



Foto: YPFB

## PETRÓLEO & GAS

P. 12-14

# IDENTIFICAN TRES TEMAS PENDIENTES PARA ASEGURAR GAS A ARGENTINA

*Un estudio exhaustivo de la primera enmienda al contrato de compra - venta de gas natural entre YPFB y Enarsa, señala al menos tres aspectos que los gobiernos de Bolivia y Argentina deben dilucidar para asegurar la viabilidad de la entrega y recepción de gas en los volúmenes comprometidos entre ambos países.*

**L**a consultora Resources Energy Consulting de Argentina, aliada de Reporte Energía, realizó para este medio un análisis profundo a la enmienda (adenda) al contrato YPFB-Enarsa, identificando que Bolivia y Argentina, deben ajustar la compresión del gas

para Refinor, al habilitarse el gasoducto J. Azurduy; la consideración de la variación de volúmenes de producción entre invierno y verano, que supera el 25% en el lado argentino y que Enarsa verifique el poder calorífico mínimo comprometido de 8900 Kcal/m<sup>3</sup>.

## PETRÓLEO & GAS

“ LO ACORDADO ES ADECUADO A LA REALIDAD ACTUAL DE LA REGIÓN, Y HASTA EL AÑO 2014 ESTIMAMOS QUE EL PANORAMA ESTÉ BIEN DEFINIDO ”

Análisis de Dario Arias y Roberto Quinteros

EXCLUSIVO: ANÁLISIS DE LA PRIMERA ENMIENDA AL ACUERDO DE COMPRA - VENTA DE GAS NATURAL A ARGENTINA

# ENMIENDA AL CONTRATO YPFB – ENARSA ¿NUEVOS RUMBOS DEL GAS BOLIVIANO?

Apuntan como tema pendiente la compresión del gas natural para ingresar en la planta de Refinor, cuando se habilite el Gasoducto de Integración Juana Azurduy, tomar en cuenta la variación de volúmenes de producción de gas entre invierno y verano, que supera el 25% y en el lado argentino que Enarsa verifique el poder calorífico mínimo comprometido de 8900 Kcal/m<sup>3</sup>.

TEXTO: DARIO ARIAS Y  
ROBERTO QUINTEROS\*

Después de varios años de intentos fallidos para obtener nuevos mercados efectivos para el gas natural de origen boliviano fuera del Contrato GSA con Petróbras – Brasil, el mercado argentino se está convirtiendo en una realidad a corto plazo.

Desde el año 2004 hubieron varios intentos aislados de consumos interrumpibles, en función de la disponibilidad eventual que generaba el mercado brasilero. En el año 2006 se firmó un Contrato de Compra Venta entre YPFB y ENARSA, que a todas luces era de imposible cumplimiento por ambas partes. YPFB, ofreciendo a partir de este contrato la entrega de 7,7 MM m<sup>3</sup>/día, cuando sólo podía garantizar «en firme» cantidades no superiores a 2 MM m<sup>3</sup>/día; y desde Argentina comprometiéndose a recibir 7,7 MM m<sup>3</sup>/día, sin disponer de la suficiente capacidad de transporte, por encima de los 6,5 MM m<sup>3</sup>/día.

Así las cosas, las ventas reales a partir de año 2004 estuvieron por debajo de estos valores y hasta hoy nunca se alcanzaron los volúmenes comprometido por ambas partes, y como se pueden observar en el cuadro “Disponibilidad Real de Gas Natural Boliviano para Argentina”.

Como se desprende de estos datos, existía por parte de YPFB, una disponibilidad interrumpible del orden de los 7 a 10 MM m<sup>3</sup>/día, con excepción del año 2008, el que Brasil solicitó alrededor de 30 MM m<sup>3</sup>/día promedio, mientras que los requerimientos de ENARSA no superaron los 5 MM m<sup>3</sup>/día promedio.

Si bien los acuerdos anteriores al 2006 variaban de 4 a 6 MM m<sup>3</sup>/día, realmente ENARSA en los dos primeros años sólo alcanzó a consumir de 3,7 a 4,7 MM m<sup>3</sup>/día, promedio año, posteriormente requirió aproximadamente 5 MM m<sup>3</sup>/día, hasta que en el año 2008 Brasil hizo uso de su máxima capacidad contractual, y la disponibilidad para Argentina



El presidente de Bolivia, Evo Morales y su par argentina, Cristina Kirchner, fueron testigos de la firma de la adenda al contrato YPFB - Enarsa en Sucre

quedó limitada a 2,5 MM m<sup>3</sup>/día.

Esta cantidad diaria recibida por Argentina, para el caso en que Brasil solicite su máxima capacidad contractual, está limitada a los 2,5 MM m<sup>3</sup>/día alcanzados en el año 2008, tendiéndose a reducir aún más en el futuro, por el incremento del Mercado Interno boliviano, que está creciendo a un ritmo sostenido los últimos 5 años superiores al 10% anual.

No obstante la reducción del mercado de Brasil en los años 2009 y 2010, ENARSA nunca alcanzó a retirar la cantidad máxima del contrato firmado en el año 2006, y sólo se limitó a retirar cantidades cercanas a los 5 MM m<sup>3</sup>/día, cuando la disponibilidad de Bolivia estaba por

encima de estos requerimientos, según puede apreciarse en el cuadro de Disponibilidad Real de Gas Natural Boliviano para Argentina.

Esto nos confirma que lo acordado en el contrato original del año 2006 realmente era una expresión de deseo, tanto para Bolivia, con una producción máxima próxima a los 40 MM m<sup>3</sup>/día, y con compromisos en firmes entre el Mercado Interno y el GSA próximas a los 38 MM m<sup>3</sup>/día. Es decir que no podría haber cubierto los 7,7 MM m<sup>3</sup>/día contratados en firme con ENARSA.

Tampoco ENARSA podría haber requerido la cantidad contratada con Bolivia, porque habiendo capacidad disponible, por las circunstancias señaladas anteriormente, nunca

hizo uso del gas natural disponible en el lado boliviano; porque no dispuso de capacidad de transporte para retirar las cantidades máximas contractuales o su mercado no requirió esas cantidades contractuales.

Esta era la realidad del contrato entre YPFB y ENARSA hasta la firma de la Enmienda al mismo, en marzo de 2010.

Esta Enmienda viene a poner claridad en el contrato original, comprometiéndose ambas partes a realizar obras y fijar fechas concretas, con caudales mucho más ajustados a la realidad y a las posibilidades de ambos países.

En primer término se asume que hasta el año 2012 realmente no existen posibilidades que vayan más allá de lo comprometido en el Anexo D de la Enmienda, cuyos valores se resumen en el Anexo “D” en la siguiente página.

Como puede observarse en el Anexo “D”, si bien la Capacidad Diaria Contractual (CDC), se mantiene en 7,7 MM m<sup>3</sup>/día, para el 2010, se incluyen los nuevos conceptos de INVIERNO y VERANO dentro de los compromisos futuros.

Estas cantidades reducidas inicialmente al 65%, compromete a ambas partes a entregar y recibir 5 MM m<sup>3</sup>/día durante el periodo

DISPONIBILIDAD REAL DE GAS NATURAL BOLIVIANO PARA ARGENTINA  
PERIODO 2004  
EXPRESADO EN MM m<sup>3</sup>/día

MES	PRODUCCION DISPONIBLE	PRODUCCION REAL	MERCADO INTERNO		CONTRATO GSA		CUIABA-COMGAS	DISPONIBILIDAD	ENARSA
			VENTAS	CONSUMO	GSA	COMBUSTIBLE			
AÑO 2004	36,0	29,1	3,3	0,1	19,9	0,1	1,6	10,9	3,7
AÑO 2005	36,0	32,6	3,9	0,2	22,0	0,2	1,2	8,5	4,7
AÑO 2006	38,0	35,0	4,3	0,2	24,1	0,2	1,1	8,1	5,0
AÑO 2007	40,0	37,8	5,2	0,2	26,5	0,3	1,0	6,8	4,6
AÑO 2008	40,0	39,3	6,2	0,2	29,5	0,4	1,0	2,6	2,5
AÑO 2009	40,0	33,6	6,7	0,2	21,9	0,2	0,0	11,1	4,7
AÑO 2010	40,0	33,7	6,4	0,2	23,1	0,2	0,0	10,1	3,8

2010, valor histórico señalado precedentemente y en las condiciones de mercado favorables para este contrato. Recién en el año 2011 se inicia el incremento de las cantidades posibles de entregar en firme por parte de YPFB, las que irán aumentando hasta alcanzar las cantidades máximas del contrato después de 2020.

Como se puede observar, las cantidades contractuales de cumplimiento obligatorio, a partir del año 2021 varían entre 19,4 MM M3/día y 23,5 MM m3/día, es decir entre el 70 y el 85 % de la CDG.

En lo que respecta al incremento de la producción de gas natural en Bolivia, son conocidas las posibilidades de los campos Margarita, de Sábalo y el ingreso de Itatú, como así también incrementos menores en campos de YPFB Andina, BG Bolivia y Pluspetrol. De lograrse los objetivos de estos campos, se garantizaría el suministro de gas natural, por lo menos hasta los volúmenes comprometidos en los próximos cinco años. Estos volúmenes se detallan en el Anexo D de la Enmienda.

En lo que respecta al lado argentino, las cantidades comprometidas tienen garantizado el mercado, dado que no sólo hay que satisfacer el crecimiento vegetativo normal del mercado, sino además se debe cubrir la marcada declinación de algunos campos, especialmente en la Cuenca Noroeste del país.

Para garantizar el transporte del gas natural contratado en la Enmienda se concretó el compromiso de la construcción de un gasoducto que unirá la zona de Campo Grande en Yacuiba, con la Planta de Refinor en Campo Durán, en la provincia de Salta.

Los volúmenes comprometidos para las fechas posteriores al año 2014, como así también el modo de transporte por encima de los 16 MM m3/día en el lado argentino, es una cuestión que todavía resta definirse, ya que hoy es muy difícil predecir sobre la construcción del nuevo gasoducto (GNEA), o si se potenciará el actual gasoducto (TGN).

La construcción del "Gasoducto de Integración Juana Azurduy de Padilla" es un paso trascendental en la firma de la Enmienda, porque ya no sólo se habla de los volúmenes comprometidos, sino que también se establece cómo se va a transportar el gas natural, por lo menos hasta Campo Durán, en la provincia de Salta. En esa localidad está ubicada la Planta de Tratamiento que opera Refinor y la cabecera del gasoducto de la Transportadora de Gas del Norte (TGN), que es la empresa que transporta el Gas Natural desde

Salta hasta Buenos Aires, alimentando de gas natural a todas las provincias del Noroeste de Argentina.

El Gasoducto de Integración será construido en dos tramos de 32", uno de ellos desarrollado en el lado boliviano, y el otro en el lado argentino.

En la Figura N° 3 (en la siguiente página) se describe esquemáticamente el trazado del mencionado gasoducto, que como puede observarse, tendrá su cabecera en la zona próxima a Campo Grande (Yacuiba), manteniéndose una dirección coincidente con el actual trazado del gasoducto que une el troncal de YPFBT, con la planta de Compresión de

Campo Durán de Argentina, a través del gasoducto de Pluspetrol.

La Figura N° 3 responde a los comentarios recogidos entre las partes involucradas tanto de Bolivia como de Argentina, pero el trazado definitivo será el resultado de los proyectos en ejecución por parte de ambas empresas.

El tramo del lado boliviano será construido en 32" de diámetro, en una longitud aproximada de 19 Km, y una presión de diseño de 75,5 Kg/cm2 M, y de acuerdo con lo señalado en el documento que estamos analizando, deberá estar concluido en el mes de mayo del año 2011.

De igual forma, el compromiso de ENARSA es el de construir el tramo argentino del Gasoducto de Integración, en el mismo tiempo de construcción, con características similares, un diámetro de 32", una longitud cercana a los 30 Km y con una presión de diseño de 75,5 Kg/cm2 M.

Tal como expresamos anteriormente, los valores incluidos en la Enmienda muestran mucha claridad en la propuesta planteada por las partes, pero queda una duda sobre los

aspectos relacionados con las presiones de operación de los mencionados gasoductos.

Las condiciones actuales de los Puntos de entrega son las siguientes:

En el actual Punto de Entrega de Yacuiba YPFBT dispone de 6,0 MM m3/día de gas natural, con una presión de operación de 70 Kg/cm2 M, (1000 psig) y resulta necesario reducir la presión a 45 Kg/cm2 M, (640 psig), debido a las limitaciones de los ductos de Argentina, por el actual trazado, ubicado en zona de alta densidad poblacional.

Debido al límite máximo de 45 Kg/cm2 M (640 psig) se requiere de una planta compresora para poder ingresar a la planta de Refinor en Campo Durán. La citada planta compresora operada por Refinor, es una estación de compresión reacondicionada en el año 2004, para cumplir con los compromisos iniciados ese año.

La misma permite comprimir, en forma precaria, hasta 6 MMm3/día, y no se considera adecuada para garantizar íntegramente el servicio de compresión para satisfacer las necesidades futuras del contrato entre YPFB

y ENARSA.

El ramal que ingresa por Madrefejones tiene una planta compresora en las proximidades de la frontera, de modo que la presión de entrega por este punto es del orden de los 78 Kg/cm2 M, (1100 psig), de modo que permite ingresar directamente a la planta de tratamiento de Refinor en Campo Durán, aproximadamente 1,2 MM m3/día.

No obstante, con los valores incrementales de las presiones de operación previstas en el Anexo E, estimamos que no son suficientes para garantizar el ingreso a la planta de Refinor, ni para ingresar directamente al gasoducto de TGN, por lo que llama la atención que no se haga mención a la construcción de una nueva planta de compresión en el lado argentino.

Nos queda la duda sobre la posibilidad de la instalación de la planta de compresión; este es punto al que la Enmienda no hace referencia. Por estar en el lado argentino, sería una cuestión entre ENARSA y Refinor, porque:

1. El Anexo E trata sobre el desarrollo de las facilidades de transporte y fija las presiones

**ANEXO D  
CANTIDAD CONTRATADAS Y CANTIDAD GARANTIZADAS**

AÑO	PERIODO	CDC MM m <sup>3</sup> /d	CDG1		CDG2	
			%	MM m <sup>3</sup> /d	%	MM m <sup>3</sup> /d
2010	INVIERNO	7,7	65	5,0	65	5,0
	VERANO		65	5,0	65	5,0
2011	INVIERNO	11,3	68	7,7	68	7,7
	VERANO		68	7,7	50	5,7
2012	INVIERNO	13,6	85	11,6	85	11,6
	VERANO		85	11,6	76	7,7
2013	INVIERNO	15,9	85	13,5	85	11,6
	VERANO		85	13,2	85	16,2
2014	INVIERNO	19,0	85	16,2	85	17,6
	VERANO		85	16,2	63	12,0
2015	INVIERNO	20,7	85	17,6	85	17,6
	VERANO		85	17,6	70	15,4
2016	INVIERNO	23,4	85	19,9	85	19,9
	VERANO		85	19,9	70	16,4
2017	INVIERNO	23,9	85	20,3	85	20,3
	VERANO		85	20,3	70	16,7
2018	INVIERNO	24,6	85	20,3	85	20,9
	VERANO		85	20,3	70	17,2
2019	INVIERNO	25,1	85	21,3	85	21,3
	VERANO		85	21,3	70	18,0
2020	INVIERNO	27,7	85	21,8	85	23,5
	VERANO		85	21,8	70	19,4
2021 al 2025	INVIERNO	27,7	85	23,5	85	23,5
	VERANO		85	23,5	70	19,4

CDC Cantidad Diaria Contractual  
 CDG1 Cantidad Diaria a Entregar por YPFB  
 CDG2 Cantidad Diaria a Recibir por ENARSA

## PETRÓLEO & GAS

mínimas en el Punto de Entrega en frontera, para los años 2011 hasta 2013.

Año 2011 46.5 Kg/cm<sup>2</sup> M (661 psig)

Año 2012 (Verano) 52.0 Kg/cm<sup>2</sup> M (740 psig)

Año 2012 (Invierno) 55.5 Kg/cm<sup>2</sup> M (789 psig)

Año 2013 (Verano) 55.5 Kg/cm<sup>2</sup> M (789 psig)

Año 2013 (Invierno) 61.3 Kg/cm<sup>2</sup> M (872 psig)

Para los siguientes años y con una anticipación no menor a los dieciocho (18) meses, las partes acordarán dicha presión mínima de operación en el Punto de Entrega en frontera para el Gasoducto.

Hasta el 26 de marzo de 2010:

i) YPFB se compromete a realizar todas las gestiones para licitar la compra de equipos críticos requeridos para la construcción del tramo boliviano del Gasoducto de Integración Juana Azurduy;

ii) ENARSA se compromete a licitar públicamente la construcción del tramo argentino del Gasoducto de Integración Juana Azurduy con las condiciones técnicas de diseño:

MAPO (Máxima presión Admisible de Operación): 75.5 Kg/cm<sup>2</sup> M.

Presión de operación en frontera no mayor a 68 Kg/cm<sup>2</sup> M.

2. Las partes acuerdan que la fecha de conclusión de la construcción y puesta en marcha del Gasoducto de Integración Juana Azurduy no deberá superar el Mes de mayo de 2011.

3. Cronograma: Realizada las adjudicaciones para el desarrollo del Gasoducto de Integración Juana Azurduy, las partes se comprometen a remitir a la otra Parte, el cronograma de construcción el cual formará parte integrante del Contrato.

4. Las partes deberán coordinar la interconexión de los tramos boliviano y argentino del Gasoducto de Integración Juana Azurduy.

Esto deja abierta las posibilidades de aclarar estos conceptos de compresión, para que en momento de alcanzar valores contractuales mayores a los 5 MM m<sup>3</sup>/día o habilitar el gasoducto Juana Azurduy, no surjan problemas de ingreso a la planta de Refinor o a TGN.

Si no se dispone de una planta compresora adecuada a los volúmenes contratados y volúmenes superiores a los previstos para el 2011 (7,7 MM m<sup>3</sup>/día), el gas natural no podría ingresar a la planta de Refinor, ni al gasoducto de TGN.

### Próximos Pasos

¿Cuáles serían los próximos pasos en los que argentinos y bolivianos deberían concen-

trarse pensando hacia el futuro?

El primer tema pendiente es –como hemos dicho– la necesidad de una compresión del gas natural, para ingresar en la planta de Refinor, cuando se habilite el Gasoducto de Integración Juana Azurduy.

Otro tema que no debe descuidarse en el lado boliviano, es el orden de variación de los volúmenes entre invierno y verano, que superan el 25%, lo que va a influir directamente en la producción diaria de gas natural y en la producción de los líquidos asociados.

Un tercer tema que debe preocupar especialmente a ENARSA es el poder calorífico mínimo comprometido que es de 8900 Kcal/m<sup>3</sup>. Esto indica que YPFB instalará en el futuro una planta de procesamiento de gas natural en el lado boliviano. En ese caso, no tendría sentido que en el futuro este gas natural –en el lado argentino– ingrese a la planta de Refinor en Salta. No se entendería, entonces, la razón por la que se espera que la planta de compresión la instale Refinor, a no ser que exista la intención que esa empresa de participar en el negocio del transporte y compresión del gas natural.

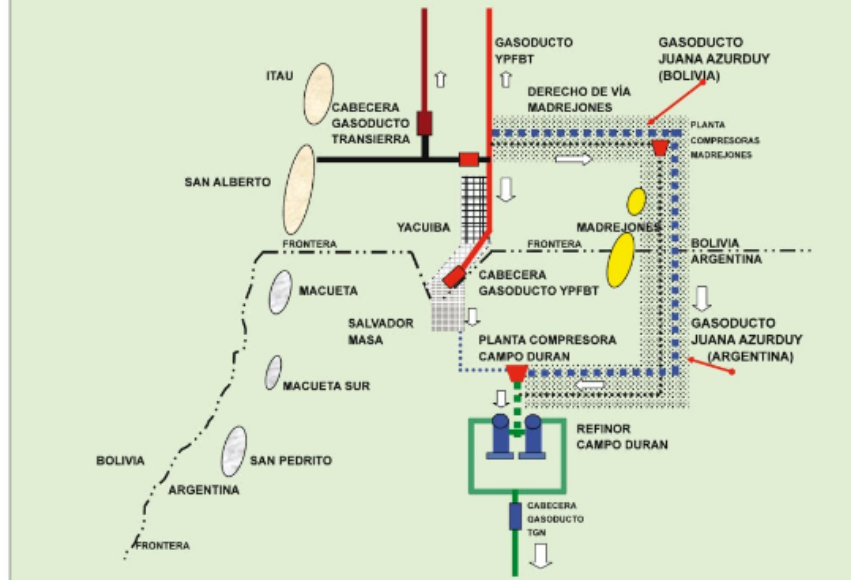
A modo de conclusión podemos manifestar que lo acordado es adecuado a la

realidad actual de la región, y hasta el año 2014 estimamos que el panorama esté bien definido.

Resta esperar un tiempo adecuado para analizar el panorama para después del año 2014. En ese compás de espera debemos verificar el comportamiento del incremento de las reservas y la producción de gas natural en Bolivia y el desarrollo del mercado, como así también la ampliación de la capacidad de transporte en Argentina.

A más largo plazo, las autoridades y cámaras empresarias involucradas de ambos países deberían comenzar a pensar en otros puntos de la agenda energética compartida, como una mayor integración regional, el rol de los estados provinciales (Argentina) y departamentos (Bolivia) y el de las respectivas empresas estatales, proyectos conjuntos (y realistas) de industrialización del gas, armonización de las legislaciones de ambos países, disposiciones relativas a reservorios compartidos, aspectos socio-ambientales binacionales, compaginación de estándares y certificaciones de calidad, seguridad y eficiencia de las operaciones transnacionales, entre otros, aspectos sobre los que seguramente comentaremos en futuras notas.

### ESQUEMA SIMPLIFICADO DEL POSIBLE TRAZADO DEL GASODUCTO JUANA AZURDUY (EN PROYECTO)



Darío Arias



Roberto Quinteros



\*Directores de Resources Energy Consulting  
(www.resourcesec.com)