

(CAIET DE SARCINI)

Документация по присуждению к объявлению на участие № _____ от _____
(Техническое задание)

1. Наименование и цели использования оказываемых услуг

Проведения диагностического обследования газопроводов с применением бесконтактного магнитометрического метода (БММ), в целях оценки технического состояния на момент проведения обследования, а также разработка рекомендаций по обеспечению безопасных и надежных условий эксплуатации с целью предупреждения аварий.

2. Перечень и объемы услуг

№ п\п	Наименование услуги	Описание услуги	Кол-ный показатель объема услуги
1.	Проведение диагностического обследования газопроводов с применением бесконтактного магнитометрического метода (БММ).	- обнаружение на внутренних и наружных поверхностях труб, включая сварные швы, нарушений сплошности металла (прожог, расслоение, неметаллическое включение, раковина, усталостная и стресс-коррозионные трещины, коррозионная язва, задира, канавка, царапина, плена, рванина, непровар), а также вмятин, гофр, смещений кромок и прочие аномалии; - выявление возможных утечек газа; - выявление нарушений NRS 35-04-74:2006, СНиП 2.05.06-85* и в охранных зонах МГ, определяемых согласно Постановлению Правительства Р. Молдова №1104 от 14.11.2018 «Положение об охранных зонах сетей природного газа»; - оценка коррозионного состояния газопровода в контрольных шурфах и на открытых участках с составлением соответствующих актов и заключений согласно применённым методам неразрушающего контроля; - определение глубины заложения трубопровода; - выдача рекомендаций по выполнению ремонта обнаруженных дефектов; - оценка работоспособности участков по результату выполненных контрольных шурфов (расчет допустимой толщины стенки, расчёт допускаемого рабочего давления, расчёт остаточного ресурса).	1

3. Место оказания услуг

Согласно приложению №1

4. Сроки (периоды) оказания услуг

Период с апреля по октябрь 2024 года, согласно календарному графику утвержденного сторонами.

5. Требования по выполнению сопутствующих работ, оказанию сопутствующих услуг

Работы на объекте производятся поэтапно, что включают

5.1. Первый этап. Подготовительные работы.

- разработка, корректирование, согласование и утверждение форм исходящих документов;
- подготовка оборудования и приборов к работам.

5.2. Второй этап. Полевые работы.

- первичное исследование – ознакомление с объектом работ;
- проведение измерений для определения аномалий и дефектов согласно п.п.2;
- выполнение предварительной обработки инструментальных измерений на линейной части газопроводов;
- предварительный анализ материалов инструментальных измерений на линейной части газопроводов;

5.3 Третий этап. Камеральные работы и сдача Заказчику технического отчета

- камеральная обработка данных инструментальных измерений на газопроводах;
- анализ результатов обработки инструментальных измерений на объекте;
- составление предварительного технического отчета;
- сдача Заказчику окончательного отчета.

6. Общие требования к оказанию услуг, их качеству, в том числе технологии оказания услуг, методам и методики оказания услуг

Порядок проведения обследования трубопровода с использованием бесконтактного магнитометрического метода:

6.1 При обследовании газопровода Исполнитель обязан организовать и провести работы с применением приборов, позволяющие выявить все дефекты основного металла и металла сварных соединений, являющихся источниками концентраций механических напряжений.

6.2. Произвести регистрацию и запись напряженности магнитного поля в память накопителя магнитометра при движении оператора с прибором вдоль оси газопровода.

6.3. Шаг записи параметров магнитного поля (шаг сканирования) не должен превышать 0,25метра.

6.4. Проведение бесконтактного магнитометрического обследования трубопровода предусматривает выполнение следующих вспомогательных работ дополнение к п.п.5:

- разметка участков трубопровода под контрольные шурфы;
- дополнительный контроль (обследование) неразрушающими методами контроля в поверочных (контрольных) шурфах для оценки технического состояния трубы;
- оформление результатов обследования (составление «Заключения о техническом состоянии трубопровода»).

6.5 Содержание и последовательность проведения работ.

Полевые работы.

- Сплошное (100% протяженности) бесконтактное сканирование магнитного поля газопровода методом магнитной памяти, для выявления локальных концентраций механических напряжений в зоне с дефектом типа «потеря металла» (внешняя и внутренняя коррозия) или других видов дефектов. А также с участками отклонения уровня концентраций механических напряжений, не связанных с дефектами металла (в местах провисов, прогибов, оползневых нагрузок, потери устойчивости газопровода);
- Определение абсолютных географических координат оси газопровода и контрольных точек газопровода (КИК; крановые узлы; углы поворота; воздушные переходы; переходы через а/д, ж/д, реки, озера; сторонние коммуникации и т.д);

6.6 Расчет параметров безопасности по данным БММ:

- Предварительная расшифровка данных обследования для выбора участков газопроводов под поверочные (контрольные) шурфы, назначение которых определяет фактическую степень опасности дефектных участков и выбора тарировочных коэффициентов для дальнейших расчетов при камеральных работах.

- Определение (назначение) фактических, потенциально опасных участков для дальнейших расчетов безопасного срока дальнейшей эксплуатации;
- Ранжирование аномалий по степени концентрации напряжения по величине F (согласно РД 102-008-2002);
- Расчет скорости коррозии трубопровода согласно НТД, мм/год;
- Определение текущего технического состояния и рекомендации по первоочередным ремонтным или профилактическим работам;
- Расчет максимально-допустимого безопасного рабочего давления и периода безопасной эксплуатации на всех участках газопровода, оценка остаточного ресурса;

7. Требования к безопасности оказания услуг и безопасности результатов услуг

Исполнитель работ обязан проводить работы на объектах Заказчика только после прохождения инструктажа согласно требованиям промышленной безопасности и оформления разрешения, и допуск для проведения работ на объектах Заказчика. Все этапы проведения полевых работ указанные в п.п.5 и 6 будут проводиться на основании предварительного письменного уведомления со стороны Исполнителя, не менее чем 3 дня до даты их начало.

8. Порядок сдачи и приемки результатов услуг

Оформление результатов обследования:

По результату анализа всей собранной информации оформляется «ЗАКЛЮЧЕНИЕ о техническом состоянии объекта диагностики». В процессе формирования Заключения полученную информацию систематизируют с отражением основных результатов в виде таблиц, графиков и совмещенной ситуационной план-схемы трассы трубопровода. Допускается использование специального программного обеспечения, позволяющего автоматически генерировать сопроводительную часть Заключения для формирования базы данных технического состояния трубопровода. Заключение должно включать следующие разделы:

- Вводную часть, содержащую сведения об основании для проведения работы, данные об диагностической организации, сертификат Аккредитации), данные о специалистах проводящие диагностические работы, включая неразрушающий контроль в шурфах (сертификаты аттестации в соответствии с требованиями ИСО), о технических средствах и приборов (сертификаты поверок), примененных при выполнении работ по комплексной диагностике.

- Результаты анализа проектной, исполнительной и эксплуатационной документации и других представленных организацией-владельцем сведений об объекте диагностики. Результаты обследования представляются в виде таблиц, Актов и Протоколов и графически отражаются на совмещенной план-схеме трубопровода. При наличии программного обеспечения автоматически заполняется база данных результатов обследования для паспортизации трубопровода.

- Выводы и рекомендации: на основании Ведомости выявленных аномалий магнитного поля и результатов неразрушающего контроля на вскрытых участках трубопровода в контрольных шурфах составляется итоговая таблица ранжирования участков трубопровода на классы, по техническому состоянию.

- Приложение : Основные материалы магнитометрического обследования (магнитограммы, профилограммы глубины залегания трубопровода, первичная информация в виде совмещенной план-схемы результатов магнитометрического обследования), Акты и Протоколы дополнительного дефектоскопического контроля арбитражными методами, а также, при необходимости, результаты других видов экспертного обследования (итоговые таблицы, карты дефектоскопического контроля, результаты расчета остаточного ресурса, допустимой толщины стенки металла трубы, разрешённого рабочего давления).

Порядок и последовательность оформления работ:

- Передача исходных материалов до начала проведения полевых работ - оформляется актом приема-передачи, а также последующий доступ на объект обследования проводится на основании письма от имени исполнителя и оформление разрешения согласно требованиям нормативной документации, в области промышленной безопасности.

- Завершение полевых работ, а также проведение предварительной идентификации выявленных аномалий на основании контрольного обследования в шурфах, также оформляется составлением двухстороннего акта выполненных работ по всем объектам обследования.

- Окончательный отчёт предоставляется согласно требованиям п.п. 9 с оформлением акта выполненных работ согласно требованиям бухгалтерского учета. Р. Молдовы.

- По результатам работ Заказчик предоставляет отчет на русском языке в 2-х печатных экземплярах (формат MS Word) и один на электронном носителе flash card (формате MS Word)

9. Требования по передаче заказчику технических и иных документов по завершению и сдаче услуг

По результатам выполненного анализа и расчетов в объеме комплексного диагностического обследования газопровода составляется предварительный (проект) отчет для дополнительного изучения техническими специалистами эксплуатирующей организации и внесения возможных дополнений и согласований.

Окончательный вариант отчета, принятый обеими сторонами по полноте и содержания в соответствии с требованиями настоящего технического задания, нормативных документов, а также договорным условиям должен быть оформлен и содержать:

1. Карты – схемы и диаграммы распределения аномалий инспектируемого газопровода.
2. Ведомости выявленных аномалий, результаты расчётов параметров работоспособности газопровода.
3. Журнал аномалий с привязками к наземным маркерам.
4. Плотность распределения аномалий по индексу опасности F (согласно РД 102-008-2002).
5. Плотность распределения аномалий по уровню напряжений.
6. Плотность распределения аномалий по величине безопасного давления.
7. Безопасное рабочее давление.
8. Ведомость аномалий с указанием параметров работоспособности газопровода.
9. Период безопасной работы дефектного участка газопровода при безопасном рабочем давлении.
10. Таблица с расчётами скорости коррозии трубопровода по результатам инструментальных измерений, мм/год.
11. Таблица оценки анализа состояния выявленных аномалий (согласно ВРД 39-1.10-026-2001г.) по результатам инструментальных измерений и сроками его ремонта.
12. Акты обследования в контрольных шурфах (с фотографиями).
13. Рекомендации по ремонту.
14. Выводы.

10. Требования по сопутствующему монтажу поставленного оборудования, пусконаладочным и иным работам

Не требуется

11. Требования по техническому обучению персонала заказчика работе на подготовленных по результатам оказания услуг объектах

Не требуется

12. Требования по объему гарантий качества услуг

Не требуется

13. Требования по сроку гарантий качества на результаты услуг

Не требуется

14. Требования к квалификации исполнителя

Требования к исполнителю технического диагностирования:

Исполнитель работ по диагностическому обследованию и оформления технических отчетов должен иметь:

- аттестованный персонал;
- аккредитованный Орган по инспекции в области промышленной безопасности (или договор с аккредитованным органом по инспекции для оказания услуг в объем настоящего ТЗ),
- измерительные приборы и оборудование (на правах собственника), необходимые для проведения заявленных видов работ по техническому диагностированию, укомплектованные разрешительной документацией (сертификаты поверок), оформленной в установленном порядке;
- документы, подтверждающие квалификацию персонала (сертификаты аттестации в соответствии с требованиями ИСО), достаточную для проведения заявленных работ по техническому диагностированию, а также знания правил безопасности при выполнении данных работ;

Исполнитель технического диагностирования должен руководствоваться нормативными правовыми актами и техническими документами, устанавливающие правила ведения работ для опасных производственных объектах.

15. Авторские права с указанием условий о передаче заказчику исключительных прав на объекты интеллектуальной собственности, возникшие в связи с исполнением обязательств исполнителя по оказанию услуг

Не требуется

16. Правовое регулирование приобретения и использования оказываемых услуг осуществляется по усмотрению заказчика для тех видов работ, в отношении которых законодательством Республики Молдова предусмотрены особые требования.

Перечень законодательных, нормативных актов и нормативно-технических документов:

1. Закон Р. Молдова №151 от 09.06.2022г. «О безопасном функционировании потенциально опасных производственных объектов и технических установок»;
2. Постановление Правительства Р. Молдова №1104 от 14.11.2018 «Положение об охранных зонах сетей природного газа»;
3. NRS 01-03:2013 «Общие процедуры проведения экспертизы промышленной безопасности»;
4. RG 35-04-29:2005 «Оценка технического состояния подземных газопроводов»;
5. RG 35-01-72:2006 «Порядок продления срока безопасной эксплуатации технических устройств и сооружений на опасных производственных объектах»;
6. NRS 35-04-74:2006 «Правила безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов»;
7. SM CEN ISO/TS 12747:2019 „Промышленность нефтяная и газовая. Системы транспортировки по трубопроводам. Рекомендуемая практика продления срока службы трубопроводов”.
8. СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы»;
9. SM EN ISO 16708:2014 „Нефтяная и газовая промышленность Системы транспортирования по трубопроводам Методы расчёта надёжности по предельному состоянию”.
10. СТО Газпром 2-3.5-045-2006 «Порядок продления срока безопасной эксплуатации линейной части магистральных газопроводов ОАО «Газпром»»;
11. СТО Газпром 2-3.5-252-2008 «Методика продления срока безопасной эксплуатации» МГ ОАО «Газпром».
12. СТО Газпром 2-2.3-095-2007 «Методические указания по диагностическому обследованию линейной части магистральных газопроводов»;
13. СТО Газпром 2-2.3-112-2007 «Методические указания по оценке работоспособности участков МГ с коррозионными дефектами».
14. СТО Газпром РД 39-1.10-088-2004 «Регламент электрометрической диагностики линейной части магистральных газопроводов»;

15. ВРД 39-1.10-026-2001 «Методика оценки фактического положения и состояния подземных трубопроводов».
16. СТО Газпром 2-2.4-083-2006 «Инструкция по неразрушающим методам контроля качества сварных соединений при строительстве и ремонте промышленных и магистральных газопроводов»;
17. РД 03-606-03 «Инструкция по визуальному и измерительному контролю»;
18. СТО Газпром 2-2.2-136-2007 «Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промышленных и магистральных газопроводов (часть I)»;
19. СТО Газпром 2-2.3-137-2007 «Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промышленных и магистральных газопроводов (часть II)».
20. ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии»;
21. Р 51-31323949-42-99 «Рекомендации по оценке работоспособности дефектных участков газопроводов»;
22. СТО Газпром 2-2.3-361-2009 «Руководство по оценке и прогнозу коррозионного состояния линейной части магистральных газопроводов»;
23. ВРД 39-1.10-063-2002 - Инструкция по оценке работоспособности и отбраковке труб с вмятинами и гофрами.
24. СТО Газпром 2-2.3-310-2009 «Организация коррозионных обследований объектов ОАО «Газпром». Основные требования»;
25. СТО Газпром 2-2.3-253-2009 «Методика оценки технического состояния и целостности газопроводов»;
26. РД 51-1-98 «Методика оперативной компьютерной диагностики локальных участков газопроводов с использованием магнитной памяти металла»;
27. РД 102-008-2002 «Инструкция по диагностированию технического состояния трубопроводов бесконтактным магнитометрическим методом»
28. ГОСТ 14782-86 „Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые”;
29. ГОСТ 7512-82 - Радиографический контроль сварных соединений;
30. ГОСТ 18442-80 - Контроль неразрушающий. Капиллярный метод;
31. ГОСТ 22761-77 – Металлы и сплавы. Метод измерения твёрдости по Бринеллю переносными твердомерами статического действия.

17. Порядок оплаты

№ п\п	Наименование работ	Объём оплаты работ в %
1	Проведение работ по инструментальному обследованию бесконтактным магнитометрическим методом (полевые работы, запись магнитографом)	30
2	Предварительная обработка, анализ, составление и предоставление информации о возможных потенциально-опасных участках подлежащих обследованию в контрольных шурфах (выборочно)	20
3	Проведение дефектоскопического контроля в контрольных шурфах неразрушающими методами на основании п.п.2	20
4	Обработка и анализ информации, составленная предварительного отчета (в электронном формате) на основании п.п.1,2,3	20
5	Оформление и предоставление заключительного отчета экспертного заключения по диагностическому обследованию газопроводов с применением бесконтактного магнитометрического метода.	10

Примечание: Все вышеуказанные виды работ, после их завершения, предоставляются к оплате только на основании 2-х стороннего подписанного акта выполненных работ.

18. Иные требования к услугам и условиям их оказания по усмотрению заказчика

Подрядчик в обязательном порядке, должен обладать опытом (не менее 2 лет за последние 3 года) проведения работ по диагностическому обследованию трубопроводов с использованием бесконтактного магнитометрического метода.

19. Другие требования

- Для обеспечения качественного выполнения работ Заказчик обеспечивает расчистку трассу газопроводов от кустарников.
- Контрольное шурфование газопроводов выполняется силами Заказчика в местах, определенных Подрядчиком по результатам работ.
- Заказчик обеспечивает проектной, исполнительной и эксплуатационной документацией по объектам обследования, материалами обследований прошлых лет, мест ремонта покрытия и труб и др. необходимой информацией.

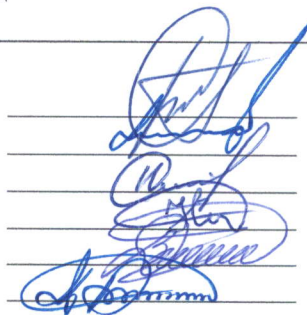
20. Приложения

Приложение № 1

Таблица №1: Первичные исходные данные объектов, подлежащих диагностическому обследованию (БММ) на 2024 год

Coordonat:

Inginer şef
Director adjunct
Şef STP
Şef SEL
Şef SCTDE
Şef SPEC



I. Baidauz
V. Boghean
N. Galaţan
G. Condratie
D. Brînză
V. David

Таблица №1: Первичные исходные данные объектов, подлежащих диагностическому обследованию (БММ)

№№ п/п	Наименование газопроводов	Местоположение газопровода	Характеристики газопроводов					Давление газа, кгс/см ²		Место подбора к МГ	Способ укладки г/п-отвода	Конструкция из защитного покрытия	Проведенное обследование	
			Год ввода	Диаметр (мм)	толщина стенки мм	Протяженность (км)	марка стали	проектное	таж. за период 2023				Год	Метод
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Магистральные газопроводы														
1	МГ Раздельная-Измалл	р-ны Кузень, Шт. Воля Вулканеть	1974	820	8,0-11,0	92,24	17ГС	55,0	39,4		подземный	экструдированный полиэтилен	2017-2019	Капре-монтаж методом реновации
	Итого по МГ:													
						92,24								
Дорожеский ЛПУ														
2	Г/п-отв. Сыжжерей	р-он Сыжжерей	2008	108	4,2	9,16	3пс	55,0	36,6	км 13,5 г/о «Б-У»	подземный	плёночное		ИПИ
3	Г/п-отв. Фэлетшь	р-он Фэлетшь	2008	159	4,9	5,124	С-20	55,0	36,7	км 41,68 г/о «Б-У»	подземный	плёночное		ИПИ
4	Г/п-отв. Резина	р-он Резина	1987	325	5,9-6,9	7,6	СТ10/3сп	55,0	36,1	км 80,7 МГ Куш.-Рён.	подземный	битумное		ИПИ
	Итого по ДППУ:													
						21,884								
Кушневский ЛПУ														
5	Г/п-отв. Пересечино	р-он Орхей	1988	159	4,4-5,0	1,28	10пс/3сп	55,0	35,8	км 30,5 МГ Куш.-Рён.	подземный	битумное		ИПИ
6	Г/п-отв. Ниспорень	р-он Страшен-Ниспорень	2004	159	5,7-6,1	36,9	ст20	55,0	41,0	км 22,4 г/о Страшны	подземный	битумное		ИПИ
7	Г/п-отв. Криулень	р-он Криулень	1989	159	4,3-6,0	13,3	ст20	55,0	35,8	км 15 МГ Куш.-Рён.	подземный	битумное		ИПИ
8	Г/п-отв. Анений Ной	р-он А. Ной	1972	219	5,9-6,2	0,54	10пс	55,0	43,6	км 140 МГ Од.-Куш.	подземный	битумно-полимерное	2014	БММ
9	Г/п-отв. «Примэвара»	р-он А. Ной	1980	219	7,6-8,4	2,78	ст10/ст20	55,0	43,0	км 2,755 г/о Маек	подземный	битумное		ИПИ
10	Г/п-отв. Маек	р-он А. Ной	1985	159	7,6-8,4	0,025	ст20	55,0	43,0	км 134 МГ Од.-Куш.	подземный	плёночная		ИПИ
11	Г/п-отв. Колпица	р-он Дубосары	1997	159	5,1-6,0	5,044	ст10/ст20	55,0	45,2	км 40 г/о Дубосарь	подземный	битумное	2018	БММ
12	Г/п-отв. Кузень	р-он Кузень	1981	159	6,1-9,2	4,91	ст20	55,0	40,9	км 150 МГ Ри	подземный	битумная		ИПИ
			2005	152	6,1-9,2	0,11								
				325	6,1-9,2	0,08								
13	Г/п-отв. Олгешть	р-он Шт. Воля	2005	273	5,8-6,0	11,01	3пс	55,0	45,7	км 19,4 г/о Шт. Воля	подземный	битумное		ИПИ
				108	4,1-5,0	10,61	В20							

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
14	Г/п-отв Рэкеший Ной	р-он Штр. Водэ	2007	159	4,1-5,0	0,062	В20	55,0	45,7	км 10 г/о Олэнешть	подземный	битумное		ИПИ
15	Г/п-отв ГРС Токуэ	р-он Кэушень	2004	108	4,1	0,04	ст20	55,0	41,0	км 0,04 вх. шлейф, МГ РИ, ШДКРИ (ПИС)	подземный	битумное		ИПИ
16	Г/п-отв Кэйнарь	р-он Кэушень	2006	108	4,1	8,9	20	55,0	43,8	км 16 МГ Т-К-М	подземный	битумное		ИПИ
17	Г/п-отв Чимишлия-Котовск (Хынчешты)	р-он Чимишлия- Хынчешты	1996	219	6,1-7,0	22,2	10	55,0	47,4	от км 27,4 г/о Чим.-Котовск (ВШПУ)	подземный	битумное	2016	БММ
18	Г/п-отв Хынчешты	р-он Хынчешты	2003	219	6,1-7,0	19,2	3пе	55,0	47,1	км 49,6 г/п Чим.- Котовск (Хынчешты)	подземный	битумное	2005	БММ
19	Г/п-отв Карпинены	р-он Хынчешты	2010	159	5,1-5,8	25,57	ст20	55,0	47,1	км 17,6 г/о Хынчешты	подземный	битумное		ИПИ
Итого по КППУ:						169,658								

Вулканештский ЛПУ														
20	Г/п-отв Тараклия	р-он Тараклия	1998	159	5,0-6,0	8,6	ст20	55,0	44,4	км 259 МГ РИ	подземный	битумное	2018	БММ
21	Г/п-отв Вулканешты	р-он Вулканешты	1979	273	5,0-6,0	9,4	ст20	55,0	44,6	км 0,02 выхол. шлейфа КС Вулканешты	подземный	битумное	2018	БММ
22	Г/п-отв Ферапонтьевка	р-он Комрат	2001	159	5,0-6,7	0,19	В20	55,0	44,6	км 26 г/о Комрат	подземный	битумное		ИПИ
23	Г/п-отв Кантемир	р-он Комрат- Кантемир	2011	219	6,0-7,0	22,56188	20сп	55,0	44,5	км 31,7 г/о Комрат	подземный	пленочное		ИПИ
24	Г/п-отв Гаваноса	р-он Кагул	2004	159	6,0-7,0	8,84112	3сп	55,0	44,5	км 5 г/о Кагул	подземный	битумное		ИПИ
Итого по ВЛПУ:						50,343								
ВСЕГО:						334,13								

Начальник ПТО

Галацан Н.Н.

Нач. ЛЭО

Кондратие Г.Л.

Нач. ЭХЗ

Давид В.А.