



ANEXO

REGLAMENTO TÉCNICO DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS

1. INTRODUCCIÓN

El presente Reglamento tiene por finalidad la estandarización y optimización del control sobre los sistemas de medición de petróleo y gas producido, tratado, fraccionado, transportado, almacenado y/o comercializado por los permisionarios de exploración, concesionarios de explotación, almacenadores, distribuidores, transportistas, importadores y exportadores de todo el país, que permita al ESTADO NACIONAL la obtención de los datos en cada punto de medición detallado en este Anexo, de forma segura y eficiente, así como la implementación de los mecanismos para el control del flujo de hidrocarburos desde su obtención hasta su comercialización con el objeto de contribuir con la integración y planificación de las políticas energéticas establecidas.

2. ALCANCE

El presente Reglamento es aplicable a los sistemas de medición de hidrocarburos que se encuentran en las instalaciones de superficie y a los sistemas de transmisión de datos para el envío de información a la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA, con el fin de contar con información fehaciente para el seguimiento, control y optimización de la producción, tratamiento, fraccionamiento, transporte y almacenamiento y entrega de hidrocarburos.

3. DEFINICIONES

AGA Reports: técnicas recomendadas por *American Gas Association*, última revisión, a la fecha de instalación del sistema de medición.

API - Manual of Petroleum Measurement Standards: Estándares técnicos de mediciones de petróleo del *American Petroleum Institute*.

ASTM - Standards: Estándares técnicos de *American Society for Testing and Materials*.

SE: La SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA.

AUTORIDAD DE APLICACIÓN NACIONAL: SE.



AUTORIDAD DE APLICACIÓN PROVINCIAL: Organismos análogos designados por las provincias productoras, de acuerdo con lo prescripto en el Artículo 97 de la Ley N° 17.319 y en los Artículos 1º, 4º y 6º de la Ley N° 26.197.

DNTel: Dirección Nacional de Transporte e Infraestructura.

CONSTANCIA DE AUDITORÍA: Documento oficial donde constan las “No Conformidades” detectadas en una auditoría realizada sobre cualquiera de las instalaciones de campo detalladas en el Subanexo que integra el presente Reglamento.

ESQUEMAS ZONALES: Esquemas donde se indican las distintas instalaciones de superficie y su interrelación, desde las baterías hasta el Punto de Medición fiscal.

ESTÁNDARES Y NORMAS INTERNACIONALES: Normas y estándares según AGA, ASTM, API e ISO, según correspondan, para petróleo y/o gas.

ESTÁNDARES Y NORMAS NACIONALES: Normas y estándares nacionales que cumplan con las normas internacionales.

GAS EN ESPECIFICACIÓN COMERCIAL: Es el gas natural producido que, habiendo sido sometido a un proceso de acondicionamiento y/o tratamiento, cumple a los efectos de su transporte con las condiciones establecidas por la Resolución N° 259 de fecha 7 de mayo de 2008 del ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), organismo descentralizado actualmente en la órbita de la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA.

ISO: *International Standardization Organization.*

INTI: INSTITUTO NACIONAL DE TECNOLOGÍA INDUSTRIAL.

MEDICIÓN: Conjunto de operaciones realizadas en forma automática que tienen por objeto determinar las magnitudes cuantitativas y las calidades de los hidrocarburos producidos, tratados, fraccionados, transportados y almacenados en un yacimiento de hidrocarburos, a través de métodos que incluyen el uso de instrumentos de medición.

METRO CÚBICO DE GAS: Unidad de medida a utilizar para computar la producción de gas, entendiéndose por tal el volumen de gas natural que ocupa UN METRO CÚBICO (1m³) en condiciones estándar de presión y temperatura referido a NUEVE MIL TRESCIENTAS KILOCALORÍAS POR METRO CÚBICO (9300 Kcal/m³).

METRO CÚBICO DE PETRÓLEO: Unidad de medida a utilizar para computar la producción de petróleo, entendiéndose por tal el volumen que ocupa UN METRO CÚBICO (1 m³) en condiciones estándar de presión y temperatura.

PETRÓLEO EN ESPECIFICACIÓN COMERCIAL: Petróleo producido y sometido a un proceso de acondicionamiento y/o tratamiento, que no contendrá más de CIEN (100) g/m³



de sales, un UNO POR CIENTO (1%) de agua y cuya tensión de vapor REID no exceda de CIENTO TRES PUNTO CUARENTA Y DOS (103.42) Kpa a la temperatura de TREINTA Y SIETE COMA SETENTA Y OCHO (37,78) grados centígrados, definido según el Inciso d) del Artículo 7° del Anexo 1 del Decreto N° 44 de fecha 7 de enero de 1991, a los efectos de su transporte y comercialización, expresado en metros cúbicos.

PUNTO DE MEDICIÓN: Instalación física donde se mide el petróleo y/o el gas producido, transportado, distribuido y/o almacenado, ya sea que dichos hidrocarburos se encuentren en especificación comercial o no.

SCADA: *Software* para la supervisión, control y adquisición de datos.

SISTEMA DE EMPADRONAMIENTO: Sistema para la declaración, modificación y visualización de instalaciones y mediciones de la DNTel, el cual se encuentra disponible en la página *web* de la SE.

SISTEMA DE AUDITORÍAS: Sistema para la carga, revisión y visualización de auditorías.

SISTEMA DE MONITOREO ONLINE: Sistema para la visualización de las mediciones recibidas por la DNTel y puestas a disposición de las autoridades nacionales, provinciales y empresas, según corresponda.

SRyTD: Sistema de recolección y transmisión de datos.

SFTP: Protocolo de transferencia de archivos seguros para la recepción de los archivos de transferencia conteniendo los datos solicitados.

TELESUPERVISIÓN: Sistema de adquisición de datos en forma local y/o remota, que utilizan las empresas para recopilar los datos de medición y control.

TRATAMIENTO Y/O ACONDICIONAMIENTO: Proceso de deshidratación y remoción de impurezas del petróleo y del gas, remoción de líquidos del gas natural y demás pasos necesarios a seguir para obtener petróleo o gas en especificación comercial.

YACIMIENTOS: Depósitos naturales subterráneos de hidrocarburos económicamente explotables, conformados por uno o más reservorios de hidrocarburos.

4. PUNTOS DE MEDICIÓN

4.1. Instalaciones a Considerar.

Con el objeto de determinar y realizar un efectivo seguimiento de la producción, tratamiento, fraccionamiento, transporte y almacenamiento y entrega de gas y petróleo, se contemplan las mediciones indicadas en el listado de instalaciones y sus mediciones, detalladas en el Punto A del Subanexo que integra el presente Reglamento.



Las mediciones forman parte de las instalaciones de superficie intervinientes en las distintas etapas del proceso, considerando desde la extracción hasta la comercialización de los hidrocarburos líquidos y gaseosos.

Con el objeto de obtener mediciones confiables, se debe tener en consideración el diseño, calibración y mantenimiento de los sistemas de medición, como así también asegurar la trazabilidad de los datos enviados a la DNTel.

4.2. Puntos Nuevos.

A partir de la entrada en vigencia de la presente normativa, las empresas que implementen nuevos puntos de medición serán responsables del diseño, construcción, operación y mantenimiento de los mismos, respetando los estándares y prácticas recomendadas, de acuerdo a las normas nacionales que cumplan con las normas internacionales (AGA, ASTM, API e ISO, según correspondan, para petróleo y/o gas) vigentes al momento de su implementación.

Los puntos y/o instalaciones contempladas en el presente reglamento, deberán ser declarados por las empresas en el “Sistema de Empadronamiento” en un plazo máximo de TREINTA (30) días, desde su instalación.

Los sujetos comprendidos en el presente Reglamento deberán reportar la información correspondiente a dicho punto, de acuerdo con lo indicado en el Punto 5 del presente Reglamento.

Deberán, además, incorporarlos a los “Esquemas Zonales” existentes o realizar un nuevo esquema zonal donde se indique su interrelación con el resto de las instalaciones.

4.3. Puntos Existentes.

Los puntos de medición existentes deberán estar adecuados a los estándares nacionales e internacionales mencionados precedentemente, en su versión correspondiente al año de construcción del Punteo de Medición, o una versión más reciente.

Todo Punto de Medición existente a la fecha de publicación del presente Reglamento, que aún no se encuentre incluido en el “Sistema de Empadronamiento”, deberá ser declarado dentro del plazo de TREINTA (30) días corridos, desde la entrada en vigencia del presente Reglamento.

En caso de no contar con Telesupervisión y/o Sistema SRyTD, los mismos deberán ser implementados de acuerdo al Punto 5 del presente Reglamento.

Las empresas deberán informar a la DNTel la identificación de las distintas instalaciones existentes en “Esquemas Zonales”, indicando la interrelación entre las mismas.

4.4. Denominación y Empadronamiento de los Puntos de Medición.



Las empresas deberán incorporar al “Sistema de Empadronamiento” las instalaciones que operen, como así también mantener actualizados los datos en dicho sistema con las altas, bajas y modificaciones de las instalaciones indicadas en el Apartado A del Subanexo del presente Reglamento.

La denominación de los puntos de medición será la codificación técnica que actualmente utilizan las empresas para la identificación del punto; la misma será incorporada en el sistema de empadronamiento correspondiente a las empresas.

4.5. Mantenimiento, Calibraciones y Verificaciones.

Los sujetos comprendidos en el presente Reglamento deberán efectuar el mantenimiento, las calibraciones y verificaciones de los puntos de medición, de acuerdo con el detalle y periodicidad que se indica en el Apartado B del Subanexo, el cual integra el presente Reglamento.

Para la calibración de los elementos primarios y secundarios de los puntos de medición se deberán utilizar patrones de referencia homologados por el INTI, o por quien dicho instituto designe mediante un registro de laboratorios habilitados. A los efectos de esta regulación se establecen periodos de homologación de DOS (2) años.

En caso de no ser posible la calibración de un instrumento de medición en territorio de la REPÚBLICA ARGENTINA, se podrán aceptar como válidos patrones de referencia que se encuentren fuera del ámbito nacional, siempre que los mismos pertenezcan a instituciones reconocidas y cumplan con las normativas internacionales mencionadas en el Punto 3 del presente Reglamento.

Para las instalaciones nuevas, cuando el instrumental instalado posea certificación de origen emitida por un organismo de reconocimiento internacional, no será necesaria otra homologación hasta que haya vencido el periodo original.

La frecuencia de calibración y verificación que se establece para los equipos de medición de gas y petróleo, indicada en los Puntos 1 y 2 del Apartado B del Subanexo, será aplicable a todos los puntos de medición que estén sujetos a la realización de auditorías.

5. TRANSMISIÓN DE DATOS

5.1. Sistema de Transmisión.

Las empresas deberán realizar las adecuaciones de Telesupervisión y vínculos de comunicación, en caso de ser necesarias, e implementar un SRyTD, para que la información correspondiente a los puntos de medición sea transmitida vía Internet al sitio SFTP en los servidores de la SE, destinado a tal fin.



Esta información será visualizada en el Sistema de Monitoreo *Online* implementado por la DNTel.

5.2. Mediciones a Enviar.

Se deberán reportar los datos correspondientes a todas las instalaciones y sus mediciones indicadas en el Apartado C del Subanexo, el que integra este Reglamento. Para las instalaciones que no se indican en dicho Apartado C, solo se deberán enviar datos en caso que la AUTORIDAD DE APLICACIÓN NACIONAL así lo requiera.

La información correspondiente a las mediciones de petróleo y de gas deberá ser la de sus puntos de origen, tomados a la salida de los computadores de volumen o de flujo, respectivamente, antes de ser procesada por los programas SCADA y/o de producción. Esa información también podrá ser tomada de nodos de interrogación que concentren aquellos valores, respetando las condiciones originales y su trazabilidad.

Las variables requeridas por cada uno de los puntos de medición y su formato, se encuentran indicados en la página *web* de la SE. Los volúmenes se deberán informar en “metros cúbicos de gas” o “metros cúbicos de petróleo”, según corresponda.

Para el caso que la medición se realice mediante el método de “Cinta y Pílon”, se deberá contar con un sistema de medición adicional o se deberá cargar la información en el SRyTD en forma manual para ser enviada a la SE.

5.3. Arquitectura del Sistema.

Las empresas deberán contar con los diagramas actualizados de todas las redes de Telesupervisión y SRyTD, los que deberán ser presentados en las auditorias correspondientes o ser enviados a la DNTel, en caso de existir modificación en los mismos.

5.4. Mantenimiento y Verificación de los Sistemas de Telesupervisión.

Las empresas deberán realizar el mantenimiento y/o verificación de los sistemas de Telesupervisión y SRyTD, para asegurar el correcto funcionamiento ininterrumpido de los mismos.

En caso de mantenimiento programado y/o salida de servicio de los sistemas mencionados, se informará a la DNTel con una antelación de al menos CUARENTA Y OCHO (48) horas, debiendo acompañar un plan de contingencias para reportar los datos.

En caso de fallas involuntarias e imprevistas, los sujetos comprendidos responsables del envío de datos deberán detectar esta situación y notificarla a la DNTel, indicando la causa, metodología para obtener los datos correctos y soporte de dicha información solicitando, además autorización para el envío de los datos corregidos.



Los SRyTD deberán realizar una auditoria con una periodicidad que no supere los DOS (2) años, salvo modificaciones que alteren el funcionamiento o cambio de equipos, en cuyo caso deberá auditarse al momento de ser puestos nuevamente en servicio.

6. AUDITORÍAS

6.1 Aplicación.

Los sujetos comprendidos deberán realizar las auditorías correspondientes en todas las instalaciones, los sistemas de Telesupervisión y los SRyTD para el envío de información a la SE, a fin de verificar el cumplimiento de las normas de aplicación y su correcto funcionamiento.

Dichas auditorías serán llevadas a cabo por entidades auditoras contratadas por los sujetos comprendidos, inscriptas en el Registro de Entidades Auditoras de Seguridad, Técnicas y Ambientales que establece la Resolución N° 414 de fecha 14 de mayo de 2021 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA DEL MINISTERIO DE ECONOMÍA.

La SE, a través de su página *web*, pondrá a disposición de los sujetos comprendidos el listado de las entidades auditoras que se encuentren inscriptas y habilitadas para la realización de las auditorías aquí referidas.

Lo dispuesto precedentemente es sin perjuicio de las facultades de inspección y fiscalización que correspondan a otras autoridades de aplicación competentes.

6.2. Registro.

Deberán adecuarse a lo normado por la Resolución N° 414/2021 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA DEL MINISTERIO DE ECONOMÍA.

6.3. Normas para la Inspección.

Para la realización de las auditorías correspondientes a las distintas instalaciones listadas en el Punto 1 del Apartado D del Subanexo, se deberán utilizar los formularios (Protocolos) que se encuentran disponibles en la página *web* de la SE.

<https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/hidrocarburos>

Para las instalaciones existentes y empadronadas según la Resolución N° 318 de fecha 22 de abril de 2010 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, indicadas en el Punto 1 del Apartado D del Subanexo, cuyas auditorías se encuentren no conformes o vencidas, de acuerdo a los plazos indicados en el Punto 2 del Apartado D del Subanexo, se otorgará un plazo de DOCE (12) meses corridos, desde la entrada en vigencia de este reglamento, a los efectos de realizar la auditoría correspondiente y regularizar su situación.



6.4 Periodicidad de las Auditorías.

Luego de cumplir satisfactoriamente con la auditoría solicitada en el Punto 6.2, los sistemas serán auditados de acuerdo al cronograma de auditorías periódicas, indicado en el Punto 2 del Apartado D del Subanexo.

Las instalaciones mencionadas en el Punto 3 del Apartado D del Subanexo que integra el presente Reglamento, no requerirán auditorías periódicas, salvo que la DNTel requiera la realización de una auditoría de carácter excepcional, justificando las razones de dicha solicitud.

Las entidades auditoras no podrán realizar la prestación de auditoría a una misma instalación, sin que medie, entre la anterior y la que vaya a ejecutarse, UNA (1) auditoría practicada por otra entidad auditora, conforme a los requisitos y periodos establecidos en la normativa aplicable. Quedan eximidas de esta condición las auditorías de levantamiento de No Conformidades.

6.5. Informe de Auditoría.

Las auditorías podrán arrojar los siguientes resultados:

Conforme: se considera que cumple con las exigencias del protocolo utilizado.

No conforme: se considera que no cumple con las exigencias del protocolo. En este caso se deberán corregir los desvíos encontrados y realizar una nueva auditoría dentro de los plazos indicados en la constancia correspondiente emitida por la DNTel.

Finalizada la auditoría, y dentro de los treinta (30) días corridos, las entidades auditoras deberán cargar la misma en el Sistema de Auditorías implementado por la DNTel para su revisión y emisión de la constancia con los resultados de la misma.

Las constancias emitidas por la DNTel serán entregadas a las empresas, a través de las entidades auditoras.

7. HOMOLOGACIÓN DE PUNTOS DE MEDICIÓN.

Un Punto de Medición se considera homologado cuando:

- a) Se encuentre empadronado según la normativa vigente.
- b) Se realizaron las auditorías correspondientes a las mediciones indicadas en el Apartado C del Subanexo, dentro de los plazos estipulados y con resultado Conforme.
- c) Se realizaron las auditorías de los SRyTD, dentro de los plazos estipulados y con resultado Conforme.
- d) Se transmiten los datos al Sistema de Monitoreo Online de acuerdo con las especificaciones indicadas en la página *web* de la SE.



e) Se presentaron los “Esquemas Zonales” para identificar la instalación y su interrelación con el resto de las instalaciones.

8. OBLIGACIONES E INFRACCIONES

El incumplimiento de la obligación de empadronar los puntos de medición, realizar las auditorías, cumplir con el envío de datos y presentar los “Esquemas Zonales” en el tiempo y forma establecidos en el presente Reglamento, así como también la no ejecución de las medidas que en su caso se determinen en función de las instalaciones afectadas, serán consideradas como infracciones y, en su caso, si es de corresponder, se aplicarán las sanciones previstas en la Ley N° 17.319 en función de la gravedad y reiteración de los incumplimientos.

SUBANEXO

A – Listado de Instalaciones y puntos de medición.

INSTALACIONES			Mediciones a considerar
Cód. instalación	Instalación	Producto	
1	Unidad LACT	Petróleo	Salida
2	Baterías	Petróleo Gas	Salida de bruta Salida de gas
3	Plataformas Off Shore	Petróleo Gas Petróleo Gas	Salida de Crudo (Costa Afuera) Salida de gas (Costa Afuera) Ingreso a Tierra de Crudo Ingreso a Tierra de gas
4	Planta de Almacenaje de Petróleo (1)	Petróleo	Medición de Tanques
5	PTC	Petróleo	Ingreso a Planta



6 15 16	Planta de Gas (Tratamiento, Separación y Acondicionamiento)	Gas	Gas de Entrada Salida a Consumo Propio Gas de Salida
		Líquidos del Gas	Salida de Líquido (C2) Salida de Líquido (C3 + C4) Salida de Líquido (C3) Salida de Líquido (C4) Salida de Líquido (C5+)
9	Planta de Almacenaje de Líquidos del Gas (1)	Líquidos del Gas	Medición de Tanques
12	Punto de Medición Fiscal de Gas (3)	Gas	Salida
14	VENTEO (2)	Gas	Salida
13	CARGADERO DE CAMIONES	Petróleo	Salida
18	Evacuación fuera de Concesión / Provincia	Gas	Salida
		Petróleo	Salida
19	Pozos o Grupos de Pozos de Gas No convencional	Gas	Salida

Notas:

- (1) Producto en Especificación
- (2) Chimeneas de Proceso
- (3) Incluye PIST o PMF aguas arriba de los mismos, puntos de importación y exportación.

**B– Frecuencia de Calibración de sistemas de medición****1 – Calibración y verificación de los sistemas de medición de Petróleo**

Partes del sistema de medición de petróleo	Tareas	Sistemas de medición - Meses				
		MM	MR y PD	MT	MD	MU
Sensor y Transmisor(4)	Calibración	6	6	6	6	6
Computador de Volumen	Verificación datos cargados	3	3	3	3	3
Medidor (Elemento primario)	Calibración	12	Semanal o Menor (1) 12 (3)	Semanal o Menor (1) 12 (3)	12	72 (2)
Filtro	Verificación		3	3	3	
Spin Test	Verificación			4		
Cuadro de medición	Verificación equipos y válvulas	12	12	12	12	12
Válvulas doble sello de línea y derivación	Control	1	1	1	1	1
Prover	Verificación Esfera o sello pistón y válvula de 4 vías	3	3	3	3	3
Sistema de muestreo	Limpieza y verificación	6 O Análisis PF y GF				



Computador de caudal	Verificación datos cargados		12	12	12	12	12	12	12	12	12
Medidor	Calibración (salvo verificación)	1	12 (1)	12 (1)	72 (2) ó AGA9 AGA10 (3)	12	12	12	12	12	
Filtro	Verificación						3	3	3		
Spin Test	Verificación							4		4	
Medición de Chimenea	Verificación				72 (2) ó AGA9 AGA10 (3)					6	36
Cuadro de medición	Mantenimiento equipos y válvulas		12	12	12	12	12	12	12		

Tiempos expresados en meses, salvo indicación contraria.

Notas:

- (1) Verificación dimensional
- (2) Calibración
- (3) En sus últimas versiones.

REFERENCIAS:

COL: Cromatógrafo online

PO: Placa orificio

VC: V-Cone (No apto para Puntos de Medición Fiscal)

MU: Medidor ultrasónico

MM: Medidor másico



MR: Medidor rotativo para gases y para líquidos

MT: Medidor a turbina para gases y para líquidos

MD: Medidor a diafragma

TI: Turbinas de inserción para chimeneas

MDT: Medidores de dispersión térmica para chimeneas

C – Mediciones a enviar al “Sistema de Monitoreo ON Line”

INSTALACIONES			Mediciones a considerar
Cód. instalación	Instalación	Producto	
1	Unidad LACT	Petróleo	Salida
3	Plataformas Off Shore	Petróleo Gas Petróleo Gas	Salida de Crudo (Costa Afuera) Salida de gas (Costa Afuera) Ingreso a Tierra de Crudo Ingreso a Tierra de gas
4	Planta de Almacenaje de Petróleo (1)	Petróleo	Medición de Tanques
5	PTC	Petróleo	Ingreso a Planta
6	Planta de Gas (Plantas de Tratamiento, separación y acondicionamiento).	Gas	Gas de Entrada Salida a Consumo Propio Gas de Salida
15		Líquidos del Gas	Salida de Líquido (C2)
16			Salida de Líquido (C3 + C4) Salida de Líquido (C3) Salida de Líquido (C4)



			Salida de Líquido (C5+) Entrada/Salida NGL
9	Planta de Almacenaje de Líquidos del Gas (1)	Líquidos del Gas	Medición de Tanques
12	Punto de Medición Fiscal de Gas	Gas	Salida
14	VENTEO (2)	Gas	Salida
13	CARGADERO DE CAMIONES (1)	Petróleo	Salida
18	Evacuación fuera de Concesión / Provincia	Gas Petróleo	Salida Salida
	Pozos o Grupos de Pozos de Gas No convencional	Gas	Salida

Notas:

- (1) Producto en Especificación
- (2) Chimeneas de quema
- (3) Incluye PIST o PMF aguas arriba de los mismos puntos de importación y exportación.

**D - Auditorias****1 - Instalaciones a Auditar**

INSTALACIONES			FORMULARIOS DE AUDITORIA	
Cod. instalación	Instalación	Producto	Nro Formulario	Nombre Formulario
1	Unidad LACT	Petróleo	13	Auditoría de Líquidos - Unidad LACT
12	Punto de Medición Fiscal de Gas	Gas	4	Medición de Gas Punto Medición Fiscal
3	Plataformas Off Shore	Petróleo	Nota (2)	Ingreso a Tierra
		Y Gas	22	Salida de Plataforma
7	Pozos Gas No convencional	Gas	3	Medición de Gas no convencional.
18	Evacuación fuera de Concesión / Provincia	Petróleo	21	Auditoría de Líquidos - sistema de medición interprovincial –
		Gas		Evacuación Fuera de Concesión
5	PTC	Petróleo	16	Auditoría de Líquidos - PTC
6 15 16	Planta de Gas (Tratamiento, acondicionamiento, separación)	Gas	12	Medición de Gas de Entrada a Planta
			5	Medición de Gas Consumo Propio
			6	Medición de Gas Salida de Planta
		Líquidos del Gas	9	Medición (C2)
			8	Medición de (C3+C4)
			9	Medición de (C3)



			10	Medición de (C4)
			11	Medición de (C5+)
			8	Medición NGL
4	Planta de Almacenaje de Petróleo (1)	Petróleo	17	Auditoría de Líquidos - Tanques de Crudo en Especificación
9	Planta de Almacenaje de Líquidos del Gas (1)	Líquidos del Gas		
-			20	Auditoría SCADA - Sistema de recolección y transmisión de datos
-			19	Auditoría SCADA - Telesupervisión

Notas:

- (1) Producto en Especificación
(2) El ingreso a tierra se auditará con la instalación de superficie correspondiente.

2 – Cronograma de Auditorías periódicas

Instalación	PERIODICIDAD	COMENTARIOS
Unidad LACT	2 Años	--
Punto de Medición Fiscal de Gas	2 Años	--
Pozos o grupo de Pozos No convencional	2 Años	--
Evacuación fuera de Concesión / Provincia (1)	2 Años	--
Planta de Almacenaje de Petróleo	3 años	--
PTC	3 años	--
Planta de Gas	3 años	--



Planta de ACONDICIONAMIENTO	3 años	--
Planta de SEPARACION	3 años	--
Planta de Almacenaje de Líquidos del Gas	3 años	--

(1) A solicitud de la Autoridad de Aplicación correspondiente

3 – Auditorías de otras instalaciones

INSTALACIONES			FORMULARIOS DE AUDITORIA	
Cod. Instalación	Instalación	Producto	Nro Formulario	Nombre Formulario
2	Baterías	Petróleo / Gas	14	Auditoría de Líquidos - Baterías
14	VENTEO	Gas	7	Medición de Gas Venteos
13	CARGADERO DE CAMIONES	Petróleo	15	Auditoría de Líquidos – Cargadero de Camiones
3	PLATAFORMAS OFFSHORE	Petróleo / Gas	22	Auditoria de Plataformas



República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional
Las Malvinas son argentinas

Hoja Adicional de Firmas
Informe gráfico

Número:

Referencia: REGLAMENTO TÉCNICO DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS

El documento fue importado por el sistema GEDO con un total de 18 pagina/s.