

DECRETO SUPREMO 24419

GONZALO SANCHEZ DE LOZADA
PRESIDENTE CONSTITUCIONAL DE LA REPUBLICA

CONSIDERANDO:

Que en fecha 30 de abril de 1996 se promulgó la Ley de Hidrocarburos N° 1689, modificada por la Ley N° 1731 de 25 de noviembre de 1996.

Que la citada Ley dispone su reglamentación por el Poder Ejecutivo;

Que es necesario poner en vigencia la reglamentación correspondiente a Hidrocarburos Nuevos y Existentes.

EN CONSEJO DE MINISTROS

DECRETA:

ARTICULO UNICO.- Apruébanse el “Reglamento de Hidrocarburos Nuevos y Existente”, que consta de 8 capítulos, 31 artículos y 2 anexos; cuyo texto forma parte del presente Decreto Supremo.

Los señores Ministros de Estado en los Despachos de Hacienda y sin Cartera Responsable de Desarrollo Económico, quedan encargados de la ejecución y cumplimiento del presente Decreto Supremo.

Es dado en el Palacio de Gobierno de la ciudad de La Paz, a los veintisiete de noviembre de mil novecientos noventa y seis años.

FDO. GONZALO SANCHEZ DE LOZADA, Antonio Aranibar Quiroga, Carlos Sánchez Berzaín, Jorge Otasevic Toledo, José Guillermo Justiniano Sandoval, René Oswaldo Blattmann Bauer, Fernando Candia Castillo, Freddy Teodovich Ortíz, Moisés Jarmúsz Levy, Reynaldo Peters Arzabe, Guillermo Richter Ascimani, Luis Alfonso Peña Rueda, Ministro Suplente sin Cartera Responsable de Capitalización, Jaime Villalobos Sanjinés.

REGLAMENTO DE HIDROCARBUROS EXISTENTES Y NUEVOS

CAPITULO I AMBITO DE APLICACION

Artículo 1.- El presente reglamento tiene por objeto establecer los alcances y los sistemas de administración de los reservorios con hidrocarburos existentes y nuevos, a los efectos de la Ley de Hidrocarburos No. 1689 del 30 abril de 1996 (Ley), y los artículos 8 y 9 de la Ley No. 1731 de 25 de noviembre de 1996.

CAPITULO II ALCANCE DE LAS DEFINICIONES DE RESERVORIOS E HIDROCARBUROS EXISTENTES Y NUEVOS

Artículo 2.- Los términos de la definición de "reservorio" contenida en el artículo 8 de la Ley, deberán entenderse como sigue:

a) "capaces de producir hidrocarburos".- Es el reservorio, donde la información existente de uno o mas pozos, prueba que se puede producir hidrocarburos en forma continua y regular.

b) "sistema común de presión".- Indica que existe comunicación de presión en todas las partes del reservorio, que permite el movimiento de fluidos en éste, como resultado de la producción de uno o mas pozos.

c) "completamente rodeado por roca impermeable o agua". - Significa que existe información proveniente de uno o mas pozos, que permite presumir que los hidrocarburos encontrados en un reservorio están delimitados sólo por roca impermeable o por roca impermeable y agua de formación.

La clasificación de campos y reservorios queda establecida en el Informe Nacional de Reservas preparado por Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (Y.P.F.B.) en fecha de 1 de enero de 1996, que forma parte del presente reglamento como anexo I.

La clasificación y nombres de reservorios determinadas antes de la promulgación de la Ley se mantendrá vigente.

Los cambios de nombre de reservorios que el titular quiera efectuar deberá ser aprobado por Y.P.F.B. y no afectará la clasificación de los hidrocarburos en dichos reservorios.

Artículo 3.- En los reservorios lenticulares o formados por estratos separados, un lente o estrato será considerado como un reservorio independiente, cuando el titular pueda comprobar ante Y.P.F.B., conforme a los procedimientos establecidos en los artículos 9 y 10 del presente reglamento, que tal lente o estrato está sujeto a un sistema común de presión, independiente de otros lentes o estratos.

Artículo 4.- En caso de que existan varios reservorios diferentes en la misma formación geológica, que estén produciendo hidrocarburos, serán considerados como un solo reservorio cuando el titular produzca hidrocarburos de los diferentes reservorios en forma conjunta a través de la misma tubería; excepto cuando el titular pueda comprobar la existencia de un sistema de presión independiente en uno o en un grupo de ellos.

Cualquier mezcla de hidrocarburos de diferentes reservorios deberá ser previamente aprobada por Y.P.F.B. conforme a los reglamentos correspondientes.

Artículo 5.- Se denomina "Reservorios Tipo 1" a los reservorios:

a) que estaban en producción a la fecha de promulgación de la Ley, o

b) que no estaban en producción a la fecha de la promulgación de la Ley, pero que tuvieron producción comercial con anterioridad. Al efecto, se entiende por "producción comercial" cuando el petróleo o el gas proveniente del reservorio fueron producidos y comercializados por un período igual o mayor a trescientos (300) días, no necesariamente consecutivos.

En el anexo I de este reglamento cursa la lista oficial de los "Reservorios Tipo 1".

Artículo 6.- Se denomina "Reservorios Tipo 2" a los reservorios:

a) descubiertos después de la fecha de publicación de la Ley; o

b) descubiertos antes de la promulgación de la Ley y que no cumplen las condiciones de los incisos a) o b) del artículo 5 precedente.

Los reservorios no señalados en el anexo I serán considerados como "Reservorios Tipo 2".

Artículo 7.- Hidrocarburos existentes son las reservas probadas en "Reservorios Tipo 1" certificadas por empresas especializadas, en base a las normas generalmente aceptadas en la industria petrolera. Para las reservas probadas de hidrocarburos existentes de Y.P.F.B. se utilizará el informe de DeGolyer and MacNaughton, con fecha efectiva a 31 de diciembre de 1995, utilizada para la capitalización de Y.P.F.B., menos la producción durante los primeros cuatro meses del año 1996. No se tomará en cuenta la producción reinyectada.

Se utilizará para las reservas probadas de hidrocarburos de los contratos de riesgo compartido, el Informe Nacional de Reservas de fecha efectiva al primero de enero de 1996, hasta que entre en vigencia la certificación con fecha efectiva al 30 de abril de 1997.

Hidrocarburos nuevos son:

a) las reservas en "Reservorios Tipo 2",

b) cualquier reserva adicional a las reservas probadas en "Reservorios Tipo 1".

Artículo 8.- La clasificación de "Reservorios Tipo 1" se aplicará durante la vigencia de los contratos de riesgo compartido, otorgados de acuerdo a las estipulaciones de los artículos 71, 76 o 78 de la Ley.

No se aplicarán las clasificaciones de "Reservorios Tipo 1 y 2" fuera de las áreas de los contratos de riesgo compartido, sujetos a las condiciones transitorias de la Ley.

La anterior clasificación no se aplicará para nuevos contratos de riesgo compartido otorgados para áreas devueltas.

CAPITULO III PERFORACION DE NUEVOS POZOS EN CAMPOS CON RESERVORIOS TIPO I

Artículo 9.- Cuando se perfore nuevos pozos dentro de los cinco (5) kilómetros de un pozo productor o capaz de producir hidrocarburos, en un campo con uno o más reservorios Tipo 1, se considerará inicialmente todos los reservorios encontrados como Tipo 1.

Artículo 10.- El titular podrá proponer a Y.P.F.B. su clasificación como Tipo 2 en base a la siguiente información adicional a la información básica exigida en la reglamentación respectiva:

a) correlación detallada de las formaciones y reservorios del pozo productor con todos los pozos cercanos,

- b) pruebas de presión del pozo productor y análisis de correlación de presiones con otros pozos cercanos,
- c) correlación de análisis de fluidos,
- d) cualquier otra prueba ejecutada por el titular que pueda confirmar o descartar el tipo de reservorio,
- e) pronóstico de producción de los pozos, y
- f) un informe detallado sobre la propuesta de clasificación como Tipo 2 del reservorio o reservorios.

El titular podrá no suministrar a Y.P.F.B. la información adicional, cuando Y.P.F.B. anteriormente en el mismo campo haya aprobado un reservorio Tipo 2 y la información indica que se trata del mismo reservorio; sujeto a la condición de que Y.P.F.B. considere que la información presentada es insuficiente, conforme al inciso a) del artículo siguiente.

Cuando exista la determinación sobre la clasificación del reservorio por parte del consultor independiente de acuerdo al Reglamento de Comercialización de Gas Natural, el titular suministrará el informe del estudio a Y.P.F.B.

Artículo 11.- Dentro de los 15 días de haber recibido la información básica y adicional cuando corresponda, Y.P.F.B. clasificará el reservorio como Tipo 1 o Tipo 2.

Se clasificará el reservorio como Tipo 1 cuando el titular no haya comprobado que el reservorio corresponde al Tipo 2 por las siguientes razones:

- a) insuficiencia de la información técnica, o
- b) la información suministrada no prueba que se trate de un reservorio Tipo 2.

En caso que el titular no esté de acuerdo con la clasificación de Y.P.F.B., dentro de los siguientes 15 días podrá requerir de una nueva clasificación de acuerdo al procedimiento establecido en el artículo siguiente.

Artículo 12.- El titular producirá los hidrocarburos en base a la clasificación determinada por Y.P.F.B. conforme a los artículos precedentes. En la eventualidad que el titular no estuviera de acuerdo con la clasificación, la divergencia se solucionará conforme al capítulo VIII del presente reglamento. La producción de hidrocarburos continuará bajo la clasificación efectuada por Y.P.F.B. durante el período que dure la controversia. En caso de que la decisión obligue a una nueva clasificación, ésta se aplicará a partir del primer día del mes siguiente a la fecha de dicha decisión.

Artículo 13.- A solicitud del titular o a iniciativa de Y.P.F.B., se podrá solicitar la reclasificación de los reservorios cuando existan nuevos pozos perforados después de la promulgación de la Ley, siempre que en opinión del solicitante se cuente con una relevante información adicional que justifique la necesidad de tal reclasificación. En dicho caso las partes se reunirán para considerar dicha reclasificación durante un período que no exceda los treinta (30) días de recibida la notificación.

En caso de desacuerdo se seguirán los procedimientos establecidos en el capítulo VIII posterior. La reclasificación será aplicable a partir del primer día del mes siguiente al acuerdo de las partes o la decisión de la consultoría internacional, según corresponda.

El titular o Y.P.F.B. no podrá solicitar nuevamente una reclasificación para el mismo reservorio dentro de los doce meses siguientes a la fecha de una solicitud anterior.

Si como resultado de los estudios de los consultores internacionales en aplicación del Reglamento de Comercialización de Gas, el reservorio fuera clasificado en forma diferente a la clasificación vigente,

Y.P.F.B. podrá reclasificar el reservorio de acuerdo al procedimiento establecido en el presente artículo.

Artículo 14.- Bajo ningún concepto se puede reclasificar los reservorios Tipo 1 indicados en el Anexo I, para pozos productores o capaces de producir hidrocarburos al momento de la promulgación de la Ley y las reservas probadas asociadas con estos pozos.

Artículo 15.- Si el titular recibiese la autorización para producir nuevos reservorios en el mismo pozo, a través de la misma tubería, mezclándolos con la producción de hidrocarburos existentes referida en el artículo 4 precedente, la producción de hidrocarburos nuevos será determinada como la producción total de los reservorios, menos la producción estimada de los hidrocarburos existentes en base a la curva de declinación, conforme al inciso a) del artículo 18 del presente reglamento.

Sí la mezcla de la producción originase una reducción de producción injustificada de la producción total de hidrocarburos existentes, conforme se establece en el artículo 16 posterior, se clasificará toda la mezcla como hidrocarburos existentes.

CAPITULO IV DETERMINACION DE LA CURVA DE DECLINACION DE LAS RESERVAS PROBADAS

Artículo 16.- Las curvas de declinación para cada reservorio de Y.P.F.B. Tipo 1 se establecen en el Anexo II del presente reglamento.

Las curvas de declinación para cada reservorio Tipo 1 que corresponden a los titulares, se determinarán de común acuerdo con Y.P.F.B., dentro de los sesenta días de recibida la certificación de las reservas, conforme al art. 7 precedente.

Hasta que se determinen la nuevas curvas de declinación, se utilizarán las curvas elaboradas por Y.P.F.B.

Las curvas de declinación deberán incluir: las curvas de caudal contra tiempo, y caudal contra producción acumulada del hidrocarburo principal y el hidrocarburo asociado. Para administrar cualquier cambio en los volúmenes producidos de hidrocarburos, se utilizará la curva de caudal contra la producción acumulada.

Para fines de la administración del pago de regalías, Y.P.F.B mensualmente determinará los caudales del hidrocarburo principal de cada reservorio con hidrocarburos existentes.

Para las curvas de declinación Tipo 1 de los titulares y la aplicación del artículo 20 de este reglamento, se establecen los siguientes principios

a) En los reservorios gasíferos el hidrocarburo principal es el gas natural, de la misma manera en los reservorios petrolíferos el hidrocarburo principal es el petróleo. Cuando la producción del hidrocarburo principal no esta restringida, la declinación normal de un reservorio es una extrapolación al futuro de la tendencia del comportamiento pasado. Este procedimiento asume que los factores que controlaban el comportamiento del reservorio en el pasado, continuarán ejerciendo su influencia de la misma manera en el futuro.

b) Cuando la producción del hidrocarburo principal se halle restringida, el reservorio continuará produciendo el hidrocarburo principal a un caudal constante, hasta que el mismo no pueda mantener dicho caudal. A partir de este punto, prevalecerá la declinación normal de la producción. El caudal en campos gasíferos se determinará en base de la producción de gas destinada a las ventas, sujeto a las disposiciones del capítulo VII del presente reglamento. El caudal se determinará en base del promedio anual tomando como referencia la gestión del año 1996.

c) El caudal estará sujeto a las disposiciones del artículo 17 posterior.

d) Tanto en el caso del petróleo como en el gas natural, la construcción de la curva de declinación y su extrapolación al futuro deberán elaborarse aplicando los métodos técnicamente adecuados reconocidos internacionalmente. Se calculará la curva de declinación hasta el límite de la producción económica del reservorio.

e) Se determinará la curva de declinación para el hidrocarburo principal y sobre esta base, se estimará los hidrocarburos asociados a éste.

Artículo 17.- Después del inicio de las operaciones del gasoducto al Brasil, cuando sea aplicable, se debe incrementar la producción mínima anual por reservorios, cuya producción fue cerrada o restringida hasta por lo menos el cinco por ciento (5)% de las reservas probadas remanentes. Se debe mantener este caudal mínimo hasta el inicio de la declinación natural del reservorio. El caudal de producción estará sujeta a la disponibilidad del mercado conforme al Reglamento de Comercialización de Gas Natural.

Para el desarrollo de las curvas de declinación, se asume que el gasoducto al Brasil estará en operación normal desde 1° de enero de 1999.

En caso que el Proyecto del Gasoducto al Brasil se retrase en su ejecución, los cambios de caudal de reservorios Tipo 1, pueden adecuarse en tiempo para coincidir con el inicio de las operaciones del gasoducto al Brasil.

CAPITULO V PRODUCCION PRIORITARIA DE HIDROCARBUROS EXISTENTES

Artículo 18.- Conforme al artículo 80 de la Ley, la producción de hidrocarburos existentes no podrá ser reducida injustificadamente para ser reemplazada por la producción de hidrocarburos nuevos. Se entenderá por reducción justificada en cualquier pozo, aquella que sea resultante de:

- a) la declinación normal de la producción de los reservorios,
- b) la reducción ocasional por mantenimiento de pozos y/o instalaciones, los mismos que deberán ser notificados a Y.P.F.B. para su aprobación,
- c) la aplicación de cualquier prorrateo en razón de la aplicación del artículo 85 de la Ley,
- d) la aplicación de instrucciones específicas de Y.P.F.B. con el objeto de optimizar la recuperación de reservorios conforme al artículo 4 de la Ley, y que resulten en una disminución de la producción por debajo de la curva de declinación, y
- e) el abandono temporal o permanente de cualquier reservorio en un pozo con hidrocarburos existentes que no podrá producir económicamente bajo los términos y condiciones aplicables a hidrocarburos existentes.

En el caso del inciso e), el abandono temporal o permanente de un reservorio en un pozo con hidrocarburos existentes, deberá ser aprobado por Y.P.F.B. Solamente aprobará el abandono cuando los ingresos brutos de la producción atribuible al reservorio en el pozo no sean suficientes para cubrir los costos directos asociados con la misma producción. Y.P.F.B. podrá aprobar sin el respectivo análisis económico, el abandono temporal o permanente, en el caso de que el pozo sea capaz de producir de manera regular como máximo treinta (30) barriles de petróleo equivalentes por día, tomando como equivalencia 18,000 pies cúbicos de gas por barril de petróleo.

El titular informará a Y.P.F.B. de manera inmediata de cualquier reducción en la producción y los volúmenes afectados, acompañando las justificaciones correspondientes.

Se considera como una reducción injustificada, cualquier disminución en la producción que resulta de la falta de mantenimiento, y/o instalación de equipos que razonablemente son necesarios para sostener la producción en los niveles que indica la curva de declinación de las reservas probadas.

Se incluye dentro el concepto de mantenimiento entre otros, las intervenciones de pozos y líneas de recolección.

Se incluye dentro el concepto de equipos entre otros, los de compresión de gas, de producción y separadores.

En caso de la reducción injustificada de la producción, de acuerdo a este artículo, el titular esta obligado a pagar por concepto de penalidad los montos deficitarios relacionados a los volúmenes respectivos de la reducción injustificada tomando en cuenta los siguientes conceptos:

- a) la regalía nacional complementario conforme al artículo 51 de la Ley.
- b) la participación nacional conforme al artículo 72 b) 1 de la Ley, y
- c) la participación estipulada en favor de Y.P.F.B. conforme el artículo 77 a) 3.

En el caso de que el titular no este de acuerdo con la penalidad a pagar, se sujetará bajo la cláusula referida al régimen de solución de controversias del contrato de riesgo compartido.

Artículo 19.- Para el sostenimiento de la producción en los niveles que indican las curvas de declinación de las reservas probadas se tomará en cuenta solo la curva correspondiente a la producción del hidrocarburo principal.

Deberán ser recuperadas las reservas probadas existentes tanto de los hidrocarburos principales como los hidrocarburos asociados.

En el caso de reservorios Tipo 1, que tienen una extensión de hidrocarburos nuevos, las reservas probadas existentes del hidrocarburo principal y del asociado, deberán ser recuperadas no necesariamente al mismo tiempo.

Artículo 20.- En el caso de que el máximo caudal de un reservorio con todos los pozos en producción no logra alcanzar la curva de declinación determinada conforme a este reglamento, el titular deberá efectuar una prueba de máximo caudal por un período mínimo de cinco (5) días en cada pozo. El titular deberá analizar los resultados y preparar una nueva curva de declinación, y someterlo juntamente con el informe respectivo a la aprobación de Y.P.F.B.

Y.P.F.B. podrá aprobar la nueva curva con reservas probadas ajustadas, o proponer al titular una curva diferente. En caso de que el titular no este de acuerdo con la curva de Y.P.F.B., podrá resolverse la discrepancia por medio de los procedimientos establecidos en el capítulo VIII del presente reglamento.

En caso de incremento en las reservas probadas ajustadas con posterioridad a la determinación conforme al párrafo anterior, se debe producir este incremento en base a hidrocarburos existentes, hasta llegar al valor de la curva original, antes de la aplicación del capítulo VI de este reglamento.

Cualquier producción adicional superior a la nueva curva indicada en el párrafo precedente, será considerada hidrocarburos existentes. entre tanto no exceda la curva de declinación original.

Artículo 21.- En caso de reducción de la producción de los reserorios existentes, por las razones señaladas en los incisos b) y e) del artículo 18 precedente, el titular esta obligado a incrementar la producción de otros pozos en reservorios Tipo 1, cuando exista la capacidad de producción disponible hasta el nivel de la curva de declinación conforme al inciso a) del mismo artículo 18, sin necesidad de incurrir en inversiones mayores. Se considera inversiones mayores a la perforación de pozos y otras inversiones de magnitud económica similar.

Artículo 22.- El titular no está obligado a incrementar los volúmenes de producción de hidrocarburos existentes sobre los caudales referidos en los artículos 16 y 17 precedente.

Artículo 23.- En caso de que el titular voluntariamente incremente la producción de hidrocarburos existentes por un cierto período, se aplicará los principios del artículo 16 precedente, referido a las curvas de caudal contra producción acumulada.

En el caso de que la S.A.M. "A", de acuerdo al artículo 19 del Reglamento de Comercialización de Gas Natural, produzca hasta el sesenta por ciento (60%), el total del incremento en la producción relativa a la curva de declinación conforme al anexo II de este reglamento, deberá ser a través de la producción de hidrocarburos existentes, incluyendo la producción de otros reservorios Tipo I cerrados o de producción restringida .

Artículo 24.- La Secretaría Nacional de Energía controlará el cumplimiento de las previsiones contenidas en el presente reglamento.

Para el efecto, Y.P.F.B. suministrará anualmente a la Secretaría Nacional de Energía hasta el primero de diciembre de cada año, el pronóstico de la producción de hidrocarburos existentes y nuevos, individualizando al titular y al campo.

Y.P.F.B. notificará a la Secretaría Nacional de Energía de cualquier evento que resulte en una disminución de la producción de hidrocarburos existentes en más del cinco por ciento (5%) para cada titular involucrado en la disminución.

Excepto en los casos donde intervengan los consultores internacionales de acuerdo al capítulo VIII del presente reglamento, la Secretaría Nacional de Energía podrá revisar:

- a) cualquier determinación de Y.P.F.B. referido a un reservorio como hidrocarburos nuevos conforme al artículo 9, y
- b) cualquier acuerdo o aprobación de Y.P.F.B. conforme este reglamento.

Si la Secretaría Nacional de Energía discrepará con el acuerdo o aprobación indicados en los incisos precedentes, los podrá someter para su revisión al procedimiento establecido en el capítulo VIII.

CAPITULO VI INCREMENTOS DE PRODUCCION ENCIMA DE LA CURVA DE DECLINACION EN BASE DEL REGIMEN FISCAL DE HIDROCARBUROS NUEVOS

Artículo 25.- El titular podrá producir hidrocarburos de reservorios Tipo 1 bajo el régimen fiscal de hidrocarburos nuevos, cuando haya comprobado ante Y.P.F.B. incrementos en las reservas probadas.

Y.P.F.B. podrá aprobar las reservas probadas nuevas o proponer al titular un incremento diferente en las reservas. En caso de que el titular no este de acuerdo con el incremento propuesto por Y.P.F.B., podrá acudir al procedimiento establecido en el capítulo VIII posterior.

Cuando existan estudios independientes de firmas de consultoría conforme a los procedimientos del Reglamento de Comercialización de Gas Natural, se tomará en cuenta estos estudios para determinar el incremento de las reservas probadas.

Artículo 26.- Para cada reservorio Tipo 1 con hidrocarburos nuevos y existentes, se determinará el nivel de producción mensual de hidrocarburos nuevos en base de la siguiente fórmula:

$$A = \frac{B \times (C - D)}{C}$$

donde:

A = la producción de hidrocarburos nuevos

B = la producción total de hidrocarburos
(existentes más nuevos).

C = las reservas probadas remanentes totales actualizados (existentes más nuevos).

D = las reservas probadas existentes remanentes actualizados en base a la certificación conforme al artículo 7 precedente con fecha efectiva al 30 de abril de 1996.

Sujeto al artículo 18, 20 y 27 precedente, la producción de hidrocarburos existentes, será la producción total menos la producción de hidrocarburos nuevos.

Artículo 27.- Cuando la producción de hidrocarburos existentes determinados de acuerdo al artículo anterior, sea menor a los establecidos en los artículos 16 y 17, se fijará como producción de hidrocarburos existentes, aquellos establecidos por la aplicación de dichos artículos, siendo la producción de hidrocarburos nuevos, la diferencia entre la producción total obtenida menos la producción de hidrocarburos existentes. El presente artículo queda sujeto a las disposiciones de los artículos 18 y 20 precedentes.

Artículo 28.- Para optimizar sus operaciones, el titular de varios reservorios podrá sumar para la aplicación de este reglamento, las curvas de declinación de dos o mas reservorios en varios campos. Después haber sumado dos o mas reservorios no podrá separar las curvas posteriormente.

CAPITULO VII REINYECCION TEMPORAL DE GAS PRODUCCION EN RESERVORIOS CERRADOS

Artículo 29.- De acuerdo a la Ley y al presente reglamento, el titular no podrá reducir injustificadamente su producción. Este concepto se aplicará al gas natural y al petróleo. El titular para mantener la producción de líquidos esta obligado ha reinyectar el gas hasta que el Proyecto del Gasoducto al Brasil y/o la demanda adicional permita el mantenimiento de la producción de líquidos sin necesidad de reinyección de gas. Los niveles de reinyección para Y.P.F.B están indicados en el anexo II.

Los volúmenes de reinyección para los titulares se determinarán conforme al artículo 16 precedente.

Artículo 30.- Cuando el gas existente es reinyectado, el titular deberá recuperar el noventa por ciento (90%) del gas reinyectado como hidrocarburo existente.

CAPITULO VIII SOLUCION DE DISCREPANCIAS

Artículo 31.- Cuando no exista acuerdo entre el titular y Y.P.F.B. con la clasificación, reclasificación, curvas de declinación o las reservas, las discrepancias serán resueltas a través de una firma consultora de prestigio internacional, que será seleccionada de común acuerdo, siendo de responsabilidad de Y.P.F.B. contratar a la consultora para que conduzca el estudio correspondiente. El costo correrá a cuenta del titular. La decisión de la consultora será acatada por Y.P.F.B. y el titular.

ANEXO I DEFINICION DE TIPO DE HIDROCARBURO POR RESERVORIO

Nº CAMPO/RESERVORIO TIPO HIDROCARBURO

1) Campo: CARRASCO

PETACA	Existente
ICHOA	Existente
ROBORE 1	Existente

2) Campo: RIO GRANDE

PETACA	Existente
TAIGUATI W	Existente
TAIGUATI Y	Existente
TUPAMBI SUD	Existente

3) Campo SIRARI

PETACA	Existente
YANTATA	Existente

**DEFINICION DE TIPO DE HIDROCARBURO
POR RESERVORIO**

Nº CAMPO/RESERVORIO TIPO HIDROCARBURO

4) Campo: VIBORA

PETACA	Existente
YANTATA	Existente
SARA	Existente

5) Campo: YAPACANI

PETACA	Existente
SARA	Existente

6) Campo: VUELTA GRANDE

YECUA	Existente
TAPECUA/CANGAPI	Existente

**CAMPOS DE EMPRESAS CONTRATISTAS
DEFINICION DE TIPO DE HIDROCARBURO**

POR RESERVORIO

No.- CAMPO/RESERVORIO TIPO HIDROCARBURO

1.- Campo : BARREDERO

IQUIRI	Existente
--------	-----------

2 .- Campo: BERMEJO

TARIJA	Existente
TUPAMBI	Existente

HUAMAMPAMPA-1	Existente
HUAMAMPAMPA-2	Existente

3.- Campo: CARANDA

YECUA D	Existente
PETACA TG-TH.TI	Existente
PETACA TJ-TK-TL	Existente
PETACA TM-TN-TO	Existente
PETACA TS-TU	Existente
PETACA TV	Existente
CAJONES MK(O)	Existente
CAJONES MK(E)	Existente
CAJONES ML(O)	Existente
CAJONES MP(O)	Existente
CAJONES MQ.MR.O	Existente
CAJ MR SUP (E)	Existente
CAJMR-IN+CAN-E	Existente
CANGAPI-O	Existente
SAN TELMO	Existente
TAIGUATI-D-E	Existente
TGTY G OESTE	Existente
TGTY G1-G2 (E)	Existente
TGTY G3(ESTE)	Existente
TGTY MSUP-O-P	Existente
TGTY MSUP-O-G	Existente
TGTY MSUP-E	Existente
TGTY M INF-O	Existente
TGTY M INF-E	Existente
IQUIRI	Existente

4 - Campo: COLPA

PETACA INF	Existente
TAIGUATY D	Existente
TAIGUATY G	Existente
TAIGUATI M	Existente
TARIJA INF (G)	Existente
TARIJA INF (P)	Existente

5. Campo: ESCONDIDO

PETACA	Existente
CANGAPI	Existente
SIL.ESCPMT.SUP.	Existente
ESCARPMENT INF	Existente

6.- Campo: LA VERTIENTE

YECUA	Existente
PETACA	Existente
CANGAPI	Existente
S.TELMO.ESC.SUP	Existente
3030 ESCARP.INF	Existente
2960 ESCARP.INF	Existente

7.- Campo: PALMAR

ICHOA	Existente
ESCARPMENT	Existente
TAIGUATI-A	Existente
TAIGUATI-B	Existente

8 - Campo: PORVENIR

TAPECUA	Existente
CANGAPI	Existente

9.- Campo: SURUBI

PETACA-INFERIOR	Existente
-----------------	-----------

10.- Campo: TAIGUATI

CANGAPI	Existente
SAN TELMO	Existente

11.- Campo: TIGRE

IQUIRI	Existente
--------	-----------

12: Campo: TORO

TARIJA	Existente
TUPAMBI	Existente
IQUIRI	Existente

ANEXO II

CAMPO CARRASCO

RESERVORIO ROBORE I

AÑO	SEPARATOR GAS MMSCF/D	GAS INJECTION MMSCF/D	PROD NETO GAS MMSCF/D	PROD ACUM GAS MMSCF	PROD CONO Bbl/D	CAUDAL ACUM COND MBbi
				29616		2453
1996	46.0	46.0	46406	3210	3625	
1997	46.0	46.0	63196	2778	4639	
1998	38.2	38.2	77150	1980	5361	
1999	24.5	24.5	86098	1113	5767	
2000	15.6	15.6	91789	644	6002	
2001	2.3	2.3	92645	93	6036	
Reserva Probada del Gas de D&M				92645	MMSCF	
Recuperación total del Gas				92645	MMSCF	
Reserva Probada del Condensado de D&M				6036	Mbbl	

**CAMPO CARRASCO
RESERVORIO PETACA**

AÑO	SEPARATOR	GAS	PROD	PROD	CAUDAL	PROD
-----	-----------	-----	------	------	--------	------

	GAS MMSCF/D	INJECTION MMSCF/D	NETO GAS MMSCF/D	ACUM GAS MMSCF	CONO Bbl/D	ACUM COND MBbi
						120
1999	30		30	1095	180	186
2000	30		30	2190	173	249
2001	30		30	3285	165	309
2002	30		30	4380	158	367
2003	30		30	5475	150	422
2004	30		30	6570	143	474
2005	30		30	7665	136	523
2006	30		30	8760	128	570
2007	30		30	9855	121	614
2008	30		30	10950	113	656
2009	30		30	12045	106	694
2010	30		30	13140	99	730
2011	30		30	14235	91	764
2012	30		30	15330	84	794
2013	30		30	16425	77	822
2014	30		30	17520	69	847
2015	30		30	18615	62	870
2016	30		30	19710	54	890
2017	23		23	20560	37	903
2018	05		05	20736	7	906

Reserva Probada del Gas de D&M	19769	MMSCF
Recuperación del Gas inyectado 12/31/95 (90 %)	967	MMSCF
Recuperación total del Gas	20736	MMSCF
Reserva Probada del condensado de D&M	905	MMSCF
Gas Inyectado 12/31/95	1074	MMSCF

**CAMPO CARRASCO
RESERVORIO ICHOA**

AÑO	SEPARATOR GAS MMSCF/D	GAS INJECTION MMSCF/D	PROD NETO GAS MMSCF/D	PROD ACUM GAS MMSCF	CONO Bbl/D	CAUDAL ACUM COND MBbi
				411		27
1999	1.0	1.0	1.0	776	50	45
2000	1.0	1.0	1.0	1141	49	63
2001	1.0	1.0	1.0	1506	48	81
2002	1.0	1.0	1.0	1871	47	98
2003	1.0	1.0	1.0	2236	46	114
2004	1.0	1.0	1.0	2601	45	131
2005	1.0	1.0	1.0	2966	44	146
2006	1.0	1.0	1.0	3331	42	162
2007	1.0	1.0	1.0	3696	41	177
2008	0.9	0.9	0.9	4025	36	190
2009	0.3	0.3	0.3	4118	10	194
Reserva Probada del Gas de D&M				4118		MMSCF
Recuperación total del Gas				4118		MMSCF

**CAMPO RIO GRANDE
RESERVORIO PETACA**

AÑO	SEPARATOR GAS MMSCF/D	GAS INJECTION MMSCF/D	PROD NETO GAS MMSCF/D	PROD ACUM GAS MMSCF	PROD CONO Bbl/D	CAUDAL ACUM COND MBbi
				20351		791
1999	1.0	1.0	20716	50	809	
2000	1.0	1.0	21081	48	827	
2001	1.0	1.0	21446	46	843 2002	
	1.0	1.0	21811	44	859	
2003	1.0	1.0	22176	41	874	
2004	1.0	1.0	22541	39	889	
2005	1.0	1.0	22906	37	902	
2006	1.0	1.0	23271	35	915	
2007	1.0	1.0	22636	33	927	
2008	1.0	1.0	24001	31	939	
2009	1.0	1.0	24366	29	949	
2010	1.0	1.0	24731	27	959	
2011	0.9	0.9	25065	22	967	

Reserva Probada del Gas de D&M 25065 MMSCF

Recuperación total del Gas 25065 MMSCF

Reserva Probada del Condensado de D&M 967 MBBL

**CAMPO RIO GRANDE
RESERVORIO TGTI W**

AÑO	SEPARATOR GAS MMSCF/D	GAS INJECTION MMSCF/D	PROD NETO GAS MMSCF/D	PROD ACUM GAS MMSCF	PROD CONO Bbl/D	CAUDAL ACUM COND MBbi
				222009		10448
1996	20.0	20.0	229309	352	10577	
1997	20.0	20.0	236609	348	10704	
1998	20.0	20.0	243909	347	10830	
1999	20.0	20.0	251209	345	10956	
2000	20.0	20.0	258509	343	11081	
2001	20.0	20.0	265809	341	11206	
2002	20.0	20.0	273109	340	11330	
20Q3	20.0	20.0	280409	338	11453	
2004	20.0	20.0	287709	336	11576	
2005	20.0	20.0	295009	335	11698	
2006	20.0	20.0	302309	333	11820	
2007	20.0	20.0	309609	331	11941	
2008	20.0	20.0	316909	329	12061	
2009	20.0	20.0	324209	328	12181	
2010	20.0	20.0	331509	326	12300	
2011	20.0	20.0	338809	324	12418	
2012	20.0	20.0	346109	323	12536	

2013	20.0	20.0	353409	321	12653
2014	20.0	20.0	360709	319	12769
2015	20.0	20.0	368009	318	12885
2016	20.0	20.0	375309	316	13001
2017	20.0	20.0	382609	314	13115
2018	20.0	20.0	389909	312	13229
2019	20.0	20.0	397198	310	13342
2020	14.6	14.6	402537	224	13424

Reserva Probada del Gas de D&M 402537 MMSCF
 Recuperación total del Gas 402537 MMSCF

Reserva Probada del Condensado de D&M 13424 MBBL

**CAMPO RIO GRANDE
 RESERVORIO TAIGUATY**

AÑO	SEPARATOR GAS MMSCF/D	GAS INJECTION MMSCF/D	PROD NETO GAS MMSCF/D	PROD ACUM GAS MMSCF	PROD CONO Bbl/D	CAUDAL ACUM COND MBbi
-----	-----------------------------	-----------------------------	-----------------------------	---------------------------	-----------------------	-----------------------------

				428079		47154
1996	30.0	23.0	7.0	439029	300	47263
1997	30.0	23.0	7.0	449979	291	47370
1998	30.0	23.0	7.0	460929	233	47473
1999	30.0		30.0	471879	274	47573
2000	30.0		30.0	482829	265	47670
2001	30.0		30.0	493779	257	47763
2002	30.0		30.0	504729	248	47854
2003	30.0		30.0	515679	239	47941
2004	30.0		30.0	526629	230	48025
2005	30.0		30.0	537579	222	48106
2006	30.0		30.0	548529	213	48184
2007	30.0		30.0	559479	204	43258
2008	30.0		30.0	570429	196	48330
2009	30.0		30.0	581379	187	48398
2010	30.0		30.0	592329	178	48463
2011	30.0		30.0	603279	170	48525
2012	30.0		30.0	614229	161	48584
2013	30.0		30.0	625179	152	48639
2014	30.0		30.0	636129	143	48692
2015	30.0		30.0	647079	135	48741
2016	30.0		30.0	658029	125	48787
2017	3.5		3.5	659304	14	48792

Reserva Probada del Gas de D&M 636637 MMSCF
 Recuperación del Gas inyectado 1996 . 98 (@ 90%) 22667 MMSCF
 Recuperación total del Gas 659304 MMSCF

Reserva Probada del Condensado de D&M 48732 MBBL

**CAMPO RIO GRANDE
 RESERVORIO TUPAMBI SUD**

AÑO	SEPARATOR GAS MMSCF/D	GAS INJECTION MMSCF/D	PROD NETO GAS MMSCF/D	PROD ACUM GAS MMSCF	PROD CONO Bbl/D	CAUDAL ACUM COND MBbi
-----	-----------------------------	-----------------------------	-----------------------------	---------------------------	-----------------------	-----------------------------

			3864		5800
1996	1.5	1.5	4412	58	5821
1997	1.5	1.5	4959	60	5843
1998	1.5	1.5	5507	59	5865
1999	12.0	12.0	9887	464	6034
2000	12.0	12.0	14267	446	6197
2001	12.0	12.0	18647	429	6354
2002	12.0	12.0	23027	411	6504
2003	12.0	12.0	27407	393	6647
2004	12.0	12.0	31787	376	6784
2005	12.0	12.0	36167	358	6915
20Q6	12.0	12.0	40547	340	7039
2007	12.0	12.0	44927	322	7157
2008	12.0	12.0	49307	305	7268
2009	12.0	12.0	53687	287	7373
2010	12.0	12.0	58067	269	7471
2011	12.0	12.0	62447	252	7563
2012	12.0	12.0	66827	234	7648
2013	12.0	12.0	71207	216	7727
2014	12.0	12.0	75587	198	7800
2015	12.0	12.0	79957	181	7866
2016	11.8	11.8	84288	161	7924
2017	9.5	9.5	87758	117	7967
2018	6.4	6.4	90095	72	7993
2019	3.2	3.2	91265	34	8006
2020	2.8	2.8	92287	29	8016
2021	1.2	1.0	92736	20	8024

Reserva Probada del Gas de D&M 92736 MMSCF
Recuperación total del Gas 92736 MMSCF

Reserva Probada del Condensado de D&M 8024 MBBL

**CAMPO SIRARI
RESERVORIO PETACA**

AÑO	SEPARATOR GAS MMSCF/D	GAS INJECTION MMSCF/D	PROD NETO GAS MMSCF/D	PROD ACUM GAS MMSCF	PROD CONO Bbl/D	CAUDAL PROD ACUM COND MBbi
				30902		2451
1996	28.0	16.0	12.0	41122	710	2710
1997	28.0	16.0	12.0	51342	636	2942
1998	28.0	16.0	12.0	61562	562	3147
1999	28.0		28.0	71782	487	3325
2000	28.0		28.0	82002	413	3476
2001	16.3		16.3	87935	206	3551

Reserva Probada del Gas de D&M 72167 MMSCF
Recuperación del Gas inyectado 1996 - 98 (@ 90 %) 15768 MMSCF
Recuperación total del Gas 87935 MMSCF

Reserva Probada del Condensado de D&M 3551 MBBL

CAMPO SIRARI

RESERVORIO YANTATA

AÑO	SEPARATOR GAS MMSCF/D	GAS INJECTION MMSCF/D	PROD NETO GAS MMSCF/D	ACUM GAS MMSCF	PROD CONO Bbl/D	CAUDAL PROD ACUM COND MBbi
						804
1996	21.0	20.0	1.0	7665	410	954
1997	21.0	20.0	1.0	15330	400	1100
1998	21.0	20.0	1.0	22995	390	1242
1999	21.0		21.0	30660	380	1380
2000	21.0		21.0	38325	369	1515
2001	21.0		21.0	45990	359	1646
2002	21.0		21.0	53655	349	1774
2003	21.0		21.0	61320	339	1898
2004	20.9		20.9	68936	327	2017
2005	18.6		18.6	75716	283	2120
2006	16.0		16.0	81566	237	2207
2007	14.0		14.0	86659	202	2280
2008	12.2		12.2	91127	173	2344
2009	10.4		10.4	94918	144	2396
2010	9.4		9.4	98351	129	2443
2011	8.3		8.3	101391	112	2484
2012	7.5		7.5	104117	99	2520
2013	5.3		5.3	106064	70	2546

Reserva Probada del Gas de D&M	84810 MMSCF
Recuperación del Gas inyectado @ 12/31/95 (@ 90%)	1544 MMSCF
Recuperación del Gas inyectado 1996-98 (@ 90%)	19710 MMSCF
Recuperación total del Gas	106064 MMSCF

Reserva Probada del Condensado de D&M	2546 MMBL
---------------------------------------	-----------

Gas Inyectado @ 12/31/95	1715 MMSCF
--------------------------	------------

CAMPO VIBORA RESERVORIO PETACA

AÑO	SEPARATOR GAS MMSCF/D	GAS INJECTION MMSCF/D	PROD NETO GAS MMSCF/D	ACUM GAS MMSCF	PROD CONO Bbl/D	CAUDAL PROD ACUM COND MBbi
						1762
1996	12.0	11.0	1.0	4380	400	1908
1997	12.0	11.0	1.0	8760	391	2051
1998	12.0	11.0	1.0	13140	381	2190
1999	12.0		12.0	17520	372	2326
2000	12.0		12.0	21900	363	2458
2001	12.0		12.0	26280	354	2587
2002	12.0		12.0	30660	344	2713
2003	12.0		12.0	35040	335	2835
2004	12.0		12.0	39420	326	2954
2005	12.0		12.0	43800	317	3070
2006	12.0		12.0	48180	307	3182
2007	12.0		12.0	52560	298	3291
2008	12.0		12.0	56940	289	3396
2009	12.0		12.0	61320	280	3498

2010	12.0	12.0	65700	270	3597
2011	4.4	4.4	67300	96	3632

Reserva Probada del Gas de D&M 42111 MMSCF
 Recuperación del Gas inyectado @ 12/31/95 (@ 90%) 14349 MMSCF
 Recuperación del Gas inyectado 1996 . 98 (@ 90 %) 10841 MMSCF
 Recuperación total del Gas 67300 MMSCF

Reserva Probada del Condensado de D&M 3632 MBBL

Gas Inyectado @ 12/31/95 15943 MMSCF

**CAMPO VIBORA
RESERVORIO YANTATA**

AÑO	SEPARATOR GAS MMSCF/D	GAS INJECTION MMSCF/D	PROD NETO GAS MMSCF/D	PROD ACUM GAS MMSCF	PROD CONO Bbl/D	CAUDAL PROD ACUM COND MBbi
				14576		2152
1996	41.0	18.0	23.0	29541	3400	3393
1997	41.0	18.0	23.0	44506	3346	4614
1998	41.0	18.0	23.0	59471	3292	5816
1999	41.0		41.0	74436	3238	6997
2000	41.0		41.0	89401	3184	8159
2001	41.0		41.0	104366	3129	9302
2002	41.0		41.0	119331	3075	10424
2003	41.0		41.0	134296	3021	11527
2004	16.0		16.0	140138	1165	11952
2005	2.3		2.3	140978	167	12013
2006	2.3		2.3	141817	167	12074
2007	2.3		2.3	142652	165	12134
2008	2.2		2.2	143453	159	12192
2009	2.1		2.1	144218	151	12247
2010	2.0		2.0	144949	144	12300
2011	1.9		1.9	145646	137	12350
2012	1.8		1.8	146308	131	12398
2013	1.7		1.7	146938	124	12443
2014	0.5		0.5	147104	33	12455

Reserva Probada del Gas de D&M 129365 MMSCF
 Recuperación del Gas inyectado 1996-98 (@ 90 %) 17739 MMSCF
 Recuperación total del Gas 147104 MMSCF

Reserva Probada del Condensado de D&M 12455 MBBL

**CAMPO VIBORA
RESERVORIO SARA**

AÑO	SEPARATOR GAS MMSCF/D	GAS INJECTION MMSCF/D	PROD NETO GAS MMSCF/D	PROD ACUM GAS MMSCF	PROD CONO Bbl/D	CAUDAL PROD ACUM COND MBbi
				37892		2818
1996	2.4		2.4	46652	1600	3402

1997	22.8	22.6	54974	1279	3869
1998	21.6	21.6	62858	995	4232
1999	20.4	20.4	70304	747	4505
2000	19.2	19.2	77312	531	4699
2001	8.9	8.9	80557	190	4768

Reserva Probada del Gas de D&M 80557 MMSCF
Recuperación total del Gas 80557 MMSCF

Reserva Probada del Condensado de D&M 4768 MBBL

**CAMPOYAPACANI
RESERVORIO PETACA**

AÑO	SEPARATOR GAS MMSCF/D	GAS INJECTION MMSCF/D	PROD NETO GAS MMSCF/D	PROD ACUM GAS MMSCF	PROD CONO Bbl/D	CAUDAL PROD ACUM COND MBbi
						39
1999	43.0	43.0	15695	1032	416	
2000	43.0	43.0	31390	985	775	
20001	43.0	43.0	47085	937	1117	
2002	43.0	43.0	62780	890	1442	
2003	43.0	43.0	78475	843	1750	
2004	43.0	43.0	94170	795	2040	
2005	43.0	43.0	109865	748	2313	
2005	43.0	43.0	125560	701	2569	
2007	43.0	43.0	141255	654	2808	
2008	43.0	43.0	156950	607	3030	
2009	43.0	43.0	172645	559	3234	
2010	43.0	43.0	188340	512	3421	
2011	43.0	43.0	204035	455	3590	
2012	43.0	43.0	219730	418	3743	
2013	43.0	43.0	235425	370	3878	
2014	43.0	43.0	251120	323	3995	
2015	40.4	40.4	265881	261	4091	
2016	34.4	34.4	278441	189	4150	
2017	23.7	28.7	288915	134	4209	
2018	22.6	22.6	297160	91	4242	
2019	16.5	16.5	303175	53	4263	
2020	7.2	7.2	305819	23	4272	
2021	5.3	6.3	308105	19	4279	
2022	5.7	5.7	310189	17	4285	
2023	4.2	4.2	3117C7	11	4289	
2024	3.9	3.9	313131	10	4293	
2025	3.6	3.6	314445	9	4296	
2026	0.8	0.8	314725	2	4297	

Reserva Probada del Gas de D&M 312542 MMSCF
Recuperación del Gas inyectado @ 12/31/95 (@ 90 %) 2183 MMSCF
Recuperación total del Gas 314725 MMSCF

Reserva Probada del Condensado de D&M 4297 MMBBL
Gas Inyectado 12/31/95 2426 MMSCF

**CAMPO YAPACANI
RESERVORIO SARA**

AÑO	SEPARATOR GAS MMSCF/D	GAS INJECTION MMSCF/D	PROD NETO GAS MMSCF/D	ACUM GAS MMSCF	PROD CONO Bbl/D	CAUDAL PROD ACUM COND MBbi
				21225		1111
1995	3.5		3.5	22503	60	1133
1997	3.5		3.5	23780	69	1155
1993	3.5		3.5	25058	59	1176
1999	22.0		22.0	33088	361	1308
2000	22.0		22.0	41118	343	1433
2001	22.0		22.0	49148	326	1552
2002	22.0		22.0	57178	308	1665
2003	22.0		22.0	65208	290	1771
2004	22.0		22.0	73238	272	1870
2005	22.0		22.0	81268	255	1963
2006	22.0		22.0	89298	237	2049
2007	22.0		22.0	97328	219	2129
2003	22.0		22.0	105358	201	2203
2009	22.0		22.0	113388	184	2270
2010	22.0		22.0	121418	166	2330
2011	22.0		22.0	129448	148	2384
2012	22.0		22.0	137478	130	2432
2013	22.0		22.9	115508	112	2473
2014	22.0		22.0	153538	95	2507
2015	22.0		22.0	161568	77	2535
2015	22.0		22.0	169598	59	2557
2017	22.0		22.0	177628	41	2572
2018	19.6		19.6	184776	22	2580
2019	3.4		3.4	186031	2	2581

Reserva Probada del Gas de D& M

186031 MMSCF

Recuperación total del Gas

136031 MMSCF

Reserva Probada del condensado de D& M

2581 MBBL

**CAMPO VUELTA GRANDE
RESERVORIO YECUA**

AÑO	SEPARATOR GAS MMSCF/D	GAS INJECTION MMSCF/D	PROD NETO GAS MMSCF/D	ACUM GAS MMSCF	PROD CONO Bbl/D	CAUDAL PROD ACUM COND MBbi
				1685		59
1999	1.3		1.3	2141	50	77
2000	1.3		1.3	2598	49	95
2001	1.3		1.3	3054	49	113
2002	1.3		1.3	3510	48	131
2003	1.3		1.3	3966	48	148
2004	1.3		1.3	4423	47	165
2005	1.3		1.3	4879	47	183
2006	1.3		1.3	5335	46	199
2007	1.3		1.3	5791	46	216
2008	1.3		1.3	6248	45	232
2009	1.3		1.3	6704	44	249

2010	1.3	1.3	7160	44	265
2011	1.3	1.3	7616	43	281
2012	1.2	1.2	8072	43	296
2013	1.2	1.2	8524	42	311
2014	1.2	1.2	8977	41	327
2015	1.2	1.2	9430	41	341
2015	1.2	1.2	9882	40	356
2017	1.2	1.2	10335	40	371
2018	1.2	1.2	10788	39	385

Reserva Probada del Gas de D&M	10788	MMSCF
Recuperación total del Gas	10788	MMSCF

Reserva Probada del Condensado de D&M	385	MBBL
---------------------------------------	-----	------

**CAMPO VUELTA GRANDE
RESERVORIO TAPECUA/CANGAPI**

AÑO	SEPARATOR GAS MMSCF/D	GAS INJECTION MMSCF/D	PROD NETO GAS MMSCF/D	PROD ACUM GAS MMSCF	PROD CONO Bbl/D	CAUDAL PROD ACUM COND MBbi
				106763		8619
1995	91.0	44.0	47.0	139978	2200	9422
1997	91.0	44.0	47.0	173193	2152	10211
1998	91.0	44.0	47.0	206408	2123	10985
1999	91.0		91.0	239623	2085	11747
2000	91.0		91.0	272838	2045	12494
2001	91.0		91.0	306053	2008	13227
2002	91.0		91.0	339268	1970	13946
2003	91.0		91.0	372483	1931	14651
2004	91.0		91.0	405698	1893	15342
2005	90.8		90.8	438851	1851	16017
2005	89.3		89.3	471444	1783	16658
2007	86.7		86.7	503083	1595	17287
2008	82.7		82.7	533279	1585	17855
2009	75.7		75.7	560899	1422	18384
2010	65.4		65.4	584761	1207	18825
2011	52.3		52.3	603856	952	19172
2012	35.4		35.4	616781	537	19405
2013	16.2		16.2	622598	290	19511
2014	7.9		7.9	625572	140	19562

Reserva Probada del Gas de D&M	582210	MMSCF
Recuperación del Gas inyectado 1996 . 98 (@ 90%)	43362	MMSCF
Recuperación total del Gas	625572	MMSCF

Reserva Probada del Condensado de D&M	19562	MBBL
---------------------------------------	-------	------