

ЗАО "КОРМАКО" CORMACO



**УПРАВЛЕНИЕ
КОРРОЗИЕЙ
И
ЦЕЛОСТНОСТЬ
ТРУБОПРОВОДОВ
На заводе**

Закрытое акционерное общество
«КОРМАКО»
Closed Joint Stock Company
«CORMACO»

Corrosion Management Company

628616, Российская Федерация,
Тюменская область,
ХМАО-Югра,
г. Нижневартовск
пр. Победы 20а, 2-3,
п/о 16, а/я 1137
тел. +7 (3466) 41-51-49,
тел./факс +7 (3466) 41-51-46
Corrosion Management Company
20а, 2-3 628616, Pobedy Str.,
Nizhnevartovsk, Tyumen region,
HMAR-Yougra, Russia,
p/o 16, p/b 1137
tel. +7 (3466) 41-51-49,
tel./fax. +7 (3466) 41-51-46

ЛКГС, 2009 год

Наши партнеры



- **ОАО «ТНК-ВР»**
БЕ Самотлор (ОАО «СНГ», СНГДУ-2)
БЕ Восток (ОАО «ННП», ОАО «ВНГ»)
БЕ Оренбург (ОАО «Бузулукнефтегаз»)
ТНК-УВАТ



- **ОАО НК «РОСНЕФТЬ»**
ОАО «Томскнефть»
ОАО «Самаранефтегаз»
ОАО «Юганскнефтегаз»



- **ОАО «ГАЗПРОМНЕФТЬ»**
- **ООО «НОЯБРЬСКНЕФТЕГАЗ»**
- **ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ХАНТОС»**



- **ОАО «РуссНефть»**



Salym Petroleum Development N.V.



- **Cormon Ltd. (Англия)**



- **CAPCIS Ltd. (Англия)**

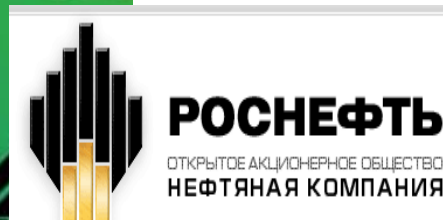
Стандарты ЗАО «КОРМАКО» для нефтяных компаний России



1. **СТАНДАРТ TNK-BP** «ИНГИБИТОРНАЯ ЗАЩИТА НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ И СКВАЖИН»
2. **Разработка ТЕХНИЧЕСКОГО СТАНДАРТА TNK-BP** «РУКОВОДСТВО ПО ВЫБОРУ И ТЕСТИРОВАНИЮ ИНГИБИТОРОВ КОРРОЗИИ»
3. **СТАНДАРТ TNK-BP** «Система Управления процессом Химизации по солеотложениям в скважинах»



1. **СТАНДАРТ ПРЕДПРИЯТИЯ** «ИНГИБИРОВАНИЕ КОРРОЗИИ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ»
2. **СТАНДАРТ ПРЕДПРИЯТИЯ** «МОНИТОРИНГ КОРРОЗИИ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ»
3. **ИНСТРУКЦИЯ(РД)** «ПРИОРИТЕЗАЦИЯ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ДЛЯ ПЛАНИРОВАНИЯ ПРОГРАММ НАДЕЖНОСТИ ТРУБОПРОВОДОВ НА ОСНОВЕ ОЦЕНКИ РИСКОВ ИХ ЭКСПЛУАТАЦИИ



1. **ПРОГРАММА УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКИМ СОСТОЯНИЕМ** технологических трубопроводов и сосудов, работающих под давлением, ЛГКС ОАО «Томскнефть» ВНК на 2008 – 2012 гг

**ЗАО “КОРМАКО” разработана ПРОГРАММА УПРАВЛЕНИЯ
ТЕХНИЧЕСКИМ СОСТОЯНИЕМ** технологических трубопроводов и
сосудов, работающих под давлением, ЛГКС ОАО «Томскнефть» ВНК
на 2008 – 2012 гг

Данный документ включает следующие основные разделы

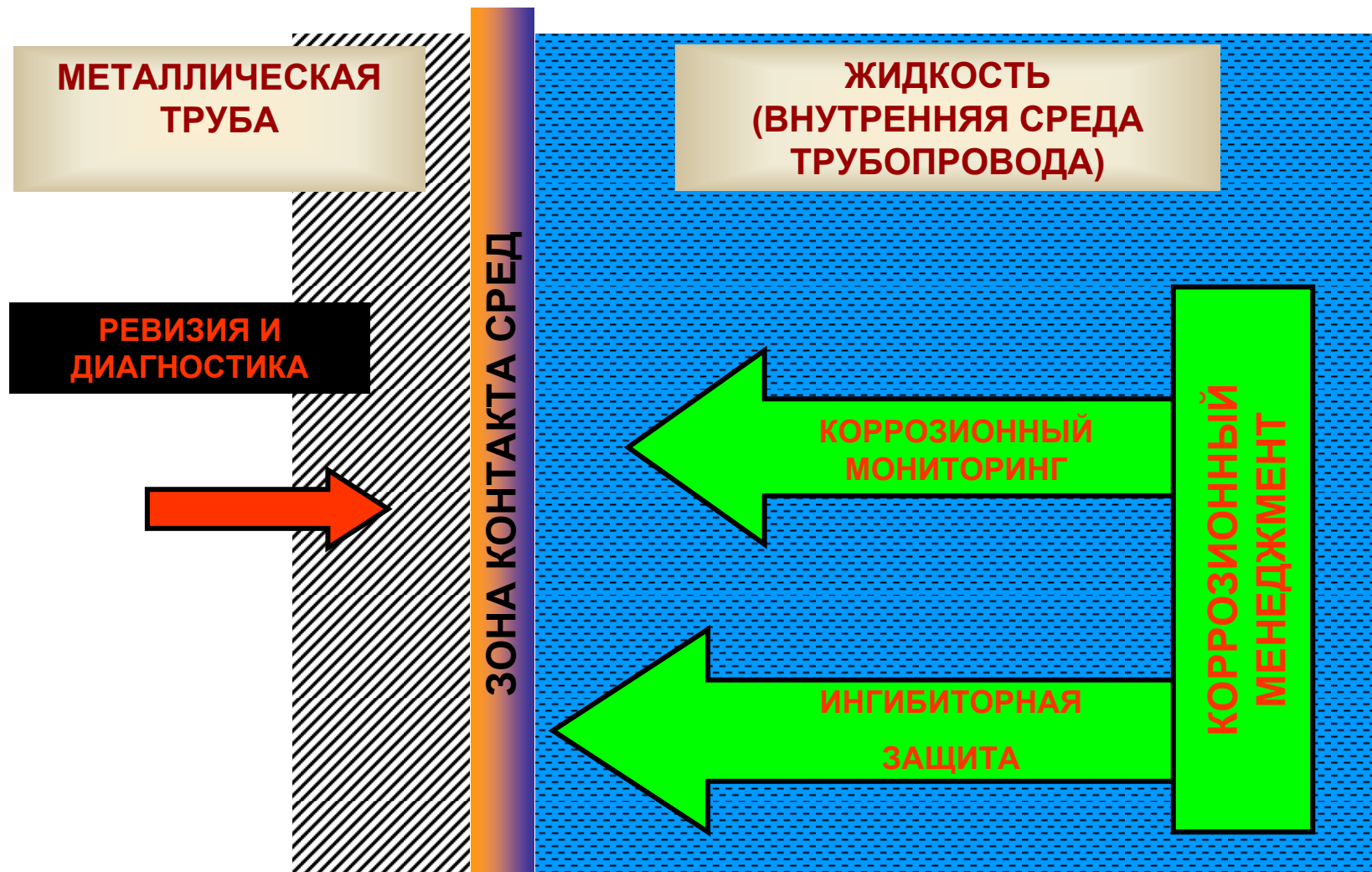
- Управление коррозионной агрессивности среды
- Управление техническим состоянием оборудования и трубопроводов

Сочетание методов контроля коррозии по программе УТС:

- нацелено на слежение за изменением толщины стенки трубопроводов (данные технического диагностирования) и слежение за изменением коррозионной агрессивности сред, транспортируемых по ним (данные коррозионного мониторинга)
- позволяет достоверно и эффективно управлять остаточным ресурсом трубопроводов и сосудов, т.е. делает возможным эффективное управление их техническим состоянием”
- Прогнозировать финансовые расходы



Элементы управления целостностью



ПРОГРАММА УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКИМ СОСТОЯНИЕМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ И СОСУДОВ ЛКГС, РАБОТАЮЩИХ ПОД ДАВЛЕНИЕМ.

ЧАСТЬ I – ПЛАНИРОВАНИЕ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЪЕМОВ РАБОТ КОРРОЗИОННОГО МОНИТОРИНГА И ИНГИБИРОВАНИЯ – “САРЕХ- ОРЕХ” НА 2008 – 2012 гг.

Таблица II-М. Этап II Организация технологии ингибирования и коррозионного мониторинга

ЭТАП	№	Позиция	Срок
II.	1	Сравнительное тестирование альтернативных ингибиторов коррозии, лабораторная оценка рабочих дозировок.	01.01.2008-01.04.2008
	2	Разработка программы Опытно-Промысловых Испытаний (ОПИ) ингибитора коррозии	01.01.2008-01.04.2008
	3	Оценка эффективности ингибитора коррозии при проведении ОПИ.	01.11.2008-31.12.2008

Таб. № II-М
2008

Таблица II-М. Этап II. Организация технологии ингибирования и коррозионного мониторинга

ЭТАП	№	Позиция	Срок	Кол-во	Результат
ОРЕХ (на текущий этап)					
II.	1	Ингибиторы коррозии	01.01.2008-31.12.2008	11,7 тонн*	Установление Ключевых Параметров Исполнения (КПИ), утверждение схем управления, отчетности и контроля; установление перечня нормативных параметров по ЛКГС.
	2	Мониторинг коррозии	01.01.2008-31.12.2008	17 (правильно)	
	3	САРЕХ (подготовка к следующему этапу)			
	4	Стационарные устройства дозирования ингибитора	01.05.2008-31.12.2008	6 точек ввода	
	5	Закупка и монтаж оборудования мониторинга коррозии	01.05.2008-31.12.2008	16 (правильно) 5 (приборов)	

*Примечание: Приведена дозировка в товарном виде. Для подачи в систему ингибитора необходимо учитывать коэффициент разбавления в рабочем растворе.

Возможна оптимизация начальной рабочей дозировки 5-10 г/1000н.м.куб. газа, по результатам мониторинга скорости коррозии.

Таблица I. II Этап Проекта. Ингибирование коррозии (Объемы работ для операционных затрат)

ЭТАП	№	Назначение	Производит., по газу (1000 нм.куб.час)	Дозировка, г/1000н.м.куб.б*	Длительность этапа, мес.	Объем ингибирования, тонны
II.	1	Газовая линия вход на AX-240 (II ступень) (насос P-785A)	90	5	6	1,944
	2	Газовая линия вход на AX-340 (II ступень) (насос P-785B)	90	5	6	1,944
	3	Газовая линия вход на AX-260 (III ступень) (насос P-785C)	90	10	6	3,888
	4	Газовая линия вход на AX-360 (III ступень) (насос P-785D)	90	10	6	3,888
	5	Газовая линия с V-250 на C-200 (III ступень) (насос P-785K)				
	6	Газовая линия с V-350 на C-300 (III ступень) (насос P-785L)				
	7	Газовая линия выход с V-270 (III ступень) (насос P-785F)				
	8	Газовая линия выход с V-370 (III ступень) (насос P-785G)				
	9	Газовая линия выход AX-510 (вместо V-520 - V-400B*) (осушка газа вход) (насос P-785M)				
	10	Газовая линия выход V-520 (Осушка газа вход) (насос P-785E)				
ВСЕГО: общее кол-во точек подачи хим.реактанта и объем ингибитора:			4			11,7

Таблица 3. II Этап Проекта. Ингибирование коррозии (Объемы работ для капитальных затрат. Подготовка к III Этапу Проекта)

ЭТАП	№	Назначение	Число дозаторов в, шт
II.	1	Газовая линия вход на AX-240 (II ступень) (насос P-785A)	
	2	Газовая линия вход на AX-340 (II ступень) (насос P-785B)	
	3	Газовая линия вход на AX-260 (III ступень) (насос P-785C)	
	4	Газовая линия вход на AX-360 (III ступень) (насос P-785D)	
	5	Газовая линия с V-250 на C-200 (III ступень) (насос P-785K)	1
	6	Газовая линия с V-350 на C-300 (III ступень) (насос P-785L)	1
	7	Газовая линия выход с V-270 (III ступень) (насос P-785F)	1
	8	Газовая линия выход с V-370 (III ступень) (насос P-785G)	1
	9	Газовая линия выход AX-510 (вместо V-520 - V-400B*) (Осушка газа вход) (насос P-785M)	1
	10	Газовая линия выход V-520 (Осушка газа вход) (насос P-785E)	1
ВСЕГО			6

Таблица 2. II Этап Проекта. Мониторинг коррозии (Объемы работ для операционных затрат)

ЭТАП	№	Назначение	Длительность этапа, мес.	Число УКК (Гравиметрия)		Число УКК (Приборы)	
				Низкого давления	Высокого давления	Низкого давления	Высокого давления
II.	1	Газовые линии PG вход газа (BF-001)	12	0	0	0	0
	2	Газовые линии PG I ступени (K-001)	12	0	2	0	0
	3	Газовые линии PG II ступени (K-002)	12	0	2	0	0
	4	Газовые линии PG III ступени (K-003)	12	0	3	0	0
	5	Газовые линии PG Осушка газа вход (OF-001)	12	0	0	0	0
	6	Газовые линии PG Осушка газа регенерация (OF-002)	12	0	0	0	0
	7	Жидкостные линии PL вход газа (BF-001)	12	0	3	0	0
	8	Жидкостные линии PL I ступени (K-001)	12	0	2	0	0
	9	Жидкостные линии PL II ступени (K-002)	12	0	2	0	0
	10	Жидкостные линии PL III ступени (K-003)	12	0	2	0	0
	11	Жидкостные линии PL Осушка газа вход (OF-001)	12	0	0	0	0
	12	Жидкостные линии PL Осушка газа регенерация (OF-002)	12	0	0	0	0
	13	Жидкостные линии Закрытой дренажной системы	12	0	1	0	0
ВСЕГО				0	17	0	0

Таблица 4. II Этап Проекта. Мониторинг коррозии (Объемы работ для капитальных затрат. Подготовка к III Этапу Проекта)

ЭТАП	№	Назначение	Длительность этапа, мес.	Число УКК (Гравиметрия)		Число УКК (Приборы)	
				Низкого давления	Высокого давления	Низкого давления	Высокого давления
II.	1	Газовые линии PG вход газа (BF)	12				
	2	Газовые линии PG I ступени (K-001)	12	2			
	3	Газовые линии PG II ступени (K-002)	12	2			
	4	Газовые линии PG III ступени (K-003)	12	2			
	5	Газовые линии PG Осушка газа вход (OF-001)	12	0			
	6	Газовые линии PG Осушка газа регенерация (OF-002)	12	2			
	7	Жидкостные линии PL вход газа (BF)	12	2			
	8	Жидкостные линии PL I ступени (K-001)	12	0			
	9	Жидкостные линии PL II ступени (K-002)	12	2			
	10	Жидкостные линии PL III ступени (K-003)	12	2			
	11	Жидкостные линии PL Осушка газа вход (OF-001)	12	0			
	12	Жидкостные линии PL Осушка газа регенерация (OF-002)	12	1			
	13	Жидкостные линии Закрытой дренажной системы	12				
ВСЕГО				0	16	0	5



ПРОГРАММА УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКИМ СОСТОЯНИЕМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ И СОСУДОВ ЛКГС, РАБОТАЮЩИХ ПОД ДАВЛЕНИЕМ.

ЧАСТЬ II – ПЛАНИРОВАНИЕ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЪЕМОВ РАБОТ РЕВИЗИИ И ДИАГНОСТИРОВАНИЯ “САРЕХ- ОРЕХ” НА 2008 – 2012 гг.

Таблица 1-Д. 2008. Техническая диагностика трубопроводов и сосудов работающих под давлением

ЭТАП	№	Позиция	Срок	Кол-во, м / шт
ОРЕХ (на текущий год)				
2008	1	Ревизия и диагностика технологических трубопроводов	01.01.2008-31.12.2008	3770
	2	Ревизия и диагностика сосудов работающих под давлением	01.01.2008-31.12.2008	51
	3	Стационарные толщинометры (ON-LINE)	01.01.2008-31.12.2008	0
САРЕХ (подготовка к следующему году)				
2008	4	Закупка FLEXIMAT (ON-LINE) для монтажа на трубопроводы	01.01.2008-31.12.2008	10
	5	Закупка FLEXIMAT (ON-LINE) для монтажа на сосуды, работающие под давлением	01.01.2008-31.12.2008	10

Таб. № I-Д
2008

Таблица 1. 2008 Г. Ревизия и диагностика ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ (Объемы работ для операционных затрат)

ЭТАП	№	Назначение	Периодичность, год	L, м (Общая)	L, м (обследованные в 2007)		L, м (на текущ. год 2008)		РЕВИЗИЯ МЕТОДАМИ НРК				
					L, м	% от общей	L, м	% от общей	ВИК	УЗТ	ММП	УЗД	ON-LINE (FLEXIMAT)
2008	1	PG1 (Линия PG с периодичностью ревизии 1 год)	1	827,9	331,0	40%	827,9	100,0%	да	да	да	от ММП	0
		PG2 (Линия PG с периодичностью ревизии 2 год)	2	2094,3	728,1	35%	1366,2	65,2%	да	да	да	от ММП	0
		PL2 (Линия PL с периодичностью ревизии 2 год)	2	274,5	55,9	20%	218,6	79,6%	да	да	да	от ММП	0
	2	DC2 (Линия DC с периодичностью ревизии 2 год)	2	65,6	65,6	100%	0,0	0,0%	да	да	да	от ММП	0
		FG2 (Линия FG с периодичностью ревизии 2 год)	2	482,3	276,5	57%	205,7	42,7%	да	да	да	от ММП	0
		CH2 (Линия CH с периодичностью ревизии 2 год)	2	227,0	227,0	100%	0,0	0,0%	да	да	да	от ММП	0
	3	HM2 (Линия HM с периодичностью ревизии 2 год)	2	853,9	853,9	100%	0,0	0,0%	да	да	да	от ММП	0
		LO2 (Линия LO с периодичностью ревизии 2 год)	2	60,3	60,3	100%	0,0	0,0%	да	да	да	от ММП	0
		ME2 (Линия ME с периодичностью ревизии 2 год)	2	6,5	6,5	100%	0,0	0,0%	да	да	да	от ММП	0
	4	PG3 (Линия PG с периодичностью ревизии 3 год)	3	656,6	246,1	37%	410,4	62,5%	да	да	да	от ММП	0
		PL3 (Линия PL с периодичностью ревизии 3 год)	3	149,7	127,0	85%	22,7	15,2%	да	да	да	от ММП	0
		DC3 (Линия DC с периодичностью ревизии 3 год)	3	704,2	324,4	46%	379,8	53,9%	да	да	да	от ММП	0
	5	FG3 (Линия FG с периодичностью ревизии 3 год)	3	878,7	661,1	75%	217,6	24,8%	да	да	да	от ММП	0
		HM3 (Линия HM с периодичностью ревизии 3 год)	3	954,7	930,1	97%	24,6	2,6%	да	да	да	от ММП	0
		ME3 (Линия ME3 с периодичностью ревизии 3 год)	3	225,8	225,8	100%	0,0	0,0%	да	да	да	от ММП	0
	6	LO3 (Линия LO с периодичностью ревизии 3 год)	3	221,2	210,7	95%	10,5	4,7%	да	да	да	от ММП	0
		PL4 (Линия PL с периодичностью ревизии 4 год)	4	156,6	115,8	74%	40,8	26,1%	да	да	да	от ММП	0
		DC4 (Линия DC с периодичностью ревизии 4 год)	4	74,1	74,1	100%	0,0	0,0%	да	да	да	от ММП	0
	7	HM4 (Линия HM с периодичностью ревизии 4 год)	4	1418,9	1374,0	97%	44,9	3,2%	да	да	да	от ММП	0
		LO4 (Линия LO с периодичностью ревизии 4 год)	4	24,8	24,8	100%	0,0	0,0%	да	да	да	от ММП	0
		ВСЕГО		10357,4	6919,3		3769,7					0	

Таблица 3. 2008 Г. Ревизия и диагностика ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ (Объемы работ для капитальных затрат. Подготовка к 2009 г.)

ЭТАП	№	Назначение	L, м (общая)	ON-LINE
2008	1	PG1 (Линия PG с периодичностью ревизии 1 год)	827,9	9
		PG2 (Линия PG с периодичностью ревизии 2 год)	2094,3	1
		PL2 (Линия PL с периодичностью ревизии 2 год)	274,5	
	2	DC2 (Линия DC с периодичностью ревизии 2 год)	65,6	
		FG2 (Линия FG с периодичностью ревизии 2 год)	482,3	
		CH2 (Линия CH с периодичностью ревизии 2 год)	227,0	
	3	HM2 (Линия HM с периодичностью ревизии 2 год)	853,9	
		LO2 (Линия LO с периодичностью ревизии 2 год)	60,3	
		ME2 (Линия ME с периодичностью ревизии 2 год)	6,5	
	4	PG3 (Линия PG с периодичностью ревизии 3 год)	656,6	
		PL3 (Линия PL с периодичностью ревизии 3 год)	149,7	
		DC3 (Линия DC с периодичностью ревизии 3 год)	704,2	
	5	FG3 (Линия FG с периодичностью ревизии 3 год)	878,7	
		HM3 (Линия HM с периодичностью ревизии 3 год)	954,7	
		ME3 (Линия ME3 с периодичностью ревизии 3 год)	225,8	
	6	LO3 (Линия LO с периодичностью ревизии 3 год)	221,2	
		PL4 (Линия PL с периодичностью ревизии 4 год)	156,6	
		DC4 (Линия DC с периодичностью ревизии 4 год)	74,1	
	7	HM4 (Линия HM с периодичностью ревизии 4 год)	1418,9	
		LO4 (Линия LO с периодичностью ревизии 4 год)	24,8	
		ВСЕГО	10357,4	10

Таблица 2. 2008 Г. Ревизия и диагностика СОСУДОВ РАБОТАЮЩИХ ПОД ДАВЛЕНИЕМ (Объемы работ для операционных затрат)

ЭТАП	№	Назначение	Общее кол-во СРД, шт.	СРД, шт. (обследованные в 2007)		СРД, шт. (на текущ. год 2008)		РЕВИЗИЯ МЕТОДАМИ НРК				
				СРД, шт.	% от общего	СРД, шт.	% от общего	ВИК	УЗТ	ММП	УЗД	ON-LINE (FLEXIMAT)
2008	5	V (сепараторы, слаг-кетчеры, скрубберы, емкости)	31	6	19%	22	71%	да	да	да	от ММП	0
		T (контакты)	4	0	0%	4	100%	да	да	да	от ММП	
		F (фильтры)	11	0	0%	10	91%	да	да	да	от ММП	
		HX (теплообменники, нагреватели)	11	0	0%	7	64%	да	да	да	от ММП	
		KO (вертикальный ресивер воздуха)	1	0	0%	1	100%	да	да	да	от ММП	
		T (буферная емкость)	1	0	0%	1	100%	да	да	да	от ММП	
		AF (Фильтр системы тех. воздуха и азота)	2	0	0%	0	0%	да	да	да	от ММП	
		CF (коалесцирующий фильтр)	1	0	0%	0	0%	да	да	да	от ММП	
		D (емкость осушителя воздуха)	2	0	0%	0	0%	да	да	да	от ММП	
		AV (емкость адсорбента, азота)	2	0	0%	2	100%	да	да	да	от ММП	
		T (емкость хранения азота)	1	0	0%	1	100%	да	да	да	от ММП	
		TK (емкости хранения хладоагентов (СРД, Р ≤ 0,07 атм.))	5	0	0%	3	60%	да	да	да	от ММП	
		L (глушитель)	1	0	0%	0	0%	да	да	да	от ММП	
		PF (фильтр)	1	0	0%	0	0%	да	да	да	от ММП	
		ВСЕГО	74	6		51					0	

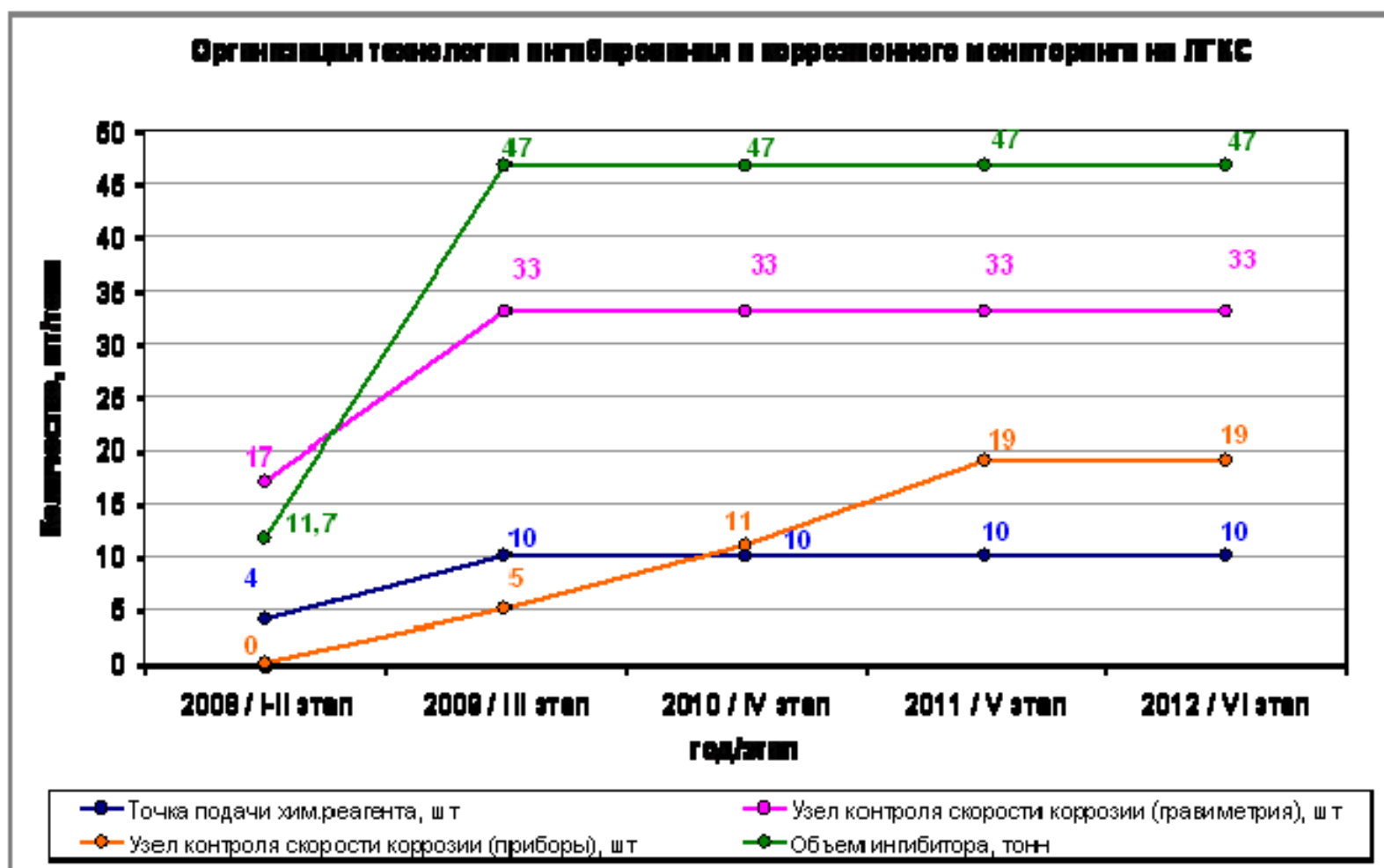
Таблица 4. 2008 Г. Ревизия и диагностика СОСУДОВ РАБОТАЮЩИХ ПОД ДАВЛЕНИЕМ (Объемы работ для капитальных затрат. Подготовка к 2009 г.)

ЭТАП	№	Назначение	Общее кол-во СРД, шт.	ON-LINE
2008	5	V (сепараторы, слаг-кетчеры, скрубберы, емкости)	31	10
		T (контакты)	4	
		F (фильтры)	11	
		HX (теплообменники, нагреватели)	11	
		KO (вертикальный ресивер воздуха)	1	
		T (буферная емкость)	1	
		AF (Фильтр системы тех. воздуха и азота)	2	
		CF (коалесцирующий фильтр)	1	
		D (емкость осушителя воздуха)	2	
		AV (емкость адсорбента, азота)	2	
		T (емкость хранения азота)	1	
		TK (емкости хранения хладоагентов (СРД, Р ≤ 0,07 атм.))	5	
		L (глушитель)	1	
		PF (фильтр)	1	
		ВСЕГО	74	10

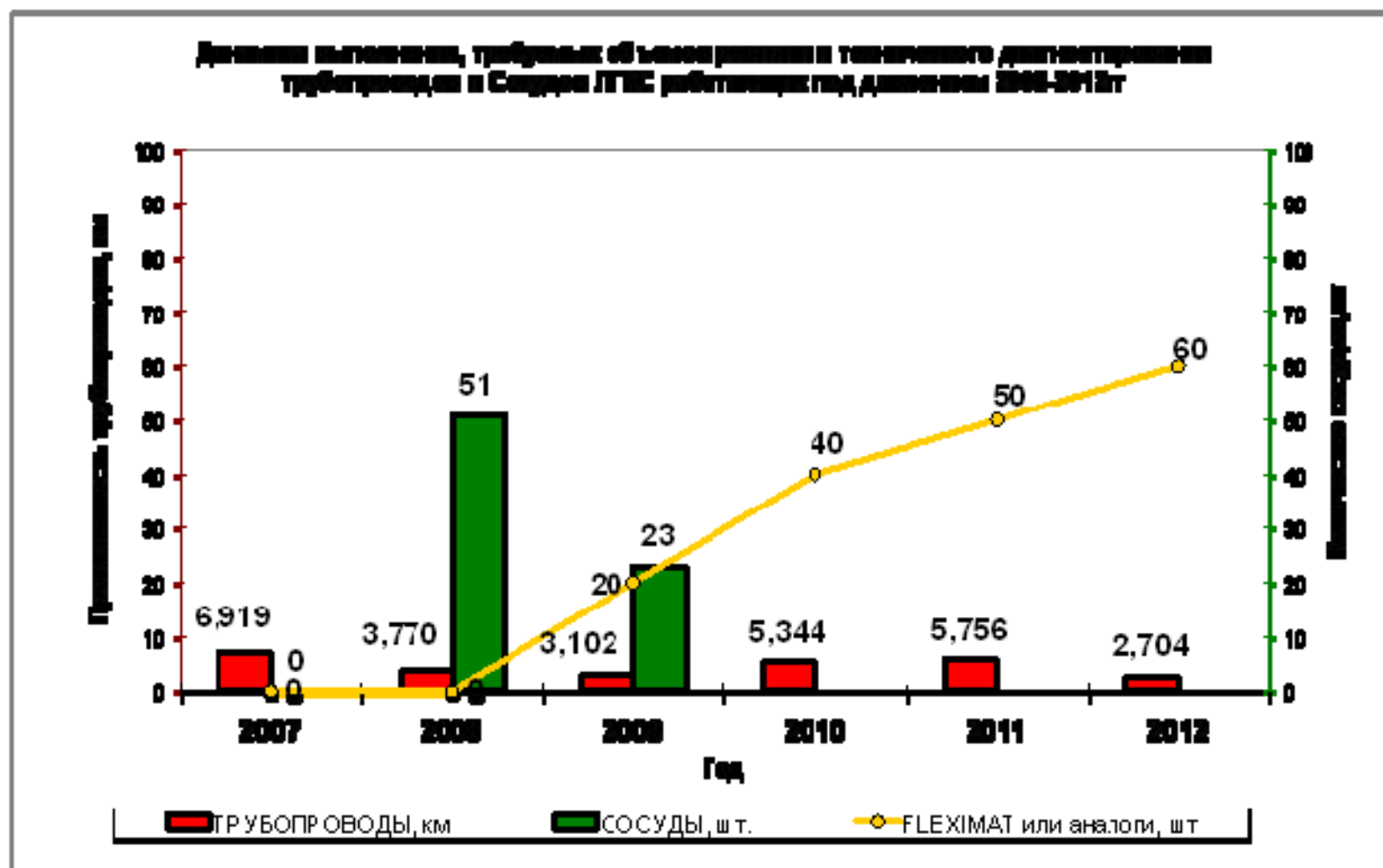
Примечание:
Приложение 1 - 4 - Перечень технологических трубопроводов по назначению и с периодичностью ревизии 1,2,3,4 год.
Приложение 5 - Перечень технологических трубопроводов по назначению, подлежащих повторной ревизии.
Приложение 6 - Перечень сосудов, работающих под давлением, по назначению, для проведения технического освидетельствования в 2008-2009гг.



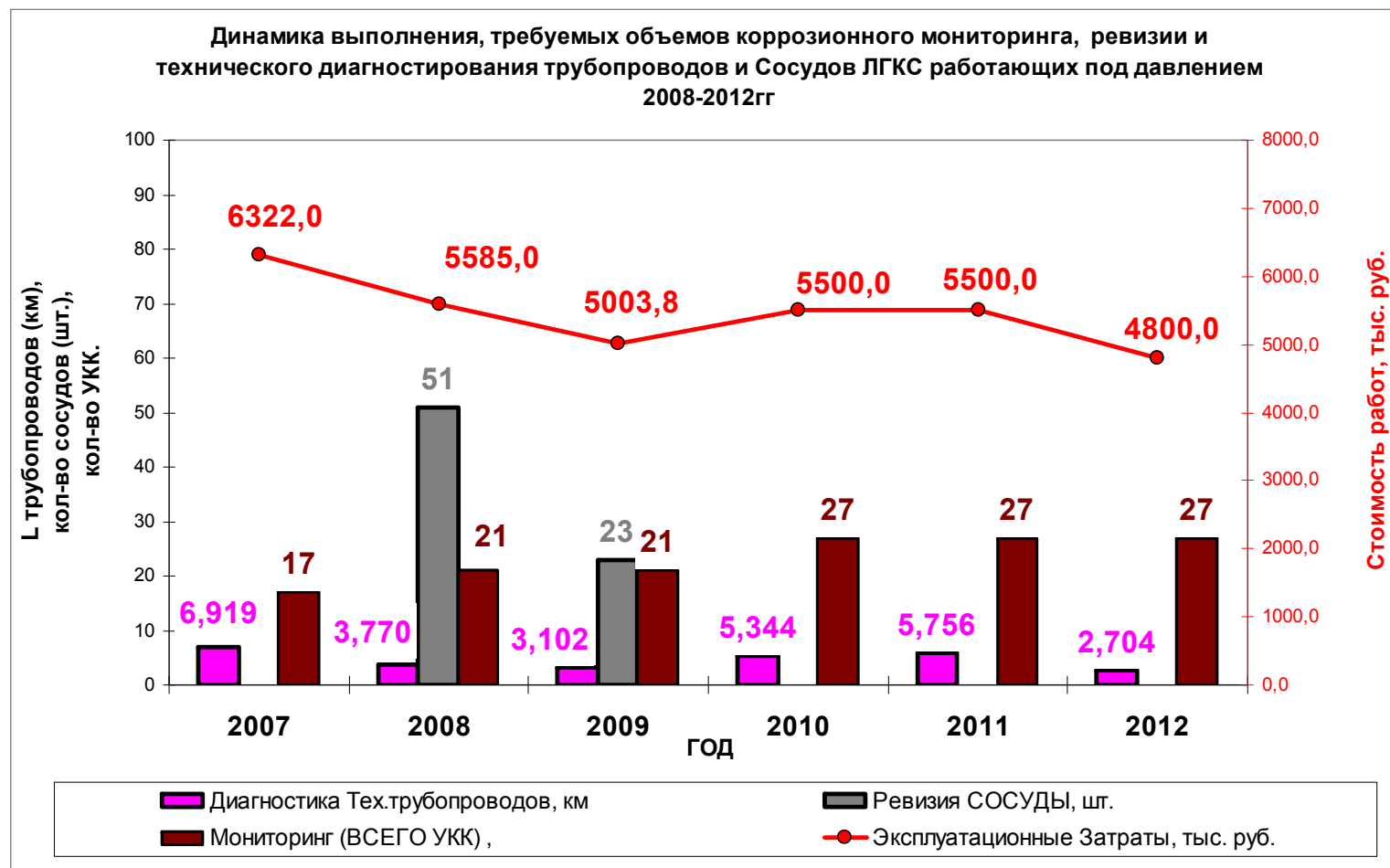
На Диаграмме №1 показана динамика увеличения средств коррозионного мониторинга и точек ввода ингибитора коррозии на 2008-2012 г.г.



На Диаграмме №2 динамика выполнения, требуемых объемов ревизии и технического диагностирования трубопроводов и сосудов, работающих под давлением на 2008-2012 г.г.



Сводная диаграмма объемов коррозионного мониторинга, ревизии и технического диагностирования трубопроводов и сосудов, работающих под давлением по Программе Управления Техсостояния на 2008-2012 г.г.



Наименование	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Диагностика Тех.трубопроводов, км	6,9193	3,7697	3,1018	5,3437	5,7560	2,7042
Ревизия СОСУДЫ, шт.	0	51	23	0	0	0
УКК (Приборы)	0	4	4	10	10	10
УКК (ОСК),	17	17	17	17	17	17
Мониторинг (ВСЕГО УКК) ,	17	21	21	27	27	27
Эксплуатационные Затраты, тыс. руб.	6322,0	5585,0	5003,8	5500,0	5500,0	4800,0



Проведение работ по мониторингу и ингибированию (таб. № I- VI (М)) и методов технического диагностирования тела трубопровода (сосуда) и техническому диагностированию (таб. № I- V(Д)) программы УТС, предоставляет следующие возможности:

- Непосредственно в процессе проведения антикоррозионных мероприятий оценивать их эффективность путем соотнесения затрат на эти мероприятия с достигаемым результатом
- Путем эффективного управления остаточным ресурсом, продлить срок эксплуатации обеспечить бесперебойную работу системы
- **Снизить/свести к нулю риски для предупреждения аварийных ситуаций, и потенциально связанных с ними человеческих, экологических и экономических потерь**
- Эффективно создавать бизнес-планы по планомерному распределению средств на выполнение требуемых объемов мероприятий (**капитальные и операционные затраты**), направленных на обеспечение целостности и бесперебойной работы системы
- **Все работы по состоянию на 01.10.2009 года выполняются строго по программе**





Менеджмент компании Company Managers

Директор:

*Гончаров Валерий
Александрович*

E-mail:
GoncharovVA@cormaco.ru

• **Director:**

Valery A. Goncharov

E-mail:
GoncharovVA@cormaco.ru

• **Исполнительный директор:**

Хусаинов Мансур Анварович

E-mail:
KhusainovMA@cormaco.ru

• **Executive Director:**

Mansour A. Khusainov

E-mail:
KhusainovMA@cormaco.ru

• **Главный инженер:**

Захаров В.Н.

E-mail: ZaharovVN@cormaco.ru

• **Chief engineer:**

Zaharov V. N.

E-mail:
ZaharovVN@cormaco.ru

• **Заместитель директора по науке**

Гамез Рикардо Солано

E-mail: GamesR@cormaco.ru

• **Deputy Director on research:**

Gamez R.S.

E-mail:
GamesR@cormaco.ru

тел. +7 (3466) 41-51-49,
тел./факс +7 (3466) 41-51-46

Phone. +7 (3466) 41-51-49,
Phone/Fax +7 (3466) 41-51-46