

Система управления техническим состоянием и целостностью технологического оборудования и трубопроводов объектов добычи газа, газового конденсата, нефти ООО «Газпром добыча Ямбург»

Глоба Алексей Иванович, ведущий инженер СУТСО ф. ИТЦ
Тел.: +7(3494) 966-498, e-mail: A.Globa@yamburg.gazprom.ru

Служба управления техническим состоянием оборудования

Публичное акционерное общество «Газпром» (ПАО «Газпром»)

ПРОТОКОЛ
совещания у заместителя Председателя Правления В.А. Маркелова

16 апреля 2018 года

Присутствовали: 21 человек (с 229)

Об организации и выполнении диагностическому обследованию

СЛУШАЛИ:

Начальника Департамента об организации и выполнении объектов ПАО «Газпром» в 2 по диагностическому обследованию

ОТМЕТИЛИ:

- С учетом установленного отчета о выполнении сох ПАО «Газпром» на ДТОНР.
- Выполнение плана составило 116%.
- Необходимость п обществами ПАО «Газпром» Департаментом (В.Ю. Хата организации, до проведения
- Необходимость завед объектов ремонта в согласов МТР на 2019 год по программ
- Необходимость перу обществами ПАО «Газпром» предприятиями на заводской р
- Департаментом П реализация Программы диагностирования объектов П.

5

Ответственный: В.А. Михаленко, Д.В. Люгай (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)
Срок: 01.07.2018.

18. Организовать проведение испытаний средств внутритрубной дефектоскопии, движущихся в потоке среды, различных производителей, диаметром менее 1000 мм.

Ответственный: В.А. Михаленко, С.В. Скрынников, Д.В. Люгай (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)
31.12.2018.

Организовать контроль за поставками в дочерние общества группы МТР для производственно-эксплуатационных нужд

Ответственный: В.В. Черепанов, В.А. Михаленко, К.Г. Селезнев.
постоянно.

В.А. Маркелов

12. Обеспечить создание структурного подразделения, выполняющего функции управления техническим состоянием и целостностью технологического оборудования и трубопроводов объектов добычи и переработки газа, газового конденсата, нефти в составе Инженерно-технических центров газодобывающих и газоперерабатывающих дочерних обществ ПАО «Газпром» и внести соответствующие изменения в штатные расписания.

Ответственный: руководители газодобывающих и газоперерабатывающих дочерних обществ ПАО «Газпром», В.В. Черепанов, К.Г. Селезнев.
Срок: 01.01.2019.

13. Подготовить предложения по организации и проведению ВТД морских объектов добычи и транспорта углеводородов Группы Газпром.

Ответственный: С.В. Скрынников, В.В. Черепанов, В.А. Михаленко.
Срок: 01.08.2018.

14. По результатам натурных испытаний средств ВТД подготовить «Ресурсы оборудования для внутритрубного технического диагностирования (ВТД) линейной части магистральных газопроводов и газопроводов-отводов ПАО «Газпром», соответствующего техническим требованиям установленным ПАО «Газпром».

Ответственный: В.А. Михаленко, С.В. Скрынников, Д.В. Люгай (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)
Срок: 01.06.2018.

15. В целях оптимизации работ по внутритрубной диагностике в 2018 году, провести ранжирование объектов, с выделением участков подверженных КРН и другим видам коррозии. Результаты ранжирования направить в Департамент ПАО «Газпром» (С.В. Скрынников) для организации работ и соотнести с «Ресурсом оборудования для внутритрубного технического диагностирования (ВТД) линейной части магистральных газопроводов и газопроводов-отводов ПАО «Газпром», соответствующего техническим требованиям ПАО «Газпром».

Ответственный: В.А. Михаленко.
Срок: 01.06.2018.

16. Диагностическим организациям, выполняющим ВТД газопроводов, согласовать с ООО «Газпром ВНИИГАЗ» методику оценки степени опасности (ранжирования) кольцевых сварных соединений с обнаруженными при ВТД дефектами.

Ответственный: руководители диагностических организаций, Д.В. Люгай (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»), В.А. Михаленко.
Срок: 01.09.2018.

17. Подготовить предложения по уточнению технических требований к основному и вспомогательному оборудованию для ВТД газопроводов.

Публичное акционерное общество «Газпром» (ПАО «Газпром»)

Руководителем дочерних обществ и организаций ПАО «Газпром» (по статусу резидент)

Одобрено/отклонено предложение

Уважаемые руководители!

В целях исполнения поручения пункта 12 протокола совещания под руководством заместителя Председателя Правления В.А. Маркелова от 16 апреля 2018 года №02-76 по вопросу организации и выполнения работ по капитальному ремонту и диагностическому обследованию объектов ПАО «Газпром» в 2018 году поручено Вам в срок до 06 июля 2018 года представить в Департамент ПАО «Газпром» (В.В. Черепанов) предложения по созданию в составе Инженерно-технических центров структурного подразделения, выполняющего функции управления техническим состоянием и целостностью технологического оборудования и трубопроводов объектов добычи газа, газового конденсата, нефти, в том числе по структуре, составу, численности, функциональным обязанностям.

Заместитель начальника Департамента А.В. Калинин

Н.Р. Любова 8124437936

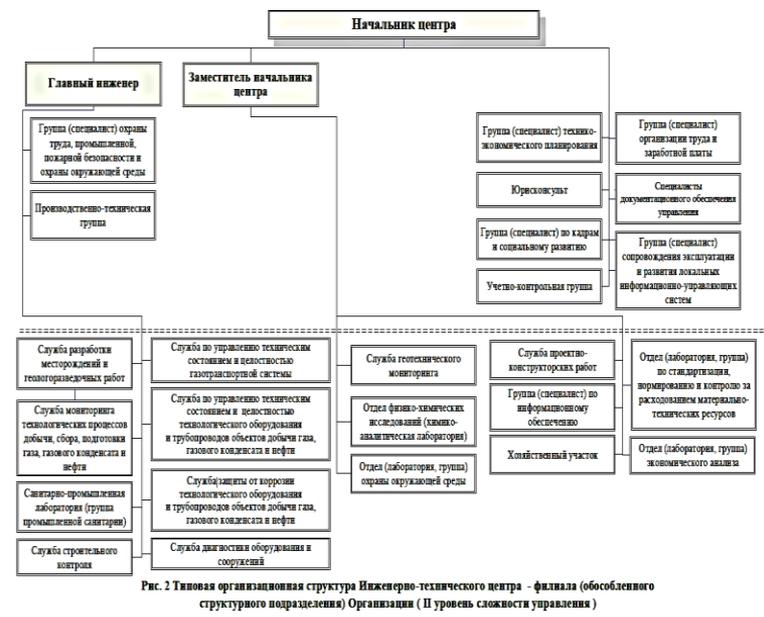


Рис. 2 Типовая организационная структура Инженерно-технического центра - филиала (обособленного структурного подразделения) Организации (П уровень сложности управления)

Служба УТСО филиала ИТЦ создана 01.09.2019 года.
 Штатной численностью 4 человека:
 Начальник – 1 единица
 Ведущий инженер – 2 единицы
 Инженер 1 категории – 1 единица

В СОСТАВЕ ООО «ГАЗПРОМ ДОБЫЧА ЯМБУРГ» 12 ФИЛИАЛОВ

Газопромисловоe управление	Нефтегазодобывающее управление	Ямбургское районное энергетическое управление	Управление автоматизации и метрологического обеспечения
Служба корпоративной защиты	Управление аварийно-восстановительных работ	Медико-санитарная часть	Управление связи
Инженерно-технический центр	Управление по эксплуатации вахтовых поселков	Управление материально-технического снабжения и комплектации	Управление технологического транспорта и специальной техники

Таблица 1. Объекты добычи газа

№	Газовые промыслы	Кол-во УКПГ (УППГ, ТП)	Кол-во цехов	Кол-во технологических ниток
Ямбургское нефтегазоконденсатное месторождение				
1	ГП-1, в т.ч.:	1 (1)	2	11
	-УКПГ-1	1	1	9
	-УППГ-8	1	1	2
2	ГП-2	1	1	9
3	ГП-3	1	1	9
4	ГП-4, в т.ч.:	1 (1)	2	11
	-УКПГ-4	1	1	9
	-УППГ-4a	1	1	2
5	ГП-5	1	1	9
6	ГП-6	1	1	9
7	ГП-7	1	1	9
8	ГП-9, в т.ч.:	1 (2)	3	15
	-УКПГ-9	1	1	10
	-УППГ-10	1	1	2
	-ТП-9	1	1	3
9	ГП-1В, в т.ч.:	1 (2)	4	11
	-УКПГ-1В	1	2	7
	-УППГ-2В	1	1	2
	-УППГ-3В	1	1	2
Заполярье нефтегазоконденсатное месторождение				
10	ГП-1С	1	2	12
11	ГП-2С	1	2	12
12	ГП-3С	1	2	12
13	ГП-1В	1	1	4
14	ГП-2В	1	1	3
	Итого:	14 (6)	24	136

Дожимной комплекс

Ямбургское месторождение

Дожимной комплекс сеноманских УКПГ:

15 компрессорных цехов, 86 ГПА:
 ГПА-16 Урал с ГТУ ПС-90ГП-2 – 19 ед.;
 ГПА-Ц-16 с ГТУ НК-16СТ – 5 ед.;
 ГПА-Ц5-16С с ГТУ ДГ90Л2 – 37 ед.;
 ГПУ-16 с ГТУ ДЖ59Л2 – 25 ед.

Дожимной комплекс валанжинских УКПГ:

2 компрессорных цеха, 14 ГПА:
 ГПА-10 Урал с ГТУ ПС-90-ГП-3 – 8 ед.;
 ГПА-16 Урал с ГТУ ПС-90-ГП-2 – 6 ед.

Заполярье месторождение

Дожимной комплекс сеноманских УКПГ:

4 компрессорных цеха, 24 ГПА:
 ГПА-16УА-П с ГТУ ПС-90ГП-2 – 20 ед.
 ГТН-16Р-ПС-13 с ПС-90ГП-2 – 4 ед.

ОБЩЕЕ КОЛИЧЕСТВО ГПА – 124 ед.

СУММАРНАЯ УСТАНОВЛЕННАЯ МОЩНОСТЬ – 1 936 МВт.

Эксплуатация турбодетандерных агрегатов сеноманских УКПГ:

БТДА-10-13УХЛ4 с СПЧ АДКГ-7 и АДКГ-7Н – 63 шт.;
 АДКГ-9-10-УХЛ4 с СПЧ АДКГ-9М (АМП) – 8 шт.

Эксплуатация турбодетандерных агрегатов валанжинских УКПГ:

АДКГ-12,5-10-УХЛ4 – 7 шт.;
 НС1-13,5-10 М УХЛ4 с СПЧ АДКГ-5 и АДКГ-5М – 14 шт.

ОБЩЕЕ КОЛИЧЕСТВО ТДА – 92 ед.

СУММАРНАЯ УСТАНОВЛЕННАЯ МОЩНОСТЬ – 385,7 МВт.

Таблица 2. Трубопроводы

Наименование трубопровода	Всего, км	Протяженность, км
Межпромысловые газопроводы	606,487	606,487
В т.ч. Ду 1400	226,100	226,100
Ду 1200	13,541	13,541
Ду 1000	106,724	106,724
Ду 700	77,140	77,140
Ду 500 и менее	182,982	182,982
Газопроводы-шлейфы:	2 375,200	2 375,200
В т.ч. Ду 500 и менее	2375,200	2375,200
Продуктопроводы:	245,000	245,000
ИТОГО:	3 226,687	3 226,687

Защищенность газопроводов и продуктопроводов от коррозии составляет (по данным за 2023 год):

- по протяженности – 98,21%
- по времени – 99,716%
- комплексный показатель защищенности (Пкпз) от коррозии 0,9780

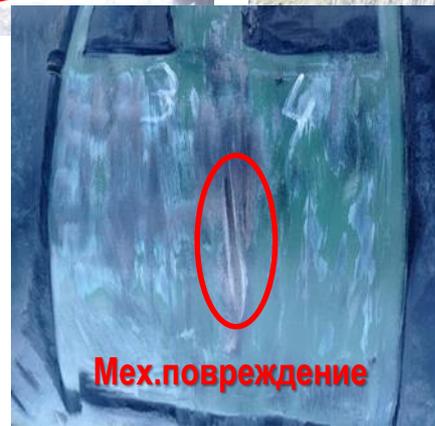
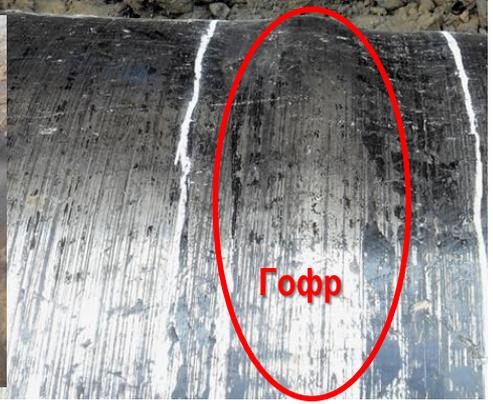
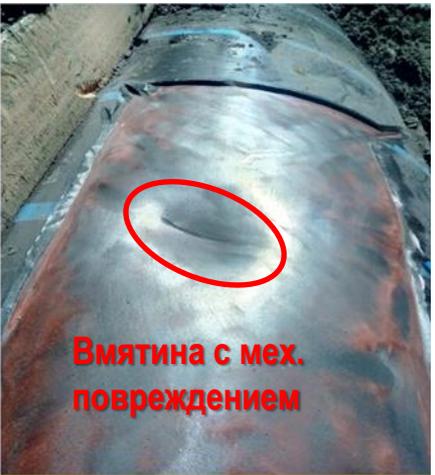
Таблица 3. Статистика проведенных ВТД

№ п/п	Наименование	Год ввода в эксплуатацию	км-км	Дата проведения ВТД	Дата получения отчета	Подразделение
1	2	3	4	5	6	7
1	Ямбург-Тула-1	01.04.1992	0,0-36,5	19.25.09.2014	27.10.2014	ЗАО «НПО «Спецнефтегаз»
2	Ямбург-Тула-1	1988	34,0	10.15.08.2016		Газпроморгтехнаучислсервис Саратов
3	Ямбург-Елен-1	1986	38,0	18.22.08.2016		Газпроморгтехнаучислсервис Саратов
4	Ямбург-Тула-2	1987	34,075-0,0-1,5	18.22.09.2017		ОАО «Фрезергаз» филиал «Саратоворгтехнаучислсервис»
5	Ямбург-Елен-2	1988	38,2	мв.19	12.02.2019	ООО «НПЦ «Диапром» (Розен)
6	Ямбург – Поволжье	1994	22,3	12.01.-04.02.2019	14.03.2019	ООО «НПЦ «Диапром» (Розен)
7	Ямбург – Прогресс	1996	25,7	15.47.01.2019	07.05.2019	ООО «НПЦ «Диапром» (Розен)
8	УНПГ ЗВ – 1В, II нитка	2011	12,538	07.08.06.2019	24.07.2019	ООО «НПЦ «Диапром» (Розен)
9	УНПГ ЗВ – УКПГ –1В, II нитка	2011	16,197	14.15.06.2019	30.07.2019	ООО «НПЦ «Диапром» (Розен)
10	УНПГ ЗВ – УКПГ –1В, I нитка	2002	15,852	21.22.07.2019	05.08.2019	ООО «НПЦ «Диапром» (Розен)
11	УКПГ – 1В (II нитка), Ду 1020	1990	11,5	16.30.11.2019	17.01.2020	ООО «НПЦ «Диапром» (Розен)
12	УКПГ – 1В (II нитка), Ду 1020	1992	11,45	04.05.12.2019	21.01.2020	ООО «НПЦ «Диапром» (Розен)
13	УНПГ ЗВ – УКПГ 1В I нитка, Ду 500	2002	0,45-15,6	15.18.09.2020		ООО «НПЦ «ВТД»
14	УНПГ ЗВ – УКПГ 1В 2 нитка, Ду 500	2011	0,4-15,6	21-23.09.2020		ООО «НПЦ «ВТД»
15	УНПГ 4А – УКПГ 4 Ду 700	2004	0,45-23,3	24-29.09.2020		ООО «НПЦ «ВТД»
16	УНПГ 4А – УКПГ 4 Ду 700, 2 нитка	2014	0,46-23,2	30.09-03.10.2020	30.11.2020	ООО «НПЦ «ВТД»
17	УНПГ 4А – УКПГ 4 Ду 500	2004	0,000-24,100	07.10.2020	21.10.2020	ООО «НПЦ «ВТД»
18	«Газопровод-коллектор включение УКПГ 9 к МГ Ду 1200»	2006	0,000-12,600	11.16.11.2020	18.12.2020	ООО «НПЦ «ВТД»
19	УНПГ 10 – УКПГ 9 Ду 1000	2007	0-12,434	1-7.12.2020	15.01.2021	ООО «НПЦ «ВТД»
20	Ямбург-Елен-1	1986	32,38	13.07.2021	15.07.2021	ООО «НПЦ «ВТД»
21	Ямбург-Тула-1	1987	34,48	16.07.2021	18.07.2021	ООО «НПЦ «ВТД»
22	Ямбург-Тула-2	1987	34,308	23.07.2022	28.07.2022	ООО «НПЦ «ВТД»
23	УНПГ 4А – УКПГ 4 Ду 500	2004	0,4-23,835	12.09.2022	16.09.2022	ООО «НПЦ «ВТД»
24	Ямбург-Елен 2	1987	0-32,88	30.06.2023	04.07.2023	ООО «НПЦ «ВТД»
25	«Газопровод-коллектор включение УКПГ 9 к МГ Ду 1200»	2006	0,00-12,6	5 – 10 сентября 2023	07.11.2023	ООО «НПЦ «ВТД»
26	«Ямбург-Западная граница СССР (Прогресс)»	1996	0,00-25,500	15 – 19 октября 2023	28.11.2023	ООО «НПЦ «ВТД»
27	«УНПГ ЗВ – УКПГ 1В I нитка Ду 500»	2002	0,445 – 15,779	12 сентября – 22 октября 2023	03.11.2023	ООО «НПЦ «ВТД»
28	«ГАЗОПРОВОД КОЛЛЕКТОР УНПГ ЗВ – УКПГ 1В (2 НИТКА) ЯГКМ»	2011	0,4 – 15,6	23 – 26 октября 2023	10.11.2023	ООО «НПЦ «ВТД»
29	«УНПГ 4А – УКПГ 4 Ду 700 I нитка»	2004	0,47 – 23,4	28 октября – 2 ноября 2023	20.11.2023	ООО «НПЦ «ВТД»
30	«Газопровод-коллектор УНПГ 4А – УКПГ 4 II нитка»	2014	0,000 – 22,620	3 – 7 ноября 2023	20.11.2023	ООО «НПЦ «ВТД»
31	«Внутритрубное диагностирование УКПГ ЗВ ВЛХК Западная граница ЯГКМ», Ду 325»	2015	0,9 – 19,000	4 – 7 ноября 2023	21.11.2023	ООО «НПЦ «ВТД»

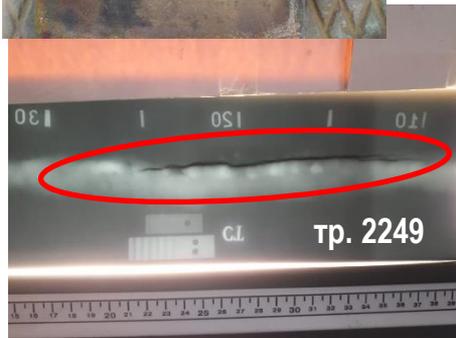
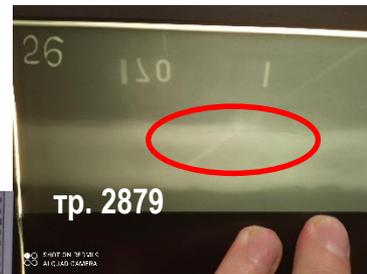
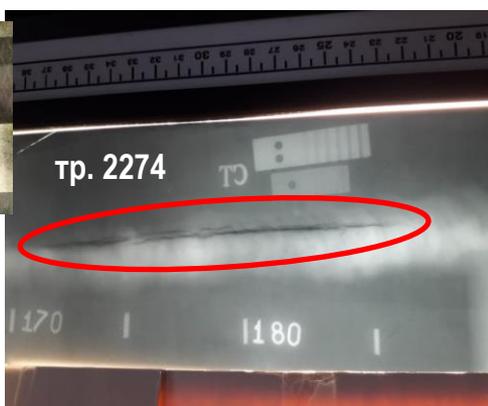
Таблица 4. Анализ коррозионного состояния трубопроводов

№ п/п	Наименование	Год ввода в эксплуатацию	км-км	Исполнение газопровода	Год проведения ВТД							
					2014 ЗАО «НПО «Спецнефтегаз»	2016 Газпроморгтехнаучислсервис Саратов	2017 ОАО «Фрезергаз» филиал «Саратоворгтехнаучислсервис»	2019 ООО «НПЦ «Диапром» (Розен)	2020 ООО «НПЦ «Диапром» (Розен) ООО «НПЦ «ВТД»	2021 ООО «НПЦ «ВТД»	2022 ООО «НПЦ «ВТД»	2023 ООО «НПЦ «ВТД»
Коррозионные дефекты внутренняя/наружная , кол-во шт.												
1	Ямбург-Тула-1	01.04.1992	0,0-36,5	подземный	140 (10-18%)	17 (10-22%)					279 (7-21%)	
2	Ямбург-Елен-1	1986	38-0	подземный		232 (5-18%)					431 (7-21%)	
3	Ямбург-Тула-2	1987	34,075-0,0-1,5	подземный			51 (5-11%)					138 (10-18%)
4	Ямбург-Елен-2	1988	38,2	подземный				258 (2-9%)				69 (9-24%)
5	Ямбург – Поволжье	1994	22,3	подземный				-				
6	Ямбург – Прогресс	1996	25,7	подземный				20 (2-4%)				91 (9-20%)
7	УНПГ ЗВ – 1В, I нитка	1997	12,539	надземный				17449 (1-13%)				
8	УНПГ ЗВ – 1В, II нитка	2011	12,538	надземный				3064 (5-22%)				
9	УНПГ ЗВ – УКПГ –1В, II нитка	2011	16,197	надземный				23632 (1-10%)	304 (4-21%)	16903 (3-31%)		179 (9-22%) 1124 (7-34%)
10	УНПГ ЗВ – УКПГ –1В, I нитка	2002	15,852	надземный				26912 (5-29%)	33764 (2-40%)			11 (10-21%) 1737 (6-32%)
11	УКПГ – 1В (II нитка), Ду 1020	1990	11,5	подземный				-				
12	УКПГ – 1В (II нитка), Ду 1020	1992	11,45	подземный						447 (1-6%)		
13	УНПГ 4А – УКПГ 4 Ду 700	2004	0,45-23,3	подземный								
14	УНПГ 4А – УКПГ 4 Ду 700, 2 нитка	2014	0,46-23,2	подземный					110 (3-13) 6 (5-7%)			4 (10-16%)
15	УНПГ 4А – УКПГ 4 Ду 500	2004	0,000-24,100	подземный								84 (5-17%) 21 (7-17%)
16	Газопровод-коллектор включение УКПГ 9 к МГ Ду 1200	2006	0,000-12,600	подземный								2 (10-11%)

Основные дефекты обнаруженные при ВТД с подтверждением ДДК



Дефекты сварных кольцевых швов (трещины)





Разработка комплекса нормативных документов по оценке и управлению техническим состоянием, целостностью и надежностью промышленных газопроводов объектов добычи Крайнего Севера

Инициатор НИОКР (ООО «Газпром добыча Ямбург»)

Докладчик (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

Начальник КНТЦ управления техническим состоянием и целостностью производственных объектов

ЧТО?

Планируемый результат (результаты) НИОКР

- Р Газпром «Методика оценки технического состояния промышленных газопроводов объектов добычи Крайнего Севера»
- Р Газпром «Методика расчета надежности и долговечности промышленных газопроводов объектов добычи Крайнего Севера»
- Р Газпром «Методика назначения методов ремонта промышленных газопроводов объектов добычи Крайнего Севера»
- Р Газпром «Анализ риска аварий на промышленных газопроводах объектов добычи Крайнего Севера»
- Р Газпром «Методика технического обслуживания промышленных газопроводов объектов добычи Крайнего Севера»
- Р Газпром «Рекомендация и методика формирования программы технического обслуживания, технического обслуживания и ремонта промышленных газопроводов объектов добычи Крайнего Севера»

Научно-технические требования к результатам, их охраноспособность

- Разработка, оформление, согласование и утверждение рекомендаций ПАО «Газпром» (Р Газпром) выполняется в соответствии с требованиями СТО Газпром 1-8-2014 «Система стандартизации ОАО «Газпром». Рекомендации ОАО «Газпром». Правила разработки, оформления, обозначения, обновления и отмены».
- Результаты НИР неохраноспособны.
- При выполнении НИР не предполагается использование результатов интеллектуальной деятельности, права на которые принадлежат третьим лицам.

Краткая информация об инициированной к выполнению НИОКР



ЗАЧЕМ?

Актуальность выполнения НИОКР



- Обеспечение надежной и безопасной эксплуатации ПГ при оптимальном использовании материальных и финансово-экономических ресурсов.
- Повышение эффективности использования ресурсов для обеспечения заданного уровня технического состояния с учетом имеющихся технических, финансово-экономических, ресурсных и организационных ограничений.
- Централизация принятия решений при формировании долгосрочных производственных Программ ПАО «Газпром».
- Единые методологии, нормативной, аналитической и информационной базы и инструментария
- Применение методов анализа надежности и риска при формировании производственных Программ технического обслуживания, технического обслуживания и ремонта, реконструкции
- Использование результатов НИР позволит повысить надежность и безопасность эксплуатации промышленных газопроводов объектов добычи Крайнего Севера.

Новизна и научно-технический уровень НИОКР

- Впервые в ПАО «Газпром» применительно к промышленным газопроводам Крайнего Севера будет разработан комплекс нормативных документов по оценке и управлению их техническим состоянием, целостностью и надежностью.
- Научно-технический уровень работы будет соответствовать мировому.

Краткая информация об инициированной к выполнению НИОКР

ГДЕ? КАК?

Область и объект внедрения, масштаб использования результатов НИОКР



- Промысловые газопроводы объектов добычи ООО «Газпром добыча Ямбург»
- Промысловые газопроводы объектов добычи Крайнего Севера ПАО «Газпром».

Эффективность НИОКР

- Вид эффекта - управленческий.
- Эффективность разрабатываемой СУТЦ контролируется по улучшению основных показателей функционирования промышленных газопроводов:
 - надежности (повышение безотказности, показателей ТС)
 - безопасности (снижение техногенного риска, частоты аварий и инцидентов)
 - эффективности (снижение затрат на ДТОиР)

Краткая информация об инициированной к выполнению НИОКР

КОГДА? СКОЛЬКО? КТО?

Срок выполнения НИОКР	
• Продолжительность работ, в месяцах	36
• Запланированный срок завершения работ	2024 год
Начальная (максимальная цена)	
Единственный исполнитель НИОКР ООО «Газпром ВНИИГАЗ»	

Краткая информация об инициированной к выполнению НИОКР

СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ!

Глоба Алексей Иванович

Ведущий инженер СУТСО ф. ИТЦ

Тел.: +7(3494) 966-498

E-mail: A.Globa@yamburg.gazprom.ru