



MENDOZA, 18 de Noviembre de 2014.-

RESOLUCION GENERAL - A.T.M.- N° 99

VISTO:

El expediente N° 111-D-2014-01138 y la Resolución General N° 56/14, y

CONSIDERANDO:

Que la Administración Tributaria Mendoza, a fin de facilitar la recaudación de las regalías hidrocarburíferas, implementó un Sistema de Telemedición de la Producción Hidrocarburífera con el objeto de garantizar el conocimiento preciso y oportuno de dichos datos, a través del dictado de la Resolución General N° 56/14.

Que dicha norma legal, estableció las normas y procedimientos relacionados con el control técnico-financiero de la producción de petróleo y gas, teniendo como objeto la obtención de datos en forma segura y eficiente.

Que en procura del correcto cumplimiento de la mencionada norma, la Dirección General de Regalías procedió a reunirse con los permisionarios y/o concesionarios, a fin de despejar dudas o aclarar conceptos ambiguos u oscuros de los aspectos regulados, sugiriendo el dictado de una Resolución que contemple dichos aspectos.

Que la Administración Tributaria Mendoza, tiene a su cargo el control técnico financiero de la producción hidrocarburífera, conforme lo dispone el artículo 3° de la Ley N° 8521.

Por ello, atento a lo dictaminado por el Departamento Asuntos Legales a fs.9 y en uso de las atribuciones conferidas por el artículo 10° inc. d) del Código Fiscal (t.o. s/Decreto N° 1284/93 y sus modificatorias) y los artículos 4° inc. a) y c), y 10° inc. k) de la Ley N° 8521,

**EL ADMINISTRADOR GENERAL
DE LA ADMINISTRACION TRIBUTARIA MENDOZA
RESUELVE:**

Artículo 1º: *Sustituyese el segundo párrafo del artículo segundo por el siguiente: “Esta norma tiene como finalidad la estandarización y optimización de los sistemas de medición del petróleo y del gas producido por los Permisionarios y Concesionarios, que permita al Gobierno de la Provincia de Mendoza, la obtención de datos de la producción en cada Punto de Medición, fiscal o complementario, en forma segura y eficiente, y la implementación de los mecanismos para el control de dicha producción.”*





2- RES. GENERAL - A.T.M. - Nº 99/14

Artículo 2º: Incorporase de manera alfabética en el artículo tercero las siguientes definiciones:

DESARROLLO DEL AREA: Abarca el período de la campaña de perforación de los pozos de desarrollo o producción.

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 cúbico (1 m³) en condiciones normales de presión y temperatura. A los efectos de informar los volúmenes afectados al pago de regalías, se deberá convertir el volumen de gas standard a un volumen equivalente a 9.300 kcal/m³.

PRODUCCION: Es el volumen de hidrocarburos obtenido en los medidores fiscales y/o por procedimientos indirectos a través de los medidores complementarios.

PUNTO DE MEDICION FISCAL: Punto de transferencia en custodia de producción en especificación comercial, de acuerdo al sistema de medición previsto en la Resolución SE 435/2004.

PUNTO DE MEDICION COMPLEMENTARIO: Mediciones complementarias de hidrocarburos líquidos y gaseosos fuera de especificación comercial.

SISTEMA SCADA/TELESUPERVISION: 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 softwares dedicados a la función exclusiva de telemedición.

Artículo 3º: Sustituyese el primer párrafo del artículo 5º por el siguiente: “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 Fiscal, 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. Para los puntos de medición complementarios, cada Concesionario y/o Permisionario propondrá un procedimiento confiable y seguro que será validado por la Autoridad de Aplicación.”

Artículo 4º: Sustituyese el artículo 6º por:

“Artículo 6º: PUNTOS DE MEDICION EXISTENTES.

Los Puntos de Medición Fiscales y Complementarios deberán estar adecuados a los estándares mencionados en el artículo 5º, según corresponda, en su versión adecuada al año de instalación. En caso contrario, los concesionarios realizarán a su costo las adecuaciones de dicho 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.



3- RES. GENERAL - A.T.M. - Nº 99/14

Los planos de diseño, las especificaciones técnicas, la localización, historial de operación, mantenimiento y calibración de los Puntos de Medición, Certificados de transferencias de hidrocarburos con su documentación anexa (certificados de análisis de muestras, actas de entrega (delivery tickets) de los computadores) tanto para los puntos nuevos como para los existentes deberán ser archivados por los permisionarios y concesionarios en un banco de datos que estará a disposición de la Autoridad de Aplicación, por un período de 10 años.”

Artículo 5º: Sustituyese el artículo 7º por:

“Artículo 7º: PUNTOS DE VENDEO.

Las antorchas y las fosas de quema deberán contar con un sistema de Medición que pueda ser compatible con la Telemedición, pudiendo las empresas acompañar una propuesta alternativa de cálculo de los volúmenes venteados, la cual deberá ser aprobada por la Autoridad de Aplicación.”

Artículo 6º: Sustituyese el artículo 8º por:

“Artículo 8º: DENOMINACION E IDENTIFICACION DE LOS PUNTOS DE MEDICION.

Los Puntos de Medición se denominarán: Puntos de Medición de Petróleo (PMP), Puntos de Medición de Agua (PMA) y Puntos de Medición de Gas (PMG), a los que se les asignará un código de identificación, según lo acuerde la Autoridad de Aplicación. Los mismos podrán ser Fiscales (F) o Complementarios (C). Esta identificación deberá ser incorporada en un Registro que llevará cada concesionario, el que estará permanentemente actualizado y a disposición de las mencionadas autoridades.”

Artículo 7º: Sustitúyase el primer párrafo del artículo 9º por el siguiente: *“Los concesionarios deberán efectuar el mantenimiento, las calibraciones y verificaciones de los Puntos de Medición, de acuerdo con el detalle y periodicidad que fije la Dirección General de Regalías, según los criterios de las normas ASTM, API e ISO para petróleo y AGA, API e ISO para gas según corresponda. Para la calibración de los elementos primarios y secundarios de los Puntos de Medición PMP, PMG y PMA, se deberán utilizar patrones de referencia vigentes, homologados por el INSTITUTONACIONAL DE TECNOLOGIA INDUSTRIAL (INTI), u organismo de igual competencia, habilitados para tal fin. “*

Artículo 8º: Modificase el último párrafo del artículo 11º, el que quedará redactado de la siguiente manera: *“De existir inconvenientes técnicos que interfieran el normal funcionamiento de los instrumentos y/o equipos, utilizados en las distintas etapas de la actividad hidrocarburífera por los Concesionarios y/o Permisionarios, el Operador del Área deberá dar aviso a la Autoridad de Aplicación, quien podrá autorizar su desconexión hasta tanto se resuelva el inconveniente técnico.”*

Artículo 9º: Sustitúyase el artículo 12º por:

“Artículo 12º: OBLIGACIONES DE LOS CONCESIONARIOS Y/O PERMISIONARIOS.



4- RES. GENERAL - A.T.M. - Nº 99/14

Los Permisarios y/o Concesionarios de las zonas hidrocarburíferas en las que exista algún punto de medición y/o adquisición de datos incluido en el sistema instalado por la Provincia, deberán adecuar sus instalaciones necesarias en las distintas materias, implementar los vínculos de comunicaciones y otorgar las energizaciones, para que los datos correspondientes a los puntos de medición sean accesibles y transmisibles, en el término de ciento veinte (120) días de publicada la presente Resolución, salvo que por acto administrativo se determine otro plazo.

La Autoridad de Aplicación podrá modificar, sustituir y/o ampliar los puntos donde se realizará la Telemedición pudiendo, en tal caso, requerir de los Concesionarios el cumplimiento de lo previsto en párrafo anterior, en un plazo que no podrá ser nunca inferior a ciento veinte (120) días hábiles.

En caso de producirse nuevos puntos de medición, los Concesionarios y/o Permisarios deberán implementar, a su cargo, la incorporación al Sistema de Telemedición de la Provincia de Mendoza conforme a los estándares y prácticas recomendadas en el artículo 5º de la presente resolución, previo dar aviso a la Autoridad de Aplicación, la que podrá establecer condiciones especiales según el caso.

En caso de realizar la transferencia la Empresa Concesionaria y/o Permisaria deberá cumplir con los requisitos que la Autoridad de Aplicación disponga.

A los efectos de cumplimentar con eficiencia y seguridad las tareas de fiscalización, medición y servicio de los puntos de medición fiscales y complementarios, señalados en los artículos 3º, 4º y 5º precedentes, los Concesionarios y/o Permisarios deberán mantener en condiciones óptimas de tránsito y señalización los caminos de acceso terrestre principales y secundarios.”

Artículo 10º: *Incorporase como segundo párrafo al artículo 13º el siguiente: “En caso de producirse la transferencia se deberá celebrar un protocolo donde se especifiquen las condiciones de mantenimiento. El mismo deberá realizarse antes del 31 de agosto del año anterior a realizarse la transferencia”.*

Artículo 11º: *La presente Resolución comenzará a regir a partir de su publicación en el Boletín Oficial.*

Artículo 12º: *Publíquese en el Boletín Oficial. Comuníquese a la Dirección General de Regalías y al Ministerio de Energía. Dése a conocimiento de las áreas de la Administración a través de la página web: www.atm.mendoza.gov.ar. Cumplido con constancias, procédase a su archivo.*