 - полиэтилен ПЭ100		<b>2</b>
Коэффициенты трения	газопровода о грунт	$f_{\Gamma\Pi}$	<b>0,4</b>
	газопровода о грунт, смоченный буровым раствором	$f$	<b>0,1</b>
	расширителя о грунт, смоченный буровым раствором	$f_{\text{рш}}$	<b>0,13</b>
	штанг о грунт, смоченный буровым раствором	$f_{\text{ш}}$	<b>0,13</b>
Удельный вес	материала штанг	$g_{\text{ш}}, \text{Н/м}^3$	<b>78000</b>
	материала трубы	$g_{\text{т}}, \text{Н/м}^3$	<b>9300</b>
	грунта	$g_{\text{г}}, \text{Н/м}^3$	<b>18700</b>
	бурового раствора	$g_{\text{ж}}, \text{Н/м}^3$	<b>12000</b>
	воды	$g_{\text{в}}, \text{Н/м}^3$	<b>10000</b>
	Наружный диаметр футляра	$d_{\text{н}}, \text{м}$	<b>0,225</b>
	Толщина стенки футляра	$d, \text{м}$	<b>0,0205</b>
	Модуль упругости материала газопровода	$E, \text{Н/м}^2$	<b><math>300 \cdot 10^6</math></b>
	Модуль упругости материала штанг	$E_{\text{ш}}, \text{Н/м}^2$	<b><math>2,1 \cdot 10^{11}</math></b>
	Угол забуривания	$a$	<b><math>15^\circ 0'</math></b>

Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Величина
Давление бурового раствора на выходе из сопел расширителя	$p$ , Н/м <sup>2</sup>	<b>1000000</b>
Расход бурового раствора	$Q_{ж}$ , м <sup>3</sup> /с	<b>0,0012</b>
Диаметр буровой головки	$d_{г}$ , м	<b>0,1</b>
Диаметр расширителя	$d_{рш}$ , м	<b>0,27</b>
Ширина резца	$m$ , м	<b>0,01</b>
Глубина врезания (вылет резца)	$e_p$ , м	<b>0,01</b>
Диаметр штанги	$d_{ш}$ , м	<b>0,052</b>
Диаметр замка штанги	$d_{з}^*$ , м	<b>0,066</b>
Длина замка на штанге	$L_{з}^*$ , м	<b>0,4</b>
Длина буровой штанги	$l_{ш}$ , м	<b>3</b>
Толщина стенки штанги	$d_{ш}$ , м	<b>0,0065</b>
Количество прямолинейных и криволинейных участков пилотной скважины		<b>1</b>

#### Координаты точек перелома пилотной скважины

№ точки	Координаты точек перелома пилотной скважины	
	1 (точка входа бура)	2 (точка выхода бура)
Отметка земли фактическая	<b>130,27</b>	<b>128,37</b>
Глубина траншеи	<b>2,83</b>	<b>1,85</b>

#### Длины участков пилотной скважины в плане

№ участка	<b>1</b>
Длина	<b>35,5</b>

## Расчет трассы газопровода

Длина газопровода:	- фактическая	35,51	м
	- принимаем в проекте	35,00	м
Длина бурового канала:	- фактическая	45,49	м
	- принимаем в проекте	45,50	м
	длина ННБ	35,0	

### Полный расчет заглубления газопровода на каждой штанге

0	0,00	- 1° 29'	-0,026	0,00
1	3,00	- 1° 29'	-0,026	-0,08
2	6,00	- 1° 29'	-0,026	-0,16
3	9,00	- 1° 29'	-0,026	-0,23
4	12,00	- 1° 29'	-0,026	-0,31
5	15,00	- 1° 29'	-0,026	-0,39
6	18,00	- 1° 29'	-0,026	-0,47
7	21,00	- 1° 29'	-0,026	-0,54
8	24,00	- 1° 29'	-0,026	-0,62
9	27,00	- 1° 29'	-0,026	-0,70
10	30,00	- 1° 29'	-0,026	-0,78
11	33,00	- 1° 29'	-0,026	-0,85
12	35,51	- 1° 29'	-0,026	-0,92

## Расчет общего усилия протаскивания и крутящего момента

Текущая длина, м	0,00	3,55	7,10	10,65	14,20	17,76	21,31	24,86	28,41	31,96	35,51
Сила, Н											

### Расчет усилия перемещения буровых штанг

Сила трения от веса буровых штанг (в буровом канале)		$P_2^*$	1,48	1,30	1,22	1,22	1,31	1,48	1,75	2,11	2,55	3,09	3,71
Увеличение силы трения от силы тяжести грунта зоны естественного свода равновесия (по М.М. Протодяконову)	для благоприятных условий	$P_{3(a)}^*$	0,00	1,69	3,38	5,07	6,76	8,45	10,14	11,83	13,52	15,21	16,90
	для неблагоприятных условий	$P_{3(б)}^*$	0,00	2,31	4,61	6,92	9,22	11,53	13,83	16,14	18,44	20,75	23,05
Увеличение силы трения от наличия на буровых штангах выступов за пределы наружного диаметра	для благоприятных условий	$P_{4(a)}^*$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	для неблагоприятных условий	$P_{4(б)}^*$	0,00	3,46	6,92	10,38	13,85	17,31	20,77	24,23	27,69	31,15	34,61
Дополнительные силы трения от опорных реакций		$P_5^*$	5,36	5,36	5,36	5,36	5,36	5,36	5,36	5,36	5,36	5,36	5,36
Сопrotивление перемещению буровых штанг в зоне забуривания за счет смятия стенки скважины		$P_6^*$	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
Сопrotивление на выходе при переходе от криволинейного движения к прямолинейному		$P_7^*$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Усилие перемещения буровых штанг	для благоприятных условий	$P_{н(a)}^*$	7,07	8,58	10,18	11,87	13,65	15,52	17,48	19,52	21,66	23,88	26,20
	для неблагоприятных условий	$P_{н(б)}^*$	7,07	12,66	18,34	24,10	29,96	35,90	41,94	48,06	54,27	60,57	66,96

Сила, Н	Текущая длина, м	0,00	3,55	7,10	10,65	14,20	17,76	21,31	24,86	28,41	31,96	35,51
---------	------------------	------	------	------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

### Расчет усилия протаскивания газопровода

Сила трения от веса газопровода (в буровом канале)	$P_2$	-1259,85	-1131,93	-1004,68	-878,12	-752,23	-627,02	-502,49	-378,65	-255,48	-132,99	-11,18	
Увеличение силы трения от силы тяжести грунта зоны естественного свода равновесия	для благоприятных условий	$P_{3(a)}$	16008,80	14407,41	12806,13	11204,96	9603,91	8002,98	6402,15	4801,45	3200,85	1600,37	0,00
	для неблагоприятных условий	$P_{3(b)}$	21313,37	19181,35	17049,48	14917,77	12786,21	10654,79	8523,53	6392,42	4261,46	2130,66	0,00
Дополнительные силы трения от опорных реакций	$P_5$	1,67	1,67	1,67	1,67	1,67	1,67	1,67	1,67	1,67	1,67	1,67	
Увеличенное сопротивление перемещению при переходе от прямолинейного движения к криволинейному	$P_7$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Сила трения от веса газопровода, находящегося вне бурового канала	$P_8$	0,00	173,99	347,97	521,96	695,94	869,93	1043,92	1217,90	1391,89	1565,87	1739,86	
Усилие протаскивания газопровода	для благоприятных условий	$P_{гп(a)}$	14750,61	13451,13	12151,09	10850,48	9549,30	8247,55	6945,24	5642,37	4338,93	3034,92	1730,35
	для неблагоприятных условий	$P_{гп(b)}$	20055,19	18225,08	16394,44	14563,28	12731,59	10899,37	9066,62	7233,35	5399,54	3565,21	1730,35

### Расчет общего усилия протаскивания

Лобовое сопротивление движению расширителя	$P_p$	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93	
Общее усилие протаскивания	для благоприятных условий	$P_{(a)}$	14760,61	13462,65	12164,20	10865,28	9565,88	8266,01	6965,65	5664,83	4363,52	3061,74	1759,48
	для неблагоприятных условий	$P_{(b)}$	20065,19	18240,67	16415,71	14590,31	12764,48	10938,20	9111,49	7284,34	5456,74	3628,71	1800,24



Величина расчетного усилия протаскивания газопровода для благоприятных условий не должна превышать максимально допустимого усилия протаскивания газопровода  $R_{гп} = 164000$  Н

Максимальное расчетное усилие протаскивания газопровода для благоприятных условий:  $14750,61$  Н =  $1503,63$  кг,  
 что значительно меньше допустимого усилия протаскивания газопровода  $R_{гп}$ :  $14750,61 < 164000$

Максимальное расчетное усилие протаскивания газопровода для неблагоприятных условий:  $20055,19$  Н =  $2044,362$  кг

### Расчет напряжений в газопроводе для неблагоприятных условий

Радиус кривизны пилотной скважины,  $R = 5000$  м

При изгибе оси газопровода соответствующие максимальные напряжения  $\sigma_u$  на наружной поверхности определяются по формуле:

$$\sigma_u = \frac{E \cdot d_u}{2R} = 0,00 \text{ МПа.}$$

Максимальные растягивающие напряжения для газопровода  $\sigma_p$  при максимальном расчетном усилии протаскивания газопровода для неблагоприятных условий:

$$\sigma_p = \frac{T}{S} = 1,52 \text{ МПа,}$$

где  $S = 0,0132$  м<sup>2</sup> - площадь сечения газопровода.

Максимальное действующее напряжение определяем по формуле:

$$\sigma_{p.max} = \sigma_u + \sigma_p = 1,52 \text{ МПа.}$$

Максимальные напряжения не превышают предела текучести:

$$\sigma_{p.max} < \sigma_{тек}$$

$$1,52 < 25$$

Коэффициент запаса по пределу текучести:

$$k_{тек} = \sigma_{тек} / \sigma_{p.max} = 16,42$$

### Данные для выбора буровой установки

Максимальное расчетное общее усилие протаскивания для благоприятных условий:  $14760,61$  Н =  $1504,6497$  кг

Максимальное расчетное общее усилие протаскивания для неблагоприятных условий:  $20065,19$  Н =  $2045,3808$  кг

Максимальный крутящий момент:  $122,9$  Н · м

Расстояние по горизонтали от лафета буровой установки до точки входа буровой головки в землю в технологическом котловане при угле забуривания  $\alpha = 15^\circ 0'$  составляет  $L_{svx} = 9,6$  , м

Радиус кривизны бурового канала при забуривании  $R1 = 68,9$  , м

В соответствии с п. 4.8.8 ВН Газпром "Строительство подводных переходов газопроводов способом направленного бурения" для выбора буровой установки величина тягового усилия принимается с коэффициентом 1,5, т.е. не менее

$$14760,61 \quad * \quad 1,5 \quad = \quad 22140,92 \quad \text{Н} \quad = \quad 2256,975 \quad \text{кг}$$

Для успешной прокладки газопровода в принятых условиях необходимо предусмотреть технологические приемы, обеспечивающие стабильность и прочность стенок бурового канала, предупреждающие обвал грунта и фильтрацию бурового раствора в грунт, к которым относятся:

- а) применение качественного бурового раствора, соответствие смазочных добавок СТО Газпром РД 2.1-146-2005 «Смазочные компоненты буровых растворов. Технические требования»;
- б) правильный выбор буровой головки, ножа и расширителя;
- в) технология производства работ.

Выполнил: Вареник Я. С.



Проверил:

Михалев В. В.



Расчет выполнен в соответствии с СП 42-101-2003 и на основании письма разработчика СП 42-101-2003 ОИ "Омскгазтехнология" №02/187 от 18.03.2008

## Расчет защитного футляра на прочность

Пересечение а/дороги (ПК104+94.0-ПК105+29.0)

### Ввод исходных данных

Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Величина
Грунт засыпки:		
1 - пески гравелистые, крупные и средней крупности;		
2 - пески мелкие;	ИГЭ-4	5
3 - пески пылеватые, супеси;		
4 - суглинки полутвердые, тугопластичные и текучепластичные;		
5 - супеси и суглинки твердые;		
6 - глины		
Рабочее давление	$p$ , МПа	0,6
Плотность грунта	$\rho_m$ , кН/м <sup>3</sup>	18,7
Диаметр прокола	$B$ , м	0,27
Радиус упругого изгиба футляра	$\rho$ , м	5000
Расстояние от верха футляра до поверхности земли	$h_m$ , м	2,73
Высота столба грунтовых вод над верхней образующей футляра	$h_w$ , м	0,35
Имеющаяся овализация футляра	%	2
Модуль деформации грунта засыпки	$E_{гр}$ , МПа	10
Тип используемых труб:		
Наружный диаметр футляра	$d_e$ , мм	225
Стандартное размерное отношение (11 или 17,6)	SDR	11
Класс сырья: 1 - ПЭ80; 2 - ПЭ100		2

### Постоянные величины

Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Величина
Коэффициент надежности по нагрузке от внутреннего давления	$\gamma_p$	1,1
Коэффициент Пуассона материала труб футляра	$\mu$	0,43
Минимальная длительная прочность	MRS, МПа	10
Коэффициент надежности по нагрузке от давления грунта	$\gamma_m$	1,2
Плотность воды с учетом растворенных в ней солей	$\rho_w$ , кН/м <sup>3</sup>	10
Расчетная масса 1 м труб футляра по ГОСТ 18599-2001	$m_q$ , кг	13,2
Ускорение свободного падения	$g$ , м/с <sup>2</sup>	9,81
Коэффициент надежности по весу трубы футляра	$\gamma_q$	1,1
Коэффициент надежности по нагрузке от грунтовых вод	$\gamma_w$	0,8
Коэффициент надежности по нагрузке от транспорта	$\gamma_T$	1,4
Коэффициенты приведения нагрузок	$\beta_i$	0,75
Коэффициент бокового давления грунта	$\eta$	0,9
Коэффициент, учитывающий совместное действие отпора грунта и внешнего давления	$\xi$	1,3
Предельно допустимая величина оваллизации	$[\varepsilon_\phi]$ , %	5

### Определение вспомогательных коэффициентов

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Толщина стенки футляра	s, м	$s = d_e / \text{SDR}$	<b>0,0205</b>
2	Кольцевое напряжение от внутреннего давления в газопроводе	$\sigma_T$ , МПа	$\sigma_T = \gamma_p \cdot p(d_e - s)/(2 \cdot s)$	<b>3,3</b>
3	Модуль ползучести материала труб	E, МПа		<b>258</b>
4	Параметр жесткости грунта	$P_{гр}$ , МПа	$P_{гр} = 0,125 \cdot E_{гр}$	<b>1,250</b>
5	Параметр, характеризующий жесткость защитного футляра	D, МПа	$D = E / [4(1 - \mu^2)] \cdot [2 \cdot s / (d_e - s)]^3$	<b>0,63</b>
6	Коэффициент концентрации давления грунта	$K_H$	Если $D \leq P_{гр}$ , то $K_H = 1$ , иначе $K_H = 1,5(D + P_{гр}) / (D + 2P_{гр})$	<b>1,00</b>
7	Критическая величина предельного внешнего радиального давления	$P_{кр}$ , МПа	$P_{кр} = \min(\sqrt{D \cdot P_{гр}}; D + 1,143 \cdot P_{гр})$	<b>0,89</b>
8	Коэффициент, учитывающий разгрузку защитного футляра грунтом	$\psi$	$\psi = \max \left[ 1 / \left( 1 + 2 \cdot \frac{P_{гр}}{P_{кр}} \cdot \frac{B - d_e}{8 d_e} \right); \frac{d_e}{B} \right]$	<b>0,93</b>
9	Коэффициент вертикального давления грунта	$K_{гр}$		<b>0,63</b>

### Определение величины расчетных нагрузок на защитный футляр

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Нормативная равномерно распределенная нагрузка от давления грунта	$g_m$ , кН/м <sup>2</sup>	$g_m = \rho_m \cdot h_m$	<b>51,1</b>
2	Давление грунта на единицу длины защитного футляра	$q_m$ , кН/м	Если $B \cdot K_{гр} \cdot \Psi > d_e \cdot K_H$ , то $q_m = \gamma_m \cdot g_m \cdot d_e \cdot K_H$ , иначе $q_m = \gamma_m \cdot g_m \cdot B \cdot K_{гр} \cdot \Psi$	<b>9,67</b>
3	Нормативная выталкивающая сила воды, действующая на защитный футляр	$g_w$ , кН/м	$g_w = \rho_w \cdot \pi \cdot d_e^2 / 4$	<b>0,398</b>
4	Выталкивающая сила воды на единицу длины защитного футляра	$q_w$ , кН/м	$q_w = \gamma_w \cdot g_w$	<b>0,32</b>
5	Нормативная равномерно распределенная нагрузка от транспорта	$g_T$ , кН/м <sup>2</sup>	Принимаем наибольшее значение нагрузки от колонн автомобилей	<b>10</b>
6	Нагрузка от транспортных средств на уровне заложения защитного футляра	$q_T$ , кН/м	$q_T = \gamma_T \cdot d_e \cdot g_T$	<b>3,15</b>
7	Расчетный вес защитного футляра	$g_q$ , кН/м <sup>2</sup>	$g_q = m_q \cdot g$	<b>0,129</b>
8	Собственный вес единицы длины защитного футляра	$q_q$ , кН/м	$q_q = \gamma_q \cdot g_q$	<b>0,142</b>
9	Полная погонная эквивалентная нагрузка	$Q$ , кН/м	$Q = \sum \beta_i \cdot \eta \cdot q_i$	<b>8,52</b>

### Проверка несущей способности защитного футляра

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Внешнее гидростатическое давление грунтовых вод	$P_w$ , МПа	$P_w = \rho_w \cdot h_w$	<b>0,003500</b>
2	Коэффициент отпора грунта	$\theta$	$\theta = 1 / \left[ 1 + \frac{P_{гр} - P_w}{D + 0,1 \cdot P_{гр}} \right]$	<b>0,38</b>
3	Величина овализации защитного футляра	$\varepsilon_\varphi$ , %	$\varepsilon_\varphi = \xi \cdot \frac{Q}{4 \cdot d_e \cdot D} \cdot \theta \cdot 100$	<b>0,74</b>

*Проверка несущей способности по условию предельно допустимой величины овализации поперечного сечения защитного футляра:*

$$\varepsilon_\varphi + 2\% = \xi \cdot \frac{Q}{4 \cdot d_e \cdot D} \cdot \theta \cdot 100 + 2\% \leq [\varepsilon_\varphi]$$

- выполняется, т.к. 2,74 < 5

*Проверка несущей способности по условию устойчивости круглой формы поперечного сечения защитного футляра:*

$$P_{кр} \geq 1,7 \cdot (Q/d_e + P_w)$$

- выполняется, т.к. 0,89 > 0,0644

**Вывод:** Защитный футляр из полиэтиленовых труб по ГОСТ 18599-2001 требованиям по несущей способности.

ПЭ 100 225 SDR 11 соответствует

Выполнил:  Вареник Я. С.

Проверил:  Михалев В. В.

Расчет выполнен в соответствии с СП 42-103-2003.

## Расчет параметров при строительстве газопровода методом наклонно-направленного бурения

### Переход р. Протва (ПК120+47.5-ПК123+12.0)

#### Ввод исходных данных

Наименование параметра		Обозначение, ед. измерения	Величина
Тип грунта: 1 - супесь; 2 - суглинок; 3 - глина; 4 - известняк; 5 - песчаник; 6 - торф		ИГЭ-2	1
Естественная пористость грунта		$n_0$	0,63
Коэффициент сцепления грунта		$C_0, \text{Н/м}^2$	1000
Угол внутреннего трения грунта		$\rho, \text{рад}$	0,576
Коэффициент бокового давления		$\mu$	0,37
Материал трубы: 1 - полиэтилен ПЭ80; 2 - полиэтилен ПЭ100; 3 - сталь			2
Коэффициенты трения	газопровода о грунт	$f_{гп}$	0,4
	газопровода о грунт, смоченный буровым раствором	$f$	0,1
	расширителя о грунт, смоченный буровым раствором	$f_{рш}$	0,13
	штанг о грунт, смоченный буровым раствором	$f_{ш}$	0,13
Удельный вес	материала штанг	$\gamma_{ш}, \text{Н/м}^3$	78000
	материала трубы	$\gamma_{т}, \text{Н/м}^3$	9300
	грунта	$\gamma_{г}, \text{Н/м}^3$	19800
	бурового раствора	$\gamma_{ж}, \text{Н/м}^3$	12000
	воды	$\gamma_{в}, \text{Н/м}^3$	10000
Наружный диаметр газопровода		$d_n, \text{м}$	0,11
Толщина стенки трубы		$\delta, \text{м}$	0,01
Модуль упругости материала газопровода		$E, \text{Н/м}^2$	$300 \cdot 10^6$
Модуль упругости материала штанг		$E_{ш}, \text{Н/м}^2$	$2,1 \cdot 10^{11}$
Угол забуривания		$\alpha$	$4^\circ 32'$



Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Величина
Давление бурового раствора на выходе из сопел расширителя	$p$ , Н/м <sup>2</sup>	<b>1000000</b>
Расход бурового раствора	$Q_{ж}$ , м <sup>3</sup> /с	<b>0,0012</b>
Диаметр буровой головки	$d_{г}$ , м	<b>0,1</b>
Диаметр расширителя	$d_{рш}$ , м	<b>0,15</b>
Ширина резца	$m$ , м	<b>0,01</b>
Глубина врезания (вылет резца)	$e_{р}$ , м	<b>0,01</b>
Диаметр штанги	$d_{ш}$ , м	<b>0,052</b>
Диаметр замка штанги	$d_{з}^*$ , м	<b>0,066</b>
Длина замка на штанге	$L_{з}^*$ , м	<b>0,4</b>
Длина буровой штанги	$l_{ш}$ , м	<b>3</b>
Толщина стенки штанги	$\delta_{ш}$ , м	<b>0,0065</b>
Количество прямолинейных и криволинейных участков пилотной скважины		<b>5</b>

#### Координаты точек перелома пилотной скважины

№ точки	1 (точка входа бура в землю)	2	3	4	5	6 (точка выхода бура из земли)
Отметка земли фактическая	<b>117,46</b>	<b>117,30</b>	<b>110,97</b>	<b>113,03</b>	<b>117,37</b>	<b>117,44</b>
Глубина траншеи	<b>1,34</b>	<b>6,85</b>	<b>3,66</b>	<b>5,30</b>	<b>4,89</b>	<b>1,31</b>

#### Длины участков пилотной скважины в плане

№ участка	1	2	3	4	5
Длина	<b>71,5</b>	<b>58,5</b>	<b>22,5</b>	<b>69,0</b>	<b>42,5</b>

## Расчет трассы газопровода

Общая длина пилотной скважины:

- фактическая            265,91        м  
 - принимаем в расчете    266,00        м

### Полный расчет заглубления газопровода

на каждой штанге

№ п/п	Длина бурового канала, м	Текущий угол $\alpha_i$	Синус текущего угла $\sin\alpha_i$	Заглубление $D_i$ газопровода от точки забуривания, м
0	0,00	- 4° 32'	-0,079	0,00
1	3,00	- 4° 32'	-0,079	-0,24
2	6,00	- 4° 32'	-0,079	-0,47
3	9,00	- 4° 32'	-0,079	-0,71
4	12,00	- 4° 32'	-0,079	-0,95
5	15,00	- 4° 32'	-0,079	-1,19
6	18,00	- 4° 32'	-0,079	-1,42
7	21,00	- 4° 32'	-0,079	-1,66
8	24,00	- 4° 32'	-0,079	-1,90
9	27,00	- 4° 32'	-0,079	-2,13
10	30,00	- 4° 32'	-0,079	-2,37
11	33,00	- 4° 32'	-0,079	-2,61
12	36,00	- 4° 32'	-0,079	-2,85
13	39,00	- 4° 32'	-0,079	-3,08
14	42,00	- 4° 32'	-0,079	-3,32
15	45,00	- 4° 32'	-0,079	-3,56
16	48,00	- 4° 32'	-0,079	-3,79
17	51,00	- 4° 32'	-0,079	-4,03
18	54,00	- 4° 32'	-0,079	-4,27
19	57,00	- 4° 32'	-0,079	-4,51
20	60,00	- 4° 32'	-0,079	-4,74
21	63,00	- 4° 32'	-0,079	-4,98
22	66,00	- 4° 32'	-0,079	-5,22
23	69,00	- 4° 32'	-0,079	-5,67
24	72,00	- 4° 32'	-0,079	-5,78
25	75,00	- 4° 19'	-0,075	-5,90
26	78,00	- 4° 6'	-0,072	-6,11
27	81,00	- 3° 53'	-0,068	-6,31
28	84,00	- 3° 40'	-0,064	-6,51
29	87,00	- 3° 27'	-0,060	-6,69
30	90,00	- 3° 14'	-0,056	-6,86
31	93,00	- 3° 1'	-0,053	-7,01
32	96,00	- 2° 48'	-0,049	-7,16
33	99,00	- 2° 35'	-0,045	-7,30
34	102,00	- 2° 22'	-0,041	-7,42
35	105,00	- 2° 9'	-0,038	-7,53
36	108,00	- 1° 56'	-0,034	-7,64
37	111,00	- 1° 43'	-0,030	-7,73
38	114,00	- 1° 30'	-0,026	-7,81
39	117,00	- 1° 17'	-0,023	-7,87
40	120,00	- 1° 4'	-0,019	-7,93
41	123,00	- 0° 51'	-0,015	-7,98
42	126,00	- 0° 38'	-0,011	-8,01
43	129,00	- 0° 25'	-0,008	-8,03

№ п/п	Длина бурового канала, м	Текущий угол $\alpha_i$	Синус текущего угла $\sin\alpha_i$	Заглубление $D_i$ газопровода от точки забуривания, м
44	132,00	- 0° 12'	-0,004	-8,81
45	135,00	+ 1° 4'	0,019	-8,75
46	138,00	+ 1° 4'	0,019	-8,70
47	141,00	+ 1° 4'	0,019	-8,64
48	144,00	+ 1° 4'	0,019	-8,59
49	147,00	+ 1° 4'	0,019	-8,53
50	150,00	+ 1° 4'	0,019	-8,47
51	153,00	+ 1° 4'	0,019	-8,42
52	156,00	+ 1° 4'	0,019	-8,39
53	159,00	+ 1° 14'	0,022	-8,35
54	162,00	+ 1° 24'	0,024	-8,32
55	165,00	+ 1° 34'	0,027	-8,23
56	168,00	+ 1° 44'	0,030	-8,14
57	171,00	+ 1° 54'	0,033	-8,04
58	174,00	+ 2° 4'	0,036	-7,94
59	177,00	+ 2° 14'	0,039	-7,82
60	180,00	+ 2° 24'	0,042	-7,69
61	183,00	+ 2° 34'	0,045	-7,56
62	186,00	+ 2° 44'	0,048	-7,41
63	189,00	+ 2° 54'	0,051	-7,26
64	192,00	+ 3° 4'	0,054	-7,10
65	195,00	+ 3° 14'	0,057	-6,93
66	198,00	+ 3° 24'	0,059	-6,75
67	201,00	+ 3° 34'	0,062	-6,57
68	204,00	+ 3° 44'	0,065	-6,37
69	207,00	+ 3° 54'	0,068	-6,17
70	210,00	+ 4° 4'	0,071	-5,95
71	213,00	+ 4° 14'	0,074	-5,73
72	216,00	+ 4° 24'	0,077	-5,50
73	219,00	+ 4° 34'	0,080	-5,26
74	222,00	+ 4° 44'	0,083	-5,01
75	225,00	+ 4° 54'	0,086	-3,64
76	228,00	+ 4° 54'	0,086	-3,38
77	231,00	+ 4° 54'	0,086	-3,13
78	234,00	+ 4° 54'	0,086	-2,87
79	237,00	+ 4° 54'	0,086	-2,61
80	240,00	+ 4° 54'	0,086	-2,36
81	243,00	+ 4° 54'	0,086	-2,10
82	246,00	+ 4° 54'	0,086	-1,84
83	249,00	+ 4° 54'	0,086	-1,59
84	252,00	+ 4° 54'	0,086	-1,33
85	255,00	+ 4° 54'	0,086	-1,07
86	258,00	+ 4° 54'	0,086	-0,82
87	261,00	+ 4° 54'	0,086	-0,56
88	264,00	+ 4° 54'	0,086	-0,30
89	265,91	+ 4° 54'	0,086	0,01

## Расчет общего усилия протаскивания и крутящего момента

Текущая длина, м	0,00	26,59	53,18	79,77	106,36	132,95	159,55	186,14	212,73	239,32	265,91
Сила, Н											

### Расчет усилия перемещения буровых штанг

Сила трения от веса буровых штанг (в буровом канале)		$P_2^*$	417,72	271,83	150,84	54,85	-16,11	-61,98	-82,75	-78,44	-49,07	5,30	84,60
Увеличение силы трения от силы тяжести грунта зоны естественного свода равновесия (по М.М. Протодюкову)	для благоприятных условий	$P_{3(a)}^*$	0,00	21,12	42,25	63,38	84,51	105,65	126,79	147,93	169,08	190,24	211,39
	для неблагоприятных условий	$P_{3(б)}^*$	0,00	44,80	89,60	134,41	179,24	224,06	268,90	313,75	358,60	403,46	448,33
Увеличение силы трения от наличия на буровых штангах выступов за пределы наружного диаметра	для благоприятных условий	$P_{4(a)}^*$	0,00	0,00	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02	0,03	0,03	0,04	0,04
	для неблагоприятных условий	$P_{4(б)}^*$	0,00	94,71	189,43	284,17	378,93	473,71	568,50	663,32	758,14	852,99	947,85
Дополнительные силы трения от опорных реакций		$P_5^*$	2,76	2,76	2,77	2,77	2,77	2,77	2,77	2,77	2,77	2,77	2,77
Сопrotивление перемещению буровых штанг в зоне забуривания за счет смятия стенки скважины		$P_6^*$	130,48	130,50	130,53	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Сопrotивление на выходе при переходе от криволинейного движения к прямолинейному		$P_7^*$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,03
Усилие перемещения буровых штанг	для благоприятных условий	$P_{n(a)}^*$	550,96	426,22	326,39	121,00	71,19	46,46	46,83	72,29	122,81	198,37	298,83
	для неблагоприятных условий	$P_{n(б)}^*$	550,96	544,60	563,17	476,20	544,83	638,56	757,42	901,39	1070,44	1264,55	1483,58

Сила, Н	Текущая длина, м	0,00	26,59	53,18	79,77	106,36	132,95	159,55	186,14	212,73	239,32	265,91
---------	------------------	------	-------	-------	-------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

### Расчет усилия протаскивания газопровода

Сила трения от веса газопровода (в буровом канале)	$P_2$	-2265,54	-1911,63	-1602,29	-1337,79	-1118,33	-944,07	-815,16	-731,68	-693,67	-701,15	-754,08	
Увеличение силы трения от силы тяжести грунта зоны естественного свода равновесия	для благоприятных условий	$P_{3(a)}$	15498,17	13929,60	12365,24	10805,05	9249,04	7697,19	6149,50	4605,94	3066,51	1531,20	0,00
	для неблагоприятных условий	$P_{3(б)}$	31630,67	28429,34	25236,58	22052,35	18876,64	15709,43	12550,69	9400,40	6258,54	3125,08	0,00
Дополнительные силы трения от опорных реакций	$P_5$	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	
Увеличенное сопротивление перемещению при переходе от прямолинейного движения к криволинейному	$P_7$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Сила трения от веса газопровода, находящегося вне бурового канала	$P_8$	0,00	310,76	621,52	932,28	1243,05	1553,81	1864,57	2175,33	2486,09	2796,85	3107,61	
Усилие протаскивания газопровода	для благоприятных условий	$P_{гн(a)}$	13232,69	12328,79	11384,52	10399,60	9373,81	8306,98	7198,95	6049,64	4858,98	3626,96	2353,59
	для неблагоприятных условий	$P_{гн(б)}$	29365,19	26828,53	24255,86	21646,90	19001,42	16319,22	13600,15	10844,10	8051,01	5220,83	2353,59

### Расчет общего усилия протаскивания

Лобовое сопротивление движению расширителя	$P_p$	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	
Общее усилие протаскивания	для благоприятных условий	$P_{(a)}$	13784,22	12755,59	11711,49	10521,18	9445,58	8354,02	7246,36	6122,51	4982,37	3825,91	2653,00
	для неблагоприятных условий	$P_{(б)}$	29916,73	27373,71	24819,61	22123,68	19546,82	16958,36	14358,15	11746,07	9122,03	6485,96	3837,76

Величина расчетного усилия протаскивания газопровода для благоприятных условий не должна превышать максимально допустимого усилия протаскивания газопровода  $R_{гп} = 39000 \text{ Н}$

Максимальное расчетное усилие протаскивания газопровода для благоприятных условий:  $13232,69 \text{ Н} = 1348,90 \text{ кг}$ ,  
 что значительно меньше допустимого усилия протаскивания газопровода  $R_{гп}$ :  $13232,69 < 39000$

Максимальное расчетное усилие протаскивания газопровода для неблагоприятных условий:  $29365,19 \text{ Н} = 2993,39 \text{ кг}$

### Расчет напряжений в газопроводе для неблагоприятных условий

Радиус кривизны пилотной скважины,  $R = 993 \text{ м}$

При изгибе оси газопровода соответствующие максимальные напряжения  $\sigma_u$  на наружной поверхности определяются по формуле:

$$\sigma_u = \frac{E \cdot d_u}{2R} = 0,02 \text{ МПа.}$$

Максимальные растягивающие напряжения для газопровода  $\sigma_p$  при максимальном расчетном усилии протаскивания газопровода для неблагоприятных условий:

$$\sigma_p = \frac{T}{S} = 9,35 \text{ МПа,}$$

где  $S = 0,0031 \text{ м}^2$  - площадь сечения газопровода.

Максимальное действующее напряжение определяем по формуле:  $\sigma_{p.\max} = \sigma_u + \sigma_p = 9,36 \text{ МПа.}$

Максимальные напряжения не превышают предела текучести:

$$\sigma_{p.\max} < \sigma_{тек}$$

$$9,36 < 25$$

Коэффициент запаса по пределу текучести:  $k_{тек} = \sigma_{тек} / \sigma_{p.\max} = 2,67$

### Данные для выбора буровой установки

Максимальное расчетное общее усилие протаскивания для благоприятных условий:  $13784,22 \text{ Н} = 1405,12 \text{ кг}$

Максимальное расчетное общее усилие протаскивания для неблагоприятных условий:  $29916,73 \text{ Н} = 3049,6156 \text{ кг}$

Максимальный крутящий момент:  $766,8 \text{ Н} \cdot \text{м}$

В соответствии с п. 4.8.8 ВН Газпром "Строительство подводных переходов газопроводов способом направленного бурения" для выбора буровой установки величина тягового усилия принимается с коэффициентом 1,5, т.е. не менее

$$13784,22 \quad * \quad 1,5 \quad = \quad 20676,34 \quad \text{Н} \quad = \quad 2107,68 \quad \text{кг}$$

Для успешной прокладки газопровода в принятых условиях необходимо предусмотреть технологические приемы, обеспечивающие стабильность и прочность стенок бурового канала, предупреждающие обвал грунта и фильтрацию бурового раствора в грунт, к которым относятся:

- а) применение качественного бурового раствора, соответствие смазочных добавок СТО Газпром РД 2.1-146-2005 «Смазочные компоненты буровых растворов. Технические требования»;
- б) правильный выбор буровой головки, ножа и расширителя;
- в) технология производства работ.

Расчет выполнен в соответствии с СП 42-101-2003 и на основании письма разработчика СП 42-101-2003 ОИ "Омскгазтехнология" №02/187 от 18.03.2008 и №05/27 от 10.04.2008

Выполнил:

 Вареник Я. С.

## Расчет на соответствие требованиям по прочности и несущей способности

Переход р. Протва (ПК120+47.5-ПК123+12.0)

### Ввод исходных данных

Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Величина
Грунт засыпки: 1 - пески гравелистые, крупные и средней крупности; 2 - пески мелкие; 3 - пески пылеватые, супеси; 4 - суглинки полутвердые, тугопластичные и текучепластичные; 5 - супеси и суглинки твердые; 6 - глины	ИГЭ-2	1
Рабочее давление	$p$ , МПа	0,6
Плотность грунта	$\rho_m$ , кН/м <sup>3</sup>	19,8
Диаметр прокола	$B$ , м	0,15
Радиус упругого изгиба газопровода	$\rho$ , м	993
Расстояние от верха трубы до поверхности земли	$h_m$ , м	8,25
Высота столба грунтовых вод над верхней образующей газопровода	$h_w$ , м	5,24
Имеющаяся овализация трубы	%	2
Дополнительные напряжения, обусловленные прокладкой в особых условиях: - для среднепучинистых и сильнопучинистых -- 0,5; - для чрезмернопучинистых -- 0,8; - для средненабухающих и грунтов II типа просадочности -- 0,6; - для сильнонабухающих и на подрабатываемых территориях -- 0,8; - для слабопучинистых, слабонабухающих и I типа просадочности -- 0.	$\sigma_{oy}$ , Мпа	0
Модуль деформации грунта засыпки	$E_{гр}$ , МПа	28
Тип используемых труб:		
Наружный диаметр газопровода	$d_e$ , мм	110
Стандартное размерное отношение (9, 11 или 17,6)	SDR	11
Класс сырья: 1 - ПЭ80; 2 - ПЭ100		2



### Постоянные величины

Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Величина
Коэффициент надежности по нагрузке от внутреннего давления	$\gamma_p$	1,1
Коэффициент Пуассона материала труб	$\mu$	0,43
Минимальная длительная прочность	MRS, МПа	10
Коэффициент надежности сварных соединений	$\gamma_c$	0,95
Температура эксплуатации	t, °C	5
Температурный перепад	$\Delta t$ , °C	-20
Коэффициент линейного теплового расширения материала труб	$\alpha$ , (°C) <sup>-1</sup>	$2,2 \cdot 10^{-4}$
Коэффициент надежности по нагрузке от давления грунта	$\gamma_m$	1,2
Плотность воды с учетом растворенных в ней солей	$\rho_w$ , кН/м <sup>3</sup>	10
Расчетная масса 1 м труб по ГОСТ Р 50838-2009	$m_q$ , кг	3,14
Ускорение свободного падения	g, м/с <sup>2</sup>	9,81
Коэффициент надежности по весу трубы	$\gamma_q$	1,1
Коэффициент надежности по нагрузке от грунтовых вод	$\gamma_w$	0,8
Коэффициент надежности по нагрузке от транспорта	$\gamma_T$	1,4
Коэффициенты приведения нагрузок	$\beta_i$	0,75
Коэффициент бокового давления грунта	$\eta$	0,9
Коэффициент, учитывающий совместное действие отпора грунта и внешнего давления	$\xi$	1,3
Предельно допустимая величина овализации	$[\varepsilon_\phi]$ , %	5

### Расчет на прочность

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Толщина стенки трубы	s, м	$s = d_e / SDR$	<b>0,0100</b>
2	Кольцевое напряжение от внутреннего давления в газопроводе	$\sigma_T$ , МПа	$\sigma_T = \gamma_p \cdot p(d_e - s)/(2 \cdot s)$	<b>3,3</b>
3	Продольные фибровые напряжения	$\sigma_{ppF}$ , МПа	$\sigma_{ppF} = \sigma_T \cdot \mu$	<b>1,42</b>
4	Модуль ползучести материала труб	E, МПа		<b>258</b>
5	Продольные осевые напряжения от действия нагрузок силового и деформационного воздействия	$\sigma_{ppNS}$ , МПа	$\sigma_{ppNS} =   \sigma_T \cdot \mu - \alpha \cdot E \cdot \Delta t  $	<b>2,55</b>
6	Продольные фибровые напряжения от совместного действия всех нагрузок силового и деформационного воздействия	$\sigma_{ppS}$ , МПа	$\sigma_{ppS} =   \sigma_T \cdot \mu - \alpha \cdot E \cdot \Delta t   + E \cdot d_e / (2 \cdot \rho) + \sigma_{oy}$	<b>2,57</b>

**Проверка прочности состоит в выполнении следующих условий:**

$\sigma_{ppF} = \sigma_T \cdot \mu \leq \gamma_c \cdot 0,4 \cdot MRS$	- выполняется, т.к.	1,42 < 3,8
$\sigma_{ppNS} =   \sigma_T \times \mu - \alpha \times E \times \Delta t   \leq \gamma_c \cdot 0,5 \cdot MRS$	- выполняется, т.к.	2,55 < 4,75
$\sigma_{ppS} =   \sigma_T \times \mu - \alpha \times E \times \Delta t   + E \times d_e / (2 \times \rho) + \sigma_{oy} \leq 0,9 \cdot MRS$	- выполняется, т.к.	2,57 < 9

## Расчет на несущую способность

### Определение вспомогательных коэффициентов

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Параметр жесткости грунта	$P_{гр}$ , МПа	$P_{гр} = 0,125 \cdot E_{гр}$	<b>3,500</b>
2	Параметр, характеризующий жесткость трубопровода	$D$ , МПа	$D = E / [4(1 - \mu^2)] \cdot [2 \cdot s / (d_e - s)]^3$	<b>0,63</b>
3	Коэффициент концентрации давления грунта	$K_H$	Если $D \leq P_{гр}$ , то $K_H = 1$ , иначе $K_H = 1,5(D + P_{гр}) / (D + 2P_{гр})$	<b>1,00</b>
4	Критическая величина предельного внешнего радиального давления	$P_{кр}$ , МПа	$P_{кр} = \min(\sqrt{D \cdot P_{гр}}; D + 1,143 \cdot P_{гр})$	<b>1,49</b>
5	Коэффициент, учитывающий разгрузку трубы грунтом	$\psi$	$\psi = \max \left[ 1 / (1 + 2 \cdot \frac{P_{гр}}{P_{кр}} \cdot \frac{B - d_e}{8d_e}); \frac{d_e}{B} \right]$	<b>0,81</b>
6	Коэффициент вертикального давления грунта	$K_{гр}$		<b>0,65</b>

### Определение величины расчетных нагрузок

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Нормативная равномерно распределенная нагрузка от давления грунта	$g_m$ , кН/м <sup>2</sup>	$g_m = \rho_m \cdot h_m$	<b>163,4</b>
2	Давление грунта на единицу длины газопровода	$q_m$ , кН/м	Если $B \cdot K_{гр} \cdot \Psi > d_e \cdot K_H$ , то $q_m = \gamma_m \cdot g_m \cdot d_e \cdot K_H$ , иначе $q_m = \gamma_m \cdot g_m \cdot B \cdot K_{гр} \cdot \Psi$	<b>16,00</b>
3	Нормативная выталкивающая сила воды, действующая на трубопровод	$g_w$ , кН/м	$g_w = \rho_w \cdot \pi \cdot d_e^2 / 4$	<b>0,095</b>
4	Выталкивающая сила воды на единицу длины газопровода	$q_w$ , кН/м	$q_w = \gamma_w \cdot g_w$	<b>0,08</b>
5	Нормативная равномерно распределенная нагрузка от транспорта	$g_T$ , кН/м <sup>2</sup>		<b>0</b>
6	нагрузка от транспортных средств на уровне заложения газопровода	$q_T$ , кН/м	$q_T = \gamma_T \cdot d_e \cdot g_T$	<b>0,00</b>
7	Расчетный вес трубы	$g_q$ , кН/м <sup>2</sup>	$g_q = m_q \cdot g$	<b>0,031</b>
8	Собственный вес единицы длины газопровода	$q_q$ , кН/м	$q_q = \gamma_q \cdot g_q$	<b>0,034</b>
9	Полная погонная эквивалентная нагрузка	$Q$ , кН/м	$Q = \sum \beta_i \cdot \eta \cdot q_i$	<b>10,77</b>

### Проверка несущей способности газопровода

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Внешнее гидростатическое давление грунтовых вод	$P_w$ , МПа	$P_w = \rho_w \cdot h_w$	<b>0,052400</b>
2	Коэффициент отпора грунта	$\Theta$	$\Theta = 1 / \left[ 1 + \frac{P_{гр} - P_w}{D + 0,1 \cdot P_{гр}} \right]$	<b>0,22</b>
3	Величина овализации трубы газопровода	$\varepsilon_\varphi$ , %	$\varepsilon_\varphi = \xi \cdot \frac{Q}{4 \cdot d_e \cdot D} \cdot \Theta \cdot 100$	<b>1,12</b>

**Проверка несущей способности по условию предельно допустимой величины овализации поперечного сечения трубы:**

$$\varepsilon_\varphi + 2\% = \xi \cdot \frac{Q}{4 \cdot d_e \cdot D} \cdot \Theta \cdot 100 + 2\% \leq [\varepsilon_\varphi]$$

- выполняется, т.к. 3,12 < 5

**Проверка несущей способности по условию устойчивости круглой формы поперечного сечения трубы:**

$$P_{кр} \geq 1,7 \cdot (Q/d_e + P_w)$$

- выполняется, т.к. 1,49 > 0,1666

**Вывод:** Газопровод из полиэтиленовых труб по ГОСТ Р 58121.2-2018 требованиям по прочности и несущей способности.

ПЭ 100 110 SDR 11 соответствует

Расчет выполнен в соответствии с СП 42-103-2003.

## Расчет параметров при строительстве газопровода методом наклонно-направленного бурения

### Переход Ручья (балки) бн (ПК125+78.0-ПК126+58.0)

#### Ввод исходных данных

Наименование параметра		Обозначение, ед. измерения	Величина
Тип грунта: 1 - супесь; 2 - суглинок; 3 - глина; 4 - известняк; 5 - песчаник; 6 - торф		ИГЭ-1	<b>2</b>
Естественная пористость грунта		$n_0$	<b>0,79</b>
Коэффициент сцепления грунта		$C_0, \text{Н/м}^2$	<b>7000</b>
Угол внутреннего трения грунта		$\rho, \text{рад}$	<b>0,262</b>
Коэффициент бокового давления		$\mu$	<b>0,37</b>
Материал трубы: 1 - полиэтилен ПЭ80; 2 - полиэтилен ПЭ100; 3 - сталь			<b>2</b>
Коэффициенты трения	газопровода о грунт	$f_{гп}$	<b>0,4</b>
	газопровода о грунт, смоченный буровым раствором	$f$	<b>0,1</b>
	расширителя о грунт, смоченный буровым раствором	$f_{рш}$	<b>0,13</b>
	штанг о грунт, смоченный буровым раствором	$f_{ш}$	<b>0,13</b>
Удельный вес	материала штанг	$\gamma_{ш}, \text{Н/м}^3$	<b>78000</b>
	материала трубы	$\gamma_{т}, \text{Н/м}^3$	<b>9300</b>
	грунта	$\gamma_{г}, \text{Н/м}^3$	<b>18100</b>
	бурового раствора	$\gamma_{ж}, \text{Н/м}^3$	<b>12000</b>
	воды	$\gamma_{в}, \text{Н/м}^3$	<b>10000</b>
Наружный диаметр газопровода		$d_n, \text{м}$	<b>0,11</b>
Толщина стенки трубы		$\delta, \text{м}$	<b>0,01</b>
Модуль упругости материала газопровода		$E, \text{Н/м}^2$	<b><math>300 \cdot 10^6</math></b>
Модуль упругости материала штанг		$E_{ш}, \text{Н/м}^2$	<b><math>2,1 \cdot 10^{11}</math></b>
Угол забуривания		$\alpha$	<b><math>6^\circ 31'</math></b>

Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Величина
Давление бурового раствора на выходе из сопел расширителя	$p$ , Н/м <sup>2</sup>	<b>1000000</b>
Расход бурового раствора	$Q_{ж}$ , м <sup>3</sup> /с	<b>0,0012</b>
Диаметр буровой головки	$d_{г}$ , м	<b>0,1</b>
Диаметр расширителя	$d_{рш}$ , м	<b>0,14</b>
Ширина резца	$m$ , м	<b>0,01</b>
Глубина врезания (вылет резца)	$e_{р}$ , м	<b>0,01</b>
Диаметр штанги	$d_{ш}$ , м	<b>0,052</b>
Диаметр замка штанги	$d_{з}^*$ , м	<b>0,066</b>
Длина замка на штанге	$L_{з}^*$ , м	<b>0,4</b>
Длина буровой штанги	$l_{ш}$ , м	<b>3</b>
Толщина стенки штанги	$\delta_{ш}$ , м	<b>0,0065</b>
Количество прямолинейных и криволинейных участков пилотной скважины		<b>3</b>

#### Координаты точек перелома пилотной скважины

№ точки	1 (точка входа бура в землю)	2	3	4 (точка выхода бура из земли)
Отметка земли фактическая	<b>117,01</b>	<b>116,84</b>	<b>114,90</b>	<b>116,80</b>
Глубина траншеи	<b>1,43</b>	<b>3,77</b>	<b>2,11</b>	<b>1,31</b>

#### Длины участков пилотной скважины в плане

№ участка	1	2	3
Длина	<b>22,0</b>	<b>24,5</b>	<b>33,5</b>

## Расчет трассы газопровода

Общая длина пилотной скважины:

- фактическая 80,81 м  
 - принимаем в расчете 81,00 м

### Полный расчет заглубления газопровода

на каждой штанге

№ п/п	Длина бурового канала, м	Текущий угол $\alpha_i$	Синус текущего угла $\sin\alpha_i$	Заглубление $D_i$ газопровода от точки забуривания, м
0	0,00	- 6° 30'	-0,113	0,00
1	3,00	- 5° 46'	-0,101	-0,30
2	6,00	- 5° 2'	-0,088	-0,57
3	9,00	- 4° 18'	-0,075	-0,79
4	12,00	- 3° 34'	-0,062	-0,98
5	15,00	- 2° 51'	-0,050	-1,13
6	18,00	- 2° 7'	-0,037	-1,24
7	21,00	- 1° 23'	-0,024	-2,51
8	24,00	- 0° 39'	-0,011	-2,54
9	27,00	- 0° 39'	-0,011	-2,58
10	30,00	- 0° 39'	-0,011	-2,61
11	33,00	- 0° 39'	-0,011	-2,65
12	36,00	- 0° 39'	-0,011	-2,68
13	39,00	- 0° 39'	-0,011	-2,72
14	42,00	- 0° 39'	-0,011	-2,75
15	45,00	- 0° 39'	-0,011	-2,78
16	48,00	- 0° 39'	-0,011	-2,79
17	51,00	+ 1° 21'	0,024	-2,74
18	54,00	+ 2° 4'	0,036	-2,68
19	57,00	+ 2° 46'	0,049	-2,54
20	60,00	+ 3° 29'	0,061	-2,35
21	63,00	+ 4° 11'	0,073	-2,13
22	66,00	+ 4° 54'	0,086	-1,88
23	69,00	+ 5° 37'	0,098	-1,58
24	72,00	+ 6° 19'	0,110	-1,25
25	75,00	+ 7° 2'	0,122	-0,89
26	78,00	+ 7° 44'	0,135	-0,48
27	80,81	+ 9° 12'	0,160	-0,09

## Расчет общего усилия протаскивания и крутящего момента

Текущая длина, м	0,00	8,08	16,16	24,24	32,32	40,41	48,49	56,57	64,65	72,73	80,81
Сила, Н											

### Расчет усилия перемещения буровых штанг

Сила трения от веса буровых штанг (в буровом канале)		$P_2^*$	130,78	85,44	47,90	18,17	-3,71	-17,74	-23,91	-22,23	-12,71	4,64	29,79
Увеличение силы трения от силы тяжести грунта зоны естественного свода равновесия (по М.М. Протодьяконову)	для благоприятных условий	$P_{3(a)}^*$	0,00	13,25	26,50	39,75	53,01	66,26	79,53	92,79	106,06	119,33	132,60
	для неблагоприятных условий	$P_{3(б)}^*$	0,00	18,07	36,14	54,22	72,31	90,39	108,48	126,58	144,67	162,78	180,88
Увеличение силы трения от наличия на буровых штангах выступов за пределы наружного диаметра	для благоприятных условий	$P_{4(a)}^*$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
	для неблагоприятных условий	$P_{4(б)}^*$	0,00	29,19	58,39	87,59	116,80	146,02	175,24	204,47	233,70	262,94	292,19
Дополнительные силы трения от опорных реакций		$P_5^*$	17,26	17,26	17,26	17,26	17,26	17,27	17,27	17,27	17,27	17,27	17,28
Сопrotивление перемещению буровых штанг в зоне забуривания за счет смятия стенки скважины		$P_6^*$	114,16	114,19	114,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Сопrotивление на выходе при переходе от криволинейного движения к прямолинейному		$P_7^*$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
Усилие перемещения буровых штанг	для благоприятных условий	$P_{n(a)}^*$	262,20	230,14	205,87	75,19	66,57	65,80	73,19	88,14	110,93	141,56	179,99
	для неблагоприятных условий	$P_{n(б)}^*$	262,20	264,15	273,90	177,25	202,66	235,93	277,38	326,38	383,24	447,93	520,44



Сила, Н	Текущая длина, м	0,00	8,08	16,16	24,24	32,32	40,41	48,49	56,57	64,65	72,73	80,81
---------	------------------	------	------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

### Расчет усилия протаскивания газопровода

Сила трения от веса газопровода (в буровом канале)	$P_2$	-688,40	-579,72	-484,98	-404,27	-337,66	-285,19	-246,92	-222,86	-213,04	-217,45	-236,09	
Увеличение силы трения от силы тяжести грунта зоны естественного свода равновесия	для благоприятных условий	$P_{3(a)}$	8291,53	7452,04	6614,86	5780,00	4947,43	4117,16	3289,18	2463,48	1640,05	818,89	0,00
	для неблагоприятных условий	$P_{3(б)}$	11109,47	9984,68	8862,98	7744,38	6628,86	5516,41	4407,03	3300,71	2197,43	1097,20	0,00
Дополнительные силы трения от опорных реакций	$P_5$	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	
Увеличенное сопротивление перемещению при переходе от прямолинейного движения к криволинейному	$P_7$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	
Сила трения от веса газопровода, находящегося вне бурового канала	$P_8$	0,00	94,44	188,88	283,32	377,76	472,20	566,65	661,09	755,53	849,97	944,41	
Усилие протаскивания газопровода	для благоприятных условий	$P_{гн(a)}$	7603,50	6967,13	6319,14	5659,42	4987,91	4304,55	3609,29	2902,08	2182,92	1451,78	708,69
	для неблагоприятных условий	$P_{гн(б)}$	10421,45	9499,77	8567,25	7623,80	6669,34	5703,80	4727,14	3739,31	2740,30	1730,09	708,69

### Расчет общего усилия протаскивания

Лобовое сопротивление движению расширителя	$P_p$	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	
Общее усилие протаскивания	для благоприятных условий	$P_{(a)}$	7866,85	7198,41	6526,15	5735,75	5055,62	4371,49	3683,62	2991,36	2294,99	1594,48	889,82
	для неблагоприятных условий	$P_{(б)}$	10684,79	9765,06	8842,30	7802,19	6873,14	5940,87	5005,66	4066,83	3124,68	2179,17	1230,28

Величина расчетного усилия протаскивания газопровода для благоприятных условий не должна превышать максимально допустимого усилия протаскивания газопровода  $R_{гп} = 39000 \text{ Н}$

Максимальное расчетное усилие протаскивания газопровода для благоприятных условий:  $7603,50 \text{ Н} = 775,08 \text{ кг}$ ,  
 что значительно меньше допустимого усилия протаскивания газопровода  $R_{гп}$ :  $7603,50 < 39000$

Максимальное расчетное усилие протаскивания газопровода для неблагоприятных условий:  $10421,45 \text{ Н} = 1062,33 \text{ кг}$

### Расчет напряжений в газопроводе для неблагоприятных условий

Радиус кривизны пилотной скважины,  $R = 293 \text{ м}$

При изгибе оси газопровода соответствующие максимальные напряжения  $\sigma_u$  на наружной поверхности определяются по формуле:

$$\sigma_u = \frac{E \cdot d_u}{2R} = 0,06 \text{ МПа.}$$

Максимальные растягивающие напряжения для газопровода  $\sigma_p$  при максимальном расчетном усилии протаскивания газопровода для неблагоприятных условий:

$$\sigma_p = \frac{T}{S} = 3,32 \text{ МПа,}$$

где  $S = 0,0031 \text{ м}^2$  - площадь сечения газопровода.

Максимальное действующее напряжение определяем по формуле:  $\sigma_{p.\max} = \sigma_u + \sigma_p = 3,37 \text{ МПа.}$

Максимальные напряжения не превышают предела текучести:

$$\sigma_{p.\max} < \sigma_{тек}$$

$$3,37 < 25$$

Коэффициент запаса по пределу текучести:  $k_{тек} = \sigma_{тек} / \sigma_{p.\max} = 7,41$

### Данные для выбора бурильной установки

Максимальное расчетное общее усилие протаскивания для благоприятных условий:  $7866,85 \text{ Н} = 801,92 \text{ кг}$

Максимальное расчетное общее усилие протаскивания для неблагоприятных условий:  $10684,79 \text{ Н} = 1089,1734 \text{ кг}$

Максимальный крутящий момент:  $261,0 \text{ Н} \cdot \text{м}$

В соответствии с п. 4.8.8 ВН Газпром "Строительство подводных переходов газопроводов способом направленного бурения" для выбора буровой установки величина тягового усилия принимается с коэффициентом 1,5, т.е. не менее

$$7866,85 \quad * \quad 1,5 \quad = \quad 11800,27 \quad \text{Н} \quad = \quad 1202,88 \quad \text{кг}$$

Для успешной прокладки газопровода в принятых условиях необходимо предусмотреть технологические приемы, обеспечивающие стабильность и прочность стенок бурового канала, предупреждающие обвал грунта и фильтрацию бурового раствора в грунт, к которым относятся:

- а) применение качественного бурового раствора, соответствие смазочных добавок СТО Газпром РД 2.1-146-2005 «Смазочные компоненты буровых растворов. Технические требования»;
- б) правильный выбор буровой головки, ножа и расширителя;
- в) технология производства работ.

Расчет выполнен в соответствии с СП 42-101-2003 и на основании письма разработчика СП 42-101-2003 ОИ "Омскгазтехнология" №02/187 от 18.03.2008 и №05/27 от 10.04.2008

Выполнил:

 Вареник Я. С.

# Расчет на соответствие требованиям по прочности и несущей способности

## Переход Ручья (балки) бн (ПК125+78.0-ПК126+58.0)

### Ввод исходных данных

Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Величина
Грунт засыпки: 1 - пески гравелистые, крупные и средней крупности; 2 - пески мелкие; 3 - пески пылеватые, супеси; 4 - суглинки полутвердые, тугопластичные и текучепластичные; 5 - супеси и суглинки твердые; 6 - глины	ИГЭ-1	4
Рабочее давление	$p$ , МПа	0,6
Плотность грунта	$\rho_m$ , кН/м <sup>3</sup>	18,1
Диаметр прокола	$B$ , м	0,14
Радиус упругого изгиба газопровода	$\rho$ , м	293
Расстояние от верха трубы до поверхности земли	$h_m$ , м	3,66
Высота столба грунтовых вод над верхней образующей газопровода	$h_w$ , м	2
Имеющаяся овализация трубы	%	2
Дополнительные напряжения, обусловленные прокладкой в особых условиях: - для среднепучинистых и сильнопучинистых -- 0,5; - для чрезмернопучинистых -- 0,8; - для средненабухающих и грунтов II типа просадочности -- 0,6; - для сильнонабухающих и на подрабатываемых территориях -- 0,8; - для слабопучинистых, слабонабухающих и I типа просадочности -- 0.	$\sigma_{oy}$ , Мпа	0
Модуль деформации грунта засыпки	$E_{гр}$ , МПа	9
Тип используемых труб:		
Наружный диаметр газопровода	$d_e$ , мм	110
Стандартное размерное отношение (9, 11 или 17,6)	SDR	11
Класс сырья: 1 - ПЭ80; 2 - ПЭ100		2

### Постоянные величины

Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Величина
Коэффициент надежности по нагрузке от внутреннего давления	$\gamma_p$	1,1
Коэффициент Пуассона материала труб	$\mu$	0,43
Минимальная длительная прочность	MRS, МПа	10
Коэффициент надежности сварных соединений	$\gamma_c$	0,95
Температура эксплуатации	t, °C	5
Температурный перепад	$\Delta t$ , °C	-20
Коэффициент линейного теплового расширения материала труб	$\alpha$ , (°C) <sup>-1</sup>	$2,2 \cdot 10^{-4}$
Коэффициент надежности по нагрузке от давления грунта	$\gamma_m$	1,2
Плотность воды с учетом растворенных в ней солей	$\rho_w$ , кН/м <sup>3</sup>	10
Расчетная масса 1 м труб по ГОСТ Р 50838-2009	$m_q$ , кг	3,14
Ускорение свободного падения	g, м/с <sup>2</sup>	9,81
Коэффициент надежности по весу трубы	$\gamma_q$	1,1
Коэффициент надежности по нагрузке от грунтовых вод	$\gamma_w$	0,8
Коэффициент надежности по нагрузке от транспорта	$\gamma_T$	1,4
Коэффициенты приведения нагрузок	$\beta_i$	0,75
Коэффициент бокового давления грунта	$\eta$	0,9
Коэффициент, учитывающий совместное действие отпора грунта и внешнего давления	$\xi$	1,3
Предельно допустимая величина овализации	$[\varepsilon_\phi]$ , %	5

### Расчет на прочность

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Толщина стенки трубы	s, м	$s = d_e / SDR$	<b>0,0100</b>
2	Кольцевое напряжение от внутреннего давления в газопроводе	$\sigma_T$ , МПа	$\sigma_T = \gamma_p \cdot p(d_e - s)/(2 \cdot s)$	<b>3,3</b>
3	Продольные фибровые напряжения	$\sigma_{прF}$ , МПа	$\sigma_{прF} = \sigma_T \cdot \mu$	<b>1,42</b>
4	Модуль ползучести материала труб	E, МПа		<b>258</b>
5	Продольные осевые напряжения от действия нагрузок силового и деформационного воздействия	$\sigma_{прNS}$ , МПа	$\sigma_{прNS} =   \sigma_T \cdot \mu - \alpha \cdot E \cdot \Delta t  $	<b>2,55</b>
6	Продольные фибровые напряжения от совместного действия всех нагрузок силового и деформационного воздействия	$\sigma_{прS}$ , МПа	$\sigma_{прS} =   \sigma_T \cdot \mu - \alpha \cdot E \cdot \Delta t   + E \cdot d_e / (2 \cdot \rho) + \sigma_{oy}$	<b>2,60</b>

**Проверка прочности состоит в выполнении следующих условий:**

$\sigma_{прF} = \sigma_T \cdot \mu \leq \gamma_c \cdot 0,4 \cdot MRS$	- выполняется, т.к.	1,42 < 3,8
$\sigma_{прNS} =   \sigma_T \cdot \mu - \alpha \cdot E \cdot \Delta t   \leq \gamma_c \cdot 0,5 \cdot MRS$	- выполняется, т.к.	2,55 < 4,75
$\sigma_{прS} =   \sigma_T \cdot \mu - \alpha \cdot E \cdot \Delta t   + E \cdot d_e / (2 \cdot \rho) + \sigma_{oy} \leq 0,9 \cdot MRS$	- выполняется, т.к.	2,60 < 9

## Расчет на несущую способность

### Определение вспомогательных коэффициентов

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Параметр жесткости грунта	$P_{гр}$ , МПа	$P_{гр} = 0,125 \cdot E_{гр}$	<b>1,125</b>
2	Параметр, характеризующий жесткость трубопровода	$D$ , МПа	$D = E / [4(1 - \mu^2)] \cdot [2 \cdot s / (d_e - s)]^3$	<b>0,63</b>
3	Коэффициент концентрации давления грунта	$K_H$	Если $D \leq P_{гр}$ , то $K_H = 1$ , иначе $K_H = 1,5(D + P_{гр}) / (D + 2P_{гр})$	<b>1,00</b>
4	Критическая величина предельного внешнего радиального давления	$P_{кр}$ , МПа	$P_{кр} = \min(\sqrt{D \cdot P_{гр}}; D + 1,143 \cdot P_{гр})$	<b>0,84</b>
5	Коэффициент, учитывающий разгрузку трубы грунтом	$\psi$	$\psi = \max \left[ 1 / (1 + 2 \cdot \frac{P_{гр}}{P_{кр}} \cdot \frac{B - d_e}{8d_e}); \frac{d_e}{B} \right]$	<b>0,91</b>
6	Коэффициент вертикального давления грунта	$K_{гр}$		<b>0,69</b>

### Определение величины расчетных нагрузок

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Нормативная равномерно распределенная нагрузка от давления грунта	$g_m$ , кН/м <sup>2</sup>	$g_m = \rho_m \cdot h_m$	<b>66,2</b>
2	Давление грунта на единицу длины газопровода	$q_m$ , кН/м	Если $B \cdot K_{гр} \cdot \Psi > d_e \cdot K_H$ , то $q_m = \gamma_m \cdot g_m \cdot d_e \cdot K_H$ , иначе $q_m = \gamma_m \cdot g_m \cdot B \cdot K_{гр} \cdot \Psi$	<b>7,08</b>
3	Нормативная выталкивающая сила воды, действующая на трубопровод	$g_w$ , кН/м	$g_w = \rho_w \cdot \pi \cdot d_e^2 / 4$	<b>0,095</b>
4	Выталкивающая сила воды на единицу длины газопровода	$q_w$ , кН/м	$q_w = \gamma_w \cdot g_w$	<b>0,08</b>
5	Нормативная равномерно распределенная нагрузка от транспорта	$g_T$ , кН/м <sup>2</sup>		<b>0</b>
6	нагрузка от транспортных средств на уровне заложения газопровода	$q_T$ , кН/м	$q_T = \gamma_T \cdot d_e \cdot g_T$	<b>0,00</b>
7	Расчетный вес трубы	$g_q$ , кН/м <sup>2</sup>	$g_q = m_q \cdot g$	<b>0,031</b>
8	Собственный вес единицы длины газопровода	$q_q$ , кН/м	$q_q = \gamma_q \cdot g_q$	<b>0,034</b>
9	Полная погонная эквивалентная нагрузка	$Q$ , кН/м	$Q = \sum \beta_i \cdot \eta \cdot q_i$	<b>4,75</b>

### Проверка несущей способности газопровода

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Внешнее гидростатическое давление грунтовых вод	$P_w$ , МПа	$P_w = \rho_w \cdot h_w$	<b>0,020000</b>
2	Коэффициент отпора грунта	$\Theta$	$\Theta = 1 / \left[ 1 + \frac{P_{гр} - P_w}{D + 0,1 \cdot P_{гр}} \right]$	<b>0,40</b>
3	Величина овализации трубы газопровода	$\varepsilon_\varphi$ , %	$\varepsilon_\varphi = \xi \cdot \frac{Q}{4 \cdot d_e \cdot D} \cdot \Theta \cdot 100$	<b>0,89</b>

**Проверка несущей способности по условию предельно допустимой величины овализации поперечного сечения трубы:**

$$\varepsilon_\varphi + 2\% = \xi \cdot \frac{Q}{4 \cdot d_e \cdot D} \cdot \Theta \cdot 100 + 2\% \leq [\varepsilon_\varphi]$$

- выполняется, т.к. 2,89 < 5

**Проверка несущей способности по условию устойчивости круглой формы поперечного сечения трубы:**

$$P_{кр} \geq 1,7 \cdot (Q/d_e + P_w)$$

- выполняется, т.к. 0,84 > 0,0734

**Вывод:** Газопровод из полиэтиленовых труб по ГОСТ Р 58121.2-2018 требованиям по прочности и несущей способности.

ПЭ 100 110 SDR 11 соответствует

Расчет выполнен в соответствии с СП 42-103-2003.



## Расчет параметров при строительстве газопровода методом наклонно-направленного бурения

### Переход оврага (ПК125+78.0-ПК126+58.0)

#### Ввод исходных данных

Наименование параметра		Обозначение, ед. измерения	Величина
Тип грунта: 1 - супесь; 2 - суглинок; 3 - глина; 4 - известняк; 5 - песчаник; 6 - торф		ИГЭ-1	2
Естественная пористость грунта		$n_0$	0,79
Коэффициент сцепления грунта		$C_0, \text{Н/м}^2$	7000
Угол внутреннего трения грунта		$\rho, \text{рад}$	0,262
Коэффициент бокового давления		$\mu$	0,37
Материал трубы: 1 - полиэтилен ПЭ80; 2 - полиэтилен ПЭ100; 3 - сталь			2
Коэффициенты трения	газопровода о грунт	$f_{гп}$	0,4
	газопровода о грунт, смоченный буровым раствором	$f$	0,1
	расширителя о грунт, смоченный буровым раствором	$f_{рш}$	0,13
	штанг о грунт, смоченный буровым раствором	$f_{ш}$	0,13
Удельный вес	материала штанг	$\gamma_{ш}, \text{Н/м}^3$	78000
	материала трубы	$\gamma_{т}, \text{Н/м}^3$	9300
	грунта	$\gamma_{г}, \text{Н/м}^3$	18100
	бурового раствора	$\gamma_{ж}, \text{Н/м}^3$	12000
	воды	$\gamma_{в}, \text{Н/м}^3$	10000
Наружный диаметр газопровода		$d_n, \text{м}$	0,11
Толщина стенки трубы		$\delta, \text{м}$	0,01
Модуль упругости материала газопровода		$E, \text{Н/м}^2$	$300 \cdot 10^6$
Модуль упругости материала штанг		$E_{ш}, \text{Н/м}^2$	$2,1 \cdot 10^{11}$
Угол забуривания		$\alpha$	$0^\circ 60'$

Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Величина
Давление бурового раствора на выходе из сопел расширителя	$p$ , Н/м <sup>2</sup>	<b>1000000</b>
Расход бурового раствора	$Q_{ж}$ , м <sup>3</sup> /с	<b>0,0012</b>
Диаметр буровой головки	$d_{г}$ , м	<b>0,1</b>
Диаметр расширителя	$d_{рш}$ , м	<b>0,17</b>
Ширина резца	$m$ , м	<b>0,01</b>
Глубина врезания (вылет резца)	$e_{р}$ , м	<b>0,01</b>
Диаметр штанги	$d_{ш}$ , м	<b>0,052</b>
Диаметр замка штанги	$d_{з}^*$ , м	<b>0,066</b>
Длина замка на штанге	$L_{з}^*$ , м	<b>0,4</b>
Длина буровой штанги	$l_{ш}$ , м	<b>3</b>
Толщина стенки штанги	$\delta_{ш}$ , м	<b>0,0065</b>
Количество прямолинейных и криволинейных участков пилотной скважины		<b>4</b>

#### Координаты точек перелома пилотной скважины

№ точки	1 (точка входа бура в землю)	2	3	4	5 (точка выхода бура из земли)
Отметка земли фактическая	<b>117,14</b>	<b>116,53</b>	<b>116,20</b>	<b>116,17</b>	<b>116,75</b>
Глубина траншеи	<b>1,31</b>	<b>2,72</b>	<b>3,81</b>	<b>3,59</b>	<b>1,32</b>

#### Длины участков пилотной скважины в плане

№ участка	1	2	3	4
Длина	<b>116,5</b>	<b>33,0</b>	<b>11,0</b>	<b>139,5</b>

## Расчет трассы газопровода

Общая длина пилотной скважины:

- фактическая            300,08        м  
 - принимаем в расчете    300,50        м

### Полный расчет заглубления газопровода

на каждой штанге

№ п/п	Длина бурового канала, м	Текущий угол $\alpha_i$	Синус текущего угла $\sin\alpha_i$	Заглубление $D_i$ газопровода от точки забуривания, м
0	0,00	- 0° 59'	-0,017	0,00
1	3,00	- 0° 59'	-0,017	-0,05
2	6,00	- 0° 59'	-0,017	-0,10
3	9,00	- 0° 59'	-0,017	-0,16
4	12,00	- 0° 59'	-0,017	-0,21
5	15,00	- 0° 59'	-0,017	-0,26
6	18,00	- 0° 59'	-0,017	-0,31
7	21,00	- 0° 59'	-0,017	-0,36
8	24,00	- 0° 59'	-0,017	-0,42
9	27,00	- 0° 59'	-0,017	-0,47
10	30,00	- 0° 59'	-0,017	-0,52
11	33,00	- 0° 59'	-0,017	-0,57
12	36,00	- 0° 59'	-0,017	-0,62
13	39,00	- 0° 59'	-0,017	-0,68
14	42,00	- 0° 59'	-0,017	-0,73
15	45,00	- 0° 59'	-0,017	-0,78
16	48,00	- 0° 59'	-0,017	-0,83
17	51,00	- 0° 59'	-0,017	-0,88
18	54,00	- 0° 59'	-0,017	-0,94
19	57,00	- 0° 59'	-0,017	-0,99
20	60,00	- 0° 59'	-0,017	-1,04
21	63,00	- 0° 59'	-0,017	-1,09
22	66,00	- 0° 59'	-0,017	-1,14
23	69,00	- 0° 59'	-0,017	-1,20
24	72,00	- 0° 59'	-0,017	-1,25
25	75,00	- 0° 59'	-0,017	-1,30
26	78,00	- 0° 59'	-0,017	-1,35
27	81,00	- 0° 59'	-0,017	-1,40
28	84,00	- 0° 59'	-0,017	-1,46
29	87,00	- 0° 59'	-0,017	-1,51
30	90,00	- 0° 59'	-0,017	-1,56
31	93,00	- 0° 59'	-0,017	-1,61
32	96,00	- 0° 59'	-0,017	-1,66
33	99,00	- 0° 59'	-0,017	-1,72
34	102,00	- 0° 59'	-0,017	-1,77
35	105,00	- 0° 59'	-0,017	-1,82
36	108,00	- 0° 59'	-0,017	-1,87
37	111,00	- 0° 59'	-0,017	-1,92
38	114,00	- 0° 59'	-0,017	-2,02
39	117,00	- 2° 27'	-0,043	-2,15
40	120,00	- 2° 27'	-0,043	-2,28
41	123,00	- 2° 27'	-0,043	-2,41
42	126,00	- 2° 27'	-0,043	-2,54
43	129,00	- 2° 27'	-0,043	-2,66

№ п/п	Длина бурового канала, м	Текущий угол $\alpha_i$	Синус текущего угла $\sin\alpha_i$	Заглубление $D_i$ газопровода от точки забуривания, м
44	132,00	- 2° 27'	-0,043	-2,79
45	135,00	- 2° 27'	-0,043	-2,92
46	138,00	- 2° 27'	-0,043	-3,05
47	141,00	- 2° 27'	-0,043	-3,18
48	144,00	- 2° 27'	-0,043	-3,31
49	147,00	- 2° 27'	-0,043	-3,44
50	150,00	- 2° 27'	-0,043	-3,44
51	153,00	+ 0° 59'	0,017	-3,39
52	156,00	+ 0° 59'	0,017	-3,34
53	159,00	+ 0° 59'	0,017	-3,28
54	162,00	+ 0° 59'	0,017	-3,25
55	165,00	+ 1° 10'	0,020	-3,19
56	168,00	+ 1° 10'	0,020	-3,13
57	171,00	+ 1° 10'	0,020	-3,07
58	174,00	+ 1° 10'	0,020	-3,00
59	177,00	+ 1° 10'	0,020	-2,94
60	180,00	+ 1° 10'	0,020	-2,88
61	183,00	+ 1° 10'	0,020	-2,82
62	186,00	+ 1° 10'	0,020	-2,76
63	189,00	+ 1° 10'	0,020	-2,70
64	192,00	+ 1° 10'	0,020	-2,64
65	195,00	+ 1° 10'	0,020	-2,58
66	198,00	+ 1° 10'	0,020	-2,51
67	201,00	+ 1° 10'	0,020	-2,45
68	204,00	+ 1° 10'	0,020	-2,39
69	207,00	+ 1° 10'	0,020	-2,33
70	210,00	+ 1° 10'	0,020	-2,27
71	213,00	+ 1° 10'	0,020	-2,21
72	216,00	+ 1° 10'	0,020	-2,15
73	219,00	+ 1° 10'	0,020	-2,09
74	222,00	+ 1° 10'	0,020	-2,02
75	225,00	+ 1° 10'	0,020	-1,96
76	228,00	+ 1° 10'	0,020	-1,90
77	231,00	+ 1° 10'	0,020	-1,84
78	234,00	+ 1° 10'	0,020	-1,78
79	237,00	+ 1° 10'	0,020	-1,72
80	240,00	+ 1° 10'	0,020	-1,66
81	243,00	+ 1° 10'	0,020	-1,60
82	246,00	+ 1° 10'	0,020	-1,53
83	249,00	+ 1° 10'	0,020	-1,47
84	252,00	+ 1° 10'	0,020	-1,41
85	255,00	+ 1° 10'	0,020	-1,35
86	258,00	+ 1° 10'	0,020	-1,29
87	261,00	+ 1° 10'	0,020	-1,23
88	264,00	+ 1° 10'	0,020	-1,17
89	267,00	+ 1° 10'	0,020	-1,11
90	270,00	+ 1° 10'	0,020	-1,04
91	273,00	+ 1° 10'	0,020	-0,98
92	276,00	+ 1° 10'	0,020	-0,92
93	279,00	+ 1° 10'	0,020	-0,86
94	282,00	+ 1° 10'	0,020	-0,80
95	285,00	+ 1° 10'	0,020	-0,74

№ п/п	Длина бурового канала, м	Текущий угол $\alpha_i$	Синус текущего угла $\sin\alpha_i$	Заглубление $D_i$ газопровода от точки забуривания, м
96	288,00	+ 1° 10'	0,020	-0,68
97	291,00	+ 1° 10'	0,020	-0,62
98	294,00	+ 1° 10'	0,020	-0,55
99	297,00	+ 1° 10'	0,020	-0,49
100	300,00	+ 1° 10'	0,020	-0,43
101	300,08	+ 1° 10'	0,020	-0,40

## Расчет общего усилия протаскивания и крутящего момента

Текущая длина, м	0,00	30,01	60,02	90,02	120,03	150,04	180,05	210,06	240,06	270,07	300,08
Сила, Н											

### Расчет усилия перемещения буровых штанг

Сила трения от веса буровых штанг (в буровом канале)		$P_2^*$	105,77	75,02	50,62	32,57	20,86	15,49	16,47	23,80	37,47	57,49	83,85
Увеличение силы трения от силы тяжести грунта зоны естественного свода равновесия (по М.М. Протодьяконову)	для благоприятных условий	$P_{3(a)}^*$	0,00	36,97	73,95	110,93	147,91	184,89	221,87	258,85	295,84	332,82	369,81
	для неблагоприятных условий	$P_{3(б)}^*$	0,00	50,44	100,88	151,32	201,76	252,20	302,65	353,10	403,55	454,00	504,45
Увеличение силы трения от наличия на буровых штангах выступов за пределы наружного диаметра	для благоприятных условий	$P_{4(a)}^*$	0,00	0,00	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02	0,03	0,03	0,04	0,04
	для неблагоприятных условий	$P_{4(б)}^*$	0,00	81,47	162,95	244,43	325,92	407,40	488,89	570,38	651,88	733,37	814,88
Дополнительные силы трения от опорных реакций		$P_5^*$	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24
Сопrotивление перемещению буровых штанг в зоне забуривания за счет смятия стенки скважины		$P_6^*$	114,15	114,15	114,16	114,16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Сопrotивление на выходе при переходе от криволинейного движения к прямолинейному		$P_7^*$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Усилие перемещения буровых штанг	для благоприятных условий	$P_{n(a)}^*$	220,16	226,40	238,98	257,91	169,02	200,64	238,61	282,92	333,58	390,59	453,94
	для неблагоприятных условий	$P_{n(б)}^*$	220,16	321,33	428,85	542,72	548,77	675,34	808,26	947,52	1093,14	1245,11	1403,42

Сила, Н	Текущая длина, м	0,00	30,01	60,02	90,02	120,03	150,04	180,05	210,06	240,06	270,07	300,08
---------	------------------	------	-------	-------	-------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

### Расчет усилия протаскивания газопровода

Сила трения от веса газопровода (в буровом канале)	$P_2$	-2551,86	-2263,72	-1987,13	-1722,09	-1468,62	-1226,71	-996,38	-777,63	-570,47	-374,91	-190,94	
Увеличение силы трения от силы тяжести грунта зоны естественного свода равновесия	для благоприятных условий	$P_{3(a)}$	29228,95	26298,16	23369,12	20441,84	17516,32	14592,55	11670,54	8750,27	5831,77	2915,01	0,00
	для неблагоприятных условий	$P_{3(б)}$	39499,63	35538,99	31580,72	27624,84	23671,32	19720,18	15771,41	11825,01	7880,97	3939,30	0,00
Дополнительные силы трения от опорных реакций	$P_5$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Увеличенное сопротивление перемещению при переходе от прямолинейного движения к криволинейному	$P_7$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Сила трения от веса газопровода, находящегося вне бурового канала	$P_8$	0,00	350,69	701,39	1052,08	1402,78	1753,47	2104,16	2454,86	2805,55	3156,24	3506,94	
Усилие протаскивания газопровода	для благоприятных условий	$P_{гн(a)}$	26677,10	24385,13	22083,38	19771,83	17450,48	15119,31	12778,32	10427,50	8066,85	5696,35	3316,00
	для неблагоприятных условий	$P_{гн(б)}$	36947,77	33625,96	30294,98	26954,83	23605,48	20246,94	16879,20	13502,24	10116,06	6720,65	3316,00

### Расчет общего усилия протаскивания

Лобовое сопротивление движению расширителя	$P_p$	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	
Общее усилие протаскивания	для благоприятных условий	$P_{(a)}$	26898,40	24612,67	22323,50	20030,88	17620,64	15321,09	13018,07	10711,57	8401,57	6088,08	3771,08
	для неблагоприятных условий	$P_{(б)}$	37169,07	33948,43	30724,98	27498,69	24155,40	20923,42	17688,59	14450,90	11210,34	7966,89	4720,56

Величина расчетного усилия протаскивания газопровода для благоприятных условий не должна превышать максимально допустимого усилия протаскивания газопровода  $R_{гп} = 39000 \text{ Н}$

Максимальное расчетное усилие протаскивания газопровода для благоприятных условий:  $26677,10 \text{ Н} = 2719,38 \text{ кг}$ ,  
 что значительно меньше допустимого усилия протаскивания газопровода  $R_{гп}$ :  $26677,10 < 39000$

Максимальное расчетное усилие протаскивания газопровода для неблагоприятных условий:  $36947,77 \text{ Н} = 3766,34 \text{ кг}$

### Расчет напряжений в газопроводе для неблагоприятных условий

Радиус кривизны пилотной скважины,  $R = 5000 \text{ м}$

При изгибе оси газопровода соответствующие максимальные напряжения  $\sigma_u$  на наружной поверхности определяются по формуле:

$$\sigma_u = \frac{E \cdot d_u}{2R} = 0,00 \text{ МПа.}$$

Максимальные растягивающие напряжения для газопровода  $\sigma_p$  при максимальном расчетном усилии протаскивания газопровода для неблагоприятных условий:

$$\sigma_p = \frac{T}{S} = 11,76 \text{ МПа,}$$

где  $S = 0,0031 \text{ м}^2$  - площадь сечения газопровода.

Максимальное действующее напряжение определяем по формуле:  $\sigma_{p.max} = \sigma_u + \sigma_p = 11,76 \text{ МПа.}$

Максимальные напряжения не превышают предела текучести:

$$\sigma_{p.max} < \sigma_{тек}$$

$$11,76 < 25$$

Коэффициент запаса по пределу текучести:  $k_{тек} = \sigma_{тек} / \sigma_{p.max} = 2,13$

### Данные для выбора бурильной установки

Максимальное расчетное общее усилие протаскивания для благоприятных условий:  $26898,40 \text{ Н} = 2741,94 \text{ кг}$

Максимальное расчетное общее усилие протаскивания для неблагоприятных условий:  $37169,07 \text{ Н} = 3788,896 \text{ кг}$

Максимальный крутящий момент:  $840,8 \text{ Н} \cdot \text{м}$



В соответствии с п. 4.8.8 ВН Газпром "Строительство подводных переходов газопроводов способом направленного бурения" для выбора буровой установки величина тягового усилия принимается с коэффициентом 1,5, т.е. не менее

$$26898,40 \quad * \quad 1,5 \quad = \quad 40347,60 \quad \text{Н} \quad = \quad 4112,90 \quad \text{кг}$$

Для успешной прокладки газопровода в принятых условиях необходимо предусмотреть технологические приемы, обеспечивающие стабильность и прочность стенок бурового канала, предупреждающие обвал грунта и фильтрацию бурового раствора в грунт, к которым относятся:

- а) применение качественного бурового раствора, соответствие смазочных добавок СТО Газпром РД 2.1-146-2005 «Смазочные компоненты буровых растворов. Технические требования»;
- б) правильный выбор буровой головки, ножа и расширителя;
- в) технология производства работ.

Расчет выполнен в соответствии с СП 42-101-2003 и на основании письма разработчика СП 42-101-2003 ОИ "Омскгазтехнология" №02/187 от 18.03.2008 и №05/27 от 10.04.2008

Выполнил:

 Вареник Я. С.

# Расчет на соответствие требованиям по прочности и несущей способности

## Переход оврага (ПК125+78.0-ПК126+58.0)

### Ввод исходных данных

Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Величина
Грунт засыпки: 1 - пески гравелистые, крупные и средней крупности; 2 - пески мелкие; 3 - пески пылеватые, супеси; 4 - суглинки полутвердые, тугопластичные и текучепластичные; 5 - супеси и суглинки твердые; 6 - глины	ИГЭ-1	<b>3</b>
Рабочее давление	$p$ , МПа	<b>0,6</b>
Плотность грунта	$\rho_m$ , кН/м <sup>3</sup>	<b>18,1</b>
Диаметр прокола	$B$ , м	<b>0,17</b>
Радиус упругого изгиба газопровода	$\rho$ , м	<b>5000</b>
Расстояние от верха трубы до поверхности земли	$h_m$ , м	<b>3,77</b>
Высота столба грунтовых вод над верхней образующей газопровода	$h_w$ , м	<b>2,66</b>
Имеющаяся овализация трубы	%	<b>2</b>
Дополнительные напряжения, обусловленные прокладкой в особых условиях: - для среднепучинистых и сильнопучинистых -- 0,5; - для чрезмернопучинистых -- 0,8; - для средненабухающих и грунтов II типа просадочности -- 0,6; - для сильнонабухающих и на подрабатываемых территориях -- 0,8; - для слабопучинистых, слабонабухающих и I типа просадочности -- 0.	$\sigma_{oy}$ , Мпа	<b>0</b>
Модуль деформации грунта засыпки	$E_{гр}$ , МПа	<b>9</b>
Тип используемых труб:		
Наружный диаметр газопровода	$d_e$ , мм	<b>110</b>
Стандартное размерное отношение (9, 11 или 17,6)	SDR	<b>11</b>
Класс сырья: 1 - ПЭ80; 2 - ПЭ100		<b>2</b>

### Постоянные величины

Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Величина
Коэффициент надежности по нагрузке от внутреннего давления	$\gamma_p$	1,1
Коэффициент Пуассона материала труб	$\mu$	0,43
Минимальная длительная прочность	MRS, МПа	10
Коэффициент надежности сварных соединений	$\gamma_c$	0,95
Температура эксплуатации	t, °C	5
Температурный перепад	$\Delta t$ , °C	-20
Коэффициент линейного теплового расширения материала труб	$\alpha$ , (°C) <sup>-1</sup>	$2,2 \cdot 10^{-4}$
Коэффициент надежности по нагрузке от давления грунта	$\gamma_m$	1,2
Плотность воды с учетом растворенных в ней солей	$\rho_w$ , кН/м <sup>3</sup>	10
Расчетная масса 1 м труб по ГОСТ Р 50838-2009	$m_q$ , кг	3,14
Ускорение свободного падения	g, м/с <sup>2</sup>	9,81
Коэффициент надежности по весу трубы	$\gamma_q$	1,1
Коэффициент надежности по нагрузке от грунтовых вод	$\gamma_w$	0,8
Коэффициент надежности по нагрузке от транспорта	$\gamma_T$	1,4
Коэффициенты приведения нагрузок	$\beta_i$	0,75
Коэффициент бокового давления грунта	$\eta$	0,9
Коэффициент, учитывающий совместное действие отпора грунта и внешнего давления	$\xi$	1,3
Предельно допустимая величина овализации	$[\varepsilon_\phi]$ , %	5

### Расчет на прочность

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Толщина стенки трубы	s, м	$s = d_e / SDR$	<b>0,0100</b>
2	Кольцевое напряжение от внутреннего давления в газопроводе	$\sigma_T$ , МПа	$\sigma_T = \gamma_p \cdot p(d_e - s)/(2 \cdot s)$	<b>3,3</b>
3	Продольные фибровые напряжения	$\sigma_{прF}$ , МПа	$\sigma_{прF} = \sigma_T \cdot \mu$	<b>1,42</b>
4	Модуль ползучести материала труб	E, МПа		<b>258</b>
5	Продольные осевые напряжения от действия нагрузок силового и деформационного воздействия	$\sigma_{прNS}$ , МПа	$\sigma_{прNS} =   \sigma_T \cdot \mu - \alpha \cdot E \cdot \Delta t  $	<b>2,55</b>
6	Продольные фибровые напряжения от совместного действия всех нагрузок силового и деформационного воздействия	$\sigma_{прS}$ , МПа	$\sigma_{прS} =   \sigma_T \cdot \mu - \alpha \cdot E \cdot \Delta t   + E \cdot d_e / (2 \cdot \rho) + \sigma_{oy}$	<b>2,56</b>

**Проверка прочности состоит в выполнении следующих условий:**

$\sigma_{прF} = \sigma_T \cdot \mu \leq \gamma_c \cdot 0,4 \cdot MRS$	- выполняется, т.к.	1,42 < 3,8
$\sigma_{прNS} =   \sigma_T \cdot \mu - \alpha \cdot E \cdot \Delta t   \leq \gamma_c \cdot 0,5 \cdot MRS$	- выполняется, т.к.	2,55 < 4,75
$\sigma_{прS} =   \sigma_T \cdot \mu - \alpha \cdot E \cdot \Delta t   + E \cdot d_e / (2 \cdot \rho) + \sigma_{oy} \leq 0,9 \cdot MRS$	- выполняется, т.к.	2,56 < 9

## Расчет на несущую способность

### Определение вспомогательных коэффициентов

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Параметр жесткости грунта	$P_{гр}$ , МПа	$P_{гр} = 0,125 \cdot E_{гр}$	<b>1,125</b>
2	Параметр, характеризующий жесткость трубопровода	$D$ , МПа	$D = E / [4(1 - \mu^2)] \cdot [2 \cdot s / (d_e - s)]^3$	<b>0,63</b>
3	Коэффициент концентрации давления грунта	$K_H$	Если $D \leq P_{гр}$ , то $K_H = 1$ , иначе $K_H = 1,5(D + P_{гр}) / (D + 2P_{гр})$	<b>1,00</b>
4	Критическая величина предельного внешнего радиального давления	$P_{кр}$ , МПа	$P_{кр} = \min(\sqrt{D \cdot P_{гр}}; D + 1,143 \cdot P_{гр})$	<b>0,84</b>
5	Коэффициент, учитывающий разгрузку трубы грунтом	$\psi$	$\psi = \max \left[ 1 / (1 + 2 \cdot \frac{P_{гр}}{P_{кр}} \cdot \frac{B - d_e}{8d_e}); \frac{d_e}{B} \right]$	<b>0,86</b>
6	Коэффициент вертикального давления грунта	$K_{гр}$		<b>0,65</b>

### Определение величины расчетных нагрузок

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Нормативная равномерно распределенная нагрузка от давления грунта	$g_m$ , кН/м <sup>2</sup>	$g_m = \rho_m \cdot h_m$	<b>68,2</b>
2	Давление грунта на единицу длины газопровода	$q_m$ , кН/м	Если $B \cdot K_{гр} \cdot \Psi > d_e \cdot K_H$ , то $q_m = \gamma_m \cdot g_m \cdot d_e \cdot K_H$ , иначе $q_m = \gamma_m \cdot g_m \cdot B \cdot K_{гр} \cdot \Psi$	<b>7,58</b>
3	Нормативная выталкивающая сила воды, действующая на трубопровод	$g_w$ , кН/м	$g_w = \rho_w \cdot \pi \cdot d_e^2 / 4$	<b>0,095</b>
4	Выталкивающая сила воды на единицу длины газопровода	$q_w$ , кН/м	$q_w = \gamma_w \cdot g_w$	<b>0,08</b>
5	Нормативная равномерно распределенная нагрузка от транспорта	$g_T$ , кН/м <sup>2</sup>		<b>0</b>
6	нагрузка от транспортных средств на уровне заложения газопровода	$q_T$ , кН/м	$q_T = \gamma_T \cdot d_e \cdot g_T$	<b>0,00</b>
7	Расчетный вес трубы	$g_q$ , кН/м <sup>2</sup>	$g_q = m_q \cdot g$	<b>0,031</b>
8	Собственный вес единицы длины газопровода	$q_q$ , кН/м	$q_q = \gamma_q \cdot g_q$	<b>0,034</b>
9	Полная погонная эквивалентная нагрузка	$Q$ , кН/м	$Q = \sum \beta_i \cdot \eta \cdot q_i$	<b>5,09</b>

### Проверка несущей способности газопровода

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Внешнее гидростатическое давление грунтовых вод	$P_w$ , МПа	$P_w = \rho_w \cdot h_w$	<b>0,026600</b>
2	Коэффициент отпора грунта	$\Theta$	$\Theta = 1 / \left[ 1 + \frac{P_{гр} - P_w}{D + 0,1 \cdot P_{гр}} \right]$	<b>0,40</b>
3	Величина овализации трубы газопровода	$\varepsilon_\varphi$ , %	$\varepsilon_\varphi = \xi \cdot \frac{Q}{4 \cdot d_e \cdot D} \cdot \Theta \cdot 100$	<b>0,96</b>

**Проверка несущей способности по условию предельно допустимой величины овализации поперечного сечения трубы:**

$$\varepsilon_\varphi + 2\% = \xi \cdot \frac{Q}{4 \cdot d_e \cdot D} \cdot \Theta \cdot 100 + 2\% \leq [\varepsilon_\varphi]$$

- выполняется, т.к. 2,96 < 5

**Проверка несущей способности по условию устойчивости круглой формы поперечного сечения трубы:**

$$P_{кр} \geq 1,7 \cdot (Q/d_e + P_w)$$

- выполняется, т.к. 0,84 > 0,0787

**Вывод:** Газопровод из полиэтиленовых труб по ГОСТ Р 58121.2-2018 требованиям по прочности и несущей способности.

ПЭ 100 110 SDR 11 соответствует

Расчет выполнен в соответствии с СП 42-103-2003.

## Расчет параметров при строительстве газопровода методом наклонно-направленного бурения

*Пересечение а/дороги ((4)ПК0+10.0-(4)ПК0+35.5)*

### Ввод исходных данных

Наименование параметра		Обозначение, ед. измерения	Величина
Тип грунта: 1 - песок; 2 - суглинок; 3 - глина; 4 - известняк; 5 - песчаник; 6 - торф		ИГЭ-4	<b>2</b>
Естественная пористость грунта		$n_0$	<b>0,83</b>
Коэффициент сцепления грунта		$C_0, \text{Н/м}^2$	<b>18000</b>
Угол внутреннего трения грунта		$\gamma, \text{рад}$	<b>0,262</b>
Коэффициент бокового давления		$m$	<b>0,37</b>
Материал трубы: 1 - полиэтилен ПЭ80; 2 - полиэтилен ПЭ100			<b>2</b>
Коэффициенты трения	газопровода о грунт	$f_{\Gamma\Pi}$	<b>0,4</b>
	газопровода о грунт, смоченный буровым раствором	$f$	<b>0,1</b>
	расширителя о грунт, смоченный буровым раствором	$f_{\text{рш}}$	<b>0,13</b>
	штанг о грунт, смоченный буровым раствором	$f_{\text{ш}}$	<b>0,13</b>
Удельный вес	материала штанг	$g_{\text{ш}}, \text{Н/м}^3$	<b>78000</b>
	материала трубы	$g_{\text{т}}, \text{Н/м}^3$	<b>9300</b>
	грунта	$g_{\text{г}}, \text{Н/м}^3$	<b>18700</b>
	бурового раствора	$g_{\text{ж}}, \text{Н/м}^3$	<b>12000</b>
	воды	$g_{\text{в}}, \text{Н/м}^3$	<b>10000</b>
Наружный диаметр футляра		$d_{\text{н}}, \text{м}$	<b>0,225</b>
Толщина стенки футляра		$d, \text{м}$	<b>0,0205</b>
Модуль упругости материала газопровода		$E, \text{Н/м}^2$	<b><math>300 \cdot 10^6</math></b>
Модуль упругости материала штанг		$E_{\text{ш}}, \text{Н/м}^2$	<b><math>2,1 \cdot 10^{11}</math></b>
Угол забуривания		$a$	<b><math>12^\circ 0'</math></b>

Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Величина
Давление бурового раствора на выходе из сопел расширителя	$p$ , Н/м <sup>2</sup>	<b>1000000</b>
Расход бурового раствора	$Q_{ж}$ , м <sup>3</sup> /с	<b>0,0012</b>
Диаметр буровой головки	$d_{г}$ , м	<b>0,1</b>
Диаметр расширителя	$d_{рш}$ , м	<b>0,27</b>
Ширина резца	$m$ , м	<b>0,01</b>
Глубина врезания (вылет резца)	$e_p$ , м	<b>0,01</b>
Диаметр штанги	$d_{ш}$ , м	<b>0,052</b>
Диаметр замка штанги	$d_{з}^*$ , м	<b>0,066</b>
Длина замка на штанге	$L_{з}^*$ , м	<b>0,4</b>
Длина буровой штанги	$l_{ш}$ , м	<b>3</b>
Толщина стенки штанги	$d_{ш}$ , м	<b>0,0065</b>
Количество прямолинейных и криволинейных участков пилотной скважины		<b>1</b>

#### Координаты точек перелома пилотной скважины

№ точки	Координаты точек перелома пилотной скважины	
	1 (точка входа бура)	2 (точка выхода бура)
Отметка земли фактическая	<b>154,64</b>	<b>154,64</b>
Глубина траншеи	<b>1,73</b>	<b>1,73</b>

#### Длины участков пилотной скважины в плане

№ участка	<b>1</b>
Длина	<b>25,5</b>



## Расчет трассы газопровода

Длина газопровода:	- фактическая	25,50	м
	- принимаем в проекте	25,00	м
Длина бурового канала:	- фактическая	32,85	м
	- принимаем в проекте	33,00	м
	длина ННБ	25,0	

### Полный расчет заглубления газопровода на каждой штанге

0	0,00	0°	0,000	0,00
1	3,00	0°	0,000	0,00
2	6,00	0°	0,000	0,00
3	9,00	0°	0,000	0,00
4	12,00	0°	0,000	0,00
5	15,00	0°	0,000	0,00
6	18,00	0°	0,000	0,00
7	21,00	0°	0,000	0,00
8	24,00	0°	0,000	0,00
9	25,50	0°	0,000	0,00

## Расчет общего усилия протаскивания и крутящего момента

Текущая длина, м	0,00	2,55	5,10	7,65	10,20	12,75	15,30	17,85	20,40	22,95	25,50
Сила, Н											

### Расчет усилия перемещения буровых штанг

Сила трения от веса буровых штанг (в буровом канале)		$P_2^*$	0,76	0,75	0,78	0,85	0,97	1,14	1,35	1,61	1,92	2,27	2,66
Увеличение силы трения от силы тяжести грунта зоны естественного свода равновесия (по М.М. Протодыяконову)	для благоприятных условий	$P_{3(a)}^*$	0,00	1,21	2,43	3,64	4,85	6,07	7,28	8,49	9,71	10,92	12,13
	для неблагоприятных условий	$P_{3(б)}^*$	0,00	1,66	3,31	4,97	6,62	8,28	9,93	11,59	13,24	14,90	16,55
Увеличение силы трения от наличия на буровых штангах выступов за пределы наружного диаметра	для благоприятных условий	$P_{4(a)}^*$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	для неблагоприятных условий	$P_{4(б)}^*$	0,00	2,49	4,97	7,46	9,94	12,43	14,91	17,40	19,88	22,37	24,86
Дополнительные силы трения от опорных реакций		$P_5^*$	5,36	5,36	5,36	5,36	5,36	5,36	5,36	5,36	5,36	5,36	5,36
Сопротивление перемещению буровых штанг в зоне забуривания за счет смятия стенки скважины		$P_6^*$	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
Сопротивление на выходе при переходе от криволинейного движения к прямолинейному		$P_7^*$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Усилие перемещения буровых штанг	для благоприятных условий	$P_{н(a)}^*$	6,35	7,55	8,79	10,08	11,41	12,80	14,22	15,69	17,21	18,78	20,39
	для неблагоприятных условий	$P_{н(б)}^*$	6,35	10,48	14,65	18,86	23,12	27,43	31,79	36,18	40,63	45,12	49,66

Сила, Н	Текущая длина, м	0,00	2,55	5,10	7,65	10,20	12,75	15,30	17,85	20,40	22,95	25,50
---------	------------------	------	------	------	------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

### Расчет усилия протаскивания газопровода

Сила трения от веса газопровода (в буровом канале)		$P_2$	-904,57	-813,12	-722,01	-631,25	-540,84	-450,79	-361,08	-271,73	-182,72	-94,07	-5,77
Увеличение силы трения от силы тяжести грунта зоны естественного свода равновесия	для благоприятных условий	$P_{3(a)}$	11494,27	10344,58	9194,94	8045,37	6895,86	5746,40	4597,00	3447,66	2298,38	1149,16	0,00
	для неблагоприятных условий	$P_{3(b)}$	15302,93	13772,29	12241,72	10711,23	9180,82	7650,49	6120,24	4590,06	3059,96	1529,94	0,00
Дополнительные силы трения от опорных реакций		$P_5$	1,67	1,67	1,67	1,67	1,67	1,67	1,67	1,67	1,67	1,67	1,67
Увеличенное сопротивление перемещению при переходе от прямолинейного движения к криволинейному		$P_7$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Сила трения от веса газопровода, находящегося вне бурового канала		$P_8$	0,00	124,93	249,87	374,80	499,74	624,67	749,60	874,54	999,47	1124,40	1249,34
Усилие протаскивания газопровода	для благоприятных условий	$P_{гп(a)}$	10591,36	9658,06	8724,47	7790,59	6856,42	5921,95	4987,19	4052,14	3116,80	2181,17	1245,24
	для неблагоприятных условий	$P_{гп(b)}$	14400,03	13085,78	11771,25	10456,45	9141,38	7826,04	6510,43	5194,54	3878,38	2561,95	1245,24

### Расчет общего усилия протаскивания

Лобовое сопротивление движению расширителя		$P_p$	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93
Общее усилие протаскивания	для благоприятных условий	$P_{(a)}$	10600,64	9668,54	8736,20	7803,60	6870,76	5937,68	5004,35	4070,77	3136,94	2202,88	1268,56
	для неблагоприятных условий	$P_{(b)}$	14409,31	13099,18	11788,83	10478,25	9167,44	7856,40	6545,14	5233,65	3921,94	2610,00	1297,83

Величина расчетного усилия протаскивания газопровода для благоприятных условий не должна превышать максимально допустимого усилия протаскивания газопровода  $R_{гп} = 164000$  Н

Максимальное расчетное усилие протаскивания газопровода для благоприятных условий:  $10591,36$  Н =  $1079,65$  кг,  
 что значительно меньше допустимого усилия протаскивания газопровода  $R_{гп}$ :  $10591,36 < 164000$

Максимальное расчетное усилие протаскивания газопровода для неблагоприятных условий:  $14400,03$  Н =  $1467,893$  кг

### Расчет напряжений в газопроводе для неблагоприятных условий

Радиус кривизны пилотной скважины,  $R = 5000$  м

При изгибе оси газопровода соответствующие максимальные напряжения  $\sigma_u$  на наружной поверхности определяются по формуле:

$$\sigma_u = \frac{E \cdot d_u}{2R} = 0,00 \text{ МПа.}$$

Максимальные растягивающие напряжения для газопровода  $\sigma_p$  при максимальном расчетном усилии протаскивания газопровода для неблагоприятных условий:

$$\sigma_p = \frac{T}{S} = 1,09 \text{ МПа,}$$

где  $S = 0,0132$  м<sup>2</sup> - площадь сечения газопровода.

Максимальное действующее напряжение определяем по формуле:

$$\sigma_{p.max} = \sigma_u + \sigma_p = 1,09 \text{ МПа.}$$

Максимальные напряжения не превышают предела текучести:

$$\sigma_{p.max} < \sigma_{тек}$$

$$1,09 < 25$$

Коэффициент запаса по пределу текучести:

$$k_{тек} = \sigma_{тек} / \sigma_{p.max} = 22,87$$

### Данные для выбора буровой установки

Максимальное расчетное общее усилие протаскивания для благоприятных условий:  $10600,64$  Н =  $1080,5958$  кг

Максимальное расчетное общее усилие протаскивания для неблагоприятных условий:  $14409,31$  Н =  $1468,839$  кг

Максимальный крутящий момент:  $96,2$  Н · м

Расстояние по горизонтали от лафета буровой установки до точки входа буровой головки в землю в технологическом котловане при угле забуривания  $\alpha = 12^\circ 0'$  составляет  $L_{svx} = 7,1$  м

Радиус кривизны бурового канала при забуривании  $R1 = 79,2$  м

В соответствии с п. 4.8.8 ВН Газпром "Строительство подводных переходов газопроводов способом направленного бурения" для выбора буровой установки величина тягового усилия принимается с коэффициентом 1,5, т.е. не менее

$$10600,64 \quad * \quad 1,5 \quad = \quad 15900,97 \quad \text{Н} \quad = \quad 1620,894 \quad \text{кг}$$

Для успешной прокладки газопровода в принятых условиях необходимо предусмотреть технологические приемы, обеспечивающие стабильность и прочность стенок бурового канала, предупреждающие обвал грунта и фильтрацию бурового раствора в грунт, к которым относятся:

- а) применение качественного бурового раствора, соответствие смазочных добавок СТО Газпром РД 2.1-146-2005 «Смазочные компоненты буровых растворов. Технические требования»;
- б) правильный выбор буровой головки, ножа и расширителя;
- в) технология производства работ.

Выполнил: Вареник Я. С.

Проверил:

Михалев В. В.

Расчет выполнен в соответствии с СП 42-101-2003 и на основании письма разработчика СП 42-101-2003 ОИ "Омскгазтехнология" №02/187 от 18.03.2008

## Расчет защитного футляра на прочность

Пересечение а/дороги ((4)ПК0+10.0-(4)ПК0+35.5)

### Ввод исходных данных

Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Величина
Грунт засыпки:		
1 - пески гравелистые, крупные и средней крупности;		
2 - пески мелкие;	ИГЭ-4	5
3 - пески пылеватые, супеси;		
4 - суглинки полутвердые, тугопластичные и текучепластичные;		
5 - супеси и суглинки твердые;		
6 - глины		
Рабочее давление	$p$ , МПа	0,6
Плотность грунта	$\rho_m$ , кН/м <sup>3</sup>	18,7
Диаметр прокола	$B$ , м	0,27
Радиус упругого изгиба футляра	$\rho$ , м	5000
Расстояние от верха футляра до поверхности земли	$h_m$ , м	1,77
Высота столба грунтовых вод над верхней образующей футляра	$h_w$ , м	0,35
Имеющаяся овализация футляра	%	2
Модуль деформации грунта засыпки	$E_{гр}$ , МПа	10
Тип используемых труб:		
Наружный диаметр футляра	$d_e$ , мм	225
Стандартное размерное отношение (11 или 17,6)	SDR	11
Класс сырья: 1 - ПЭ80; 2 - ПЭ100		2

### Постоянные величины

Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Величина
Коэффициент надежности по нагрузке от внутреннего давления	$\gamma_p$	1,1
Коэффициент Пуассона материала труб футляра	$\mu$	0,43
Минимальная длительная прочность	MRS, МПа	10
Коэффициент надежности по нагрузке от давления грунта	$\gamma_m$	1,2
Плотность воды с учетом растворенных в ней солей	$\rho_w$ , кН/м <sup>3</sup>	10
Расчетная масса 1 м труб футляра по ГОСТ 18599-2001	$m_q$ , кг	13,2
Ускорение свободного падения	$g$ , м/с <sup>2</sup>	9,81
Коэффициент надежности по весу трубы футляра	$\gamma_q$	1,1
Коэффициент надежности по нагрузке от грунтовых вод	$\gamma_w$	0,8
Коэффициент надежности по нагрузке от транспорта	$\gamma_T$	1,4
Коэффициенты приведения нагрузок	$\beta_i$	0,75
Коэффициент бокового давления грунта	$\eta$	0,9
Коэффициент, учитывающий совместное действие отпора грунта и внешнего давления	$\xi$	1,3
Предельно допустимая величина овализации	$[\varepsilon_\phi]$ , %	5

### Определение вспомогательных коэффициентов

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Толщина стенки футляра	s, м	$s = d_e / \text{SDR}$	<b>0,0205</b>
2	Кольцевое напряжение от внутреннего давления в газопроводе	$\sigma_T$ , МПа	$\sigma_T = \gamma_p \cdot p(d_e - s)/(2 \cdot s)$	<b>3,3</b>
3	Модуль ползучести материала труб	E, МПа		<b>258</b>
4	Параметр жесткости грунта	$P_{гр}$ , МПа	$P_{гр} = 0,125 \cdot E_{гр}$	<b>1,250</b>
5	Параметр, характеризующий жесткость защитного футляра	D, МПа	$D = E / [4(1 - \mu^2)] \cdot [2 \cdot s / (d_e - s)]^3$	<b>0,63</b>
6	Коэффициент концентрации давления грунта	$K_H$	Если $D \leq P_{гр}$ , то $K_H = 1$ , иначе $K_H = 1,5(D + P_{гр}) / (D + 2P_{гр})$	<b>1,00</b>
7	Критическая величина предельного внешнего радиального давления	$P_{кр}$ , МПа	$P_{кр} = \min(\sqrt{D \cdot P_{гр}}; D + 1,143 \cdot P_{гр})$	<b>0,89</b>
8	Коэффициент, учитывающий разгрузку защитного футляра грунтом	$\psi$	$\psi = \max \left[ 1 / \left( 1 + 2 \cdot \frac{P_{гр}}{P_{кр}} \cdot \frac{B - d_e}{8 d_e} \right); \frac{d_e}{B} \right]$	<b>0,93</b>
9	Коэффициент вертикального давления грунта	$K_{гр}$		<b>0,63</b>



### Определение величины расчетных нагрузок на защитный футляр

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Нормативная равномерно распределенная нагрузка от давления грунта	$g_m$ , кН/м <sup>2</sup>	$g_m = \rho_m \cdot h_m$	<b>33,1</b>
2	Давление грунта на единицу длины защитного футляра	$q_m$ , кН/м	Если $B \cdot K_{гр} \cdot \Psi > d_e \cdot K_H$ , то $q_m = \gamma_m \cdot g_m \cdot d_e \cdot K_H$ , иначе $q_m = \gamma_m \cdot g_m \cdot B \cdot K_{гр} \cdot \Psi$	<b>6,27</b>
3	Нормативная выталкивающая сила воды, действующая на защитный футляр	$g_w$ , кН/м	$g_w = \rho_w \cdot \pi \cdot d_e^2 / 4$	<b>0,398</b>
4	Выталкивающая сила воды на единицу длины защитного футляра	$q_w$ , кН/м	$q_w = \gamma_w \cdot g_w$	<b>0,32</b>
5	Нормативная равномерно распределенная нагрузка от транспорта	$g_T$ , кН/м <sup>2</sup>	Принимаем наибольшее значение нагрузки от колонн автомобилей	<b>10</b>
6	Нагрузка от транспортных средств на уровне заложения защитного футляра	$q_T$ , кН/м	$q_T = \gamma_T \cdot d_e \cdot g_T$	<b>3,15</b>
7	Расчетный вес защитного футляра	$g_q$ , кН/м <sup>2</sup>	$g_q = m_q \cdot g$	<b>0,129</b>
8	Собственный вес единицы длины защитного футляра	$q_q$ , кН/м	$q_q = \gamma_q \cdot g_q$	<b>0,142</b>
9	Полная погонная эквивалентная нагрузка	$Q$ , кН/м	$Q = \sum \beta_i \cdot \eta \cdot q_i$	<b>6,23</b>

### Проверка несущей способности защитного футляра

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Внешнее гидростатическое давление грунтовых вод	$P_w$ , МПа	$P_w = \rho_w \cdot h_w$	<b>0,003500</b>
2	Коэффициент отпора грунта	$\theta$	$\theta = 1 / \left[ 1 + \frac{P_{гр} - P_w}{D + 0,1 \cdot P_{гр}} \right]$	<b>0,38</b>
3	Величина овализации защитного футляра	$\varepsilon_\varphi$ , %	$\varepsilon_\varphi = \xi \cdot \frac{Q}{4 \cdot d_e \cdot D} \cdot \theta \cdot 100$	<b>0,54</b>

*Проверка несущей способности по условию предельно допустимой величины овализации поперечного сечения защитного футляра:*

$$\varepsilon_\varphi + 2\% = \xi \cdot \frac{Q}{4 \cdot d_e \cdot D} \cdot \theta \cdot 100 + 2\% \leq [\varepsilon_\varphi]$$

- выполняется, т.к. 2,54 < 5

*Проверка несущей способности по условию устойчивости круглой формы поперечного сечения защитного футляра:*

$$P_{кр} \geq 1,7 \cdot (Q/d_e + P_w)$$

- выполняется, т.к. 0,89 > 0,0471

**Вывод:** Защитный футляр из полиэтиленовых труб по ГОСТ 18599-2001 требованиям по несущей способности.

ПЭ 100 225 SDR 11 соответствует

Выполнил:  Вареник Я. С.

Проверил:  Михалев В. В.

Расчет выполнен в соответствии с СП 42-103-2003.

## Расчет параметров при строительстве газопровода методом наклонно-направленного бурения

### Переход Ручья (балки) бн ((4)ПК2+37.5-(4)ПК4+31.0)

#### Ввод исходных данных

Наименование параметра		Обозначение, ед. измерения	Величина
Тип грунта: 1 - супесь; 2 - суглинок; 3 - глина; 4 - известняк; 5 - песчаник; 6 - торф		ИГЭ-7	<b>3</b>
Естественная пористость грунта		$n_0$	<b>0,7</b>
Коэффициент сцепления грунта		$C_0, \text{Н/м}^2$	<b>35000</b>
Угол внутреннего трения грунта		$\rho, \text{рад}$	<b>0,21</b>
Коэффициент бокового давления		$\mu$	<b>0,37</b>
Материал трубы: 1 - полиэтилен ПЭ80; 2 - полиэтилен ПЭ100; 3 - сталь			<b>2</b>
Коэффициенты трения	газопровода о грунт	$f_{гп}$	<b>0,4</b>
	газопровода о грунт, смоченный буровым раствором	$f$	<b>0,1</b>
	расширителя о грунт, смоченный буровым раствором	$f_{рш}$	<b>0,13</b>
	штанг о грунт, смоченный буровым раствором	$f_{ш}$	<b>0,13</b>
Удельный вес	материала штанг	$\gamma_{ш}, \text{Н/м}^3$	<b>78000</b>
	материала трубы	$\gamma_{т}, \text{Н/м}^3$	<b>9300</b>
	грунта	$\gamma_{г}, \text{Н/м}^3$	<b>19300</b>
	бурового раствора	$\gamma_{ж}, \text{Н/м}^3$	<b>12000</b>
	воды	$\gamma_{в}, \text{Н/м}^3$	<b>10000</b>
Наружный диаметр газопровода		$d_n, \text{м}$	<b>0,11</b>
Толщина стенки трубы		$\delta, \text{м}$	<b>0,01</b>
Модуль упругости материала газопровода		$E, \text{Н/м}^2$	<b><math>300 \cdot 10^6</math></b>
Модуль упругости материала штанг		$E_{ш}, \text{Н/м}^2$	<b><math>2,1 \cdot 10^{11}</math></b>
Угол забуривания		$\alpha$	<b><math>13^\circ 25'</math></b>

Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Величина
Давление бурового раствора на выходе из сопел расширителя	$p$ , Н/м <sup>2</sup>	<b>1000000</b>
Расход бурового раствора	$Q_{ж}$ , м <sup>3</sup> /с	<b>0,0012</b>
Диаметр буровой головки	$d_{г}$ , м	<b>0,1</b>
Диаметр расширителя	$d_{рш}$ , м	<b>0,15</b>
Ширина резца	$m$ , м	<b>0,01</b>
Глубина врезания (вылет резца)	$e_p$ , м	<b>0,01</b>
Диаметр штанги	$d_{ш}$ , м	<b>0,052</b>
Диаметр замка штанги	$d_{з}^*$ , м	<b>0,066</b>
Длина замка на штанге	$L_{з}^*$ , м	<b>0,4</b>
Длина буровой штанги	$l_{ш}$ , м	<b>3</b>
Толщина стенки штанги	$\delta_{ш}$ , м	<b>0,0065</b>
Количество прямолинейных и криволинейных участков пилотной скважины		<b>4</b>

#### Координаты точек перелома пилотной скважины

№ точки	1 (точка входа бура в землю)	2	3	4	5 (точка выхода бура из земли)
Отметка земли фактическая	<b>143,97</b>	<b>129,37</b>	<b>125,70</b>	<b>129,36</b>	<b>141,92</b>
Глубина траншеи	<b>1,31</b>	<b>4,37</b>	<b>2,11</b>	<b>4,20</b>	<b>1,31</b>

#### Длины участков пилотной скважины в плане

№ участка	1	2	3	4
Длина	<b>74,0</b>	<b>25,0</b>	<b>25,0</b>	<b>69,5</b>

## Расчет трассы газопровода

Общая длина пилотной скважины:

- фактическая 197,86 м  
 - принимаем в расчете 198,00 м

### Полный расчет заглубления газопровода

на каждой штанге

№ п/п	Длина бурового канала, м	Текущий угол $\alpha_i$	Синус текущего угла $\sin\alpha_i$	Заглубление $D_i$ газопровода от точки забуривания, м
0	0,00	- 13° 25'	-0,232	0,00
1	3,00	- 13° 25'	-0,232	-0,70
2	6,00	- 13° 25'	-0,232	-1,39
3	9,00	- 13° 25'	-0,232	-2,09
4	12,00	- 13° 25'	-0,232	-2,79
5	15,00	- 13° 25'	-0,232	-3,48
6	18,00	- 13° 25'	-0,232	-4,18
7	21,00	- 13° 25'	-0,232	-4,87
8	24,00	- 13° 25'	-0,232	-5,57
9	27,00	- 13° 25'	-0,232	-6,27
10	30,00	- 13° 25'	-0,232	-6,96
11	33,00	- 13° 25'	-0,232	-7,66
12	36,00	- 13° 25'	-0,232	-8,36
13	39,00	- 13° 25'	-0,232	-9,05
14	42,00	- 13° 25'	-0,232	-9,75
15	45,00	- 13° 25'	-0,232	-10,45
16	48,00	- 13° 25'	-0,232	-11,14
17	51,00	- 13° 25'	-0,232	-11,84
18	54,00	- 13° 25'	-0,232	-12,54
19	57,00	- 13° 25'	-0,232	-13,23
20	60,00	- 13° 25'	-0,232	-13,93
21	63,00	- 13° 25'	-0,232	-14,62
22	66,00	- 13° 25'	-0,232	-15,32
23	69,00	- 13° 25'	-0,232	-16,02
24	72,00	- 13° 25'	-0,232	-16,71
25	75,00	- 13° 25'	-0,232	-17,66
26	78,00	- 13° 25'	-0,232	-17,97
27	81,00	- 11° 55'	-0,207	-18,28
28	84,00	- 10° 26'	-0,181	-18,82
29	87,00	- 8° 56'	-0,156	-19,07
30	90,00	- 7° 27'	-0,130	-19,07
31	93,00	- 5° 57'	-0,104	-19,07
32	96,00	- 4° 28'	-0,078	-19,07
33	99,00	- 2° 58'	-0,052	-19,07
34	102,00	- 1° 29'	-0,026	-19,07
35	105,00	+ 1° 23'	0,024	-19,00
36	108,00	+ 2° 47'	0,049	-18,92
37	111,00	+ 4° 10'	0,073	-18,71
38	114,00	+ 5° 34'	0,097	-18,41
39	117,00	+ 6° 57'	0,121	-18,05
40	120,00	+ 8° 21'	0,145	-17,61
41	123,00	+ 9° 44'	0,169	-17,50
42	126,00	+ 11° 8'	0,193	-17,50
43	129,00	+ 12° 31'	0,217	-17,50

№ п/п	Длина бурового канала, м	Текущий угол $\alpha_i$	Синус текущего угла $\sin\alpha_i$	Заглубление $D_i$ газопровода от точки забуривания, м
44	132,00	+ 12° 31'	0,217	-16,85
45	135,00	+ 12° 31'	0,217	-16,20
46	138,00	+ 12° 31'	0,217	-15,55
47	141,00	+ 12° 31'	0,217	-14,90
48	144,00	+ 12° 31'	0,217	-14,24
49	147,00	+ 12° 31'	0,217	-13,59
50	150,00	+ 12° 31'	0,217	-12,94
51	153,00	+ 12° 31'	0,217	-12,29
52	156,00	+ 12° 31'	0,217	-11,64
53	159,00	+ 12° 31'	0,217	-10,99
54	162,00	+ 12° 31'	0,217	-10,34
55	165,00	+ 12° 31'	0,217	-9,69
56	168,00	+ 12° 31'	0,217	-9,04
57	171,00	+ 12° 31'	0,217	-8,39
58	174,00	+ 12° 31'	0,217	-7,73
59	177,00	+ 12° 31'	0,217	-7,08
60	180,00	+ 12° 31'	0,217	-6,43
61	183,00	+ 12° 31'	0,217	-5,78
62	186,00	+ 12° 31'	0,217	-5,13
63	189,00	+ 12° 31'	0,217	-4,48
64	192,00	+ 12° 31'	0,217	-3,83
65	195,00	+ 12° 31'	0,217	-3,18
66	197,86	+ 12° 31'	0,217	-2,05

## Расчет общего усилия протаскивания и крутящего момента

	Текущая длина, м	0,00	19,79	39,57	59,36	79,15	98,93	118,72	138,51	158,29	178,08	197,86
Сила, Н												

### Расчет усилия перемещения буровых штанг

Сила трения от веса буровых штанг (в буровом канале)		$P_2^*$	45,99	35,32	27,41	22,26	19,87	20,24	23,36	29,25	37,89	49,30	63,46
Увеличение силы трения от силы тяжести грунта зоны естественного свода равновесия (по М.М. Протодьяконову)	для благоприятных условий	$P_{3(a)}^*$	0,00	36,71	73,42	110,13	146,85	183,56	220,28	256,99	293,71	330,43	367,15
	для неблагоприятных условий	$P_{3(б)}^*$	0,00	46,83	93,67	140,51	187,34	234,18	281,02	327,86	374,71	421,55	468,40
Увеличение силы трения от наличия на буровых штангах выступов за пределы наружного диаметра	для благоприятных условий	$P_{4(a)}^*$	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02	0,03	0,03
	для неблагоприятных условий	$P_{4(б)}^*$	0,00	69,60	139,20	208,80	278,41	348,01	417,62	487,23	556,84	626,46	696,07
Дополнительные силы трения от опорных реакций		$P_5^*$	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24
Сопротивление перемещению буровых штанг в зоне забуривания за счет смятия стенки скважины		$P_6^*$	128,87	128,87	128,87	128,88	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Сопротивление на выходе при переходе от криволинейного движения к прямолинейному		$P_7^*$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Усилие перемещения буровых штанг	для благоприятных условий	$P_{n(a)}^*$	175,10	201,15	229,96	261,52	166,97	204,06	243,90	286,51	331,88	380,00	430,89
	для неблагоприятных условий	$P_{n(б)}^*$	175,10	280,87	389,40	500,69	485,86	602,67	722,25	844,59	969,69	1097,55	1228,17

Сила, Н	Текущая длина, м	0,00	19,79	39,57	59,36	79,15	98,93	118,72	138,51	158,29	178,08	197,86
---------	------------------	------	-------	-------	-------	-------	-------	--------	--------	--------	--------	--------

### Расчет усилия протаскивания газопровода

Сила трения от веса газопровода (в буровом канале)	$P_2$	-1681,34	-1498,85	-1321,39	-1148,96	-981,57	-819,21	-661,89	-509,61	-362,37	-220,17	-83,02	
Увеличение силы трения от силы тяжести грунта зоны естественного свода равновесия	для благоприятных условий	$P_{3(a)}$	25495,83	22941,70	20388,59	17836,48	15285,39	12735,30	10186,23	7638,16	5091,10	2545,05	0,00
	для неблагоприятных условий	$P_{3(б)}$	32222,67	28994,66	25767,93	22542,48	19318,30	16095,40	12873,77	9653,42	6434,34	3216,53	0,00
Дополнительные силы трения от опорных реакций	$P_5$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Увеличенное сопротивление перемещению при переходе от прямолинейного движения к криволинейному	$P_7$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Сила трения от веса газопровода, находящегося вне бурового канала	$P_8$	0,00	231,24	462,48	693,72	924,96	1156,19	1387,43	1618,67	1849,91	2081,15	2312,39	
Усилие протаскивания газопровода	для благоприятных условий	$P_{гн(a)}$	23814,49	21674,09	19529,68	17381,24	15228,78	13072,29	10911,78	8747,23	6578,65	4406,03	2229,37
	для неблагоприятных условий	$P_{гн(б)}$	30541,33	27727,05	24909,02	22087,24	19261,69	16432,39	13599,32	10762,49	7921,89	5077,52	2229,37

### Расчет общего усилия протаскивания

Лобовое сопротивление движению расширителя	$P_p$	5,09	5,09	5,09	5,09	5,09	5,09	5,09	5,09	5,09	5,09	5,09	
Общее усилие протаскивания	для благоприятных условий	$P_{(a)}$	23994,68	21880,33	19764,72	17647,86	15400,84	13281,44	11160,77	9038,83	6915,61	4791,12	2665,35
	для неблагоприятных условий	$P_{(б)}$	30721,52	28013,01	25303,51	22593,01	19752,64	17040,15	14326,66	11612,16	8896,66	6180,16	3462,64



Величина расчетного усилия протаскивания газопровода для благоприятных условий не должна превышать максимально допустимого усилия протаскивания газопровода  $R_{гп} = 39000 \text{ Н}$

Максимальное расчетное усилие протаскивания газопровода для благоприятных условий:  $23814,49 \text{ Н} = 2427,57 \text{ кг}$ ,  
 что значительно меньше допустимого усилия протаскивания газопровода  $R_{гп}$ :  $23814,49 < 39000$

Максимальное расчетное усилие протаскивания газопровода для неблагоприятных условий:  $30541,33 \text{ Н} = 3113,29 \text{ кг}$

### Расчет напряжений в газопроводе для неблагоприятных условий

Радиус кривизны пилотной скважины,  $R = 5000 \text{ м}$

При изгибе оси газопровода соответствующие максимальные напряжения  $\sigma_u$  на наружной поверхности определяются по формуле:

$$\sigma_u = \frac{E \cdot d_u}{2R} = 0,00 \text{ МПа.}$$

Максимальные растягивающие напряжения для газопровода  $\sigma_p$  при максимальном расчетном усилии протаскивания газопровода для неблагоприятных условий:

$$\sigma_p = \frac{T}{S} = 9,72 \text{ МПа,}$$

где  $S = 0,0031 \text{ м}^2$  - площадь сечения газопровода.

Максимальное действующее напряжение определяем по формуле:  $\sigma_{p.max} = \sigma_u + \sigma_p = 9,72 \text{ МПа.}$

Максимальные напряжения не превышают предела текучести:

$$\sigma_{p.max} < \sigma_{тек}$$

$$9,72 < 25$$

Коэффициент запаса по пределу текучести:  $k_{тек} = \sigma_{тек} / \sigma_{p.max} = 2,57$

### Данные для выбора бурильной установки

Максимальное расчетное общее усилие протаскивания для благоприятных условий:  $23994,68 \text{ Н} = 2445,94 \text{ кг}$

Максимальное расчетное общее усилие протаскивания для неблагоприятных условий:  $30721,52 \text{ Н} = 3131,6535 \text{ кг}$

Максимальный крутящий момент:  $683,8 \text{ Н} \cdot \text{м}$

В соответствии с п. 4.8.8 ВН Газпром "Строительство подводных переходов газопроводов способом направленного бурения" для выбора буровой установки величина тягового усилия принимается с коэффициентом 1,5, т.е. не менее

$$23994,68 \quad * \quad 1,5 \quad = \quad 35992,02 \quad \text{Н} \quad = \quad 3668,91 \quad \text{кг}$$

Для успешной прокладки газопровода в принятых условиях необходимо предусмотреть технологические приемы, обеспечивающие стабильность и прочность стенок бурового канала, предупреждающие обвал грунта и фильтрацию бурового раствора в грунт, к которым относятся:

- а) применение качественного бурового раствора, соответствие смазочных добавок СТО Газпром РД 2.1-146-2005 «Смазочные компоненты буровых растворов. Технические требования»;
- б) правильный выбор буровой головки, ножа и расширителя;
- в) технология производства работ.

Расчет выполнен в соответствии с СП 42-101-2003 и на основании письма разработчика СП 42-101-2003 ОИ "Омскгазтехнология" №02/187 от 18.03.2008 и №05/27 от 10.04.2008

Выполнил:

 Вареник Я. С.

# Расчет на соответствие требованиям по прочности и несущей способности

## Переход Ручья (балки) бн ((4)ПК2+37.5-(4)ПК4+31.0)

### Ввод исходных данных

Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Величина
Грунт засыпки: 1 - пески гравелистые, крупные и средней крупности; 2 - пески мелкие; 3 - пески пылеватые, супеси; 4 - суглинки полутвердые, тугопластичные и текучепластичные; 5 - супеси и суглинки твердые; 6 - глины	ИГЭ-7	6
Рабочее давление	$p$ , МПа	0,6
Плотность грунта	$\rho_m$ , кН/м <sup>3</sup>	19,3
Диаметр прокола	$B$ , м	0,15
Радиус упругого изгиба газопровода	$\rho$ , м	5000
Расстояние от верха трубы до поверхности земли	$h_m$ , м	7,26
Высота столба грунтовых вод над верхней образующей газопровода	$h_w$ , м	0
Имеющаяся овализация трубы	%	2
Дополнительные напряжения, обусловленные прокладкой в особых условиях: - для среднепучинистых и сильнопучинистых -- 0,5; - для чрезмернопучинистых -- 0,8; - для средненабухающих и грунтов II типа просадочности -- 0,6; - для сильнонабухающих и на подрабатываемых территориях -- 0,8; - для слабопучинистых, слабонабухающих и I типа просадочности -- 0.	$\sigma_{oy}$ , Мпа	0
Модуль деформации грунта засыпки	$E_{гр}$ , МПа	28,1
Тип используемых труб:		
Наружный диаметр газопровода	$d_e$ , мм	110
Стандартное размерное отношение (9, 11 или 17,6)	SDR	11
Класс сырья: 1 - ПЭ80; 2 - ПЭ100		2

### Постоянные величины

Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Величина
Коэффициент надежности по нагрузке от внутреннего давления	$\gamma_p$	1,1
Коэффициент Пуассона материала труб	$\mu$	0,43
Минимальная длительная прочность	MRS, МПа	10
Коэффициент надежности сварных соединений	$\gamma_c$	0,95
Температура эксплуатации	t, °C	5
Температурный перепад	$\Delta t$ , °C	-20
Коэффициент линейного теплового расширения материала труб	$\alpha$ , (°C) <sup>-1</sup>	$2,2 \cdot 10^{-4}$
Коэффициент надежности по нагрузке от давления грунта	$\gamma_m$	1,2
Плотность воды с учетом растворенных в ней солей	$\rho_w$ , кН/м <sup>3</sup>	10
Расчетная масса 1 м труб по ГОСТ Р 50838-2009	$m_q$ , кг	3,14
Ускорение свободного падения	g, м/с <sup>2</sup>	9,81
Коэффициент надежности по весу трубы	$\gamma_q$	1,1
Коэффициент надежности по нагрузке от грунтовых вод	$\gamma_w$	0,8
Коэффициент надежности по нагрузке от транспорта	$\gamma_T$	1,4
Коэффициенты приведения нагрузок	$\beta_i$	0,75
Коэффициент бокового давления грунта	$\eta$	0,9
Коэффициент, учитывающий совместное действие отпора грунта и внешнего давления	$\xi$	1,3
Предельно допустимая величина овализации	$[\varepsilon_\phi]$ , %	5

### Расчет на прочность

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Толщина стенки трубы	s, м	$s = d_e / SDR$	<b>0,0100</b>
2	Кольцевое напряжение от внутреннего давления в газопроводе	$\sigma_T$ , МПа	$\sigma_T = \gamma_p \cdot p(d_e - s)/(2 \cdot s)$	<b>3,3</b>
3	Продольные фибровые напряжения	$\sigma_{прF}$ , МПа	$\sigma_{прF} = \sigma_T \cdot \mu$	<b>1,42</b>
4	Модуль ползучести материала труб	E, МПа		<b>258</b>
5	Продольные осевые напряжения от действия нагрузок силового и деформационного воздействия	$\sigma_{прNS}$ , МПа	$\sigma_{прNS} =   \sigma_T \cdot \mu - \alpha \cdot E \cdot \Delta t  $	<b>2,55</b>
6	Продольные фибровые напряжения от совместного действия всех нагрузок силового и деформационного воздействия	$\sigma_{прS}$ , МПа	$\sigma_{прS} =   \sigma_T \cdot \mu - \alpha \cdot E \cdot \Delta t   + E \cdot d_e / (2 \cdot \rho) + \sigma_{oy}$	<b>2,56</b>

**Проверка прочности состоит в выполнении следующих условий:**

$\sigma_{прF} = \sigma_T \cdot \mu \leq \gamma_c \cdot 0,4 \cdot MRS$	- выполняется, т.к.	1,42 < 3,8
$\sigma_{прNS} =   \sigma_T \times \mu - \alpha \times E \times \Delta t   \leq \gamma_c \cdot 0,5 \cdot MRS$	- выполняется, т.к.	2,55 < 4,75
$\sigma_{прS} =   \sigma_T \times \mu - \alpha \times E \times \Delta t   + E \times d_e / (2 \times \rho) + \sigma_{oy} \leq 0,9 \cdot MRS$	- выполняется, т.к.	2,56 < 9

## Расчет на несущую способность

### Определение вспомогательных коэффициентов

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Параметр жесткости грунта	$P_{гр}$ , МПа	$P_{гр} = 0,125 \cdot E_{гр}$	<b>3,513</b>
2	Параметр, характеризующий жесткость трубопровода	$D$ , МПа	$D = E / [4(1 - \mu^2)] \cdot [2 \cdot s / (d_e - s)]^3$	<b>0,63</b>
3	Коэффициент концентрации давления грунта	$K_H$	Если $D \leq P_{гр}$ , то $K_H = 1$ , иначе $K_H = 1,5(D + P_{гр}) / (D + 2P_{гр})$	<b>1,00</b>
4	Критическая величина предельного внешнего радиального давления	$P_{кр}$ , МПа	$P_{кр} = \min(\sqrt{D \cdot P_{гр}}; D + 1,143 \cdot P_{гр})$	<b>1,49</b>
5	Коэффициент, учитывающий разгрузку трубы грунтом	$\psi$	$\psi = \max \left[ 1 / (1 + 2 \cdot \frac{P_{гр}}{P_{кр}} \cdot \frac{B - d_e}{8d_e}); \frac{d_e}{B} \right]$	<b>0,81</b>
6	Коэффициент вертикального давления грунта	$K_{гр}$		<b>0,69</b>

### Определение величины расчетных нагрузок

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Нормативная равномерно распределенная нагрузка от давления грунта	$g_m$ , кН/м <sup>2</sup>	$g_m = \rho_m \cdot h_m$	<b>140,1</b>
2	Давление грунта на единицу длины газопровода	$q_m$ , кН/м	Если $B \cdot K_{гр} \cdot \Psi > d_e \cdot K_H$ , то $q_m = \gamma_m \cdot g_m \cdot d_e \cdot K_H$ , иначе $q_m = \gamma_m \cdot g_m \cdot B \cdot K_{гр} \cdot \Psi$	<b>14,36</b>
3	Нормативная выталкивающая сила воды, действующая на трубопровод	$g_w$ , кН/м	$g_w = \rho_w \cdot \pi \cdot d_e^2 / 4$	<b>0,000</b>
4	Выталкивающая сила воды на единицу длины газопровода	$q_w$ , кН/м	$q_w = \gamma_w \cdot g_w$	<b>0,00</b>
5	Нормативная равномерно распределенная нагрузка от транспорта	$g_T$ , кН/м <sup>2</sup>		<b>0</b>
6	нагрузка от транспортных средств на уровне заложения газопровода	$q_T$ , кН/м	$q_T = \gamma_T \cdot d_e \cdot g_T$	<b>0,00</b>
7	Расчетный вес трубы	$g_q$ , кН/м <sup>2</sup>	$g_q = m_q \cdot g$	<b>0,031</b>
8	Собственный вес единицы длины газопровода	$q_q$ , кН/м	$q_q = \gamma_q \cdot g_q$	<b>0,034</b>
9	Полная погонная эквивалентная нагрузка	$Q$ , кН/м	$Q = \sum \beta_i \cdot \eta \cdot q_i$	<b>9,72</b>

### Проверка несущей способности газопровода

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Внешнее гидростатическое давление грунтовых вод	$P_w$ , МПа	$P_w = \rho_w \cdot h_w$	0,000000
2	Коэффициент отпора грунта	$\Theta$	$\Theta = 1 / \left[ 1 + \frac{P_{гр} - P_w}{D + 0,1 \cdot P_{гр}} \right]$	0,22
3	Величина овализации трубы газопровода	$\varepsilon_\varphi$ , %	$\varepsilon_\varphi = \xi \cdot \frac{Q}{4 \cdot d_e \cdot D} \cdot \Theta \cdot 100$	0,99

**Проверка несущей способности по условию предельно допустимой величины овализации поперечного сечения трубы:**

$$\varepsilon_\varphi + 2\% = \xi \cdot \frac{Q}{4 \cdot d_e \cdot D} \cdot \Theta \cdot 100 + 2\% \leq [\varepsilon_\varphi]$$

- выполняется, т.к. 2,99 < 5

**Проверка несущей способности по условию устойчивости круглой формы поперечного сечения трубы:**

$$P_{кр} \geq 1,7 \cdot (Q/d_e + P_w)$$

- выполняется, т.к. 1,49 > 0,1501

**Вывод:** Газопровод из полиэтиленовых труб по ГОСТ Р 58121.2-2018 требованиям по прочности и несущей способности.

ПЭ 100 110 SDR 11 соответствует

Расчет выполнен в соответствии с СП 42-103-2003.

## Расчет устойчивости положения трубопровода, прокладываемого на обводненных участках трассы, против всплытия

### Ввод исходных данных

Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Величина
Тип участка: 1 - русловой или прибрежный; 2 - обводненный или пойменный		<b>2</b>
Рабочее давление газопровода	$p$ , МПа	<b>0,6</b>
Плотность воды с учетом растворенных в ней солей	$\rho_w$ , кг/м <sup>3</sup>	<b>1040</b>
Угол поворота оси трубопровода	$\beta$ , °	<b>3</b>
Радиус упругого изгиба газопровода	$\rho$ , м	<b>1500,0</b>
Вес пригруза	$Q_{пр}$ , кг	<b>72</b>
Плотность материала пригруза	$Q_{пр}$ , кг/м <sup>3</sup>	<b>1800</b>
Температура эксплуатации	$t$ , °С	<b>5</b>
Температурный перепад	$\Delta t$ , °С	<b>-20</b>
Тип баласта - контейнеры текстильные 1 - КТ-М; 2 - ПТБК-ГС; 3 - ПТБК		<b>2</b>
Тип используемых труб:		
Наружный диаметр газопровода	$d_e$ , мм	<b>160</b>
Стандартное размерное отношение (11 или 17,6)	SDR	<b>11</b>
Класс сырья: 1 - ПЭ80; 2 - ПЭ100		<b>2</b>
Коэффициент надежности по устойчивости положения трубопровода против всплытия	$\gamma_a$	<b>1,05</b>
Коэффициент линейного теплового расширения материала труб	$\alpha$	<b>0,00022</b>
Коэффициент Пуассона материала труб	$\mu$	<b>0,43</b>
Расчетная масса 1 м труб	$m_g$ , кг	<b>6,7</b>
Ускорение свободного падения	$g$ , м/с <sup>2</sup>	<b>9,81</b>
Коэффициент надежности по балласту	$\gamma_b$	<b>0,85</b>
Минимальная длительная прочность	MRS, МПа	<b>10</b>



### Расчетные значения


№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Напряжение в стенке трубы	$\sigma$ , МПа	$\sigma = p \cdot (SDR - 1) / 2$	<b>3</b>
2	Модуль ползучести материала труб	$E$ , МПа		<b>270</b>
3	Толщина стенки трубы	$s$ , м	$s = d_e / SDR$	<b>0,0146</b>
4	Выталкивающая сила воды, действующая на единицу длины трубопровода	$q_w$ , Н/м	$q_w = \rho_w \cdot g \cdot \pi \cdot d_e^2 / 4$	<b>205,1</b>
5	Угол поворота оси трубопровода	$\beta$ , рад	$\beta_{(рад)} = \pi \cdot \beta^0 / 180$	<b>0,052</b>
6	Нормативная равномерно распределенная нагрузка от упругого отпора при свободном изгибе трубопровода	$q_{изг}$ , Н/м	$q_{изг} = \frac{4\pi \cdot E(t_e) \cdot d_e^4}{SDR \cdot 9 \cdot \beta^2 \cdot \rho^3} \cdot 10^6$	<b>0,002461</b>
7	Собственный вес единицы длины газопровода	$q_q$ , Н/м	$q_q = m_q \cdot g$	<b>65,7</b>

8	Расстояние между пригрузами 1	м	$L_{np} \leq \frac{Q_{np} \cdot \gamma_b \cdot (\rho_b - \gamma_a \cdot \rho_w)}{\rho_b \cdot [\gamma_a \cdot (q_w + q_{изг}) - q_q]}$	<b>1,5</b>
9	Расстояние между пригрузами 2	м	$L_{np} \leq d_e \cdot \left[ \frac{3 \cdot \pi}{SDR} \cdot \frac{d_e}{q_w + q_{изг} - q_q} \cdot \left( 0,9 \cdot MRS - \left  \frac{2 \cdot \mu \cdot p}{(1 - 2/SDR)^2 - 1} - \alpha \cdot E(t_e) \cdot \Delta t - \frac{E(t_e) \cdot d_e}{2 \cdot \rho} \right  \right)^{0,5} \right] \cdot 10^3$	<b>13,0</b>

Согласно требованиям п. 5.68 принимаем  $L_{np} = 1,5$  м

**Вывод:** Принимаем к установке контейнеры текстильные ПТБК-ГС- 160 с шагом установки  $L_{np} = 1,5$  м

Расчет выполнен в соответствии с СП 42-103-2003.

Выполнил:  Варения Я.С.

Проверил:  Леонова М.В.

## Расчет устойчивости положения трубопровода, прокладываемого на обводненных участках трассы, против всплытия

### Ввод исходных данных

Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Величина
Тип участка: 1 - русловой или прибрежный; 2 - обводненный или пойменный		<b>2</b>
Рабочее давление газопровода	$p$ , МПа	<b>0,6</b>
Плотность воды с учетом растворенных в ней солей	$\rho_w$ , кг/м <sup>3</sup>	<b>1040</b>
Угол поворота оси трубопровода	$\beta$ , °	<b>3</b>
Радиус упругого изгиба газопровода	$\rho$ , м	<b>1500,0</b>
Вес пригруза	$Q_{пр}$ , кг	<b>54</b>
Плотность материала пригруза	$Q_{пр}$ , кг/м <sup>3</sup>	<b>1800</b>
Температура эксплуатации	$t$ , °C	<b>5</b>
Температурный перепад	$\Delta t$ , °C	<b>-20</b>
Тип баласта - контейнеры текстильные 1 - КТ-М; 2 - ПТБК-ГС; 3 - ПТБК		<b>2</b>
Тип используемых труб:		
Наружный диаметр газопровода	$d_e$ , мм	<b>110</b>
Стандартное размерное отношение (11 или 17,6)	SDR	<b>10</b>
Класс сырья: 1 - ПЭ80; 2 - ПЭ100		<b>2</b>
Коэффициент надежности по устойчивости положения трубопровода против всплытия	$\gamma_a$	<b>1,05</b>
Коэффициент линейного теплового расширения материала труб	$\alpha$	<b>0,00022</b>
Коэффициент Пуассона материала труб	$\mu$	<b>0,43</b>
Расчетная масса 1 м труб	$m_g$ , кг	<b>3,14</b>
Ускорение свободного падения	$g$ , м/с <sup>2</sup>	<b>9,81</b>
Коэффициент надежности по балласту	$\gamma_b$	<b>0,85</b>
Минимальная длительная прочность	MRS, МПа	<b>10</b>

## Расчетные значения


№ п/п	Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	Напряжение в стенке трубы	$\sigma$ , МПа	$\sigma = p \cdot (SDR - 1) / 2$	<b>2,7</b>
2	Модуль ползучести материала труб	$E$ , МПа		<b>285</b>
3	Толщина стенки трубы	$s$ , м	$s = d_e / SDR$	<b>0,0110</b>
4	Выталкивающая сила воды, действующая на единицу длины трубопровода	$q_w$ , Н/м	$q_w = \rho_w \cdot g \cdot \pi \cdot d_e^2 / 4$	<b>97,0</b>
5	Угол поворота оси трубопровода	$\beta$ , рад	$\beta_{(рад)} = \pi \cdot \beta^0 / 180$	<b>0,052</b>
6	Нормативная равномерно распределенная нагрузка от упругого отпора при свободном изгибе трубопровода	$q_{изг}$ , Н/м	$q_{изг} = \frac{4\pi \cdot E(t_e) \cdot d_e^4}{SDR \cdot 9 \cdot \beta^2 \cdot \rho^3} \cdot 10^6$	<b>0,000638</b>
7	Собственный вес единицы длины газопровода	$q_q$ , Н/м	$q_q = m_q \cdot g$	<b>30,8</b>

8	Расстояние между пригрузами 1	м	$L_{np} \leq \frac{Q_{np} \cdot \gamma_b \cdot (\rho_b - \gamma_a \cdot \rho_w)}{\rho_b \cdot [\gamma_a \cdot (q_w + q_{изг}) - q_q]}$	<b>2,4</b>
9	Расстояние между пригрузами 2	м	$L_{np} \leq d_e \cdot \left[ \frac{3 \cdot \pi}{SDR} \cdot \frac{d_e}{q_w + q_{изг} - q_q} \cdot \left( 0,9 \cdot MRS - \left  \frac{2 \cdot \mu \cdot p}{(1 - 2/SDR)^2 - 1} - \alpha \cdot E(t_e) \cdot \Delta t - \frac{E(t_e) \cdot d_e}{2 \cdot \rho} \right  \right)^{0,5} \right] \cdot 10^3$	<b>11,3</b>

Согласно требованиям п. 5.68 принимаем  $L_{np} = 2,4$  м

Вывод: Принимаем к установке контейнеры текстильные ПТБК-ГС- 130 с шагом установки  $L_{np} = 2,0$  м

Расчет выполнен в соответствии с СП 42-103-2003.

Выполнил:  Варения Я.С.

Проверил:  Леонова М.В.

## Расчет расхода газа на продувку газопровода и настройку ГРПШ и ПУРГ

### для газопровода высокого давления ГЗ

Количество участков газопровода: **2**

Количество ГРПШ: **7**

Расход газа на продувку газопровода:  $Q_{пр} = \frac{0,0029 \cdot k \cdot V_c \cdot (P_a + P_r)}{273 + t_r}$  ;

расход газа на регулировку и настройку ГРПШ:  $Q_{рег} = \frac{9,24 \cdot d_{св}^2 \cdot \tau \cdot (P_r/p)^{0,5} \cdot (P_a + P_r)}{273 + t_r}$  ;

где  $V_{ci}$  - геометрический объем участка газопровода, м<sup>3</sup>,  $V_{ci} = \frac{\pi \cdot d_i^2}{4} \cdot \ell_i$   
 $d_i$  - внутренний диаметр участка трубы, м  
 $\ell_i$  - длина участка, м

№ участка	1	2
$d_i$ , м	<b>0,16</b>	<b>0,11</b>
$\ell_i$ , м	<b>8231</b>	<b>8506</b>
$V_{ci}$ , м <sup>3</sup>	165,49	80,84

$P_a$  - атмосферное давление, Па,  $P_a =$  **101325**  
 $P_r$  - давление газа в газопровode при продувке, Па,  $P_r =$  **100000**  
 $t_r$  - температура газа, °С,  $t_r =$  **13,5**  
 $k$  - поправочный коэффициент,  $k =$  **1,25**  
 $t$  - время регулировки и настройки, ч,  $t =$  **0,2**  
 $p$  - плотность газа, кг/м<sup>3</sup>,  $p =$  **0,6931**  
 $d_{св}$  - внутренний диаметр продувочной свечи, м

№ ГРП	1	2	3	4	5	6	7
$d_{свi}$ , м	<b>0,02</b>	<b>0,02</b>	<b>0,02</b>	<b>0,02</b>	<b>0,02</b>	<b>0,02</b>	<b>0,02</b>
$Q_{регi}$ , м <sup>3</sup>	197,30	197,30	197,30	197,30	197,30	197,30	197,30

Расход газа на настройку ГРПШ  $Q_{рег} =$  **1381,13** м<sup>3</sup>

Общий геометрический объем газопровода  $V_c =$  **246,33** м<sup>3</sup>

Расход газа на продувку  $Q_{пр} =$  **627,48** м<sup>3</sup>

Расчет расхода газа на продувку газопровода и настройку ГРПШ  $Q =$  **2008,61** м<sup>3</sup>

Расчет выполнен по РД 153-39.4-079-01

Расчет выполнил



Вареник Я. С.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Кол. уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

8000.253.001.П.0002.40 1610-1-РЧ

Лист

## Расчет заземляющего устройства для ГРПШ (с. Остров)

## Ввод исходных данных

Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Величина
Удельное сопротивление грунта	$\rho$ , Ом×м	14,3
Коэффициент для вертикальных заземлителей	$k_v$	1,49
Коэффициент для горизонтальных заземлителей	$k_g$	3,57
Вертикальный заземлитель - круг		
Длина	$L_k$ , м	0
Диаметр	$d$ , м	0,016
Глубина заложения заземлителя, равная расстоянию от поверхности до середины круга	$t_k$ , м	0
Вертикальный заземлитель - уголок		
Длина	$L_y$ , м	3
Ширина сторон	$b_y$ , м	0,05
Глубина заложения заземлителя, равная расстоянию от поверхности до середины уголка	$t_y$ , м	2,2
Горизонтальный заземлитель - полоса		
Длина	$L_g$ , м	30
Ширина стороны	$b_g$ , м	0,04
Глубина заложения заземлителя, равная расстоянию от поверхности до оси заземлителя	$t_g$ , м	0,7

## Расчетные значения

№ п/п	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина	
1	Удельное сопротивление грунта для вертикальных заземлителей $\rho_1$ , Ом×м	$\rho_1 = k_1 \cdot \rho$	21,307	
2	Удельное сопротивление грунта для горизонтальных заземлителей $\rho_2$ , Ом×м	$\rho_2 = k_2 \cdot \rho$	51,051	
3	Сопротивление одного вертикального заземлителя	круг $R_k$ , Ом	$R_k = \frac{0,366 \cdot \rho_1}{L_k} \cdot \left( \lg \frac{2 \cdot L_k}{d} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4 \cdot t_k + L_k}{4 \cdot t_k - L_k} \right)$	--
		уголок $R_y$ , Ом	$R_y = \frac{0,366 \cdot \rho_1}{L_y} \cdot \left( \lg \frac{2 \cdot L_y}{0,95 \cdot b_y} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4 \cdot t_y + L_y}{4 \cdot t_y - L_y} \right)$	5,86
4	Количество вертикальных заземлителей	$n$ , шт	2	
5	Расстояние между вертикальными заземлителями	$a$ , м	3	
6	Коэффициент использования вертикальных заземлителей	$\eta_{ив}$	0,7781	
7	Суммарное сопротивление вертикальных заземлителей	$R_{\Sigma в}$ , Ом	$R_{\Sigma в} = \frac{R_{к(у)}}{n \cdot \eta_{ив}}$	3,77
8	Коэффициент использования горизонтальных заземлителей	$\eta_{иг}$	0,5278	
9	Сопротивление горизонтального заземлителя	$R_g$ , Ом	$R_g = \frac{0,366 \cdot \rho_2}{L_g \cdot \eta_{иг}} \cdot \lg \frac{2 \cdot L_g^2}{b_g \cdot t_g}$	5,6734
10	Сопротивление составного заземлителя	$R_3$ , Ом	$R = \frac{R_{\Sigma в} \cdot R_g}{R_{\Sigma в} + R_g}$	2,26

Лист

8000.253.001.П.0002.40/1610-1-PP

Изм. Кол. уч. Лист № док. Подп. Дата

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

## Расчет заземляющего устройства для ГРППШ (с. Гостешево)

## Ввод исходных данных

Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Величина
Удельное сопротивление грунта	$\rho$ , Ом×м	<b>6,3</b>
Коэффициент для вертикальных заземлителей	$k_v$	<b>1,49</b>
Коэффициент для горизонтальных заземлителей	$k_g$	<b>3,57</b>
Вертикальный заземлитель - круг		
Длина	$L_k$ , м	<b>0</b>
Диаметр	$d$ , м	<b>0,016</b>
Глубина заложения заземлителя, равная расстоянию от поверхности до середины круга	$t_k$ , м	<b>0</b>
Вертикальный заземлитель - уголок		
Длина	$L_y$ , м	<b>3</b>
Ширина сторон	$b_y$ , м	<b>0,05</b>
Глубина заложения заземлителя, равная расстоянию от поверхности до середины уголка	$t_y$ , м	<b>2,2</b>
Горизонтальный заземлитель - полоса		
Длина	$L_g$ , м	<b>30</b>
Ширина стороны	$b_g$ , м	<b>0,04</b>
Глубина заложения заземлителя, равная расстоянию от поверхности до оси заземлителя	$t_g$ , м	<b>0,7</b>

## Расчетные значения

№ п/п	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина	
1	Удельное сопротивление грунта для вертикальных заземлителей $\rho_1$ , Ом×м	$\rho_1 = k_1 \cdot \rho$	<b>9,387</b>	
2	Удельное сопротивление грунта для горизонтальных заземлителей $\rho_2$ , Ом×м	$\rho_2 = k_2 \cdot \rho$	<b>22,491</b>	
3	Сопротивление одного вертикального заземлителя	круг $R_k$ , Ом	$R_k = \frac{0,366 \cdot \rho_1}{L_k} \cdot \left( \lg \frac{2 \cdot L_k}{d} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4 \cdot t_k + L_k}{4 \cdot t_k - L_k} \right)$	--
		уголок $R_y$ , Ом	$R_y = \frac{0,366 \cdot \rho_1}{L_y} \cdot \left( \lg \frac{2 \cdot L_y}{0,95 \cdot b_y} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4 \cdot t_y + L_y}{4 \cdot t_y - L_y} \right)$	<b>2,58</b>
4	Количество вертикальных заземлителей	$n$ , шт	<b>2</b>	
5	Расстояние между вертикальными заземлителями	$a$ , м	<b>3</b>	
6	Коэффициент использования вертикальных заземлителей	$\eta_{ив}$	<b>0,7781</b>	
7	Суммарное сопротивление вертикальных заземлителей	$R_{\Sigma в}$ , Ом	$R_{\Sigma в} = \frac{R_{к(у)}}{n \cdot \eta_{ив}}$	<b>1,66</b>
8	Коэффициент использования горизонтальных заземлителей	$\eta_{иг}$	<b>0,5278</b>	
9	Сопротивление горизонтального заземлителя	$R_g$ , Ом	$R_g = \frac{0,366 \cdot \rho_2}{L_g \cdot \eta_{иг}} \cdot \lg \frac{2 \cdot L_g^2}{b_g \cdot t_g}$	<b>2,4995</b>
10	Сопротивление составного заземлителя	$R_3$ , Ом	$R = \frac{R_{\Sigma в} \cdot R_g}{R_{\Sigma в} + R_g}$	<b>1,00</b>

Лист

8000.253.001.П.0002.40/1610-1-PP

Изм. Кол. уч. Лист № док. Подп. Дата

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

**Расчет заземляющего устройства для ГРПШ (дер. Н. Судаково)**

**Ввод исходных данных**

Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Величина
Удельное сопротивление грунта	$\rho$ , Ом×м	<b>64</b>
Коэффициент для вертикальных заземлителей	$k_v$	<b>1,49</b>
Коэффициент для горизонтальных заземлителей	$k_g$	<b>3,57</b>
Вертикальный заземлитель - круг		
Длина	$L_k$ , м	<b>0</b>
Диаметр	$d$ , м	<b>0,016</b>
Глубина заложения заземлителя, равная расстоянию от поверхности до середины круга	$t_k$ , м	<b>0</b>
Вертикальный заземлитель - уголок		
Длина	$L_y$ , м	<b>3</b>
Ширина сторон	$b_y$ , м	<b>0,05</b>
Глубина заложения заземлителя, равная расстоянию от поверхности до середины уголка	$t_y$ , м	<b>2,2</b>
Горизонтальный заземлитель - полоса		
Длина	$L_g$ , м	<b>27</b>
Ширина стороны	$b_g$ , м	<b>0,04</b>
Глубина заложения заземлителя, равная расстоянию от поверхности до оси заземлителя	$t_g$ , м	<b>0,7</b>

**Расчетные значения**

№ п/п	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	$\rho_1$ , Ом×м	$\rho_1 = k_1 \cdot \rho$	<b>95,36</b>
2	$\rho_2$ , Ом×м	$\rho_2 = k_2 \cdot \rho$	<b>228,48</b>
3	круг	$R_k = \frac{0,366 \cdot \rho_1}{L_k} \cdot \left( \lg \frac{2 \cdot L_k}{d} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4 \cdot t_k + L_k}{4 \cdot t_k - L_k} \right)$	--
	уголок	$R_y = \frac{0,366 \cdot \rho_1}{L_y} \cdot \left( \lg \frac{2 \cdot L_y}{0,95 \cdot b_y} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4 \cdot t_y + L_y}{4 \cdot t_y - L_y} \right)$	<b>26,24</b>
4	Количество вертикальных заземлителей	$n$ , шт	<b>3</b>
5	Расстояние между вертикальными заземлителями	$a$ , м	<b>3</b>
6	Коэффициент использования вертикальных заземлителей	$\eta_{ив}$	<b>0,7146</b>
7	Суммарное сопротивление вертикальных заземлителей	$R_{\Sigma в}$ , Ом	$R_{\Sigma в} = \frac{R_{к(у)}}{n \cdot \eta_{ив}}$ <b>12,24</b>
8	Коэффициент использования горизонтальных заземлителей	$\eta_{иг}$	<b>0,4716</b>
9	Сопротивление горизонтального заземлителя	$R_g$ , Ом	$R_g = \frac{0,366 \cdot \rho_2}{L_g \cdot \eta_{иг}} \cdot \lg \frac{2 \cdot L_g^2}{b_g \cdot t_g}$ <b>30,978</b>
10	Сопротивление составного заземлителя	$R_з$ , Ом	$R = \frac{R_{\Sigma в} \cdot R_g}{R_{\Sigma в} + R_g}$ <b>8,77</b>

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

<b>8000.253.001.П.0002.40/1610-1-PP</b>					Лист
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

## Расчет заземляющего устройства для ГРПШ (дер. Иштутино)

## Ввод исходных данных

Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Величина
Удельное сопротивление грунта	$\rho$ , Ом×м	74
Коэффициент для вертикальных заземлителей	$k_v$	1,49
Коэффициент для горизонтальных заземлителей	$k_g$	3,57
Вертикальный заземлитель - круг		
Длина	$L_k$ , м	0
Диаметр	$d$ , м	0,016
Глубина заложения заземлителя, равная расстоянию от поверхности до середины круга	$t_k$ , м	0
Вертикальный заземлитель - уголок		
Длина	$L_y$ , м	3
Ширина сторон	$b_y$ , м	0,05
Глубина заложения заземлителя, равная расстоянию от поверхности до середины уголка	$t_y$ , м	2,2
Горизонтальный заземлитель - полоса		
Длина	$L_g$ , м	27
Ширина стороны	$b_g$ , м	0,04
Глубина заложения заземлителя, равная расстоянию от поверхности до оси заземлителя	$t_g$ , м	0,7

## Расчетные значения

№ п/п	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина	
1	Удельное сопротивление грунта для вертикальных заземлителей $\rho_1$ , Ом×м	$\rho_1 = k_1 \cdot \rho$	110,26	
2	Удельное сопротивление грунта для горизонтальных заземлителей $\rho_2$ , Ом×м	$\rho_2 = k_2 \cdot \rho$	264,18	
3	Сопротивление одного вертикального заземлителя	круг $R_k$ , Ом	$R_k = \frac{0,366 \cdot \rho_1}{L_k} \cdot \left( \lg \frac{2 \cdot L_k}{d} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4 \cdot t_k + L_k}{4 \cdot t_k - L_k} \right)$	--
		уголок $R_y$ , Ом	$R_y = \frac{0,366 \cdot \rho_1}{L_y} \cdot \left( \lg \frac{2 \cdot L_y}{0,95 \cdot b_y} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4 \cdot t_y + L_y}{4 \cdot t_y - L_y} \right)$	30,34
4	Количество вертикальных заземлителей	$n$ , шт	4	
5	Расстояние между вертикальными заземлителями	$a$ , м	3	
6	Коэффициент использования вертикальных заземлителей	$\eta_{ив}$	0,6727	
7	Суммарное сопротивление вертикальных заземлителей	$R_{\Sigma в}$ , Ом	$R_{\Sigma в} = \frac{R_{к(у)}}{n \cdot \eta_{ив}}$	11,28
8	Коэффициент использования горизонтальных заземлителей	$\eta_{иг}$	0,4353	
9	Сопротивление горизонтального заземлителя	$R_g$ , Ом	$R_g = \frac{0,366 \cdot \rho_2}{L_g \cdot \eta_{иг}} \cdot \lg \frac{2 \cdot L_g^2}{b_g \cdot t_g}$	38,801
10	Сопротивление составного заземлителя	$R_3$ , Ом	$R = \frac{R_{\Sigma в} \cdot R_g}{R_{\Sigma в} + R_g}$	8,74

Лист

8000.253.001.П.0002.40/1610-1-PP

Изм. Кол. уч. Лист № док. Подп. Дата

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.



## Расчет заземляющего устройства для ГРПШ (дер. Казаново)

## Ввод исходных данных

Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Величина
Удельное сопротивление грунта	$\rho$ , Ом×м	<b>67,3</b>
Коэффициент для вертикальных заземлителей	$k_v$	<b>1,49</b>
Коэффициент для горизонтальных заземлителей	$k_g$	<b>3,57</b>
Вертикальный заземлитель - круг		
Длина	$L_k$ , м	<b>0</b>
Диаметр	$d$ , м	<b>0,016</b>
Глубина заложения заземлителя, равная расстоянию от поверхности до середины круга	$t_k$ , м	<b>0</b>
Вертикальный заземлитель - уголок		
Длина	$L_y$ , м	<b>3</b>
Ширина сторон	$b_y$ , м	<b>0,05</b>
Глубина заложения заземлителя, равная расстоянию от поверхности до середины уголка	$t_y$ , м	<b>2,2</b>
Горизонтальный заземлитель - полоса		
Длина	$L_g$ , м	<b>27</b>
Ширина стороны	$b_g$ , м	<b>0,04</b>
Глубина заложения заземлителя, равная расстоянию от поверхности до оси заземлителя	$t_g$ , м	<b>0,7</b>

## Расчетные значения

№ п/п	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина	
1	Удельное сопротивление грунта для вертикальных заземлителей	$\rho_1 = k_1 \cdot \rho$	<b>100,28</b>	
2	Удельное сопротивление грунта для горизонтальных заземлителей	$\rho_2 = k_2 \cdot \rho$	<b>240,26</b>	
3	Сопротивление одного вертикального заземлителя	круг $R_k, \text{ Ом}$	$R_k = \frac{0,366 \cdot \rho_1}{L_k} \cdot \left( \lg \frac{2 \cdot L_k}{d} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4 \cdot t_k + L_k}{4 \cdot t_k - L_k} \right)$	--
		уголок $R_y, \text{ Ом}$	$R_y = \frac{0,366 \cdot \rho_1}{L_y} \cdot \left( \lg \frac{2 \cdot L_y}{0,95 \cdot b_y} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4 \cdot t_y + L_y}{4 \cdot t_y - L_y} \right)$	<b>27,60</b>
4	Количество вертикальных заземлителей	$n$ , шт	<b>3</b>	
5	Расстояние между вертикальными заземлителями	$a$ , м	<b>3</b>	
6	Коэффициент использования вертикальных заземлителей	$\eta_{ив}$	<b>0,7146</b>	
7	Суммарное сопротивление вертикальных заземлителей	$R_{\Sigma в}, \text{ Ом}$	$R_{\Sigma в} = \frac{R_{к(у)}}{n \cdot \eta_{ив}}$	<b>12,87</b>
8	Коэффициент использования горизонтальных заземлителей	$\eta_{иг}$	<b>0,4716</b>	
9	Сопротивление горизонтального заземлителя	$R_g, \text{ Ом}$	$R_g = \frac{0,366 \cdot \rho_2}{L_g \cdot \eta_{иг}} \cdot \lg \frac{2 \cdot L_g^2}{b_g \cdot t_g}$	<b>32,575</b>
10	Сопротивление составного заземлителя	$R_3, \text{ Ом}$	$R = \frac{R_{\Sigma в} \cdot R_g}{R_{\Sigma в} + R_g}$	<b>9,23</b>

Лист

8000.253.001.П.0002.40/1610-1-PP

Изм. Кол. уч. Лист № док. Подп. Дата

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

## Расчет заземляющего устройства для ГРПШ (дер. Арефьево)

## Ввод исходных данных

Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Величина
Удельное сопротивление грунта	$\rho$ , Ом×м	17
Коэффициент для вертикальных заземлителей	$k_v$	1,49
Коэффициент для горизонтальных заземлителей	$k_g$	3,57
Вертикальный заземлитель - круг		
Длина	$L_k$ , м	0
Диаметр	$d$ , м	0,016
Глубина заложения заземлителя, равная расстоянию от поверхности до середины круга	$t_k$ , м	0
Вертикальный заземлитель - уголок		
Длина	$L_y$ , м	3
Ширина сторон	$b_y$ , м	0,05
Глубина заложения заземлителя, равная расстоянию от поверхности до середины уголка	$t_y$ , м	2,2
Горизонтальный заземлитель - полоса		
Длина	$L_r$ , м	27
Ширина стороны	$b_r$ , м	0,04
Глубина заложения заземлителя, равная расстоянию от поверхности до оси заземлителя	$t_r$ , м	0,7

## Расчетные значения

№ п/п	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина	
1	Удельное сопротивление грунта для вертикальных заземлителей $\rho_1$ , Ом×м	$\rho_1 = k_1 \cdot \rho$	25,33	
2	Удельное сопротивление грунта для горизонтальных заземлителей $\rho_2$ , Ом×м	$\rho_2 = k_2 \cdot \rho$	60,69	
3	Сопротивление одного вертикального заземлителя	круг $R_k$ , Ом	$R_k = \frac{0,366 \cdot \rho_1}{L_k} \cdot \left( \lg \frac{2 \cdot L_k}{d} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4 \cdot t_k + L_k}{4 \cdot t_k - L_k} \right)$	--
		уголок $R_y$ , Ом	$R_y = \frac{0,366 \cdot \rho_1}{L_y} \cdot \left( \lg \frac{2 \cdot L_y}{0,95 \cdot b_y} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4 \cdot t_y + L_y}{4 \cdot t_y - L_y} \right)$	6,97
4	Количество вертикальных заземлителей	$n$ , шт	2	
5	Расстояние между вертикальными заземлителями	$a$ , м	3	
6	Коэффициент использования вертикальных заземлителей	$\eta_{ив}$	0,7781	
7	Суммарное сопротивление вертикальных заземлителей	$R_{\Sigma в}$ , Ом	$R_{\Sigma в} = \frac{R_{к(у)}}{n \cdot \eta_{ив}}$	4,48
8	Коэффициент использования горизонтальных заземлителей	$\eta_{иг}$	0,5278	
9	Сопротивление горизонтального заземлителя	$R_r$ , Ом	$R_r = \frac{0,366 \cdot \rho_2}{L_r \cdot \eta_{иг}} \cdot \lg \frac{2 \cdot L_r^2}{b_r \cdot t_r}$	7,3514
10	Сопротивление составного заземлителя	$R_3$ , Ом	$R = \frac{R_{\Sigma в} \cdot R_r}{R_{\Sigma в} + R_r}$	2,78

8000.253.001.П.0002.40/1610-1-PP

Лист

Изм. Кол. уч. Лист № док. Подп. Дата

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

**Расчет заземляющего устройства для ПУРГ (дер. Верхняя Вязовка)**

**Ввод исходных данных**

Наименование параметра	Обозначение, ед. измерения	Величина
Удельное сопротивление грунта	$\rho$ , Ом×м	<b>48</b>
Коэффициент для вертикальных заземлителей	$k_v$	<b>1,49</b>
Коэффициент для горизонтальных заземлителей	$k_g$	<b>3,57</b>
Вертикальный заземлитель - круг		
Длина	$L_k$ , м	<b>0</b>
Диаметр	$d$ , м	<b>0,016</b>
Глубина заложения заземлителя, равная расстоянию от поверхности до середины круга	$t_k$ , м	<b>0</b>
Вертикальный заземлитель - уголок		
Длина	$L_y$ , м	<b>3</b>
Ширина сторон	$b_y$ , м	<b>0,05</b>
Глубина заложения заземлителя, равная расстоянию от поверхности до середины уголка	$t_y$ , м	<b>2,2</b>
Горизонтальный заземлитель - полоса		
Длина	$L_g$ , м	<b>29</b>
Ширина стороны	$b_g$ , м	<b>0,04</b>
Глубина заложения заземлителя, равная расстоянию от поверхности до оси заземлителя	$t_g$ , м	<b>0,7</b>

**Расчетные значения**

№ п/п	Обозначение, ед. измерения	Расчетная формула	Величина
1	$\rho_1$ , Ом×м	$\rho_1 = k_1 \cdot \rho$	<b>71,52</b>
2	$\rho_2$ , Ом×м	$\rho_2 = k_2 \cdot \rho$	<b>171,36</b>
3	круг	$R_k = \frac{0,366 \cdot \rho_1}{L_k} \cdot \left( \lg \frac{2 \cdot L_k}{d} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4 \cdot t_k + L_k}{4 \cdot t_k - L_k} \right)$	--
	уголок	$R_y = \frac{0,366 \cdot \rho_1}{L_y} \cdot \left( \lg \frac{2 \cdot L_y}{0,95 \cdot b_y} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4 \cdot t_y + L_y}{4 \cdot t_y - L_y} \right)$	<b>19,68</b>
4	Количество вертикальных заземлителей	$n$ , шт	<b>2</b>
5	Расстояние между вертикальными заземлителями	$a$ , м	<b>3</b>
6	Коэффициент использования вертикальных заземлителей	$\eta_{ив}$	<b>0,7781</b>
7	Суммарное сопротивление вертикальных заземлителей	$R_{\Sigma в}$ , Ом	$R_{\Sigma в} = \frac{R_{к(у)}}{n \cdot \eta_{ив}}$ <b>12,65</b>
8	Коэффициент использования горизонтальных заземлителей	$\eta_{иг}$	<b>0,5278</b>
9	Сопротивление горизонтального заземлителя	$R_g$ , Ом	$R_g = \frac{0,366 \cdot \rho_2}{L_g \cdot \eta_{иг}} \cdot \lg \frac{2 \cdot L_g^2}{b_g \cdot t_g}$ <b>19,58</b>
10	Сопротивление составного заземлителя	$R_з$ , Ом	$R = \frac{R_{\Sigma в} \cdot R_g}{R_{\Sigma в} + R_g}$ <b>7,68</b>

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	<b>8000.253.001.П.0002.40/1610-1-PP</b>	Лист

8000.253.001.П.0002.40/1610-1-PP

# Расчет защитного потенциала

на врезке №1 (ПК0)

исходные данные:

Удельное сопротивление металла трубы $OM=$	0,24
Диаметр трубопровода $D=$	219
Толщина стенки трубопровода $t=$	6

$R_{np}=$	0,000059806823958613700
-----------	-------------------------

Удельное поверхностное сопротивление изоляции $R''_{из}=$	1000
Диаметр трубопровода $D=$	0,219

$R_{из}=$	1454,2070209115000000000000
-----------	-----------------------------

Удельное сопротивление грунта на участке прокладки газопровода $og =$	49
Расстояние от поверхности земли до оси трубы $ht=$	1,5

$R_{пер}=$	1598,092498
------------	-------------

$a=$	0,000193453
------	-------------

Потенциал в точке подключения на существующем стальном газопроводе= $L=$	-1,8 2
---	-----------

$U()=$	-1,79930536
--------	-------------