

## ***Gas asociado de petróleo para generación eléctrica en el campo Bermejo***

### ***Associated oil gas for power generation in the Bermejo field***

Luis Álvarez<sup>1</sup>, Jefferson Llumiquinga<sup>2</sup>, Diego Ayala<sup>3</sup>, Wilson Padilla<sup>4</sup>, Silvia Ayala<sup>5</sup>

<sup>1</sup> Instituto Superior Tecnológico Rumiñahui, luis.alvarez@ister.edu.ec, Sangolquí, Ecuador

<sup>2</sup> Instituto Superior Tecnológico Rumiñahui, fabricio.llumiquinga@ister.edu.ec, Sangolquí, Ecuador

<sup>3</sup> Sociedad de Ingenieros en Petróleos SPE diego.ayala.t@gmail.com

<sup>4</sup> Sociedad de Ingenieros en Petróleos SPE, wlpe@live.com

<sup>5</sup> Instituto Superior Universitario Cotopaxi, saayalat@yahoo.com

Autor para correspondencia: fabricio.llumiquinga@ister.edu.ec

***Fecha de recepción:*** 2023.07.13

***Fecha de aceptación:*** 2023.12.04

***Fecha de publicación:*** 2024.01.15

### **RESUMEN**

Las estrategias enfocadas en solucionar los inconvenientes de un campo maduro deben considerar la declinación de la producción, esto es primordial a la hora de establecer futuras inversiones, para no incurrir en costos que hagan perder competitividad y rentabilidad. El Bloque 49 (B49) es un campo petrolero con casi 50 años de explotación, le aquejan los problemas típicos de un campo maduro, su producción lo sitúa como un campo marginal (< 3000 bls/día) y requiere de un conjunto de mecanismos para volverlo competitivo en las condiciones del mercado petrolero actual. Una adecuada gestión del campo y la puesta en marcha de un modelo de eficiencia energética fueron los ejes para disminuir los costos de producción y lograr un barril con un costo de producción de 5.20 USD. Problemas como la disponibilidad de gas, la limitación de la quema de gas, las facilidades para mantener la presión y la distribución del gas son temas que abordan en esta investigación.

**Palabras clave:** Campos maduros; Generación eléctrica a gas; Eficiencia energética.

### **ABSTRACT**

Strategies focused on solving the drawbacks of a mature field must consider the decline in production, this is essential when establishing future investments, so as not to incur costs that make them lose competitiveness and profitability. Block 49 (B49) is an oil field with almost 50 years of exploitation, it suffers from the typical problems of a mature field, its production situate it as a marginal field (<3000 bbls/day) and requires a set of mechanisms to make it competitive in the current oil market conditions. An adequate management of the field and the implementation of an energy efficiency model were the axes to reduce production costs and achieve a barrel with a

production cost of 5.20 USD. Problems such as the availability of gas, the limitation of gas flaring, the facilities to maintain pressure and the distribution of gas are issues that are addressed in this research.

**Key words:** Mature fields; Gas-fired electricity generation; Energy efficiency.

## **INTRODUCCIÓN**

El gas asociado de petróleo, un subproducto común en la extracción petrolera, ha sido subutilizado. En el campo Bermejo, su producción significativa ofrece una oportunidad para utilizar este recurso de manera eficiente. Este estudio evalúa la posibilidad de emplear el gas asociado para la generación eléctrica, considerando aspectos técnicos, económicos y medioambientales.

El presente estudio comparte soluciones prácticas llevadas a cabo para afrontar la realidad desafiante de operar un campo maduro con los efectos colaterales del tiempo en el yacimiento y los activos. La explotación de un campo maduro requiere una capitalización completa del conocimiento de sus pozos, reservorio y facilidades (Tournier, Jaffres, Geoge, & Sabally, 2010). Por esta razón se plantea la generación eléctrica con gas asociado como opción viable dentro del proceso de optimización integral. El gas asociado es considerado un desecho por esta razón existe la práctica generalizada de ser quemado, sin embargo, en Ecuador desde el año 2009 PETROAMAZONAS E.P. (referida como PAM EP) ha venido ejecutando un ambicioso Programa de Eficiencia Energética. Este programa conocido como Optimización de Generación Eléctrica y Eficiencia Energética (OGE & EE), es un desarrollo integral en generación, distribución y transmisión de energía eléctrica, así como el desarrollo de instalaciones para la captación y transporte de Gas Asociado (GA). El programa consiste en un grupo de proyectos en un área de 25.000 Km<sup>2</sup>, 17 bloques, 56 campos petroleros y más de 66 instalaciones. Los resultados de este programa se resumen en:

- Varias plantas de energía con una potencia combinada de 325 MW, 95 MW de estas plantas pueden usar como combustible el gas asociado.
- Más de 200 Km de líneas de transmisión y facilidades de distribución para proveer energía basado en méritos económicos y ambientales.

- Aproximadamente 17 Km de instalaciones de captación y transporte de gas de un alcance total de 100 Km, equipando bajo todos los estándares las instalaciones deterioradas e implementando sistemas de recuperación de calor residual.
- El programa OGE & EE además tiene interconectado a la red eléctrica de la industria petrolera con la red nacional lo que ayuda a optimizar la energía renovable nacional (Hidroeléctrica).

Actualmente la mayoría de los yacimientos del mundo son maduros o se encuentran muy próximos y los costos actuales del crudo WTI reducen la rentabilidad de los proyectos. B49 opera desde 1972, cuenta con 35 pozos productores, 3 inyectores y 6 re-inyectores. En los últimos 20 años el campo ha producido 35 MMbp. Ecuador basa parte de su economía en la producción petrolera y la exigencia del incremento de la producción es permanente. Los procesos de optimización reducen los costos y permiten aplacar de mejor manera los efectos negativos que puede tener la volatilidad de los mercados petroleros en las empresas.

Destinar el gas asociado de 12 pozos con poder calorífico de 1560 btu/ft<sup>3</sup> para la generación eléctrica es una opción que conlleva un mejor aprovechamiento del gas que de otra forma estaría destinado a la quema en mecheros, el mix energético de campo B49 es al 100% generación eléctrica con gas. Actualmente el volumen global de emisiones por quema de gases es de 100 billones de m<sup>3</sup> al año (Ojijiagwo, Odouza, & Emekwuru, 2016), y se queman 140 billones de m<sup>3</sup> de gas (Aregbe, 2017), con el acuerdo de París varios son los esfuerzos para disminuir las emisiones asociadas a la quema de gas, Ecuador está entre las naciones que pueden alcanzar una reducción de NDC<sup>1</sup> del 5 al 20% (Farina, 2011), actualmente su reducción de emisiones totales con reducción de quema de gas es del 8% (Elvidge, y otros, 2018), el campo Bermejo se suma a estos objetivos mediante el uso del gas.

### **Descripción del campo Bermejo B49**

El campo Bermejo B49 tiene una superficie de 61.100 Has, está emplazado en el sector NO de la Cuenca del Oriente Ecuatoriano, subcuenca de Napo. La explotación de la zona Norte inició en el año 1973, se perforaron 15 pozos verticales, con una profundidad promedio de 4600 pies. El pico

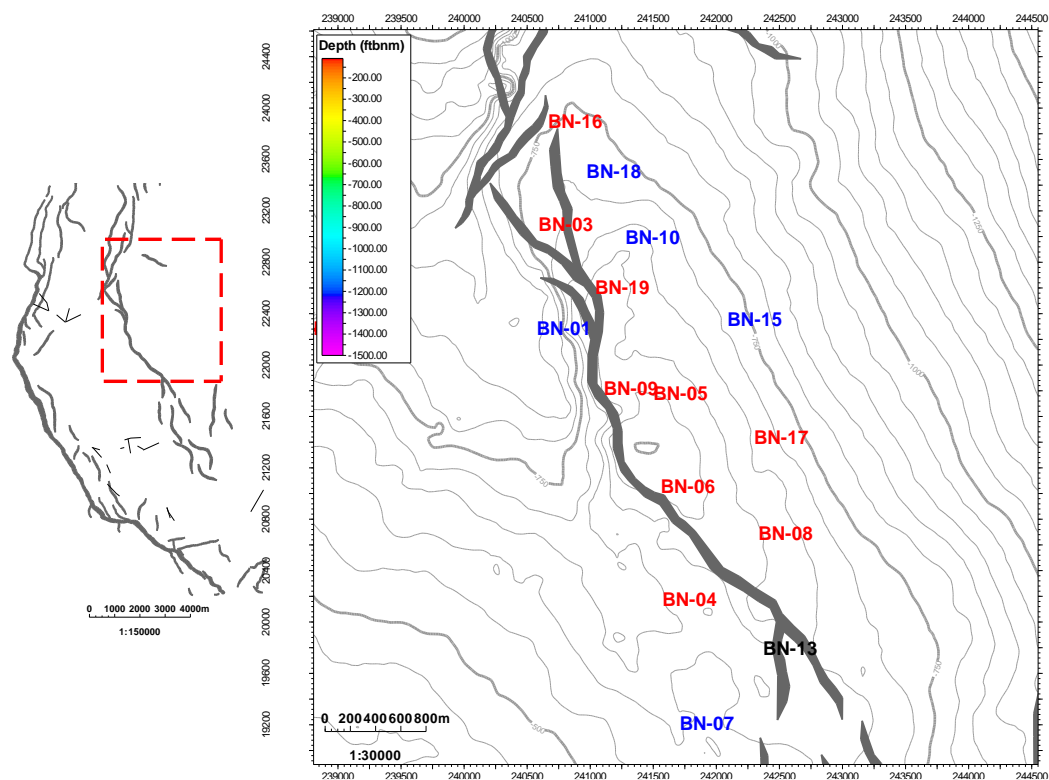
---

<sup>1</sup> The greenhouse gas reduction targets presented by countries in their nationally determined contributions (NDC)

de producción en la zona norte se alcanzó en el año 1990 con una producción de 1625 bpd. La producción diaria para el año 2001 se redujo a 156 bpd.

La recuperación secundaria del reservorio Basal Tena inició en el año 2003, Los pozos que inyectan en Basal Tena son: BN 01, BN 07, BN 15, de los cuales los dos primeros son inyectoros de gas y el último es inyector de agua. Los pozos BN 10 y BN 18 son usados como pozos re-inyectoros de agua a Hollín. La figura 1, indica la distribución de los pozos.

Fig. 1. Distribución de los pozos campo B49



Fuente: PETROECUADOR EP, 2022

## Eficiencia energética

La eficiencia energética es parte de toda una visión integral del uso de recursos que está actualmente transformando el sector productivo (Madueme, 2010). La industria del petróleo no podría ser ajeno a esta revolución, es la oportunidad perfecta para contribuir con los desafíos de cambio climático y fomentar el ahorro que de otra forma estaría destinado al pago de combustibles para alimentar grupos electrógenos. El aprovechamiento del gas es parte del proceso de transición

energética (Gervet , 2007), en los últimos años ha quedado claro que el gas es el hidrocarburo más amigable con el medio ambiente (Emam, 2015) y es un recurso abundante en la Cuenca Oriente de Ecuador.

### Generación eléctrica en la etapa inicial de desarrollo del campo

La demanda diaria de energía para cubrir las necesidades operativas de B49 es de aproximadamente 3 MWH; en la etapa inicial de desarrollo del campo y por su ubicación remota la alternativa de interconexión a la red eléctrica del distrito amazónico no era viable y los grupos electrógenos a diésel se convirtieron en la elección de generación. Las inversiones destinadas a cubrir la demanda energética es un rubro que limita la competitividad del crudo producido en el campo. El detalle de generación se aprecia en la tabla 1.

**Tabla 1.** Generación eléctrica en la etapa inicial de desarrollo del campo B49.

Annual energy consumption MM KWH	N° Diesel generators	Diesel generator consumption (MM gallon/year)	Diesel cost millon USD/year	Emission M Ton CO2/year
24	16	1.8	2.57	6.3

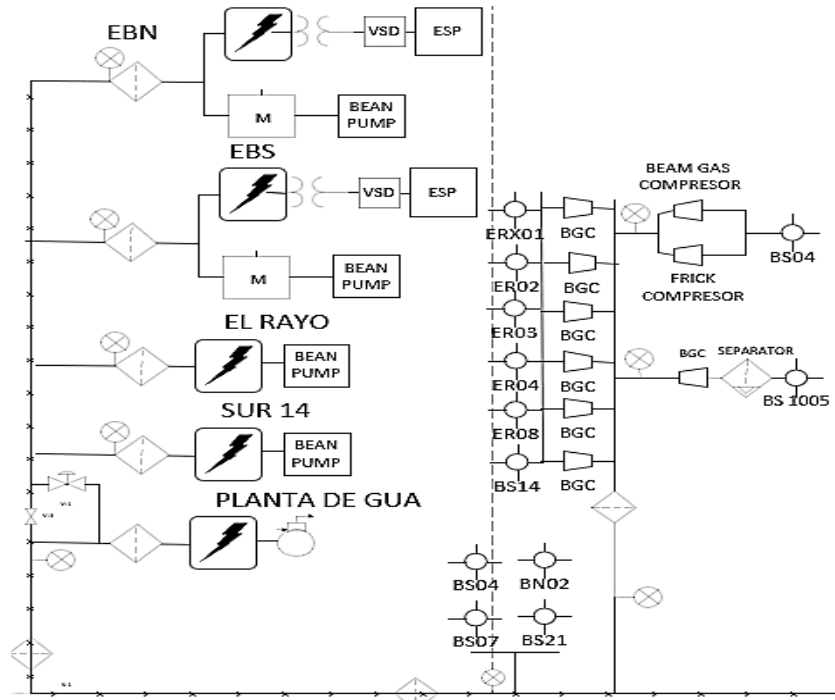
### MATERIALES Y MÉTODOS

Se realizó un análisis exhaustivo de las características del gas asociado producido en el campo Bermejo, considerando su composición química, volumen y variabilidad temporal. Se evaluaron tecnologías de conversión de gas a electricidad, como turbinas de gas y ciclos combinados, y se modelaron escenarios económicos para determinar la viabilidad financiera de la implementación de infraestructura necesaria.

El B49 tiene una producción 16 MCF/mes, inicialmente el gas era quemado, sin embargo, se desarrollaron las facilidades para el aprovechamiento del gas dulce. El campo cuenta con 12 pozos que cumplen con los parámetros técnicos para que su producción sea aprovechada en la generación eléctrica. La figura 2, presenta un esquema de la generación eléctrica a gas en el B49.

- Producción, existe una menor inversión en facilidades al seleccionar pozos de gas dulce (Sangsaraki & Anajafi, 2015), en este caso el gas con esta característica viene de los pozos ubicados en la zona Norte (1 pozo), Sur (6 pozos) y el Rayo (5 pozos).
- Compresión, mantener la presión en el sistema es clave para el correcto funcionamiento de los equipos (Zadakbar, Vatani, & Karimpour, 2008), actualmente la presión óptima es de 120 - 130 psi, se probó que los generadores trabajan hasta con un mínimo de 25 psi. Se utiliza el mecanismo beam gas compressor BGC adaptado a las Beam Pumps para la compresión del gas de 7 pozos. El pozo BS04 tiene una compresión dual apoyada por BGC y por un compresor FRICK lo que incrementa la presión de todo el sistema. Debido a la declinación de la producción de gas la presión disminuyó en los últimos años, este inconveniente se resolvió al inyectar directamente al sistema 4 pozos con una alta tasa de producción lo que incrementó la presión con un resultado exitoso. La Planta de agua monitorea y controla la presión por ser el punto más crítico en el sistema de generación y de producción del campo.
- Distribución, el gas se transporta en un gasoducto de 70 km, el diseño hace consideraciones sobre transporte de hidrocarburos para optimizar el desplazamiento del gas (Mercado & Sanchez, 2014), el mismo que cubre las estaciones Norte, Sur, Planta de agua, El Rayo y Sur 14.
- Generación, existen 14 generadores distribuidos en todo el campo los cuales dan soporte a las ESP y 8 motores a gas que sirven de apoyo a los sistemas de levantamiento Beam Pump, en su conjunto soportan la demanda de 3 MWH al día.

Fig. 2. Esquema de generación eléctrica usando flare gas



Fuente: PETROECUADOR EP, 2022

## RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Los resultados muestran un potencial significativo para la generación de electricidad a partir del gas asociado. Se estimó que, mediante tecnologías de conversión eficientes, se puede obtener una cantidad considerable de energía eléctrica. La discusión aborda la importancia de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y los desafíos logísticos y regulatorios que podrían surgir.

El campo Bermejo Bloque 49 con sus 48 años de explotación presenta todas las características y problemáticas de un yacimiento maduro, sin embargo, la puesta en marcha de estrategias que redujeron los OPEX dio como resultado un barril producido en 5.20 USD siendo un valor que alcanza un ligero margen de rentabilidad incluso en la crisis petrolera de 2020. La alternativa para mejorar la rentabilidad del campo B49 es:

- Eficiencia energética.
  - Generación eléctrica a partir de gas asociado

El aprovechamiento del gas asociado tiene un impacto en la economía, la sociedad y el ambiente, en este caso particular conlleva dos puntos positivos:

- Mantener una generación basada en el diésel supone tener las emisiones de los generadores más las emisiones asociadas por la quema diaria del gas producido. La combustión de los motores a diésel tiene mayor aporte de partículas y de NO<sub>x</sub>. El gas emite 0.204 Kg CO<sub>2</sub>/KWh versus los 0.287 Kg CO<sub>2</sub>/KWh del diésel, lo que convierte al gas en una opción más amigable con el ambiente.
- Implementar la generación eléctrica aprovechando el gas producido en el campo reduce en 6.3 MTon CO<sub>2</sub> al año.

El campo Bermejo es ejemplo de sostenibilidad puesto que genera el 100% de la energía demandada, es un modelo de optimización, gestión y de reducción de costos. La generación eléctrica aprovechando el gas reduce en 6.3 MTon CO<sub>2</sub> al año. Se ahorra 2.5 millones de dólares al año por concepto de diésel que estaría destinado a la generación eléctrica con grupos electrógenos.

Los resultados revelan que el gas asociado de petróleo del Campo Bermejo posee características adecuadas para ser empleado en la generación eléctrica. Se identificó la necesidad de implementar tecnologías de separación y tratamiento para eliminar impurezas y optimizar la calidad del gas antes de su utilización. Los análisis económicos indican que, a pesar de los costos iniciales de infraestructura, el uso del gas asociado para generación eléctrica presenta un retorno atractivo a mediano y largo plazo, considerando la reducción de costos operativos y la maximización del recurso energético disponible en el campo.

## **CONCLUSIONES**

- Actualmente se prioriza la generación eléctrica a partir del gas residual reduciendo la huella de carbono asociado a cada barril de petróleo producido en el B49 de esta manera se consigue reducir en 6.3 MTon CO<sub>2</sub> al año. La clave de la generación eléctrica en el campo B49 está en la producción, el mantenimiento de la presión y la distribución del gas dulce.



- El modelo de gestión es la principal estrategia para reactivar un campo maduro, el enfoque y aplicación dependerá de la situación operativa actual. Está claro que no existe una fórmula única y que cada campo requiere soluciones adaptadas a su realidad.
- 2.5 Millones USD son ahorrados por concepto de utilizar gas asociado y se dejan de consumir 1.8 MM de galones de diésel para grupos electrógenos.
- El gas asociado de petróleo en el campo Bermejo representa una valiosa oportunidad para diversificar la matriz energética y avanzar hacia una generación eléctrica más sostenible. Su aprovechamiento adecuado requerirá la colaboración entre la industria, el gobierno y los expertos en energía para superar obstáculos y maximizar los beneficios económicos, ambientales y sociales.
- La apuesta por el gas permite al Ecuador alinearse a objetivos internacionales de reducir las emisiones puesto que el gas es un combustible más amigable con el medio ambiente.
- Este estudio demuestra la viabilidad técnica y económica de utilizar el gas asociado de petróleo como fuente de energía para la generación eléctrica en el Campo Bermejo. La implementación de sistemas eficientes de recolección, tratamiento y conversión del gas asociado puede no solo reducir la emisión de gases de efecto invernadero, sino también mejorar la rentabilidad y sostenibilidad del campo petrolero.

## **REFERENCIAS**

Afi, F., Gunawan, H., Widiatmo, R., Wasquito, L., Nugroho, P., Kuthfan, M., . . . Suryana, A. (2017). *How to Solve High Water Cut Well Problem in Mature Oil Field, Case Study: Application of Modified Completion Fluid Treatment in WW D-29, WW H-12, II A-22 Wells*. Jakarta: SPE-187009-MS.

Aregbe, A. (2017). *Natural Gas Flaring – Alternative Solutions*. Lagos: University of Lagos.

Elvidge, C., Bazilian, M., Zhizhin, M., Ghosh, T., Baugh, K., & Chi Hsu, F. (2018). *The potential role of natural gas flaring in meeting greenhouse gas mitigation targets* (Vol. 20). Illinois, Colorado: Elsevier.

Emam, E. (2015). *Gas Flaring in Industry: An Overview*. Viena: Petroleum&Coal.

Farina, M. (2011). *Flare Gas Reduction Recent global trends and policy considerations*. Massachusetts: GE Energy.

Gervet , B. (2007). *Gas Flaring Emission Contributes to Global Warming*. Lulea University of Technology: Lulea.

Madueme, S. (2010). *Gas Flaring Activities of Major Oil Companies in Nigeria: An Economic Investigation*. Abuja: International Journal of Engineering and Technology.

Mercado, R., & Sanchez, C. (2014). *Optimization Problems in Natural Gas Transportation System: A State-of-the-Art Review*. San Nicolas de los Garza: Universitaria San Nicolas de los Garza.

Ojijiagwo, E., Odouza, C., & Emekwuru, N. (2016). *Economics of Gas to Wire Technology Applied in Gas Flare Management*. Wolverhampton: Elsevier.

Sangsaraki, M., & Anajafi, E. (2015). *Design Criteria and Simulation of Flare Gas Recovery System*. Dubai: Conference: International Conference on Chemical.

Tournier, E., Jaffres, B., Geoge, B., & Sabally, L. (2010). *Production Monitoring And Optimization On A Mature Field*. Abu Dhabi: SPE-137969-MS.

Zadakbar, O., Vatani, A., & Karimpour, K. (2008). *Flare Gas Recovery in Oil and Gas Refineries*. París: Institut Français du Pétrole.