

Secretaría de Energía

HIDROCARBUROS

Resolución 318/2010

Normas y procedimientos a los que deberán ajustarse los permisionarios de exploración y los concesionarios de explotación de hidrocarburos líquidos y gaseosos.

Bs. As., 22/4/2010

VISTO el Expediente Nº S01:0328623/2007 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, las leyes Nros. 17.319 y 26.197, la Resolución Nº 435 de fecha 10 de mayo de 2004 de la SECRETARIA DE ENERGIA de dicho Ministerio, y

CONSIDERANDO:

Que el Artículo 3º de la Ley Nº 17.319 y el Artículo 2º de la Ley Nº 26.197 establecen la competencia del PODER EJECUTIVO NACIONAL para fijar la política nacional en materia de hidrocarburos.

Que el Artículo 75 de la Ley Nº 17.319 faculta a la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, a adoptar los mecanismos de control y fiscalización necesarios a fin de asegurar la observancia de las normas legales y reglamentarias correspondientes.

Que la Ley Nº 26.197, en su Artículo 1º, determina que los yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos pertenecen al ESTADO NACIONAL o a las provincias, según el ámbito territorial en que se encuentren.

Que es una obligación de los concesionarios de explotación de hidrocarburos, la utilización de las técnicas más modernas, racionales y eficientes, tendientes a optimizar la explotación de los yacimientos de hidrocarburos que están a su cargo, conforme con lo dispuesto por el Artículo 69 Inciso a) de la Ley Nº 17.319.

Que la información relativa a la producción de hidrocarburos en todos los yacimientos del país, debe realizarse en forma segura y eficiente, en el marco de lo dispuesto por el Artículo 70 de la Ley Nº 17.319 y el Artículo 12 de la Resolución Nº 435 de fecha 10 de mayo de 2004 de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Que con base en las normas legales y reglamentarias mencionadas, se hace necesario implementar todos aquellos mecanismos que garanticen el conocimiento preciso y oportuno de los datos de dicha producción, por parte de la SECRETARIA DE ENERGIA y de las provincias productoras.

Que a tales efectos, las respectivas empresas concesionarias bajo las leyes Nros. 17.319 y 26.197 deben adoptar todos aquellos mecanismos que permitan asegurar la calidad y precisión de la información relativa a los hidrocarburos que producen.

Que por todo ello, resulta procedente reglamentar los procedimientos de medición de la producción de hidrocarburos y la transmisión de la información respectiva, cuyas normas han sido consensuadas con la ORGANIZACION FEDERAL DE ESTADOS PRODUCTORES DE HIDROCARBUROS (OFEPHI) en representación de las provincias productoras.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS dependiente de la SUBSECRETARIA LEGAL del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, ha tomado la intervención que le compete.

Que las facultades para el dictado del presente acto, surgen de lo dispuesto en los artículos 2º y 75 de la Ley Nº 17.319 y en el Artículo 2º, último párrafo de la Ley Nº 26.197.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º — OBJETO.

Apruébanse las normas y procedimientos a que deberán ajustarse los permisionarios de exploración y los concesionarios de explotación de hidrocarburos líquidos y gaseosos bajo las leyes Nros. 17.319 y 26.197, y demás compañías operadoras de áreas hidrocarburíferas, en todo el país, aplicables a los sistemas de medición de la producción y la transmisión de la información respectiva —en tiempo real— a la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y a la respectiva Autoridad de Aplicación provincial.

Art. 2º — ALCANCES.

Las presentes normas y procedimientos tienen como finalidad la estandarización y optimización de los sistemas de medición del petróleo y del gas producidos por los permisionarios y concesionarios, que permitan a la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS y a las Autoridades de Aplicación provinciales, la obtención de los datos de la producción en cada Punto de Medición en forma segura y eficiente, y la implementación de los mecanismos para el control de dicha producción.

Art. 3º — DEFINICIONES.

A los efectos de la presente resolución, regirán las definiciones que se indican a continuación. Los términos definidos en singular incluyen el plural y viceversa.

AGA Reports: Son las técnicas recomendadas por la AMERICAN GAS ASSOCIATION, última revisión, a la fecha de instalación del sistema de medición.

API - Manual of Petroleum Measurement Standards: Son los estándares técnicos de mediciones de petróleo del AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE.

ASTM - Standards: Son los estándares técnicos de la AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS.

AUTORIDAD DE APLICACION: Es la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y los organismos análogos designados por las provincias productoras, de acuerdo con lo prescripto en el Artículo 97 de la Ley Nº 17.319 y en los artículos 1º, 4º y 6º de la Ley Nº 26.197.

GAS EN ESPECIFICACION 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 Nº 259 de fecha 7 de mayo de 2008 del ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), organismo descentralizado

actuante en la órbita de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.

ISO: International Standardization Organization.

MEDICION: Es el conjunto de operaciones realizadas en forma automática, que tienen por objeto determinar las magnitudes cuantitativas y las calidades del petróleo y el gas producidos en un yacimiento de hidrocarburos, a través de métodos que incluyen el uso de instrumentos de medición o prorrateos.

METRO CUBICO ESTANDAR DE GAS: Es la unidad de medida a utilizar para computar la producción de gas, entendiéndose por tal al volumen de gas natural que ocupa UN METRO CUBICO (1 m3) en condiciones normales de presión y temperatura.

METRO CUBICO ESTANDAR DE PETROLEO: Es la unidad de medida a utilizar para computar la producción de petróleo, entendiéndose por tal al volumen que ocupa UN METRO CUBICO (1 m3) en condiciones normales de presión y temperatura.

PETROLEO EN ESPECIFICACION COMERCIAL: Es el petróleo producido y sometido a un proceso de acondicionamiento y/o tratamiento, cuya composición cumple con las condiciones establecidas por los ASTM STANDARDS, a los efectos de su transporte y comercialización, expresado en metros cúbicos.

PROTOCOLO TCP/IP: Es el conjunto de reglas que especifican el intercambio de datos u órdenes durante la comunicación entre las entidades que forman una red. Esta es la base de Internet que permite la transmisión de datos entre redes de computadoras. Entre estos protocolos, los DOS (2) más importantes son TCP (Protocolo de Control de Transmisión), e IP, (Protocolo de Internet).

PUNTO DE MEDICION: Es el lugar en el que se mide el Petróleo y/o el Gas producidos en los yacimientos, ya sea que dichos hidrocarburos se encuentren en Especificación Comercial o no, y cualquier otro lugar de medición que la SECRETARIA DE ENERGIA indique.

SECRETARIA DE ENERGIA: La SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.

SOPORTE ELECTRONICO: Es todo aquel dispositivo como el disco compacto (CD y DVD), magnético como el disquet, y/o electrónicos como la memoria flash (pendrive, memorias SD, etc.), que permite guardar información electrónica de texto, imágenes o archivos en general, proveniente de UN (1) equipo electrónico como una computadora, un escáner, una cámara fotográfica, etc. El formato de los archivos deberá ser acordado por los permisionarios y concesionarios con la SECRETARIA DE ENERGIA y la Autoridad de Aplicación respectiva.

TELESUPERVISION (Sistema SCADA): Es el sistema de adquisición, transmisión, procesamiento y visualización de los datos de producción. Lo integran: redes de transmisión por radio o cable, unidades remotas y servidores donde corren software dedicados.

TONELADA METRICA: Es la unidad de masa igual a UN MIL KILOGRAMOS (1000 kg).

TRATAMIENTO Y/O ACONDICIONAMIENTO: Es el proceso de deshidratación y remoción de impurezas del petróleo y del gas, y demás pasos necesarios a seguir para obtener Petróleo en Especificación Comercial o Gas en Especificación Comercial.

YACIMIENTOS: Son los depósitos naturales subterráneos de hidrocarburos económicamente explotables, conformados por UNO (1) o más reservorios de hidrocarburos.

Art. 4º — MEDICIONES.

Cuando el petróleo y el gas sean sometidos a procesos de Tratamiento y/o Acondicionamiento, los concesionarios deberán:

- a) Medir la producción de hidrocarburos en los Puntos de Medición, como por ejemplo al ingreso de los sistemas de transporte por conductos o cargaderos. Dichos puntos deberán ser informados por los concesionarios a la SECRETARIA DE ENERGIA y a la Autoridad de Aplicación respectiva.
- b) Medir la producción de hidrocarburos de procedencia costa afuera, a la salida de la plataforma, en la cañería de transporte hacia la planta de tratamiento en tierra, a fin de establecer las relaciones de aportes de los diferentes yacimientos en el Punto de Medición.
- c) Medir las producciones de Petróleo y Gas, en Especificación Comercial, que debe asignarse a cada provincia, cuando las áreas abarquen a más de UNA (1) Provincia.
- d) Medir la producción de petróleo y gas, cuando la misma se evacue fuera del área sujeta a la concesión de explotación o permiso de exploración.

Art. 5º — PUNTOS DE MEDICION NUEVOS.

A partir de la entrada en vigencia de la presente resolución, los permisionarios y concesionarios realizarán a su costo, el diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento de los Puntos de Medición, de acuerdo con los estándares y prácticas recomendadas, ASTM, API e ISO, según corresponda, para el petróleo, y las AGA, API e ISO (según corresponda) para el gas.

Los planos de diseño, las especificaciones técnicas, la localización y el historial de operación y mantenimiento de los Puntos de Medición, deberán ser archivados por los permisionarios y concesionarios en un banco de datos que estará a disposición de la SECRETARIA DE ENERGIA y de la Autoridad de Aplicación respectiva.

Art. 6º — PUNTOS DE MEDICION EXISTENTES.

Los Puntos de Medición existentes deberán estar adecuados a los estándares mencionados en el Artículo 5º en su versión correspondiente al año de construcción del Punto de Medición. En caso contrario, los concesionarios realizarán a su costo las adecuaciones de los Puntos de Medición, acorde a los referidos estándares, dentro del plazo máximo de UN (1) año a contar desde la entrada en vigencia de la presente resolución.

Art. 7º — PUNTOS DE VENDEO.

Las antorchas y las fosas de quema deberán contar con su sistema de Medición y Telesupervisión.

Art. 8º — DENOMINACION E IDENTIFICACION DE LOS PUNTOS DE MEDICION.

Los Puntos de Medición se denominarán: Puntos de Medición de Petróleo (PMP), y Puntos de Medición de Gas (PMG), a los que se les asignará un código de identificación, según lo acuerde la SECRETARIA DE ENERGIA con las Autoridades de Aplicación respectivas. Esta identificación deberá ser incorporada en un Registro que llevará cada concesionario, el que estará permanentemente actualizado y a disposición de las mencionadas autoridades.

Art. 9º — MANTENIMIENTO, CALIBRACIONES Y VERIFICACIONES DE LOS PUNTOS DE MEDICION.

Los concesionarios 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 ANEXO I que forma parte integrante de la presente resolución. Para la calibración de los elementos primarios y secundarios de los Puntos de Medición PMP y PMG, se deberán utilizar patrones de referencia homologados cada DOS (2) años, por el INSTITUTO NACIONAL DE TECNOLOGIA INDUSTRIAL (INTI), organismo actuante en el ámbito de la SECRETARIA DE INDUSTRIA, COMERCIO Y DE LA PEQUEÑA Y MEDIANA EMPRESA, dependiente del MINISTERIO DE ECONOMIA Y FINANZAS PUBLICAS, o por quien dicho Instituto designe mediante un Registro de Laboratorios habilitados.

En el caso de instalaciones nuevas, cuando el instrumental instalado posea certificación de origen emanado por un Organismo de reconocimiento internacional, no será necesaria otra homologación hasta que haya vencido el período original.

Art. 10. — TRANSMISION DE DATOS.

Los permisionarios y concesionarios realizarán a su costo la implementación de los sistemas de Telesupervisión (sistema SCADA) en todas las áreas que titularicen. Dichos sistemas deberán tener la aptitud de poder ser interrogadas sus bases de datos por parte de la SECRETARIA DE ENERGIA y la Autoridad de Aplicación respectiva, de modo tal que los datos de volúmenes medidos en los Puntos de Medición puedan ser replicados en donde dichas autoridades lo indiquen.

La información correspondiente a la producción de petróleo y de gas deberá ser la de sus puntos de origen, es decir los tomados a la salida de los computadores de volumen o de flujo, respectivamente, antes de ser procesada por los programas del sistema SCADA. Dicha información deberá responder a lo indicado en el ANEXO III para la producción de petróleo y en el ANEXO IV para la producción de gas, los que forman parte de la presente resolución.

Esa información también podrá ser tomada de las bases de datos de los nodos de interrogación que concentre aquellos valores, discriminados por Punto de Medición y que respete sus condiciones originales.

Los permisionarios y concesionarios deberán realizar las adecuaciones informáticas e implementar los vínculos de comunicaciones, para que los datos correspondientes a los Puntos de Medición, sean accesibles y transmisibles vía Internet, mediante Protocolos TCP/IP, según lo determine la SECRETARIA DE ENERGIA y la Autoridad de Aplicación respectiva.

Los permisionarios y concesionarios deberán tener actualizados los diagramas de todas las redes de Telesupervisión, los que deberán ser informados a la SECRETARIA DE ENERGIA y a las Autoridades de Aplicación respectivas, cada vez que haya alguna incorporación y/o modificación de los nodos de interrogación, unidades remotas (RTU), repetidores de enlaces e instalaciones conexas.

Los permisionarios y concesionarios deberán dar cumplimiento a todos los requerimientos antes indicados en un plazo no superior a UN (1) año a contar de la entrada en vigencia de la presente resolución.

A los fines de ajustar detalles técnicos para la implementación y operatividad del sistema, los permisionarios y concesionarios deberán informar la identidad de su respectivo personal especializado, a la DIRECCION NACIONAL DE EXPLORACION, PRODUCCION Y TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS dependiente de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, a la siguiente dirección de correo electrónico: telesupervision@minplan.gov.ar, y a la Autoridad de Aplicación respectiva, a la dirección que ésta indique.

Art. 11. — MANTENIMIENTO y VERIFICACIONES DE LOS SISTEMAS DE TELESUPERVISION.

Los permisionarios y concesionarios deberán realizar, periódicamente, el mantenimiento y/o verificación de los sistemas de Telesupervisión, el que deberá responder al diagrama del ANEXO II que forma parte integrante de la presente resolución.

Los instrumentos que se utilicen deberán estar homologados por el INSTITUTO NACIONAL DE TECNOLOGIA INDUSTRIAL (INTI), organismo actuante en el ámbito de la SECRETARIA DE INDUSTRIA, COMERCIO Y DE LA PEQUEÑA Y MEDIANA EMPRESA del MINISTERIO DE ECONOMIA Y FINANZAS PUBLICAS, o por un laboratorio nacional especializado, que esté acreditado por el Organismo Argentino de Acreditación (OAA), o por un laboratorio internacional especializado que participe satisfactoriamente de las intercomparaciones reconocidas por el Bureau International des Poids et Mesures (BIPM), o sea acreditado por un organismo firmante de acuerdos de Reconocimiento Multilateral del International Laboratory Accreditation Cooperation (ILAC).

Art. 12. — AUDITORIAS.

Los permisionarios y concesionarios auditarán a su costo, en forma anual, los sistemas de Medición y Telesupervisión de la producción de hidrocarburos, a fin de verificar el cumplimiento de las normas Ve aplicación y el correcto funcionamiento de las respectivas instalaciones. Dichas auditorías serán llevadas a cabo por las Universidades Nacionales, en el marco de las Auditorías Técnicas, Ambientales y de Seguridad que establece la Resolución Nº 266 de fecha 11 de abril de 2008 del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.

La metodología a emplear será la siguiente:

La DIRECCION NACIONAL DE EXPLORACION, PRODUCCION Y TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS dependiente de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, pondrá a disposición de los permisionarios y concesionarios el listado de las Universidades Nacionales que se encuentren inscriptas y habilitadas para la realización de las auditorías aquí referidas.

Dentro del primer año a contar de la respectiva comunicación, los permisionarios y concesionarios deberán auditar todos los sistemas de Medición y Telesupervisión existentes.

A partir del segundo año se deberán auditar como mínimo, en forma anual, el VEINTE POR CIENTO (20%) de la totalidad de dichos sistemas, mediante una selección aleatoria que efectuará la SECRETARIA DE ENERGIA y las Autoridades de Aplicación respectivas, en forma conjunta.

En los PMP se auditarán los computadores de volumen, los medidores de volumen, las unidades de rechazo, los muestreadores, los probadores de transferencia, y toda otra instalación o instrumental asociado a los mismos.

En los PMG se auditarán los computadores de flujo, los medidores de flujo, los cromatógrafos y toda otra instalación o instrumental asociado a los mismos.

En los sistemas de Telesupervisión se auditarán los servidores de interrogación y almacenamiento, las unidades remotas (RTU), los enlaces de comunicaciones, los sistemas de energía y protecciones, y toda otra instalación o instrumental asociado a los mismos.

Las Universidades Nacionales habilitadas ejercitarán los controles materiales indicados, y remitirán sus informes dentro de los CINCO (5) días de producidos, a la DIRECCION

NACIONAL DE EXPLORACION, PRODUCCION Y TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS, a la Autoridad de Aplicación provincial respectiva, y a la empresa auditada.

Lo dispuesto en el presente artículo, es sin perjuicio de las facultades de inspección y fiscalización que competen a las respectivas Autoridades de Aplicación provinciales, en virtud de lo dispuesto en el Título V de la Ley Nº 17.319 y en el Artículo 6º de la Ley Nº 26.197.

Art. 13. — REGISTRO.

Las Universidades Nacionales que aspiren a ser auditoras de los sistemas de Medición y Telesupervisión de la producción de hidrocarburos, deberán inscribirse en el Registro que establece la Resolución Nº 266 de fecha 11 de abril de 2008 del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, el que funcionará, en la materia objeto de la presente resolución, en el ámbito de la DIRECCION NACIONAL DE EXPLORACION, PRODUCCION Y TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS dependiente de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.

Para ser inscriptas como auditoras de los sistemas de Medición y Telesupervisión de la producción de hidrocarburos, las Universidades Nacionales deberán cumplir con los requisitos pertinentes fijados en el Anexo I de la Resolución Nº 266/08 del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.

Las respectivas solicitudes de inscripción se presentarán ante la DIRECCION NACIONAL DE EXPLORACION, PRODUCCION Y TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS, la que estará a cargo del estudio de dichas presentaciones y su posterior tramitación.

Art. 14. — VIGENCIA.

La presente resolución entrará en vigencia a partir de su publicación en el BOLETIN OFICIAL DE LA REPUBLICA ARGENTINA.

Art. 15. — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Daniel Cameron.

ANEXO I

CALIBRACIONES Y VERIFICACIONES DE LOS SISTEMAS DE MEDICION DE PETROLEO

La periodicidad máxima (medida en meses), de las verificaciones, calibraciones y operaciones de mantenimiento de los puntos de medición, de petróleo (PMP) deberán cumplir con lo expresado en la tabla siguiente:

Partes del sistema de medición de petróleo	Tarea	Sistemas de medición - Meses					
		MM	MR	MT	MD	TI	MDT
Transmisores	Calibración	1	1	1	1	1	1
Sensores	Verificación	6					
Computador de volumen	Verificación datos cargados	3	3	3	3	3	3
Computador de volumen	Calibración	3	3	3	3	3	3
Medidor	Calibración	12	12	12	12	12	
Comp. c/ curva real (1)	Verificación		4		4		
Filtro	Verificación		3	3	3		
Spin Test	Verificación			4		4	
Medición en Chimenea (2)	Verificación					6	36
Cuadro de medición	Mantenimiento equipos y válvulas	12	12	12	12		

(1) Mediante toma de presión diferencial

(2) Chimenea de quema

REFERENCIAS

MM Medidor másico

MR Medidor rotativo para líquidos y para consumos internos

MT Medidor a turbina para líquidos

MD Medidor a diafragma para consumos internos

TI Turbinas de inserción para chimeneas

MDT Medidores de dispersión térmica para chimeneas

Una vez realizadas las calibraciones y verificaciones, si se comprobara algún desvío en las mediciones, se adoptará el siguiente criterio para salvar las diferencias:

a) A la salida de las plantas de tratamiento o separación, cuando la diferencia de valores entre los informados por el Productor u Operador, respecto de los de la Autoridad de Aplicación difiere en un +/- UNO POR CIENTO (1%), se tomará el de la Autoridad de Aplicación, hasta

tanto se pueda identificar el valor verdadero y, una vez definido el mismo, se ajustaran los débitos o créditos desde la fecha de dicho corrimiento.

b) Si el elemento primario y el o/los elementos secundarios dejaren de funcionar, a los fines del pago de regalías, se tomará el promedio de los TRES (3) meses anteriores al de la fecha de producida la anomalía y será promediado con el promedio de los TRES (3) meses posteriores al de subsanada la anomalía.

CALIBRACIONES Y VERIFICACIONES SISTEMAS DE MEDICION DE GAS

La periodicidad máxima (medida en meses), de las verificaciones, calibraciones y operaciones de mantenimiento de las plantas de medición, deberán cumplir con lo expresado en la tabla siguiente:

Partes del sistema de medición de gas	Tarea	Sistemas de medición - Meses							
		COL	PO	MU MM	MR	MT	MD	TI	MDT
Tramo de medición (1)	Verificación dimensional		36	48					
Placa orificio	Verificación dimensional		6						
Transmisores	Calibración		1	1	1	1	1	1	1
Sensores	Verificación			6					
Computador de caudal	Verificación datos cargados		3	3	3	3	3	3	3
Computador de caudal	Calibración		3	3	3	3	3	3	3
Registrador de 3 variables	Verificación		1						
Registrador de 3 variables	Calibración		1						
Medidor	Calibración	6		MU 48 MM 12	12	12	12	12	
Comp. c/ curva real (2)	Verificación				4		4		
Filtro	Verificación				3	3	3		
Spin Test	Verificación					4		4	
Medición en Chimenea (3)	Verificación							6	36
Cuadro de medición	Mantenimiento equipos y válvulas		12	12	12	12	12		

1) Excepto Placa Orificio

2) Mediante toma de presión diferencial

3) Chimenea de quema

REFERENCIAS

COL Cromatógrafo online

PO Placa orificio

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

Una vez realizadas las calibraciones y verificaciones, si se comprobara algún desvío en las mediciones, se adoptará el siguiente criterio para salvar las diferencias.

a) En el caso de mediciones de gas, cuando la diferencia de valores entre los informados por el Productor u Operador, respecto de los de la Autoridad de Aplicación difiere en un +/- UNO COMA CINCO POR CIENTO (1,5%), se tomará el de la Autoridad de Aplicación, hasta tanto se pueda identificar el valor verdadero y, una vez definido el mismo, se ajustaran los débitos o créditos desde la fecha de dicho corrimiento y se ajustarán los valores de las regalías, mediante la correspondiente Declaración Jurada Rectificativa, por el crédito o debito.

b) Para el caso de mediciones de líquidos a la salida de tratamiento o separación, cuando la diferencia de valores entre los informados por el Productor u Operador, respecto de los de la Autoridad de Aplicación difiere en un +/- UNO POR CIENTO (1%), se tomará el de la Autoridad de Aplicación, hasta tanto se pueda identificar el valor verdadero y, una vez definido el mismo, se ajustarán los débitos o créditos desde la fecha de dicho corrimiento y se ajustarán los valores de las regalías, mediante la correspondiente Declaración Jurada Rectificativa, por el crédito o debito.

Si el elemento primario y el o/los elementos secundarios dejaren de funcionar, a los fines del pago de regalías, se tomará el promedio de los (TRES) 3 meses anteriores al de la fecha de producida la anomalía y será promediado con el promedio de los tres meses posteriores al de subsanada la anomalía.

ANEXO II

MANTENIMIENTO Y AUDITORIAS SISTEMA DE TELESUPERVISION (SCADA)

Los sistemas de Telesupervisión (SCADA) estarán sujetos a mantenimiento y auditoría según el siguiente diagrama como mínimo.

Partes del sistema de tele supervisión	Tarea a realizar	Periodicidad en meses	
		Mantenimiento	Auditoria
Sistema Informático Centro de control	Verificación de funcionamiento, servidor, secuencias de interrogación, back-up de datos, conectividad con internet,	2	12
RTU (remotas)	Verificación de funcionamiento, secuencias de interrogación, cableados.	2	12
Sistema de Radio-modem, fibra óptica, otro	Verificación de enlaces, medición de tasa de error, estado de cableados, potencia, sensibilidad, Atenuaciones en líneas de transmisión, verificación de antenas.	2	12
Conectividad con las Autoridades de Aplicación	Verificación de la conectividad via internet (TCP/IP) con las Autoridades de Aplicación. Velocidades,	1	12
Sistema de Energía	Verificación y mediciones de energía, AC – DC, UPS, Baterías	2	12
Instalaciones	Estado de conservación, seguridad, alarmas, puesta a tierra, pararrayos., iluminación.-	2	12

Las caídas de servicio de cualquiera de los sistemas que intervengan en la transmisión de datos, deberá ser informada en el término de VENTICUATRO HORAS (24 hs.) mediante correo electrónico a telesupervision@minplan.gov.ar, describiendo el inconveniente y el tiempo estimado de la solución al mismo.

ANEXO III

Planilla esquemática de los datos de producción de petróleo

PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO		
ITEM	DATO	VALOR
1	Fecha y Hora (dd: mm: aa) (hh: mm)	
2	Punto de medición fiscal PMP N°	
3	Producción diaria (m3/d)	
4	Acumulado mes standad m3	
5	API	
6	Densidad (g/cm3)	
7	Sales (g/l)	
8	H2O (%)	

ANEXO IV

1.- Planilla esquemática de los datos de producción de gas

PRODUCCIÓN DE GAS		
ITEM	DATO	VALOR
1	Fecha y Hora (ad: mm: aa) (hh: mm)	
2	Punto de Medición PMG N°	
3	Caudal desplazado (m3/d)	
4	Caudal Standard (m3/d)	
5	Acumulado del mes Std (m3)	
6	Presión (kg/cm2)	
7	Temperatura °C	
8	CO2 (dióxido de carbono) %Mol	
9	N2 (nitrógeno) %Mol	
10	SH2 (ácido sulfhídrico) %Mol	
11	C1 (metano) %Mol	
12	C2 (etano) %Mol	
13	C3 (propano) %Mol	
14	NC4 (normal butano) %Mol	
15	IC4 (iso butano) %Mol	
16	NC5 (normal pentano) %Mol	
17	IC5 (iso pentano) %Mol	
18	C6+ (hexano y superiores) %Mol	
19	Poder Calorífico kcal/m3	
20	Densidad relativa	

2.- Planilla esquemática de los datos de producción de GLP

PRODUCCIÓN DE GLP		
ITEM	DATO	VALOR
1	Fecha y Hora (ad: mm: aa) (hh: mm)	
10	Punto de Medición Fiscal PMG N°	
11	Producción (tn/d)	
12	Poder calorífico kcal/m3	
13	Propano %Mol	
14	Butano %Mol	