

## Monetización de Bajos Volúmenes de Gas Asociado en el Oriente Ecuatoriano

C.Gutiérrez A. Guerra

*Petroamazonas EP*

E-mail: christian\_gutierrez@petroamazonas.ec; alfonso\_guerra@petroamazonas.ec

### Resumen

El objeto de este trabajo es estudiar la viabilidad de la implementación de un sistema de gasoducto virtual para la monetización de gas asociado atrapado en el Oriente Ecuatoriano.

Para ello, se consideran cuatro alternativas: i) transporte por gasoducto convencional para utilización de gas como combustible en centrales de generación, ii) generación eléctrica en sitio, iii) sistema bi-fuel (gas/diésel) y, iv) transporte de gas por gasoducto virtual. Se identificó, mediante un proceso analítico-jerárquico (matrices de selección), que la opción más conveniente para su implementación constituye el gasoducto virtual.

Además, se desarrolla un análisis técnico y económico en el campo Pucuna para el dimensionamiento de los equipos del proceso y evaluación del rendimiento económico (TIR y VAN) del proyecto. Finalmente, se realizó un análisis de sensibilidad para encontrar los valores óptimos para las variables: i) presión de transporte, ii) volumen de contenedores y iii) flujo de gas producido.

**Palabras clave**— Gasoducto Virtual, Monetización de Gas Asociado Atrapado, Proceso Analítico-Jerárquico de Selección de Alternativas, Estudio Técnico-Económico, Análisis de Sensibilidad.

### Abstract

The main goal of this work was study the viability of the monetization of stranded associated gas by a virtual pipeline system in the Ecuadorian Amazon Region.

For that purpose, were considered the alternatives: i) gas transportation by conventional pipeline toward a power plant to be fed as fuel, ii) electrical generation in-situ, iii) bi-fuel (gas-diesel) system, and iv) transportation of gas by virtual pipeline, where, by using a hierarchical analytical methodology (selection matrix), virtual pipeline gas transportation was identified as the most suitable technology for implementation.

In the next stage of the study, a technical-economical analysis was developed. The available information from Pucuna site was taken as reference for equipment sizing: gas composition, gas production forecast, and electrical load of the field. The economic performance was evaluated by calculating IRR and VPN. Finally, a sensitivity analysis was developed in order to find the optimal values for the variables: i) pressure for transport, ii) containers capacity, and iii) produced gas flow.).

**Index terms**— Virtual Gas Pipeline, Monetizing Stranded Associated Gas, Analytical-Hierarchical Methodology for Alternatives Selection, Technical-Economical Study, Sensitivity Analysis.

Recibido: 12-10-2015, Aprobado tras revisión: 24-12-2015

Forma sugerida de citación: Gutiérrez C. y Guerra A. (2016). "Monetización de Bajos Volúmenes de Gas Asociado en el Oriente Ecuatoriano". Revista Técnica "energía". N° 12, Pp. 200-208.

ISSN 1390-5074.

## 1. INTRODUCCIÓN

En el Oriente Ecuatoriano se cuenta con locaciones cuya producción se realiza en la modalidad “contra tanque”, en las cuales se dispone de una tea local, donde una parte del gas asociado es quemado en sitio. Este gas es denominado gas asociado atrapado y, se caracteriza por tener bajos flujos de gas, (entre 0.03 MMSCFD y 0.75 MMSCFD). Durante mucho tiempo se ha pensado que para un flujo tan bajo de gas no es posible obtener réditos económicos al implementar un proyecto para recuperar flujos de gas de esta magnitud. Si bien los lugares donde existe este tipo de gas son zonas aisladas y alejadas unas de otras, se han realizado mediciones de gas y proyecciones de producción, las cuales estiman que el flujo de gas atrapado corresponde al 20% de la producción total de gas de todas las locaciones de Petroamazonas EP del Distrito Amazónico.

Se estima que para el año 2015, el valor de gas atrapado será de 15,3 MMSCFD en promedio, flujo con el que se podría alimentar una central de generación a gas de alrededor de 56,7 MW. Esta generación a gas permitiría desplazar generación a crudo con un ahorro de aproximado de 39 millones de dólares para el Estado Ecuatoriano.

Los datos anuales de la proyección de producción de gas estima que para el año 2025, el flujo de gas atrapado sería de aproximadamente 6 MMSCFD. Este gas podría desplazar 21 MW, generando un ahorro aproximado 14,7 millones de dólares (beneficio evaluado a un precio de crudo de 50 US\$/bbl).

El objetivo de este artículo es presentar el estudio técnico y económico para determinar la tecnología óptima que permita recuperar y monetizar gas atrapado. A partir de la cual se determina, el flujo mínimo de gas requerido, a partir del cual se obtendría la rentabilidad mínima requerida por parte de Petroamazonas EP., para implementar un proyecto relacionado a centrales de generación eléctrica a gas en el Oriente Ecuatoriano.

## 2. COMPOSICIÓN DE GAS

Para el desarrollo del estudio, se tomó como referencia la información disponible del campo Pucuna en cuanto a composición de gas y pronóstico de producción.

Inicialmente se analizó la tendencia de la producción de gas asociado y la variación de su composición en el tiempo.

El gas de Pucuna presenta un contenido de dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) al rededor del 13% y una concentración de metano ( $\text{CH}_4$  aproximadamente 50%). Los estudios realizados por Petroamazonas EP muestran que la concentración de  $\text{CO}_2$  en el gas asociado es función de la proporción agua – petróleo (corte de agua) proveniente de los pozos productores. Además, se ha identificado que la concentración de  $\text{CO}_2$  en el gas se incrementa con el corte de agua, siguiendo una tendencia logarítmica; mientras que, la concentración de metano disminuye. Se ha corroborado experimentalmente que esta regresión arroja resultados confiables si se proyecta hasta cinco años, lo que aplicado al caso de Pucuna, permite obtener una concentración de 14,47% molar de  $\text{CO}_2$  al año 2018, Este rango de composiciones no representa la composición media de gas con la cual se cuenta en el oriente ecuatoriano, razón por la cual, con el fin de realizar un análisis conservativo se utiliza un contenido de  $\text{CO}_2$  equivalente al promedio de  $\text{CO}_2$  (25% molar) de los diferentes campos donde se cuenta con gas atrampado. De esta manera, se fijó dos escenarios de análisis de acuerdo a la composición del gas, actual (14,47 % molar de  $\text{CO}_2$ ) y futuro (25% molar de  $\text{CO}_2$ ).

En cuanto a la producción de gas, basándose en el pronóstico elaborado por el departamento de Yacimientos de Petroamazonas EP, se encontró que el flujo de gas producido en la estación Pucuna varía entre 0,750 MMSCFD (año 2014) y 0,150 MMSCFD (año 2024).

Finalmente, basándose en la composición del gas, se calculó el número de metano y su poder calorífico, tanto a condiciones actuales como futuras, determinándose que se cumple con los requerimientos que los motogeneradores exigen para un gas combustible.

## 3. SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS

Con la finalidad de identificar la tecnología más adecuada a ser implementada para la recuperación y monetización de gas asociado atrapado, se elaboró una matriz de selección basada en el proceso analítico jerárquico y en estándares internos de Petroamazonas, en la cual se consideraron las siguientes cuatro alternativas:

- **Instalación de un Gasoducto Convencional.**- Se construiría un gasoducto que conduzca el gas recuperado hacia centrales de generación existentes.
- **Generación en Sitio.**- Instalación de generadores a gas en cada uno de los puntos donde se recupera, para suministrar la energía necesaria para la operación de las instalaciones.

#### Instalación de Sistemas de Conversión Duales en Generadores Existentes a Diésel.

En boca de pozo, en ciertas locaciones, existen generadores que operan con diésel, en los cuales existe la factibilidad de instalar kits de conversión para utilizar una mezcla de gas asociado con diésel, como combustible (se desplaza un porcentaje estimado de 40% de diésel, de acuerdo a valores experimentales en campos de Petroamazonas EP.)

- **Gasoducto Virtual.**- El gas captado, mediante compresores, desde la línea a tea, sería introducido en contenedores móviles para ser transportado por remolque terrestre hacia las centrales de generación existentes, donde será utilizado como combustible.

Los parámetros de criterio utilizados para la puntuación de las alternativas se describen a continuación:

- **Uso de instalaciones existentes (UIE).**- Es necesario evitar duplicar instalaciones existentes (acondicionamiento de gas, centrales de generación).
- **Versatilidad (VQ).**- Los equipos pueden trasladarse hacia otras locaciones cuando disminuya el flujo de gas producido.
- **Centralización (Cent).**- Mantener la filosofía de centralización de la generación eléctrica para maximizar el factor de utilización.
- **Costo de implementación (Inv).**- Se estima que mediante la implementación de una alternativa cuyo capex sea bajo, se beneficiará el flujo de caja, obteniéndose indicadores de rendimiento más altos (análisis de costos Clase V).
- **Rapidez de implementación (Rap).**- Se necesita implementar los más rápidamente posible el proyecto para recuperación y monetización de gas atrapado, ya que, la energía contenida en el mismo está siendo desperdiciada a diario, mediante su quema en teas.

Con la finalidad de poder realizar la estimación de *capex*, se basa en un análisis de costos Clase V, para lo cual es necesario conocer las dimensiones de los equipos principales involucrados en cada proceso, para lo que se utiliza criterios de procesos de Petroamazonas OGE&EE y de normativa internacional. Se analizaron dos escenarios base: uno corresponde a un flujo de 0,150 MMSCFD y el otro a 0,750 MMSCFD. Para este análisis, se utilizaron los siguientes criterios generales:

- Caudal de gas: 0,150 y 0,750 MMSCFD
- Distancia entre la captación y la central de generación: 100 km más 20% para cubrir altimetría.
- Key Project Indicator (KPI) para costo de compresión: 2 920\$/hp.
- Costo de inversión en equipo mayor: 49% del total de la inversión, aplicado a equipos de tratamiento de gas instalados en el oriente ecuatoriano.

Para el gasoducto convencional se fijaron varios diámetros nominales de ducto, para cada uno de los cuales se determinó la presión requerida para el transporte y la potencia de compresión necesaria. En la Tabla 1 se muestra el procedimiento de cálculo del costo del gasoducto, para un diámetro nominal de dos pulgadas.

Tabla 1: Cálculo del costo de Tubería

DN, in	2
L, m	120 000
Costo de instalación, \$/in.m	20
Costo de material, \$/kg	2
Cédula	80
Diámetro externo, in	2,375
Espesor de pared, in	0,218
Diámetro interno, in	1,939
V, m <sup>3</sup>	114,37
Densidad acero, kg/m <sup>3</sup>	7 849
m acero, kg	897 679
Subtotal, \$	6 595 358,79
Factor seguridad	20%
Total, US \$	7 914 430,55

Al costo calculado en la Tabla 1 se debe sumar el costo del compresor requerido para elevar la presión hasta el valor requerido para el transporte, así como el costo de derecho de vía (aprox. 15 000 US\$/km). En la Tabla 2 se muestran los resultados definitivos del costo de esta alternativa.

Tabla 2: Costo de Gasoducto Convencional

Flujo (MMSCFD)	P (psig)	DN Ducto (in)	Potencia Compresor (HP)	Costo Inversión (US\$)
0,15	2 000	1	80	7 333 200,59
0,75	1 100	2	340	11 900 359,96

Para la alternativa de generación en sitio, se analizó la instalación de generadores de modelos precalificados por OGE&EE, para lo cual, se tomaron los parámetros que debe cumplir el gas a ser alimentado como combustible. De esta manera se determinó que el acondicionamiento requerido puede ser provisto por un compresor (80 psig / 110 °F).

Tabla 3: Capex Generación en Sitio

Flujo (MMSCFD)	P (psig)	DN Ducto (in)	Potencia Compresor (HP)	Costo Inversión (US\$)
0,15	2 000	1	80	7 333 200,59
0,75	1 100	2	340	11 900 359,96

El costo del sistema de conversión *bi-fuel* se calcula en base de información suministrada por diferentes proveedores de equipos. Este sistema requiere de mayor calidad de gas, por lo que es necesario instalar un sistema de tratamiento de gas.

Tabla 4: Capex Kit de Conversión

Ítem	Capacidad		Costo Unitario		Subtotal US \$
	Valor	Unidades	Valor	Unidades	
Compresor	29,1	hp	2 920	\$/hp	85 063,51
Sistema de Tratamiento	0,504	MMSCFD			469 335,62
Kit	3	Unidades	97 989,92		293 969,76
Adicionales	100%	Clase V			848 368,89
Inversión Total					1 696 737,79

El costo del sistema de tratamiento de gas se obtuvo aplicando la fórmula para escalamiento de costo de inversión:

$$I_1 = I_0 \left( \frac{C_1}{C_0} \right)^k \quad (1)$$

Donde  $I_1$  es la inversión a la capacidad requerida  $C_1$ ,  $I_0$  es el costo de inversión de referencia para la capacidad  $C_0$  y  $k$  es una constante que para la industria química se ajusta bien con un valor de 0.6.

Para estimar el costo de inversión requerido para la implementación de la alternativa gasoducto virtual, se obtuvo información de proveedores de equipos, obteniéndose los resultados mostrados en la Tabla 5.

Tabla 5: Capex Gasoducto Virtual

Ítem	0.15 MMSCFD		0.75 MMSCFD	
	Especificación	US\$	Especificación	US\$
Compresor	57 hp	1 65 281,64	280 hp	826 311,24
Contenedores	38 m <sup>3</sup>	943 312,5	38 m <sup>3</sup>	955 890,00
Cabezal de Transporte	2 Unidades	200 000,00	2 Unidades	200 000,00
Calentador Descompresión	65 kW	97 500,00	65 kW	97 500,00
Total Equipo Mayor (49%)		1 406 094,14		2 079 701,24
Inversión Total		2 869 579,88		4 244 288,24

Se ponderó los criterios entre sí, de acuerdo a la siguiente calificación:

- 10 = Mucho más importante
- 5 = Más importante
- 1 = Igual
- 1 / 5 = Menos importante
- 1 / 10 = Mucho menos importante

Por ejemplo; el uso de instalaciones existentes (UIE) es mucho menos importante que el criterio de versatilidad (VQ), por lo tanto la ponderación es (1/10) ó 0,2. Esto debido al alto grado de incertidumbre de producción de petróleo y gas, en los futuros 10 años.

De esta manera se evaluaron los pesos de los criterios de ponderación, y utilizando la misma metodología, se ponderó cada una de las opciones de tecnología de acuerdo a cada criterio.

Tabla 6: Cálculo del Factor de Ponderación de los Criterios de Selección

Factor de Ponderación de cada criterio	UIE	VT	CENT	INV	TIM	Suma	FP
Uso de Instalaciones Existentes (UIE)	5,00	0,20	1,00	5,00	0,20	6,40	0,16
Versatilidad (VT)	5,00	5,00	1,00	1,00	1,00	12,00	0,29
Favorece centralización (CENT)	1,00	0,20	5,00	1,00	0,20	2,40	0,06
Costo implementación (INV)	1,00	1,00	5,00	5,00	1,00	8,00	0,20
Rapidez de implementación (TIM)	5,00	1,00	5,00	1,00	5,00	12,00	0,29
						40,80	1,00

Tabla 7: Peso de las Opciones – Criterio Uso de las Instalaciones Existentes

Uso de Instalaciones Existentes (UIE)	GC	GIS	KC	GV	Suma	PO
Casoducto convencional (GC)	5,00	5,00	1,00	1,00	7	0,27
Generación <i>in-situ</i> (GIS)	0,10	5,00	5,00	0,10	5,2	0,20
Instalación de kit de conversión (KC)	1,00	5,00	5,00	1,00	7	0,27
Casoducto virtual (GV)	1,00	5,00	1,00	5,00	7	0,27
					26,2	1,00

Tabla 8: Peso de las Opciones – Criterio de Versatilidad

Versatilidad (VT)	GC	GIS	KC	GV	Suma	PO
Casoducto convencional (GC)	5,00	0,20	0,20	0,10	0,5	0,02
Generación <i>in-situ</i> (GIS)	5,00	5,00	1,00	0,10	6,1	0,19
Instalación de kit de conversión (KC)	5,00	1,00	5,00	0,20	6,2	0,19
Casoducto virtual (GV)	10,00	5,00	5,00	5,00	20	0,61
					32,8	1,00

Tabla 9: Peso de las Opciones – Criterio Centralización

Favorece centralización (CENT)	GC	GIS	KC	GV	Suma	PO
Casoducto convencional (GC)	5,00	10,00	10,00	1,00	21	0,47
Generación <i>in-situ</i> (GIS)	0,10	5,00	1,00	0,10	1,2	0,03
Instalación de kit de conversión (KC)	0,10	1,00	5,00	0,10	1,2	0,03
Casoducto virtual (GV)	1,00	10,00	10,00	5,00	21	0,47
					44,4	1,00

Tabla 10: Peso de las Opciones – Criterio Costo de Implementación

Costo implementación (INV)	GC	GIS	KC	GV	Suma	PO
Casoducto convencional (GC)	5,00	0,20	0,10	0,20	0,5	0,02
Generación <i>in-situ</i> (GIS)	5,00	5,00	0,20	5,00	10,2	0,33
Instalación de kit de conversión (KC)	10,00	5,00	5,00	0,20	15,2	0,49
Casoducto virtual (GV)	5,00	0,20	0,10	5,00	5,3	0,17
					31,2	1,00

Tabla 11: Peso de las Opciones – Criterio Rapidez de Implementación

Rapidez de implementación (TIM)	GC	GIS	KC	GV	Suma	PO
Casoducto convencional (GC)	5,00	0,20	0,10	0,10	0,4	0,01
Generación <i>in-situ</i> (GIS)	5,00	5,00	0,20	0,20	5,4	0,14
Instalación de kit de conversión (KC)	10,00	5,00	5,00	1,00	16	0,42
Casoducto virtual (GV)	10,00	5,00	1,00	5,00	16	0,42
					37,8	1,00

Tabla 12: Ponderación Total

	UIE	VT	CENT	INV	TIM	PO
FP→	0.16	0.29	0.06	0.20	0.29	
Gasoducto convencional (GC)	0.04	0.00	0.03	0.00	0.00	0.08
Generación <i>in-situ</i> (GIS)	0.03	0.05	0.00	0.06	0.04	0.19
Instalación de kit de conversión (KC)	0.04	0.06	0.00	0.10	0.12	0.32
Gasoducto virtual (GV)	0.04	0.18	0.03	0.03	0.12	0.41

En la ponderación final (Tabla 12) se observa que el mayor puntaje es obtenido por la alternativa “Gasoducto virtual” (41%), seguida de “Instalación de Kits de Conversión” (32%), por lo que se realizó un estudio técnico – económico con la finalidad de estimar el rendimiento de la implementación de cada una.

#### 4. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE GASODUCTO VIRTUAL

Para la monetización de gas atrapado mediante gasoducto virtual, se identifican las etapas: captación, transporte y recepción.

El proceso de captación consiste en la intervención de la línea que conduce el gas desde el sistema de separación primaria (bota del tanque de producción o Separador de producción) para su transporte hacia la succión del sistema de compresión.

El gas comprimido se introducirá en los contenedores móviles. En este punto se produce una despresurización del gas, desde alta presión, hasta aproximadamente 50 – 80 psig, que corresponde a la presión del recipiente vacío (esta presión es igual a la presión en el manifold donde se alimentará el gas combustible), por tanto, debe poner atención a la formación de hidratos, debido al enfriamiento provocado por el efecto Joule – Thompson. Una vez cargados los contenedores, serán transportados por vía terrestre remolcados por un camión, hacia la central de generación de destino.

La recepción del fluido transportado (gas y condensado) se realizará en el manifold de alimentación de gas combustible a los motogeneradores. En este punto también se debe analizar la formación de hidratos por la despresurización desde la presión de transporte hasta la presión del cabezal de alimentación de gas a las unidades de generación.

#### 5. ANÁLISIS TÉCNICO – ECONÓMICO GASODUCTO VIRTUAL

Una vez identificado que el gasoducto virtual constituye la mejor alternativa para monetizar el gas atrapado en el Oriente Ecuatoriano, se estudia en mayor detalle los requerimientos técnicos de la implementación de esta tecnología, con la finalidad de estimar el beneficio económico que se esperaría obtener. Adicionalmente, se analiza la viabilidad técnica – económica de la instalación del sistema *bi-fuel* en el campo Pucuna.

Se elaboró un análisis de sensibilidad cuyo objetivo principal fue encontrar el mínimo flujo de gas con el cual se obtiene beneficio económico de su recuperación y utilización como combustible para generación. Este análisis se realizó analizando la variación de la tasa interna de rentabilidad (TIR) y del valor actual neto (VAN) en función de las variables: presión de transporte, capacidad de los contenedores y flujo de gas producido. El análisis se realizó para el siguiente rango de las variables en estudio:

- Presión de transporte: 500 a 3 600 psig.
- Flujo de gas producido: 0,100 a 0,750 MMSCFD.
- Capacidad de contenedores: 35 a 1760 ft<sup>3</sup>.

Para evaluar el rendimiento económico del proyecto se elaboró un flujo de caja en una hoja de cálculo. Primero se calcula el *capex* en base de un análisis de costos Clase IV. Para ello es necesario dimensionar los equipos del proceso, lo cual se realiza con ayuda del simulador Hysys y de una hoja de cálculo dinámica en Excel.

La hoja de cálculo elaborada, devuelve el flujo de caja, la TIR y el VAN tomando como datos de entrada: volumen de contenedores, presión de transporte y flujo de gas. El cálculo se basa en encontrar la cantidad óptima de contenedores de determinado volumen (dato de entrada) para transportar todo el gas a la presión seleccionada. El número de contenedores se determina en base de la siguiente proposición: El tiempo que toma llenar un determinado número de contenedores, de un volumen dado, debe ser igual al tiempo que toma cada viaje (ida + retorno), sumado al tiempo que toma el vaciar el volumen, lo que se puede escribir de la siguiente manera:

$$n\theta_1 = 2\theta_v + \theta_2 \quad (2)$$



Dónde:

- $n$  es el número de camiones,
- $\theta_1$  es el tiempo de llenado de un camión,
- $\theta_2$  es el tiempo de vaciado de un camión y
- $\theta_v$  es el tiempo de viaje.

En este ítem debe entenderse que un camión lleva en cada viaje una cantidad de contenedores con una capacidad total igual al valor ingresado como dato. De la ecuación (2) se puede despejar el número requerido de camiones.

Otro valor importante a encontrarse es la cantidad de viajes diarios, que se debe realizar con el número de camiones ( $n$ ) calculado (para la presión y flujo dados), lo cual se realiza en base de una balance de masa básico, donde, la masa total de gas disponible a diario ( $lb/h \times 24 h$ ) se divide por la masa que se puede transportar en cada viaje de un camión (capacidad de cada camión, expresada en masa). Aquí interviene la densidad del gas, la cual es función de la presión y temperatura del gas. Esto se puede expresar de la siguiente manera:

$$\vartheta = 24\dot{m}/m \quad (3)$$

Donde:

- $\vartheta$  es el número de viajes a realizarse en un período de 24 horas,
- $\dot{m}$  es el flujo másico de gas y
- $m$  es la capacidad másica total de cada camión.

El costo total de inversión se calcula en base del monto de inversión en equipos mayores, a lo cual se adiciona los siguientes porcentajes, tomados de proyectos anteriormente desarrollados por OGE&EE:

- Ingeniería: 7%
- Bases y obras civiles: 5%
- Montaje electromecánico: 10%
- Transporte, logística, pre-comisionado, comisionado, puesta en marcha y seguros: 20%

En la Tabla 13 se muestra un ejemplo de cálculo del costo de inversión, donde se utiliza un un KPI de 2920 US\$/hp para el compresor, 566 US\$/ft<sup>3</sup> para los contenedores y 600 US\$/kW para los calentadores, costos unitarios tomados de cotizaciones de proveedores y de proyectos anteriores de OGE&EE.

Tabla 13: Ejemplo de Cálculo de Costo de Inversión

Ítem	Cantidad Requerida		Subtotal
	Valor	Unidades	
Compresor	248	hp	723 132,16
Contenedores	34	m <sup>3</sup>	680 384,13
Calentador	115 X 2	kW	137 520,00
Bomba Condensados	1	Unidad	25 000,00
<b>Total Equipo Mayor</b>			<b>1 566 036,29</b>
Ingeniería (7%)			109 622,54
Bases y Obras Civiles (5%)			78 301,81
Montaje electromecánico (10%)			156 603,63
Varios (20%)			313 207,26
<b>TOTAL</b>			<b>2 223 771,54</b>

Los costos operativos que se consideran son: costo de transporte, gastos administrativos, salario de personal operativo y costo de mantenimiento. Se asume que se requiere un administrador, quien percibe un salario anual de US\$ 40 000 (correspondiente a 2 500 US\$/mes + beneficios de ley). Un operador, quien recibiría un sueldo de US\$ 32 100 anual (2 000 US\$/mes + beneficios de ley). El costo anual de mantenimiento se estima igual a sistemas similares de compresión (8 130 US\$/año). Se rentará el servicio de transporte, sin provisión de combustible, por tanto, el costo de transporte se calcula de la manera indicada en la Tabla 14.

Tabla 14: Cálculo del Costo Anual de Transporte

Costo diesel, \$/gal	2,2
Tiempo de viaje, h=	2
Velocidad media, km/h	50
Rendimiento de combustible, km/gal=	8
Distancia recorrida diaria, km	569 491,99
Consumo diario diesel, gal	71,19
<b>Consumo anual diesel, gal</b>	<b>25 983,07</b>
Costo anual diesel, US \$	85 744,14
Renta de cabezales, \$/día	300
<b>Costo anual renta, US \$</b>	<b>219 251,29</b>
Costo anual transporte, US \$	304 995,43

Los ingresos corresponden al ahorro generado por sustitución de crudo para generación eléctrica, de esta manera, el ingreso es sensible a la variación del precio del crudo, por lo que se realizó la evaluación con los precios: 50, 75 y 100 US\$/bbl. El cálculo del precio de corte se muestra en la Tabla 15, donde, para un precio de crudo de 50 US\$/bbl, se obtiene un precio equivalente de 0,084 US\$/kWh

Tabla 15: Cálculo del Precio Equivalente de Generación Eléctrica con Crudo

LHV crudo, BTU/gal	135 000
Contenido energético (MMBTU/bbl crudo)	5,67
Eficiencia Generadores a Gas (BTU/kW h)	9 500
Precio Venta del Crudo (US \$/bbl)	50
Precio Equivalente (\$/kWh)	0,084

La cantidad de energía generada anualmente depende de: el poder calorífico del gas, el caudal de gas disponible y la eficiencia de los motogeneradores. El cálculo de la cantidad de energía generada anualmente se muestra en la Tabla 16.

Tabla 16: Cálculo de Energía generada Anualmente

Flujo de gas recuperado, (sft3/d)	637 000
LHV gas (BTU/s ft3)	1 239
Eficiencia Generadores a Gas (BTU/kW h)	9 500
Potencial de Generación (kW)	3 657
Horas anuales (h)	8 760
Energía Entregada Anualmente (kWh)	31 764 682

En la Tabla 16, se observa un flujo de gas de 0.673 MMSCFD, lo cual corresponde a la cantidad recuperada si existe un flujo de gas producido igual a 0,750 MMSCFD (eliminando pérdidas por condensación en separadores y gas consumido para operar el compresor). El potencial de generación es la máxima potencia que es posible instalar para convertir el flujo de gas recuperado en electricidad, con una eficiencia de 9 500 BTU/kWh (KPI de OGE&EE para motogeneradores a gas).

Con esta información se elaboraron flujos de caja para las presiones: 500, 1000, 1500, 1800, 2000, 3000, 3600 y 500 psig, tomándose en cada uno de ellos la capacidad de contenedores que maximice el valor presente neto, para un flujo de gas producido de 0,750 MMSCFD.

Tabla 17: Resultados de los Flujos de Caja

	500 psig	1000 psig
Inversión	\$5,469,226.11	\$3,118,759.13
Inv. en compresor	\$572,734.64	\$699,580.61
Inv. en contenedores	\$3,141,313.04	\$1,359,208.64
Ingresos anuales	\$2,511,339.86	\$2,540,598.22
Costo anual transporte (*)	\$455,745.95	\$300,661.24
Egreso anual total	\$535,975.95	\$380,891.24
# Tanqueros req.	3	2
Vol contenedores, ft3	2000	1200
Vol total, ft3	6000	2400
# viajes requeridos	10	5
TIR	33	68
VAN	\$5,335,541.16	\$8,802,420.38
	1500 psig	1800 psig
Inversión	\$2,187,746.85	\$2,094,601.69
Inv. en compresor	\$723,132.16	\$748,096.99
Inv. en contenedores	\$680,014.63	\$589,454.62
Ingresos anuales	\$2,661,062.40	\$2,625,930.89
Costo anual transporte (*)	\$304,876.36	\$301,177.13
Egreso anual total	\$385,106.36	\$381,407.13
# Tanqueros req.	2	2
Vol contenedores, ft3	600	520
Vol total, ft3	1200	1040
# viajes requeridos	6	5
TIR	102	106
VAN	\$10,902,962.70	\$10,084,998.17

	2000 psig	3000 psig
Inversión	\$2,052,983.21	\$2,182,760.25
Inv. en compresor	\$764,559.37	\$821,128.53
Inv. en contenedores	\$543,683.45	\$578,506.58
Ingresos anuales	\$2,604,241.13	\$2,517,452.99
Costo anual transporte (*)	\$303,054.98	\$286,016.23
Egreso anual total	\$383,284.98	\$366,246.23
# Tanqueros req.	2	2
Vol contenedores, ft3	480	510
Vol total, ft3	960	1020
# viajes requeridos	6	4
TIR	107	98
VAN	\$10,032,779.19	\$9,693,347.19

	3600 psig	5000 psig
Inversión	\$2,046,660.16	\$1,966,932.47
Inv. en compresor	\$863,791.48	\$828,554.38
Inv. en contenedores	\$439,998.49	\$419,089.33
Ingresos anuales	\$2,513,986.05	\$2,631,382.84
Costo anual transporte (*)	\$301,202.42	\$297,858.84
Egreso anual total	\$381,432.42	\$378,088.84
# Tanqueros req.	2	2
Vol contenedores, ft3	388	370
Vol total, ft3	777	740
# viajes requeridos	5	5
TIR	103	113
VAN	\$9,700,919.52	\$10,203,626.09

La Fig. 1 resume los resultados mostrados en la Tabla 17. De esta manera se observa más claramente que la presión óptima de transporte corresponde a 1 500 psig.

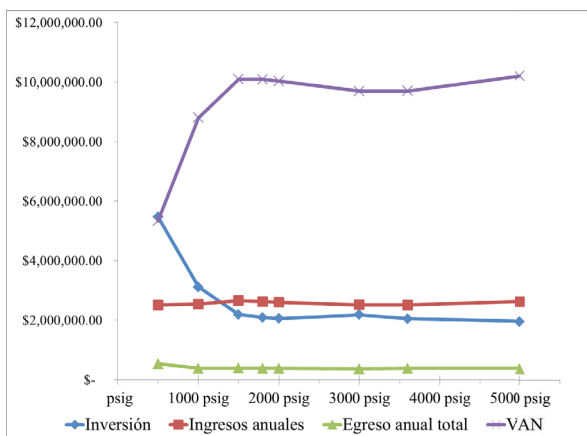


Figura 1: VAN, Ingresos y Egresos vs. Presión de Transporte

El mínimo flujo de gas requerido para obtener beneficio económico corresponde a 0,147 MMSCFD (constante en el tiempo), para un plazo de diez (10) años.

Esto representa que el sistema eléctrico producirá energía utilizando el gas atrapado, siendo rentable para el estado ecuatoriano a partir de flujos de gas de aproximadamente 0,150 MMSCFD, sin ningún tipo de subsidio.

## 6. ANÁLISIS TÉCNICO – ECONÓMICO SISTEMA BI-FUEL

Se analizó la viabilidad de instalar kits de conversión en la estación Pucuna, donde existen tres generadores a diésel de 1 MW cada uno.

En la Tabla 18 se muestra un balance de masa y energía considerando un desplazamiento de diésel por gas asociado del 40%.

Al ser el porcentaje de sustitución de diésel del 40%, la cantidad de gas requerida para suplir el diésel desplazado es de 0,244 MMSCFD, donde, si se toma por ejemplo, el pronóstico de producción de gas para el año 2015, se quemaría continuamente un flujo de 0,319 MMSCFD en la tea de la locación.

Tabla 18: Balance de Masa y Energía Kit de Conversión Pucuna

Parámetro	Unidades	Valor
Capacidad de generación	MW	3
LHV gas	BTU/sft3	1 239
LHV diésel	BTU/gal	130 000
Eficiencia generación diésel	BTU/kWh	10 500
Energía generada al año	kWh	26 280 000
Energía consumida como diésel al año	MMBTU	275 940
Volumen de diésel consumido al año	gal	122 615,39
% desplazamiento		40%
Energía requerida a gas al año	MMBTU	110 376
Energía requerida a diésel al año	MMBTU	165 564
Flujo de gas requerido	MSCFD	244
Flujo de diésel requerido	gal/mes	106 130,77

Tabla 19: Costo de Inversión Clase IV

Equipo	Capacidad	Subtotal, US \$
Compresor	60 hp	175 200,00
Sistema de tratamien	0,244 MMSCFD	302 021,53
Kit de conversión	3 Unidades	293 969,76
Incertidumbre	50% Clase IV	385 595,65
Inversión Total		1 156 786,94

Con esta información se elaboraron flujos de caja para dos situaciones, para un plazo de diez (10) años, con la finalidad de poder realizar la comparación con la alternativa gasoducto virtual bajo las mismas condiciones: la primera corresponde a la línea base, en la cual se evalúa a condiciones actuales, es decir, previo a la instalación del kit de conversión (situación inicial). La segunda situación corresponde a las condiciones futuras (posterior a la instalación del kit).

En el cálculo de la línea base se considera como ingresos la venta de energía eléctrica a una tarifa de 0,084 \$/kWh, igual al valor utilizado en la evaluación de la alternativa “gasoducto virtual”,

que corresponde al costo de oportunidad del crudo (desplazamiento de crudo como combustible), evaluado a un precio de 50 \$/bbl. Los egresos corresponden al consumo anual de diésel a un precio de 2,20 \$/gal, evaluado a un precio internacional, ya que el estado ecuatoriano es deficitario de diésel.

El cálculo correspondiente a la situación futura se realiza de manera similar, excepto que los egresos se calculan únicamente con el consumo de diésel una vez desplazado el porcentaje de gas utilizado.

Es decir que la condición de operación, del sistema bi-fuel, desplaza parcialmente el diésel, y disminuye el costo del subsidio en la parte del combustible.

Como resultado de los cálculos realizados se obtiene que, actualmente (línea base) la generación a diésel en Pucuna representa un gasto para el estado ecuatoriano del orden de 27 millones de dólares (VAN, US\$= - 27 300 118,24) en los próximos diez (10) años y mediante la instalación de sistemas de conversión (bi- fuel) se tendría un gasto para el estado ecuatoriano del orden de 13,8 millones de dólares (VAN, US\$ = - 13 792 221,48) durante el mismo período (de esta manera el subsidio que realizaría el estado ecuatoriano se reduce en aproximadamente 13 millones de dólares).

## 7. CONCLUSIONES

En base del análisis realizado en este artículo, se encontró que la *óptima alternativa* para recuperar y monetizar el gas asociado atrapado en el Oriente ecuatoriano es la implementación de un sistema de gasoducto virtual.

Para la alternativa de gasoducto virtual se observa que, a partir de una presión de 1500 psig, el valor presente neto (VPN) se mantiene prácticamente constante con el incremento de la presión de transporte.

El sistema de gasoducto virtual es aplicable en el campo Pucuna para un período de 8 años; a partir de ese tiempo, el flujo de gas, según el pronóstico de producción, decae a un nivel con el cual no es posible pagar los gastos operativos. En este período de tiempo, el proyecto genera aproximadamente un valor presente neto de US\$ 1 707 349 y una TIR de 52%, considerándose una tasa de actualización del 12%.



El punto de equilibrio para el flujo de gas producido, es decir, el flujo mínimo de gas que puede ser captado para no incurrir en pérdidas económicas es de 0,147 MMSCFD, sin ningún tipo de subsidio.

La instalación de sistemas *bi-fuel* en los generadores a diésel del campo Pucuna representa una disminución, en el subsidio por parte del Estado Ecuatoriano en combustible diésel para generación eléctrica, en el orden de US\$ 9 400 000.



**Alfonso Guerra Segura.**- Nació en Imbabura en 1983. Sus estudios superiores los realizó en la Universidad Central del Ecuador, donde recibió su título de Ingeniero Químico en el año 2011, desde cuando ha estado vinculado con el sector petrolero, en el área de ingeniería de procesos.

## AGRADECIMIENTOS

Al personal de Optimización de Generación Eléctrica de OGE&EE, de Petroamazonas.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] D. Erwin, “Industrial Chemical Process Design”, Professional Engineering, Mc Graw Hill, 2002.
- [2] Thomas & Dawe “Review of ways to transport natural gas energy from countries which do not the gas for domestic use”, Trinidad y Tobago, 2003.
- [3] S. Mokhatab et al., “Handbook of Natural Gas Transmission and Processing”, USA, 2006
- [4] A. Alawode & O. Omisakin, “Monetizing Natural Gas Reserves: Global Trend, Nigeria’s Achievements, and Future Possibilities”, The Pacific Journal of Science and Technology, Nigeria, 2011.
- [5] Pronósticos de producción de fluidos, Departamentos de Yacimientos, Petroamazonas EP, (Diciembre 2014).



**Christian Alvarado.**- Nació en Cuenca, Ecuador en 1984. Recibió su título de Ingeniero Químico de la Universidad Central del Ecuador en 2008; de Master en Procesos Industriales de la Universidad Central del

Ecuador en 2013. Actualmente se desempeña como Líder de Procesos del Proyecto Optimización Generación Eléctrica y Eficiencia Energética (OGE&EE) y, como profesor de Simulación de Procesos en la Facultad de Ingeniería Química en la Universidad Central del Ecuador. Sus campos de investigación están relacionados con el Desarrollo de Procesos de Optimización de Energía.