

EFICIENCIA ENERGÉTICA EN YACIMIENTOS DE PETRÓLEO PESADO

Lucas Echavarría, Pluspetrol SA, lechavarria@pluspetrol.net
Mariano Montiveros, Pluspetrol SA, mmontiveros@pluspetrol.net
Juan Manuel Bualó, Pluspetrol SA, jbualo@pluspetrol.net
Herelido Alarcón, Pluspetrol SA, halarcon@pluspetrol.net

SINOPSIS

El análisis de la eficiencia energética de un campo petrolero en desarrollo es una herramienta competente para pronosticar las necesidades de energía futuras, la evolución de los costos asociados y, fundamentalmente, monitorear el uso responsable de los recursos.

El presente trabajo analiza los Yacimientos El Corcobo Norte, Cerro Huanul Sur, El Renegado, Jagüel Casa de Piedra y Puesto Pintos, productores de la Formación Centenario, Cuenca Neuquina.

Se trata de Formaciones Productivas de Arenas no consolidadas, con 18° API de densidad del crudo y explotados con el Método CHOPS (petróleo pesado con producción de arena) con Bombeo por Cavidades Progresivas (PCP).

La principal fuente de energía del yacimiento es el gas natural, representando el 96% del total de los boe consumidos, principalmente en generación de energía eléctrica y calentamiento de petróleo.

La explotación de las Áreas se inició en el Año 2004. La producción actual es de 20000 m³/d de bruta, con un pronóstico de 25000 m³/d para el Año 2020.

El análisis de la eficiencia energética de las Plantas, Sistemas de Extracción e Inyección, nos permite analizar con mayor precisión el desarrollo de inversiones en generación, perforación de pozos de gas combustible, optimización del sistema de extracción, etc., manteniendo en alto la política de la Compañía sobre uso racional de la energía y cuidado de los recursos naturales.

INTRODUCCIÓN [1]

Los yacimientos El Corcobo Norte (ECN) y sus aledaños, Jagüel Casa de Piedra (JCP), Cerro Huanul Sur (CoHS), Puesto Pinto (PP), El Renegado (ER) y Gobernador Ayala Este (GAE) se encuentran dentro de las Concesiones CNQ-7/A, CNQ-7 y Gobernador Ayala III, ubicadas al norte del Río Colorado, en las provincias de Mendoza y La Pampa.

La compañía Petro Andina Resources Ltd. (PAR) inició la operación en estas áreas en el año 2004, adquiriendo el 50% de los bloques exploratorios en el margen NE de la cuenca Neuquina. Se conformó un grupo societario con Repsol-YPF en el área CNQ-7/A y con Repsol-YPF y Petrobras en el bloque CNQ-7. En 2007 obtuvo la operación de Gobernador Ayala III en sociedad con Enarsa y Raiser.

En el año 2009 PAR vendió sus activos en Argentina a Pluspetrol S.A., actual operadora de las Concesiones.

La exploración en estas áreas comenzó en 1964, siendo el pozo JCP.x-3 (Jagüel Casa de Piedra) perforado por YPF en 1984, el primero en evidenciar la presencia de petróleos pesados en condiciones de subpresión y en reservorios no consolidados proclives a producir arena. La magra producción resultante y la escasa dimensión de la acumulación definida por 3 pozos de avanzada (JCP.a-4, a.5 improductivos y a.6 que ensayó petróleo y agua) llevaron a que esta región de borde de cuenca quedara fuera del interés exploratorio.

El hallazgo de petróleo del pozo JCP.x-3, circunscripto a un pequeño cierre estructural fue la base de una intensa campaña de exploración iniciada por PAR en 2004, que tomó ventaja de que los objetivos eran someros, siendo la primera etapa exploratoria con resultados económicos.

Los reservorios principales en el área son areniscas no consolidadas de la Fm. Centenario, con un 60% de las reservas en el Mb. Inferior y el resto en el Mb. Superior. Los reservorios de mejor calidad tanto del miembro Superior como Inferior, corresponden a depósitos de canales fluviales de planicie costera, la profundidad

promedio de los reservorios es 600 m. La porosidad promedio es 30% y la permeabilidad varía entre 0.5 y 4 Darcy, siendo el promedio 1 Darcy. El espesor útil promedio es 8 m, siendo el mayor espesor de 18 m. El mayor volumen de crudo tiene una gravedad API de 18° y viscosidad in situ entre 160 y 270 cP, si bien han sido hallados crudos pesados de varios rangos.

La estrategia de trabajo aplicada desde el inicio de la explotación surgió a partir del estudio de la exploración y desarrollo de los campos análogos de petróleo pesado del oeste de Canadá, decidiendo probar todas las tecnologías que habían demostrado ser exitosas en cada acumulación descubierta, en un período menor a 3 años. En base a esto se implementaron dos técnicas simultáneas en todos los campos: la producción en frío con arena (“Cold Heavy Oil Production with Sand”, CHOPS) y el mantenimiento de presión mediante inyección de agua. Además, se realizó un piloto con inyección continua de vapor, 4 pilotos con inyección cíclica de vapor y 1 piloto de perforación horizontal, los cuales se realizaron en paralelo a la etapa de delineación y fueron descartados para la etapa de desarrollo.

El cierre de producción de todas las áreas de Octubre de 2012 fue de 4527 m³/d de neta con 470 pozos productores activos. La inyección ascendió a 18600 m³/d distribuida en 269 pozos inyectoros. Adicionalmente, en el yacimiento se genera toda la energía consumida, para lo cual se utiliza el gas asociado a la producción de petróleo y el producido en 11 pozos de gas libre del Grupo Neuquén.

La ubicación geográfica de estos yacimientos es al norte del Río Colorado, abarcando el Sureste de la Provincia de Mendoza (Departamento Malargüe) y el Este de la Provincia de La Pampa (Departamento Puelén). En las figuras 1 y 2 puede apreciarse en detalle.



Figura 1 – Ubicación geográfica

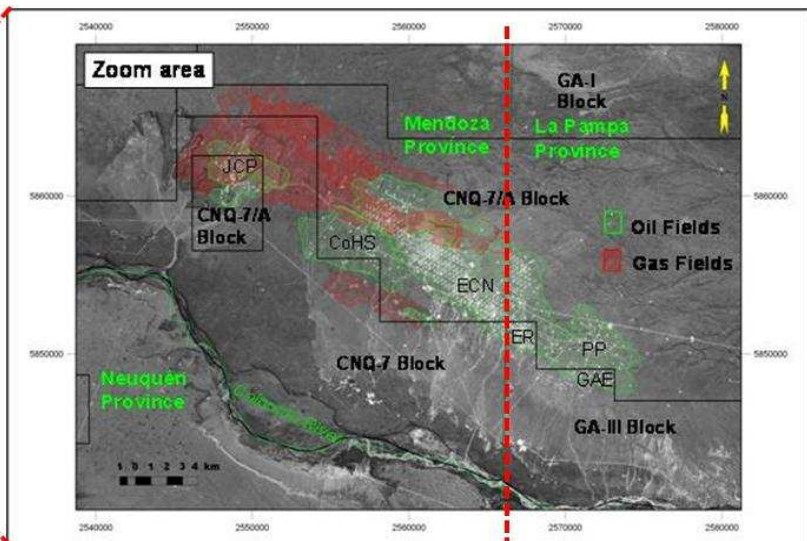


Figura 2 – Detalle de las Concesiones

DESARROLLO

Marco teórico

En el año 1956 el geofísico M. King Hubbert, entonces director del laboratorio de prospecciones de Shell, estudió las curvas de descubrimientos y producción de petróleo en USA y creó un modelo matemático para predecir el nivel de extracción del petróleo a lo largo del tiempo. Según su teoría, la explotación de un pozo cualquiera, sigue una curva con un máximo (pico de producción) en su centro. Llegados a ese punto cada barril de petróleo se hace, progresivamente, más caro de extraer hasta que la producción deja de ser rentable al necesitarse gastar más cantidad de crudo que el que se obtiene de extraerlo; es decir, cuando se necesita consumir el equivalente a un barril de petróleo o más para obtener ese mismo barril de crudo del subsuelo.

Cuando se descubre un yacimiento de petróleo su producción inicial empieza con muchas limitaciones debido a toda la infraestructura que se requiere instalar para que el yacimiento pueda ser explotado a pleno rendimiento.

Cuando se han perforado suficientes pozos y construido las instalaciones de superficie y plantas de tratamiento necesarias, la producción aumenta. Pero en algún momento se alcanza un nivel de extracción que no puede ser rebasado por muy avanzada tecnología que se use. Después del pico, la producción disminuye irremediablemente y cada vez más rápido. Pero antes de llegar al agotamiento completo del yacimiento existe otro punto significativo que no tarda en alcanzarse. Esto es cuando la extracción, transporte y refinamiento de cada barril de petróleo extraído requiere más energía que la contenida en él.

Llegados a ese punto Hubbert teorizó que la extracción de crudo con fines energéticos dejaría de ser rentable, por lo que ese campo sería abandonado. En aquel entonces, concluyó que la producción de petróleo en USA alcanzaría el punto de máxima producción entre 1966 y 1972. Aunque en su época estas predicciones fueron ridiculizadas y olvidadas, la producción estadounidense alcanzó su máximo en 1970 y ha ido descendiendo año tras año. [2]

Cuando empezaron las extracciones de petróleo a mediados del siglo XIX, los inmensos campos petrolíferos aportaban 50 barriles de producción por cada barril usado en la extracción. Esta relación se denomina TRE: Tasa de Retorno Energético (en inglés *Energy Return on Energy Invested*, o *Energy Return on Investment*, conocidas como *EROEI* o *EROI*).

Este cociente ha ido perdiendo eficiencia a lo largo del tiempo a medida que se explotan yacimientos cada vez más inaccesibles. Esa disminución de la eficiencia en la extracción seguirá hasta que, llegado un punto, por cada barril invertido en la extracción solo se obtenga otro barril. En ese momento el petróleo ya no podrá ser usado como forma de energía primaria.

La estimación de la TRE es aparentemente sencilla. Se trata de calcular de manera precisa, la cantidad de energía primaria que es necesario aportar para llevar a cabo todos los procesos implicados en la extracción energética de la fuente que se evalúa. Sin embargo, no existe un acuerdo estandarizado sobre qué actividades deben ser incluidas en la medida de la TRE de un proceso económico. Es decir, ¿hasta dónde hay que llevar la cadena de procesos necesarios para explotar una fuente de energía?. Por ejemplo, para el caso del acero utilizado en las perforaciones ¿es preciso incluir en el cálculo la energía utilizada en la fabricación de ese acero?. ¿Y la energía empleada en la construcción de las fundiciones que fabricaron el acero?.

Por este motivo, aunque no exista un estándar, a la hora de comparar las TRE de dos fuentes energéticas es necesario que estas hayan sido calculadas con criterios homologables, por ejemplo considerar la energía empleada en la fabricación de los materiales necesarios, pero no más allá del primer eslabón de la cadena de suministros. [3]

<i>Petróleo</i>	<i>TRE Cleveland</i>	<i>TRE Elliott</i>	<i>TRE Hore-Lacy</i>	<i>TRE (Otros)</i>
Hasta 1940	> 100			
Hasta 1970	23	50-100		
2003	8			5 - 15

Tabla 1 – TRE de Referencia

Algunas teorías modernas rebaten las conclusiones de Hubbert respecto al fin de la vida útil de los yacimientos al incluir el concepto de Calidad de Energía, ya que consideran que la energía que se use para extraer los hidrocarburos podría provenir de fuentes de energía alternativas, más baratas, limpias y abundantes en el futuro. De esta manera sería posible explotar campos maduros con valores de TRE < 1, utilizando por ejemplo 2 barriles equivalentes de energía accesible para producir 1 barril de petróleo, considerado por estas teorías como energía de mayor calidad.

El análisis de estas nuevas teorías resulta complejo y excede el presente trabajo. En este documento se pretende utilizar los conceptos de Hubbert y TRE para analizar el comportamiento de la eficiencia energética de nuestro campo y determinar si es posible usar esta metodología para predecir los consumos futuros.

Análisis Yacimiento El Corcobo

Para el desarrollo del análisis se utilizarán las siguientes equivalencias:

1 bbl diesel	=	1.0015 BEP
1 bbl LPG	=	0.6701 BEP
1000 m ³ gas natural	=	5.9806 BEP

Tabla 2 – Equivalencias utilizadas

La principal fuente de energía del yacimiento es el gas natural, representando el 96% del total de los boe consumidos. Se obtiene como gas asociado a la producción de petróleo (25%) y al producido en pozos de gas libre del Grupo Neuquén (75% restante).

El gas es utilizado para la generación de energía eléctrica y el calentamiento del crudo.

La energía eléctrica es necesaria para alimentar los sistemas de extracción de los pozos, la inyección de agua para recuperación secundaria, los equipos rotantes de Plantas y Baterías y los consumos de Campamento y talleres. A su vez, por las características del petróleo, es indispensable el calentamiento del mismo en Plantas y Baterías para lograr su transporte y tratamiento.

En algunos pozos alejados, sin electrificación y/o sin gas natural disponible, se utiliza LPG y/o Diesel para alimentar generadores eléctricos individuales y calentar los tubos de fuego de los tanques de los Satélites. Dentro del consumo de Diesel indicado, también se incluye el utilizado para transporte de vehículos.

Se observa que los consumos de Diesel y LPG han ido decreciendo a lo largo del tiempo, producto de la electrificación del Área y la incorporación de potencia en generación eléctrica, manteniéndose en valores constantes en la actualidad.

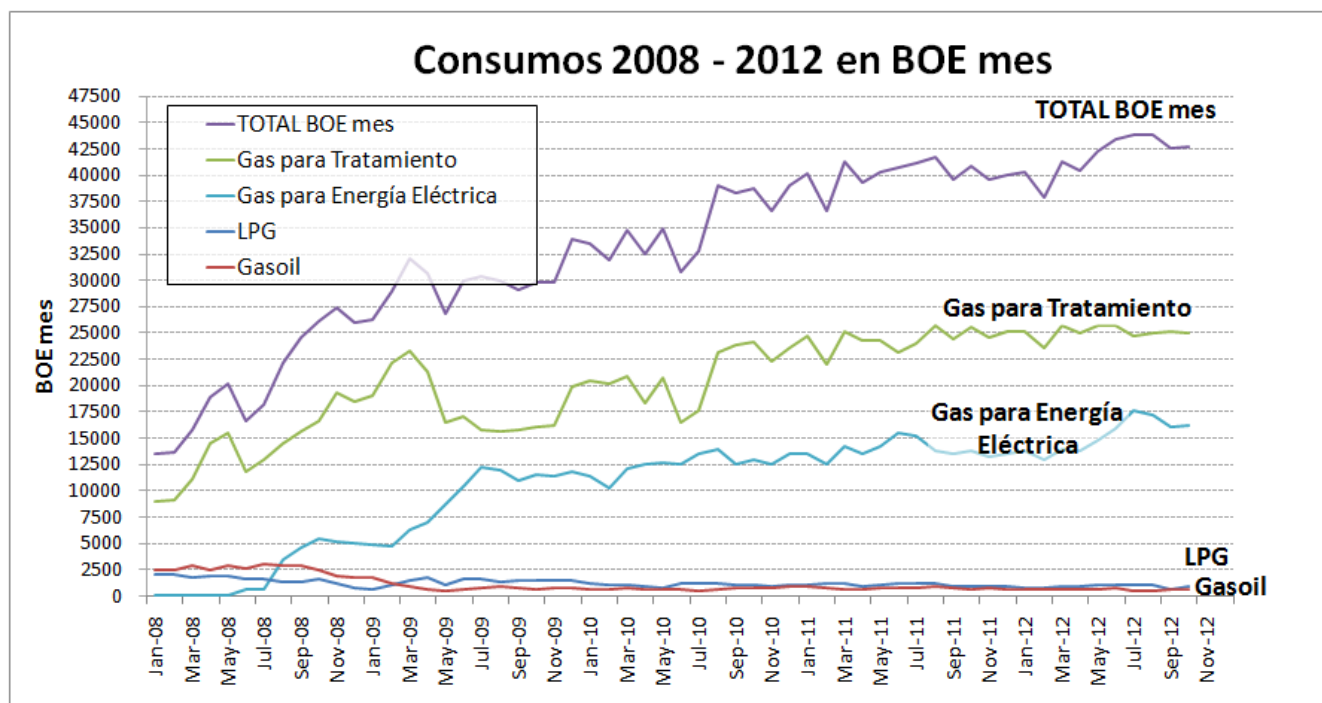


Figura 3 – Consumo energético

Como ya hemos mencionado, la TRE es el cociente entre la producción de petróleo y la energía insumida para dicha producción.

Se observa que desde fines de 2008 la producción de petróleo se encuentra en un plateau, soportado por el desarrollo de la recuperación secundaria y la perforación de pozos nuevos.

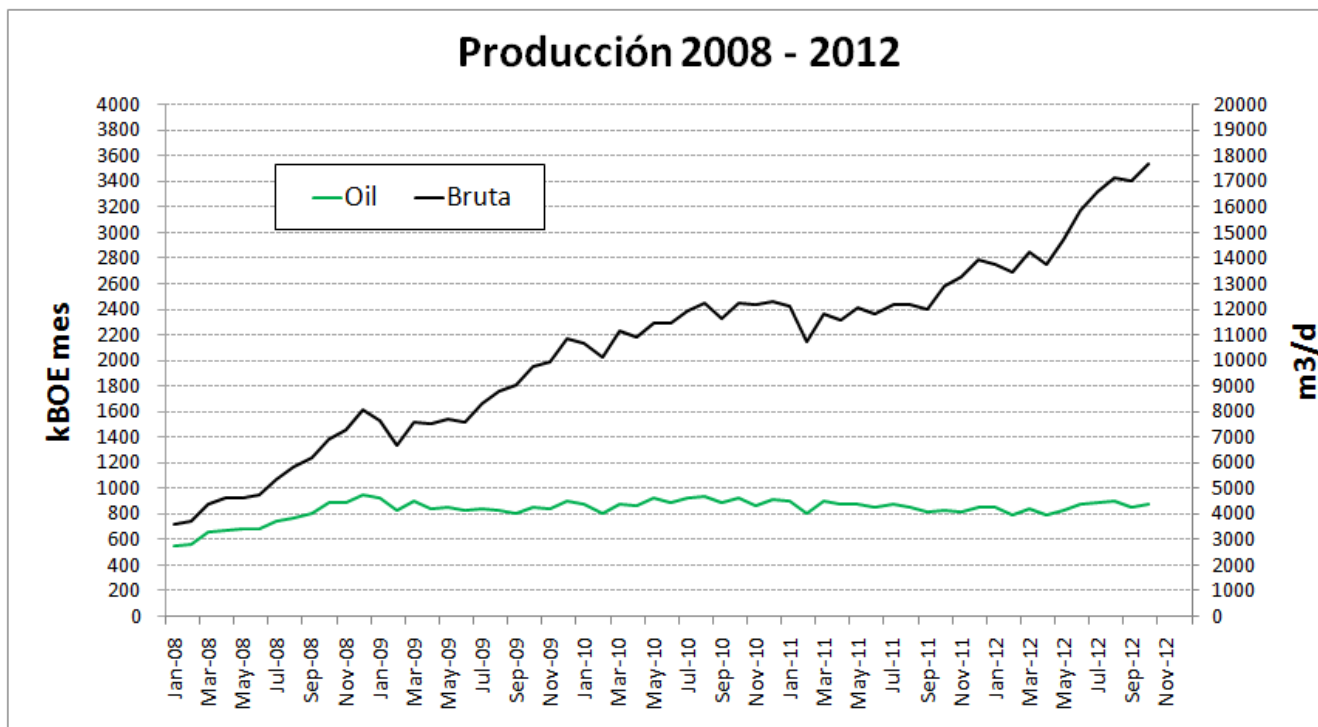


Figura 4 – Evolución de Producción

Con los datos indicados en las Figuras 3 y 4, calcularemos una TRE para el Oil y otra TRE para la Bruta.

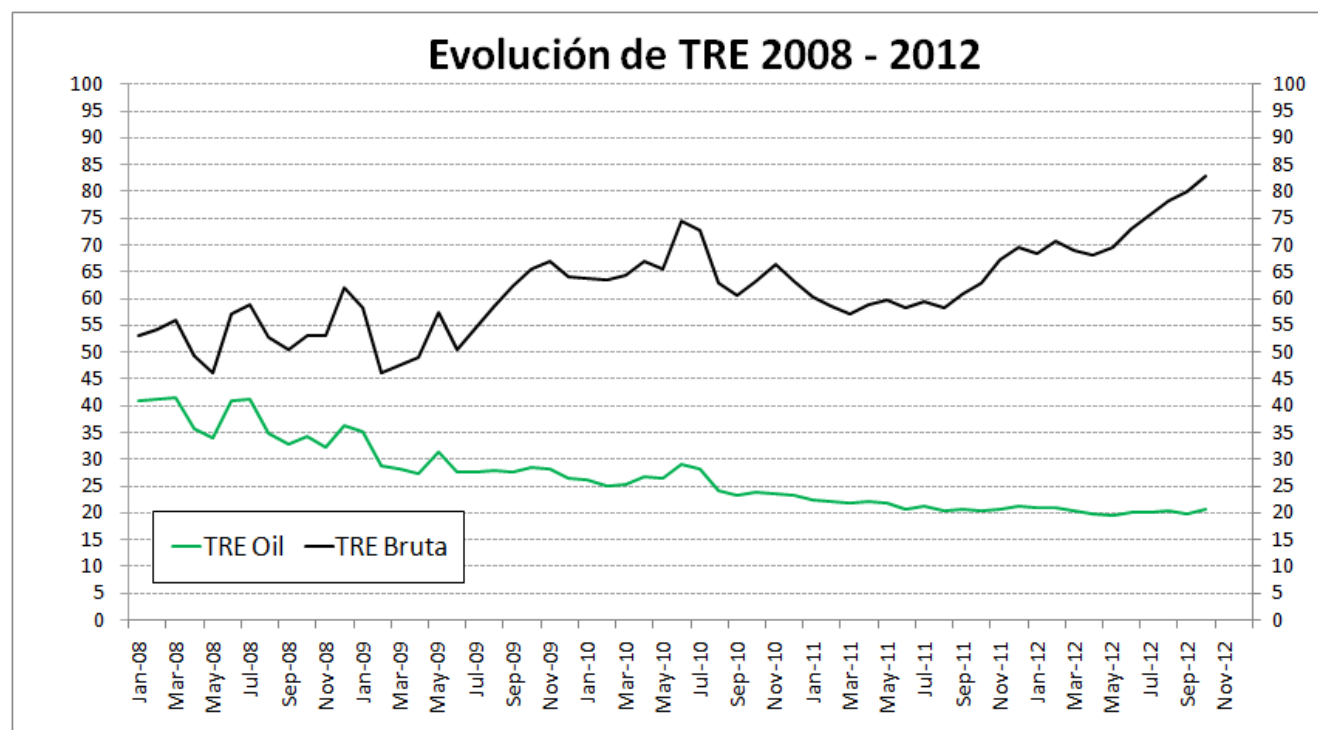


Figura 5 – Evolución de la TRE

Para el petróleo se observa un valor de TRE actual de 20, con cierta tendencia a disminuir. Esto es lógico debido al incremento del corte de agua del campo y a la consecuente necesidad de mover más fluido para mantener el plateau de producción. Este valor de 20 es el indicado por algunos autores como el óptimo para un campo de petróleo convencional desarrollado.[4]

Para el caso de la producción bruta, se observa que la TRE va en aumento, habiéndose superado el valor 80. La explicación de esta mejora en la eficiencia energética de la producción bruta se debe a las siguientes causas:

- Optimización y aumento del run life del sistema de extracción utilizado (PCP: Bombeo por cavidades progresivas).
- Reducción en el uso de grupos electrógenos individuales.
- Optimización en el tratamiento de petróleo y menor necesidad de calentamiento por aumento del corte de agua.

Analizando la tendencia de este parámetro, podemos considerar la siguiente evolución en el tiempo.

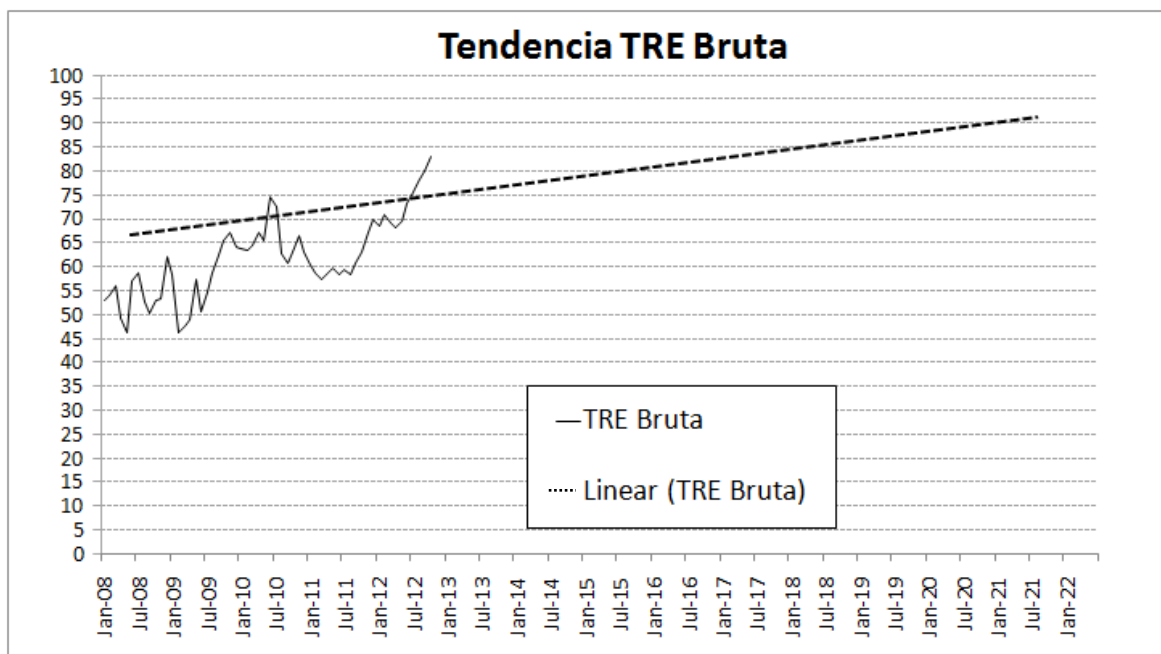


Figura 6 – Tendencia de la TRE Bruta

Necesidad de energía futura – Modelo Tradicional

Los pronósticos tradicionales de producción de petróleo, agua producida, agua inyectada y número de pozos que se utilizan para la estimación de consumo energético, tienen en cuenta un escenario de producción y desarrollo equivalente a las reservas 2P (P50%).

Los consumos de energía eléctrica se pronostican de acuerdo a la potencia de los equipos eléctricos instalados (y a instalar), considerando potencias por unidad de flujo variable ($\text{kW}/\text{m}^3/\text{d}$, por ejemplo), discriminando por tipo de fluido bombeado, o bien con valores constantes si se trata de instalaciones fijas como campamentos, plantas auxiliares, etc.

A partir de dichos consumos se estima el gas necesario para generación, teniendo en cuenta el rendimiento de los turbogeneradores y los consumos de los circuitos auxiliares.

Los consumos de gas para calentamiento en Satélites y Baterías se consideran proporcionales a la producción bruta, introduciendo un factor para contemplar menor requerimiento en calentamiento por aumento en el corte de agua.

Para el caso de Plantas de Tratamiento se considera el consumo de gas por equipo, en función de la producción neta. En nuestro caso, se trata de equipos presurizados, con calentamiento por tubos de fuego.

Para que este tipo de análisis energético tenga precisión, debe ser minucioso y estar soportado por las hojas técnicas de los equipos en lo referido a consumos y rendimientos.

A continuación se observa el pronóstico de producción bruta y la necesidad de gas natural asociada. [5]

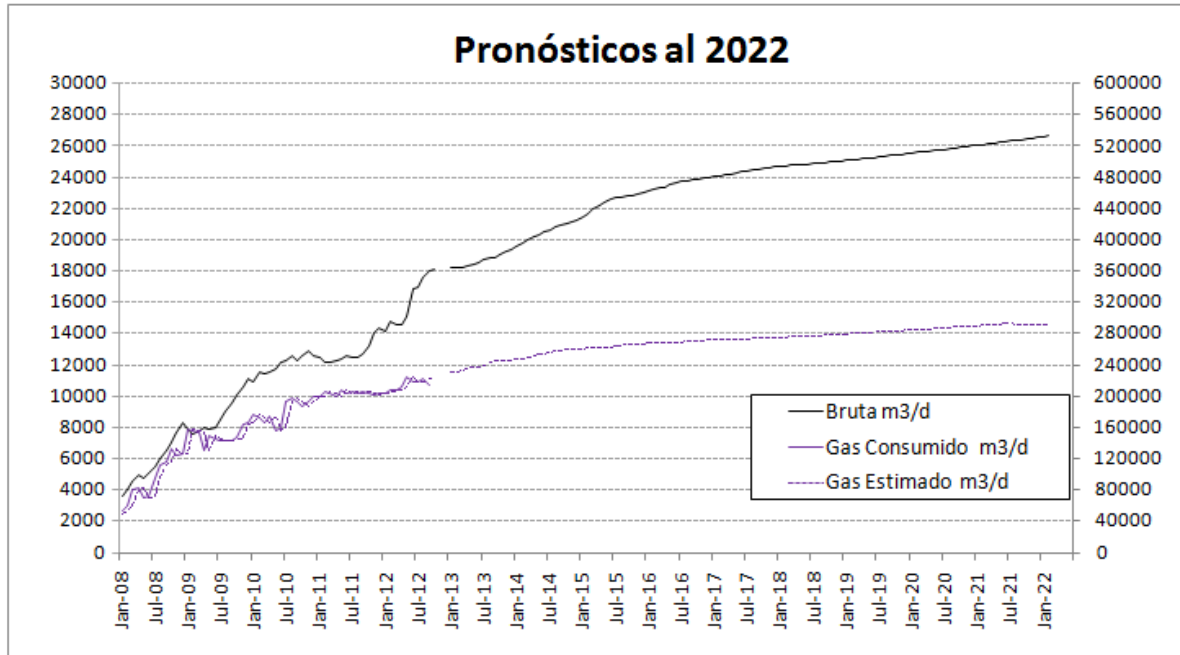


Figura 7 – Pronóstico de Bruta y Consumo de Gas Estimado

Necesidad de energía futura – Modelo Simplificado TRE

A partir de los valores de la TRE Bruta estimados a lo largo del tiempo en la Figura 6, calcularemos los BOE necesarios para desarrollar el pronóstico de bruta mostrado en la Figura 7.

Luego descontaremos los BOE correspondientes a LPG y Diesel, ya que no fueron tenidos en cuenta para determinar la necesidad de gas por el Método Tradicional. Para ambos combustibles tomaremos el promedio de los 2 últimos años, al considerar que se ha estabilizado el consumo de los mismos.

Luego de obtener los BOE mes de Gas Estimado, haremos la equivalencia a m^3/d de gas natural con los valores indicados en la Tabla 2, para finalmente poder comparar las estimaciones de energía entre ambos métodos.

	Producción Bruta m3/d	Producción Bruta kBBL mes	TRE Bruta BBL/BOE	Energía Necesaria BOE mes	LPG BOE mes	Diesel BOE mes	Gas Estimado BOE mes	Gas Estimado m3/d
Jan-13	18243.75	3488.50	78.00	44724.32	1000.00	720.00	43004.32	229008.01
Feb-13	18228.74	3485.63	78.10	44631.74	1000.00	720.00	42911.74	228515.01
Mar-13	18250.76	3489.84	78.20	44629.85	1000.00	720.00	42909.85	228504.93
Apr-13	18332.23	3505.41	78.29	44773.11	1000.00	720.00	43053.11	229267.81
May-13	18471.72	3532.09	78.39	45057.47	1000.00	720.00	43337.47	230782.11
Jun-13	18573.07	3551.47	78.49	45248.12	1000.00	720.00	43528.12	231797.38

Tabla 3 – Extracto del cálculo del Gas Necesario

Cabe mencionar que el Gas Estimado corresponde a volúmenes de Gas Natural a $9300 \text{ KCal}/\text{m}^3$. Para obtener el volumen real de gas, deberán considerarse los poderes caloríficos particulares del gas natural de cada campo.

CONCLUSIONES

Resultados

A continuación se observa la comparación del Gas Estimado por ambos Modelos para satisfacer la demanda energética del Área.

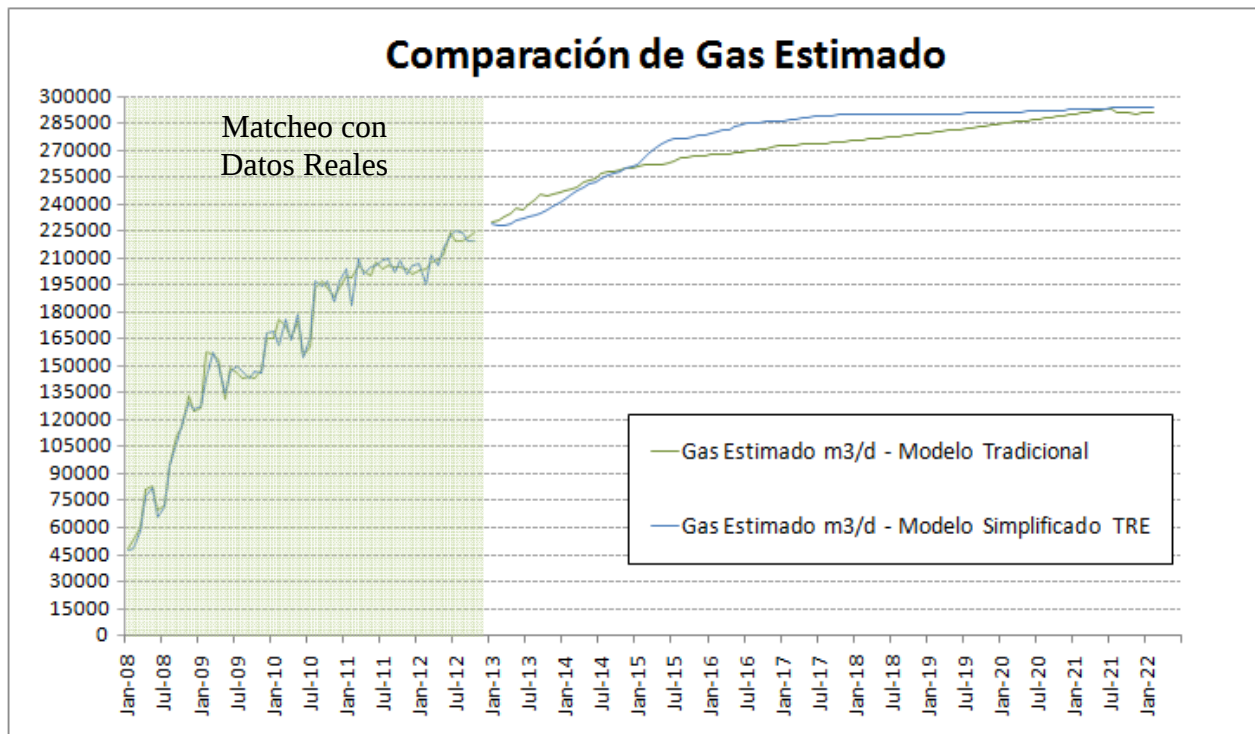


Figura 8 – Comparación entre Consumos de Gas Estimados

Se observa un buen ajuste con los datos reales, hasta Octubre de 2012.

Para los datos calculados, se ve un alejamiento a partir del año 2015 que luego se normaliza hacia el final del período de análisis. La desviación máxima observada es del 4% y consideramos que se debe a que el Modelo Tradicional se sustenta fuertemente en la declinación de producción neta, estimando consumos de energía menores a los estimados con el Modelo Simplificado TRE que se basa en el análisis de la producción bruta.

Suponemos que el buen ajuste observado entre ambos Modelos se debe a que se realizó un exhaustivo análisis de los consumos existentes, ajustando el cálculo con mediciones reales en la mayoría de los equipos instalados en Pozos, Satélites y Plantas.

Análisis de alternativas

El objetivo planteado inicialmente era determinar la factibilidad de usar algunos conceptos de eficiencia energética para predecir los consumos futuros en el desarrollo de un yacimiento de petróleo pesado.

Concluimos en que el uso del Modelo Simplificado TRE podría darnos una primera aproximación de las necesidades energéticas para el desarrollo de cualquier yacimiento de petróleo basándonos en las eficiencias energéticas de campos similares.

Al utilizar el concepto de BOE para la energía requerida en el desarrollo, es posible analizar gran variedad de escenarios, por ejemplo:

- Necesidad de perforar pozos para gas combustible.
- Disponibilidad para comprar gas a un tercero.
- Generar energía eléctrica localmente.
- Interconexión a una red de energía eléctrica externa.
- Inversión en fuentes de energía renovables.
- Consumo de LPG, Diesel o algún otro combustible.

El análisis integral del sistema permitirá elegir la mejor combinación técnico-económica de fuentes de energía, priorizando el uso racional de la energía y el cuidado del Medio Ambiente durante toda la etapa de explotación.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo está dedicado a todas las personas que desarrollan tareas en las Áreas El Corcobo Norte, Cerro Huanul Sur, Jagüel Casa de Piedra, El Renegado, Gobernador Ayala Este y Puesto Pinto. Sin su constante apoyo, esmero, dedicación y buen humor, hubiera resultado imposible realizar este análisis.

REFERENCIAS

[1] Exploración y Desarrollo del Tren de Petróleo Pesado del Río Colorado, Margen Nororiental de la Cuenca Neuquina, Argentina; VII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Autores: Martín Cevallos, Diego Vaamonde, Manuela Rivero, Christian Rojas, Hyung Joo Kim, Tania Galarza, Pablo Legarreta; Petroandina Resources Ltd.

[2] Ron Schuler's Parlour Tricks, Ron Schuler, Octubre 2005.

[3] Associazione per lo Studio del Picco del Petrolio - Sezione Italiana di ASPO International.

[4] Consequences of a heavier and sourer barrel, David Wood of David Wood & Associates; Petroleum Review; Abril 2007

[5] Plan de Desarrollo de Gas Área Río Colorado. Autores: Andres Cremonini, Veronica Laura Irazuzta, Sebastián Maler; Pluspetrol SA.