

## **Jornada “Presente y Futuro de la Energía” 6 de Noviembre de 2009**

---

### **PANEL 1: ENERGIA EN LA ARGENTINA Y EN LA REGION**

Moderador el Dr. Marcos Rebas, ex Director del ENRE y Presidente del Foro de los Servicios Públicos.

#### **Lic. Eduardo Barreiro. Tight Gas y Programa Gas Plus III**

Vamos a hablar del tema del gas, la provisión futura de gs en la Argentina y vamos a explicar algo del Tight Gas que se esta hablando mucho de este tema y no es conocido porque es un tema técnico bastante complicado.

Estas son las cosas que voy a presentar:

- 1) La matriz energética argentina. Situación del gas: Un poco de historia. PBI y necesidades de gas.
- 2) ¿Que es el gas de Tight Sands? ( Gas de arenas compactas, Tight Gas)
- 3) ¿Cómo se produce el gas de Tight Sands?
- 4) Reservas de gas y su vinculación con los precios. Cual es el orden de magnitud del recurso Tigth Gas?
- 5) Comentarios Resolución 24/2008 – Programa Gas Plus III y estado actual del Gas Plus
- 6) Tight gas y su valor social.

La matriz energética de 1979. En esta matriz energética antes de Loma de la Lata teníamos 61% de petróleo y 29% de gas. Ahí se descubrió Loma de la Lata.

En 2006 ya estábamos con 39,6 de petróleo y 50,2 de gas y ahora, esta es la ultima publicada oficial estamos en el 51,1% de gas natural y 38,6 de petróleo. O sea, estamos en gas y petróleo casi en un 90% para 86 mil millones de toneladas de petróleo equivalente de consumo de energía primaria. O sea, vivimos y dependemos del gas natural y se nos está acabando.

**Petróleo: Reservas probadas y relación reservas/producción**

La reserva llevo a un pico en el año 98 y después cayo, cayo y ahora subió pero no subió ese es un cambio de definición de reserva de la secretaria de energía en donde cambió el concepto de la reserva que era hasta el fin de la concesión o hasta el fin de la vida útil del yacimiento. Entonces no es que haya habido un incremento de reservas en realidad se cambio la definición de la reserva. Si yo tomara la definición anterior, esto estaría por acaba abajo, o sea continuaría cayendo.

La relación reserva/producción se nos ha caído desde 1970 serie larga y fijense que en este momento estamos aun con esta nueva definición estaríamos con 10, 11 años de reserva.

Esta es la de gas, es peor todavía, es mas serio. Porque tenemos un 51% en materia de gas. Viene cayendo la relación reservas/producción, en este momento estamos en

relación de 61/2, 7 años y la reserva que a pesar de haber cambiado la definición no aumentó la reserva sino que se mantuvo constante.

Trabajo del Ing. GERARDO RABINOVICH sobre ENERGIA: SITUACION ACTUAL Y PERSECTIVAS y muestra que en los últimos 35 años el petróleo y el gas natural representaron casi el 90% de la energía primaria del país, aunque sus proporciones han variado sustancialmente.

Para comparar un poco, es un dato de J. Meira de la Secretaria de Energía, IV Seminario Estratégico del SPE, de 2008 donde en Argentina fue cayendo la relación para el gas natural reservas/producción. Estamos en una situación muy fea.

Simultáneamente, lo que decía Espasande respecto del PBI hemos alcanzado el máximo del producto bruto interno de la historia. Para sostener ese crecimiento se necesita más energía, y la mitad de la energía primaria que consumimos es gas natural. Nos estamos quedando sin el combustible del motor del desarrollo.

El gas lo estamos reemplazando por combustibles líquidos, entonces hemos gastado en 2007 para combustibles líquidos 1.041.850.700 dólares y en 2008 1.700.953.440 dólares de gas oil en total. Este año fue un poco menos porque ha habido un poco de bajada en la utilización debido a que en parte el año fue bueno y en parte a que ha habido un retroceso en el consumo de energía. Pero, si yo escribo los precios del 2008 como se expresa el gas natural corresponden a un gas oil de 24 dólares x millón de BTU, un fuel oil de 13,7 dólares por MMBTU. Estos son precios promedio de 2008 sin costos de transporte ni internacional. Meira los pone más altos aun.

Meira habla acerca del gas oil, trimestral agosto-octubre del 2007 y de 2008 donde fueron creciendo. El año pasado en ese trimestre pagamos 31 dólares el millones de BTU y el fuel oil lo pagamos 18 el millón de BTU. Esta bien que el petróleo estaba caro pero el precio de combustibles líquidos es infinitamente superior al del gas, axial que necesitamos gas.

Para peor estamos importando cada vez más. La importación de gas de Bolivia más GNL de Bahía Blanca en millones de metros cúbicos por DIA hasta el mes de setiembre.

La curva de este año pasa de 10 millones de m<sup>3</sup> por DIA, estamos hablando del 7 u 8% de metros cúbicos del gas total que se produce en Argentina. No es pavada, estamos hablando de cerrar el balance, NO es mucho gas que se está importando de Bolivia y Brasil y a costos muy altos. Esto datos son del Ing. Andrés Repar.

La curva de producción de gas llego a un punto en el año 2004 y lo único que hace es caer, cayo el 3,5% desde el año 2004 hasta ahora.

Entonces, yo quiero saber cuánto y qué provisión de gas voy a tener en el futuro. Sin cambiar de escenario de precios, todo lo que voy a decir es con el actual escenario de precios. Cómo hago para saber cómo va a dar esta curva. Es simple, yo represento el delta de producción respecto del año anterior, la diferencia de producción respecto del año anterior y ese delta lo pongo en contra del año entonces tengo aumento, aumento, aumento, pero empieza, disminución, disminución, disminución, esto me da una curva y esta curva es la que me va a decir cuál delta de producción voy a tener respecto del

año anterior y haciendo las cuentas con ese delta de producción yo tengo para mi producción futura de gas en el mismo escenario de precios que la producción de gas local va a caer de los actuales 50.000 millones de m<sup>3</sup> aproximadamente va a caer hasta el año 2017 va a caer en el orden de los 41/42 mil millones de m<sup>3</sup>, o sea, la producción de gas local va a caer, va a caer porque simplemente porque no se están volviendo viejos los yacimientos Loma de la Lata que se descubrió en 1979 y se puso en operación en 1982 está en este momento con una presión media del orden de entre 10 y 16 kg en boca de pozo cuando arrancó con 180, hagan la relación entre las dos presiones y fíjense lo que le queda de vida residual. En este momento Loma de la Lata tiene 130 mil caballos en capacidad de compresión para tomar el gas de baja presión y levantar los 70 kg de gas y traerlo y estamos hablando de hablando del 20-25% de la producción de gas cuando hablamos de Loma de la Lata.

Entonces yo tengo que hacer algún modelo en base a esta curva de producción de gas para ver como voy a abastecer el mercado de gas. Estuve haciendo una suposición que el mercado de gas va a crecer a un 2% acumulativo, es menos del crecimiento del mercado del que hemos tenido históricamente, pero de cualquier manera es un crecimiento 2% anual acumulativo, entonces se cuánto voy a tener de demanda.

Entonces voy a hacer una serie de hipótesis optimistas a partir del 2009 entra mas gas de Bolivia por el gasoducto, el existente tiene capacidad de hasta 10 millones de m<sup>3</sup> (ampliación mediante), pero hay un problema judicial con un pueblo nativo que esta arriba del gasoducto, entonces la justicia paró la ampliación, pero digamos y además estoy suponiendo de un nuevo ducto de 20 millones de m<sup>3</sup> que se puede incrementar a 30 millones con plantas recompresoras. En 2009 entran 6 millones de m<sup>3</sup> diarios, en 2010, 10,1 millones, en 2011, 15,3 millones. En 2012, 22 millones. En 2015 se debe ampliar, o construir nuevo ducto o una gran planta de LNG. Al 2015 se necesitarían más de 45 millones de m<sup>3</sup> diarios de LNG, de nuevo gas o de gas de Bolivia. El gap de demanda/oferta se realizo suponiendo un incremento de mercado total de gas de 2% anual acumulativo. Ese incremento Serra necesario para mantener tasas de crecimiento en torno al 5 o 6% acumulativo hasta el final del periodo.

Este va a ser mi déficit hasta el año 2015. El año 2009 voy a tener casi 2 millones 700, 2 millones 800 mil toneladas de déficit que fue cubierto con importación, pero esto sube, sube, porque tengo que cubrir ese gap entonces o hago un liquido de una nueva refinería o importo, o uso gas no convencional o uso una combinación de combustibles. El agujero energético es lo suficientemente grande como para que me quepa una nueva refinería. Hice un proyecto de refinería que lo tiene ENARSA, barata, porque es una refinería a fiul, tipo La Plata, década del 80, que la tiene ENARSA para ver si consigue los capitales para llevarla adelante pero no es ni por las tapas tan cara como ha salido por los diarios que hay algunas empresas que están haciendo los estudios. No es lo mismo ser una refinería con una capacidad comercial del 80-90% que una de 40, esta es una refinería que cuesta menos de mil millones de dólares.

Que es el gas de Tight Sands?

Las partes azules son poros están llenos de colorante a propósito para que se muestre la cantidad de poros que tiene una formación convencional. Y la otra es una formación convencional de TG, esta todo cerrado, compactado y la permeabilidad es baja, bajísima, menos del 0,1 md (milo Darcy) en lugar de 100 o más de un reservorio convencional. Por lo que el flujo por unidad de área es muy bajo y la producción por pozo menos de la décima parte de la de un pozo convencional.

Los petroleros dicen, la formación parece vidrio, porque no tiene ninguna permeabilidad. Pero hay mucho gas, eso no quiere decir que no haya gas.

Dónde está el gas de tight gas, en muchos lados esta, pero fundamentalmente, en el fondo de las áreas productoras de petróleo por ejemplo en Neuquén, esto esta a 3500 m de profundidad, normalmente en cualquier yacimiento el agua esta por debajo del hidrocarburo, normalmente acá tengo gas y acá tengo petróleo, acá esta al revés, por qué, porque el agua esta acá y puede haber gas no convencional por arriba del agua pero la mayor parte está por debajo del agua pero uno piensa el agua es mas densa que el gas por que no lo reemplaza, ahí tiene que ver un fenómeno que se llama presión capilar. Presión capilar es la diferencia de densidad por aceleración gravitatoria por altura de la interfase por sobre el FWL (Free water Level) y la definición microscópica que depende de sigma que es la presión interfacial depende del Angulo de contacto pero sobre todo esta dividido por el radio capilar. El radio capilar, cuando es muy muy chico, la presión capilar es altísima entonces la presión capilar hace que se inviertan las capas y que yo tenga un radio de capilar grande, la presión capilar es baja, pero si el radio es chico, la presión capilar es muy muy alta, entonces la presión capilar se va para arriba y esta el gas abajo del agua.

¿Hay mucho gas de tight sand en el mundo? Si, hay mucho. En Biddle East, 3,400 BAM, en China 15,00 BAM, EE.UU. y Canadá 20,400 Bcm, Otros, 1,400 Bcm. Estados Unidos ha hecho una campaña muy grande para TG y para SG que es un gas bastante parecido en cuanto al tipo de formación y el año pasado sólo perforo 17.000 pozos, nosotros el año pasado pudimos haber perforado 800 pozos y en los años de furia 1.200 pozos. EE.UU. perforaron 17.000 pozos y encontraron recursos en el orden de las 800 PSF, piensen que Loma de la Lata tenía 20 PSF en sus comienzos. Encontraron gas para el campeonato. EE.UU. es muy probable que se vuelva un exportador de Tight Gas. Nosotros sabemos de alguna existencia de gas de TG y ahora veríamos como podríamos estimar, que se estimó, cuál es el recurso no la reserva.

Este es un caudal real en varios pozos de TG arranca el pozo trabajo de Telmo Gerlero (Pluspetrol) con una producción de 40.000 metros, 60.000 m, 100.000 m, nada, muy poco, pero encima se cae. Obsérvese que a dos años de producción, ésta cayó a valores de entre 1000 y 20000 m<sup>3</sup>diarios, porque el yacimiento tiene baja permeabilidad el área de drenaje del yacimiento es chica, no es grande, el pozo produce dentro de lo que se llama el radio hidráulico del pozo, en el caso de TG el radio hidráulico son 20 metros, en el caso de una convencional son 250, 300, 500 metros, entonces cada pozo de TG arranca, produce un poco y luego se me cae y deja de producir prácticamente. Estos son pozos absolutamente convencionales perforados en un yacimiento de TG de la cuenca neuquina.

Cómo se produce el gas de Tight Sands? Menor espaciamiento de pozos. Como el área de drenaje es menor, se hacen muchos mas pozos. El espaciamiento normal de pozos de convencionales gas en Cañada y Estados Unidos es del orden de 1 pozo cada 2,6 km<sup>2</sup>. En cambio para pozos de tight sands, Cañada usa 1 pozo cada 0,32 km<sup>2</sup> (área de drenaje 8 veces menor). Estados Unidos utiliza hasta 1 pozo cada 0,086 km<sup>2</sup> (30 veces mas pozos). Pozos horizontales y multilaterales: aumenta el área de contacto con la formación. Generalmente se perforan intersectando fracturas naturales. Además se pueden hacer varios pozos horizontales desviados de un único pozo, minimizando el impacto ambiental. Son caros, no valen lo mismo.

En el ejemplo de Rulison Field, Estados Unidos, la fuerte evolución de los porcentajes de recuperación a medida que incrementaba el conocimiento de la estructura productiva, llego inicialmente al 7%, después se llegó a 40-80 acres por pozo y la recuperación sube al 21% y en el año 2003, 10 acres por pozo, el 80% de recuperación. Un acre = 0,405 ha.

Lo interesante que en Rulison Field no solamente se tuvo esa evolución en las reservas, sino lo más sorprendente es que a lo largo de la explotación los pozos eran similares en términos del caudal inicial y las reservas a extraer, a pesar del paso de los años.

Para que tengan una idea de cuantos pozos se usan para hacer TG, por ejemplo, en el Canyon, uno de los yacimientos, hay 3.663 pozos, en los yacimientos argentinos el que más pozos tiene 2.500, que es Cerro Dragon.

Un yacimiento particular de la cuenca neuquina en un yacimiento de 2.670 hectáreas, ahora estamos en 80 pozos si pongo un pozo cada 32 ha, pero si yo voy a 1 pozo cada 4 ha que es el espaciamiento que tengo que usar para TG necesito 640 pozos convencionales, o sea, estoy multiplicando por 8 como mínimo el número de pozos. Tengo el capital metido en pozos.

Hay un montón de metodologías que se usan para mejorar la producción inicial de TS, la otra, la underbalanced-drilling, que en lugar de utilizar fluido de perforación utiliza espumas o gases para bajar la presión del fondo de pozos evitando daño de formación, porque cuando yo estoy usando fluido de perforación generalmente se mete para acá y me tapa la formación.

Perfilaje y mediciones durante la perforación. Macrofracturas y multifracturas. Aunque tienen un alto costo, estas técnicas pueden aumentar el área de drenaje. Las fracturas normales son de 300 bolsas, las macrofracturas de 10.000 bolsas o más. Uso de agentes de sostén ultralivianos que aumentan la permeabilidad de la fractura por mejor penetración y distribución.

Que es una fractura? Yo tengo un pozo perforado y lo que hago es meterle presión hidráulica al pozo de manera de romper la formación, estoy rompiendo la formación aumentando de hecho el área de contacto entre la formación y el pozo. Esto lo hago metiendo un fluido que puede ser carbono, nitrógeno, varios, aumentando la presión de formación y además poniéndole arena, lo que se llama arena de fractura, la arena de fractura se mete dentro de la formación de manera que cuando yo ceso la presión, la fractura no se puede cerrar, porque si se cierra perdí, listo, para que calcule. Queda la arena aplastada, entonces dejo un área de contacto entre pozo y formación mucho más grande y aumenta la producción. Esta es una fractura simple.

Fractura en un pozo horizontal: se hacen múltiples fracturas, se pueden hacer 20 fracturas por rama chicas, todas chiquitas, lo mismo se puede multifracturar un pozo vertical pero en uno horizontal tengo mucha más formación en contacto con el pozo de manera que tengo más producción y esto lo hago sobre cada una de las ramas entonces hay pozos que tienen a lo mejor 5 ramas y hay 20 fracturar por ramas sin fractura que cada fractura vale 300.000 dólares, para empezar.

Mega-fractura hidráulica en Lindero Atravesado.

Cuando yo hago una fractura tengo que saber para donde va la fractura porque es muy importante localizar las fracturas de los pozos en determinadas direcciones.

Como hago para seguir la dirección de una fractura? Se usa un sistema que se llama microsísmica. Acá tengo un pozo que esta siendo fracturado y acá tengo un sistema sensor que escucha donde se esta rompiendo la formación y puede localizar en un sistema tridimensional donde se esta rompiendo la formación. Porque como ya les dije hay veces que tengo el agua arriba, si la fractura se va para arriba perdí. Este sistema de microsísmica es la primera vez este año que se aplica. Tecnología bastante complicada que no es barata de operar entonces el precio del gas si sigue al dólar 50 millón de BTU promedio de producción es imposible.

Las fracturas hidráulicas inducen a cambios en la tensión y la presión poral. Conduce a microfisuras a lo largo de los planos de debilidad de la roca. Las microfisuras se

detectan y localizan con receptores sísmicos múltiples. Da la altura de la fractura, longitud, orientación, complejidad.

La otra es la sísmica multi-azimuth seismic, para hacerlo simple la sísmica es como si yo iluminara con una luz la formación, entonces veo que parte de la formación esta mas alta, mas baja, donde hay formación sedimentaria, donde no la hay, pero que pasa, la sísmica no convencional es como si yo lo iluminara de este lado solamente, entonces me pierdo detalles, tengo que iluminarla de todos lados para hacer un sistema tridimensional que me permita mas detalle en la formación porque ahí tengo que localizar los pozos, si yo estoy en un sistema de canales por ejemplo, y le meto un pozo en la parte negra, lo perdí porque ahí no hay nada. Entonces la sísmica multi azimuth me permite definir muchísimo mejor como son las estructuras de abajo con una precisión mucho mayor. La sísmica multi azimuth aquí no se esta aplicando, no hay equipamiento para hacerlo, pero se va a poder aplicar si los precios del gas son rentables.

Las fracturas están orientadas normalmente, esta es la dirección de la fractura, entonces yo tengo que hacer los pozos de manera que sean perpendiculares, entonces me interesa saber como son las fracturas naturales, que me permite combinando un montón de técnicas saber en que dirección están las fracturas y como están los pozos para intersectar esas fracturas.

La detección de fracturas naturales impacta comercialmente el desarrollo de TG mucho más que cualquier tecnología solo cuando los precios son moderados o bajos, cosa que esta pasando en estos momentos en USA. En USA estamos por debajo de los 4 dólares por pozo.

La densidad de las fracturas naturales impulsan la productividad de los pozos, mayor densidad de fracturas naturales, recuperación final estimada mas alta. Cuando estés en un gran tren de fallas, síguelo. Fallas grandes son grandes amigas, pero hay condicionamientos. No todas las fallas son tus amigas. Si la falla va hacia arriba podría traer agua, perdí.

La colocación de los pozos es crítica. Si hay interferencias entre pozos yo tengo un área que esta siendo drenada por 2 pozos entonces yo tengo que saber como es la elipse hidráulica para fijar los pozos.

Las fracturas naturales están en una dirección y las fracturas inducidas son exactamente paralelas.

Así localizo los pozos, el radio de drenaje puede ser una relación entre el diámetro principal y el diámetro mas corto 6 o 7 a 1 y además usa un sistema de mono locación para multilocación del pozo.

Hemos cambiado el tipo de trepano que se utiliza el trepano tricono convencional por el trepano de diamante policristalino que perfora mas rápido y dura mas.

Por ejemplo, una multilocación es que yo estoy haciendo un pozo cada 2, 3 metros pero todos estos pozos son direccionales, dirigidos para algún lado. Tengo el equipo de perforación que se desplaza arriba de las vías entonces hago un pozo acá, otro acá, otro acá, y otro acá, a 2, 3 metros de distancia, pero a uno lo mando para allá, a otro lo mando para el otro lado, a otro para el otro lado, de manera que me ahorro muchísimo tiempo y espacio en lo que es la locación. Porque de la misma locacion puedo llegar a perforar 20, 25 pozos.

El tiempo de perforación en USA paso de 30 dias a 8.

Los costos en USA, acá están los 20 productores de gas mejores, da un costo total de producción de 2.77 dólares por barril y hay compañías que están produciendo TG a un dólar y medio por barril de costo, pero es en USA con una escala de perforación y equipamiento que es la nuestra multiplicada por 15 aproximadamente. Aun en EEUU

hay productores que están produciendo 6, 7, 8 dólares el BTU de acuerdo al tipo de yacimiento que tienen.

Cual es el orden de magnitud del recurso de TG? Es posible proveer el gas desde los yacimientos de TG que existen en la Cuenca neuquina y otras cuencas. Pero el costo de producción es mayor que para el gas convencional, aunque es inferior a otras posibilidades de suministro, como gas boliviano o LNG.

La relación entre la cantidad de gas que se puede producir y los precios implica que si los precios suben aumentan las reservas y la producción. Se puede producir más.

Esto no sucede solo en la Argentina.

En agosto de este año en la Comisión de Producción hicimos una estimación de recursos, no de reservas, recursos, estimamos en la cuenca neuquina como de 2 veces Loma la Lata o sea, hay mucho mucho gas.

Que es el proyecto Gas Plus III?

Resolución 24/2008 **Programa Gas Plus**

El gas natural producido bajo el programa GAS PLUS no será considerado como parte de los Volúmenes del ACUERDO CON LOS PRODUCTORES DE GAS NATURAL 2007 - 2011, según las definiciones adoptadas en el Artículo 2º de la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA N° 599, de fecha 13 de junio de 2007, y cuyo valor de comercialización no estará sujeto a las condiciones de precio previstas en el ACUERDO CON LOS PRODUCTORES DE GAS NATURAL 2007 - 2011.

**¿Que gas se incluye dentro del programa?**

#### **1.- Tight Gas**

.....una Concesión de Explotación otorgada con anterioridad a la entrada en vigencia de la presente Resolución, mientras provenga del **desarrollo de yacimientos caracterizados como de "Tight Gas"**, a los cuales se los define como "Reservorios de gas caracterizados por la presencia de areniscas o arcillas muy compactadas de baja permeabilidad y porosidad, que impiden que el fluido migre naturalmente y por lo cual la producción comercial resulta posible únicamente mediante utilización de tecnologías de avanzada...

#### **2.- Yacimientos Nuevos**

.....Una Concesión de Explotación otorgada con anterioridad a la vigencia de la presente Resolución, **mientras provenga del desarrollo de "Yacimientos Nuevos", que sean fruto de esfuerzos exploratorios** que arrojen resultados positivos con posterioridad a la entrada en vigencia de la presente Resolución,....

#### **Yacimientos más profundos**

Para el caso en que se trate de yacimientos ubicados en formaciones geológicas que nunca estuvieron en producción, pero que, en superficie, se superponen con la explotación de otras que sí lo están, deberán plantearse **en la solicitud los mecanismos de control que, a plena satisfacción de la SECRETARIA DE ENERGIA, permitan la permanente auditoría de la evolución de la producción de una y otra formación productiva de gas....**

#### **Control de trabajos e inversiones trianuales para Tight Gas**

En caso de tratarse de gas proveniente de un reservorio caracterizado como de "Tight Gas", deberá suministrarse adicionalmente un **detalle del programa de los trabajos y el proyecto de inversión** previsto para el desarrollo de los reservorios y abarcando un período de tres años, a ser contados desde el momento de la aprobación de la solicitud

de afectación al programa GAS PLUS, los cuales deberán ser actualizados anualmente para conservar la afectación al programa GAS PLUS.

Lo importante para TG es que la negociación de precios sea entre privados. Ya hay contratos firmados y hay uno que esta negociando CAMESA en estos momentos en donde el orden del precio que se esta firmando es de 2 años a 3 de duración a 5 dólares el millón de BTU.

Esto no sirve. Si yo soy productor de gas y a mi me dicen te pago a 4 dólares y medio el millón de BTU y todo el resto del año no te compro gas, eso no sirve.

Los resultados de algunos proyectos aprobados son acalambrantes, proyecto que originalmente estimaba obtener 88.600 m<sup>3</sup>/ día, produce 660.000 m<sup>3</sup>/día. Y hay otro que estimaba producir 670.000 m<sup>3</sup>/día, produce 1.400.000 m<sup>3</sup>/día porque han hecho un sistema multifractura.

O sea, hay 14 proyectos aprobados, 15 proyectos con posibilidad de ser incluidos a partir de la nueva normativa de Gas Plus III, 6 proyectos aprobados técnicamente, en evaluación legal y económica y 3 proyectos en análisis técnico.

De los 14 proyectos aprobados se estima obtener 6.500.526 m<sup>3</sup>/día en 2010 y 8.697.581 en 2011, o sea en 2011. Prácticamente lo que se esta importando de Bolivia y lo que se esta trayendo de gas.

Hay 130 pozos nuevos a perforar. El 87% de los pozos perforados y reparados resultaron productivos. Máxima profundidad alcanzada al momento: 4.842 m.

Las empresas productoras han comenzado a ofrecer al mercado lo producido por gas plus. Existen contratos firmados para la provisión de gas plus.

El precio se negocia de manera directa entre oferente y demandante, permitiendo una rentabilidad razonable para los proyectos gas plus de acuerdo a los costos y la inversión. La producción del gas de TS puede convertirse en la solución a la demanda de gas de corto y mediano plazo para nuestro país. Pero además de los valores económicos, existe otro, el valor para la sociedad.

El valor de tener todo el sistema funcionando, la fuerza laboral activa, yacimientos, destilerías, sistema de transporte, marketing y la posibilidad de mitigar la necesidad de importación de energía tiene un valor concreto para la sociedad. No son solo regalías o tarifas. Para el crecimiento tenemos que utilizar todas todas las fuentes que tenemos.

Esta es más cara pero si se compara con los costos de fiul o gas oil es la tercera parte o menos. Entonces mi consejo a todos los usuarios de gas, hablen con las compañías, compren gas de TG.