

Nodal Analysis to decide the optimal point of operation between oil production and LPG production to maximize the energy resource of the Petroleum Production Station, Aguarico

Análisis Nodal para determinar el punto óptimo de operación entre producción de petróleo y producción de GLP, maximizando el recurso energético de la Estación de producción de Petróleo, Aguarico

C.P. Gutiérrez¹J.S. Venegas²

¹*Petroamazonas EP, Jefatura de Soluciones Energéticas, Quito-Ecuador
E-mail: christian_gutierrez@petroamazonas.gob.ec*

²*Facultad de Ingeniería Química, Universidad Central del Ecuador, Quito-Ecuador
E-mail: j.vs96@icloud.com*

Abstract

The production of oil in Ecuador has involved for several years the burning of associated gas without it being delivered in its entirety to the entity responsible for transforming it into products such as LPG and natural gasoline. Consequently, there is an energy loss in the process that leads to an economic loss for the state. Therefore, this study presents the necessary methodology to simulate the optimal operating condition in the production separators of the Aguarico Process Central, which represents the maximum economic gain from the commercialization of oil and liquefied gas, optimizing the resource energetic. For the development of the study, the Aspen Hysys® and PIPESIM software are used, which together with the information provided by Petroamazonas EP, allow simulating the current field operating condition to subsequently perform a sensitivity analysis on the operating pressure of the separator and its effect on gas and oil flows. Although, as the operating pressure of the separator increases, the flow of oil and gas decreases, the study shows that there is a point that maximizes the monetary gain related to the commercialization of oil and liquefied gas, and even, it represents the limit of gas collection at the compressor inlet that directs the flow to the Shushufindi Industrial Complex (CIS). The modification of the current pressure set to a value of 29 psig would lead to an increase of \$ 11,936.26 associated with the commercialization of oil and LPG per day of operation. Similarly, the amount of associated gas that is sent to the torches is reduced, generating a lesser effect of combustion contamination.

Index terms— Process Simulation, Optimization, Optimal pressure, Oil, Liquefied Petroleum Gas.

Resumen

La producción de petróleo en el Ecuador ha involucrado durante varios años la quema de gas asociado sin que este sea entregado en su totalidad a la entidad responsable de transformarlo en productos como GLP y gasolina natural. En consecuencia, existe una pérdida energética en el proceso que conlleva a una pérdida económica para el estado. Por lo tanto, en este estudio se presenta la metodología necesaria para simular la condición de operación óptima en los separadores de producción de la Central de Procesos Aguarico, la misma que represente la máxima ganancia económica de comercialización de petróleo y gas licuado, optimizando el recurso energético. Para el desarrollo del estudio se emplea los softwares Aspen Hysys® y PIPESIM, que conjuntamente con la información proporcionada por Petroamazonas EP, permiten simular la condición actual de operación del campo para posteriormente realizar un análisis de sensibilidad sobre la presión de operación del separador y su efecto en los caudales de gas y petróleo. A pesar de que, a medida que se incrementa la presión de operación del separador, el flujo de petróleo y gas disminuyen, el estudio demuestra que existe un punto que maximiza la ganancia monetaria referida a la comercialización de petróleo y gas licuado, e inclusive, representa el límite de la captación de gas a la entrada del compresor que direcciona el flujo al Complejo Industrial Shushufindi (CIS). La modificación del set de presión actual a un valor de 29 psig, conllevaría a un incremento de \$ 11 936,26 asociado a la comercialización de petróleo y GLP por día de operación. Del mismo modo, se reduce la cantidad de gas asociado que se envía a las antorchas, generando un menor efecto de contaminación por combustión.

Palabras clave— Simulación de Procesos, Optimización recursos energéticos, Presión Óptima, Petróleo, Gas Licuado de Petróleo.

Recibido: 31-10-2019, Aprobado tras revisión: 20-01-2020

Forma sugerida de citación: Gutiérrez, C.; Venegas, J. (2020). "Análisis Nodal para determinar el punto óptimo de operación entre producción de petróleo y producción de GLP, maximizando el recurso energético de la Estación de producción de Petróleo, Aguarico". Revista Técnica "energía". No. 16, Issue II, Pp. 60-69

© 2020 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



1. INTRODUCCIÓN

Durante varios años se ha quemado el gas asociado al petróleo en el oriente ecuatoriano, esto en un análisis simple podría ser interpretado como un desperdicio energético y como una pérdida económica para el estado ecuatoriano.

El presente estudio se focaliza en la estación de producción de Petróleo, Aguarico, en esta estación se recibe, agua petróleo y gas de los diferentes pozos de producción, se separan los fluidos y se envía el gas para producción de GLP y el crudo se envía para exportación.

A pesar que el estado ecuatoriano, a través de sus empresas Petroamazonas EP y EP Petroecuador, cuentan con facilidades para captar el gas, no se logra captar la totalidad, y se continúa viendo en esta zona mecheros, donde se quema el gas asociado.

El esquema de trabajo definido, es que Petroamazonas EP produce petróleo y entrega el gas asociado a EP Petroecuador, con el fin que esta empresa convierta el gas asociado en GLP, Gasolina Natural y retorne el gas residual a Petroamazonas EP para que esta empresa lo utilice como combustible para generación de energía eléctrica en diferentes locaciones.

Una de las razones por las cuales no se logra captar el gas es debido a las limitaciones operativas, respecto a la presión del gas con la que Petroamazonas EP entrega el gas a EP Petroecuador.

Con la visión exclusivamente de Petroamazonas EP, focalizada en maximizar la producción de Petróleo, se definen condiciones de presión en la cual se maximice la producción de Petróleo, bajas presiones en los Separadores de producción.

En tanto que con la visión exclusivamente de EP Petroecuador, se requiere de altas presiones a la succión de los compresores que captan el gas con el fin de transportarlo y finalmente convertir el gas en GLP.

En este caso existe un diferente objetivo en cada una de las empresas, cada empresa intentando maximizar sus recursos energéticos y obtener los máximos réditos económicos.

Actualmente, la filosofía de operación del separador de producción en un campo petrolífero va de la mano con el beneficio monetario que se pueda obtener a partir de este. Es así que, es común encontrar que la gran mayoría de centrales de procesos de petróleo en Ecuador se encuentren operando a una presión inferior a la que se pudo establecer en las condiciones de diseño.

Esto se debe a que, cuando se compara los caudales de producción de fluido líquido frente al de fluido en fase gaseosa, la diferencia en volúmenes es extremadamente favorable a la producción de fluido en fase líquida cuando la presión en el separador es baja,

dejando de lado el interés en la fase gaseosa.

Bajo este criterio, el Banco Central del Ecuador registró un monto de 7853.41 millones de dólares por exportaciones nacionales de petróleo realizadas a Estados Unidos, Panamá, Perú, Chile y China; para el cuarto trimestre de 2018. [1]

Por el otro lado, la operación de una planta de gas demanda una mayor presión en el separador con la finalidad de que su captación de volumen gas sea mayor a la entrada a sus compresores para producción de gas licuado de petróleo, especialmente.

Es así que, de octubre a diciembre de 2018, Ecuador importó 2.92 millones de barriles de GLP, superando el valor de importación a la del año 2016. [1]

Esta situación a la que se encuentran sometidos trabajadores tanto de parte de la central de procesos, así como de la planta de gas, se la concibe como un dilema operacional a ser resuelto. Es así que, se busca determinar la presión óptima a la que debe operar el separador de producción de una central de procesos de petróleo teniendo en cuenta aspectos asociados a relaciones costo-beneficio, optimización de recursos energéticos, así como medio ambientales.

En base a lo expuesto, teniendo en cuenta la fluctuación del precio de gas licuado y gasolina natural en función del precio del petróleo. Para los dos primeros semestres del año en curso, con un precio aproximado de USD 53,47 por barril de petróleo, el punto óptimo de operación se encuentra a 29 psig. Además, esta presión se concibe incluso como la máxima presión para generar la carga total disponible del compresor en la estación.

El estudio consta de cuatro grandes bloques. En ellos se trata los fundamentos teóricos necesarios para sustentar la simulación de la Central de Procesos Aguarico. La técnica de evaluación basada en el uso de simuladores comerciales para ejecutar análisis: nodal, de sensibilidad y financiero (Metodología). Los cálculos matemáticos necesarios conjuntamente con los resultados obtenidos, y finalmente el análisis de los mismos.

2. ANÁLISIS NODAL

La optimización de la producción de pozos petrolíferos se logra a través de un procedimiento conocido como Análisis Nodal. Un análisis nodal, consiste en la determinación del flujo de fluido que se transporta en un sistema de tuberías conectadas a manera de red. En efecto, se debe de tener en cuenta todos los elementos que influyen sobre el cálculo de la cantidad de fluido producido, así como las condiciones de frontera a la cual se sujeta el análisis.

Al resolver los caudales del sistema, la posición de la solución se puede tomar en varios nodos (ubicaciones). [2]

2.1. Índice de Productividad

El índice de productividad es una medida usada comúnmente para determinar el desempeño de un pozo solo si el mismo se encuentra trabajando bajo condiciones de pseudo estado estacionario. [3]

$$J = \frac{Q_o}{P_r - P_{wf}} = \frac{Q_o}{\Delta p} \quad (1)$$

Donde:

Q_o : Caudal de fluido, *STBD*

P_{wf} : Presión de fondo fluyente, *psi*

P_r : Presión media del yacimiento, *psi*

J : Índice de productividad, *STBD/psi*

3. MODELACIÓN DEL FLUIDO

El modelo de flujo Black Oil se emplea en la simulación de procesos de transporte de fluidos y considera la existencia de tres fases distintas, como se lo describe en [4]. La cantidad de cada una de las fases se definen por las condiciones estándar del GOR y corte de agua.

Por otro lado, en caso de que la presión del fluido descienda a un valor inferior al punto de burbuja, la fase de fluido correspondiente a componentes hidrocarbúricos se dividirá en una fase líquida y vapor en equilibrio termodinámico. [5]

En [6] las propiedades comunes empleadas en el modelo Black Oil, se describen de la Tabla 1.

Tabla 1: Composiciones y propiedades típicas del fluido hidrocarbúrico en Black Oil

Propiedad	Black Oil
C_1 (% molar)	30
C_2-C_6 (%molar)	35
C_{7+} (%molar)	35
GOR (SCF/STB)	<2000
$[m_3/m_3]$	<360
Densidad API	30-45
Gravedad Específica del Aceite	0,88-0,8

3.1. Correlación en condición de burbuja

Para el cálculo del GOR se empleará el modelo Lasater, descrita en [5].

$$R_s(P, T) = C \cdot 132755 \cdot \left(\frac{Y_G}{1 - Y_G} \right) \left(\frac{\gamma_o}{MW_o} \right) \quad (2)$$

Donde:

$$Y_G = 0,087 + 0,3791 \cdot \ln \left(\frac{P \cdot \gamma_G}{T + 460} + 0,76907 \right) \quad (3)$$

Con:

$R_s(P, T)$: Relación Gas-Petróleo, *SCF/STB*

C : Constante de Calibración

γ_o : Gravedad Específica del petróleo

MW_o : Peso molecular del petróleo, *g/gmol*

T : Temperatura, $^{\circ}F$

P : Presión absoluta, *psia*

3.2. Correlación Live Oil

Se tomará en cuenta el modelo de De Ghetto [5], que establece una diferenciación de modelos en función de la densidad API. Por lo que:

Para petróleos en el rango de $22,3 < API < 31,1$:

$$\mu_{ob} = 0,0132 + 0,9821F - 0,005215F^2 \quad (4)$$

Donde:

$$F = A \cdot \mu_{od}^{0,3855+0,5664B} \quad (5)$$

$$A = 0,2038 + 0,8591 \cdot (10^{-0,000845 \cdot R_s}) \quad (6)$$

$$B = 10^{-0,00081 \cdot R_s} \quad (7)$$

Para petróleos en el rango de $API > 31,1$:

$$\mu_{ob} = A \cdot \mu_{od}^B \quad (8)$$

Donde:

$$A = 25,1921 \cdot (R_s + 100)^{-0,6487} \quad (9)$$

$$B = 2,7516 \cdot (R_s + 150)^{-0,2135} \quad (10)$$

3.3. Correlación Dead Oil

A condiciones estándar o condición de saturación (P_s), $GOR = 0$, el fluido recibe el nombre de Dead Oil, Es decir, la muestra de petróleo se encontrará en equilibrio líquido-vapor con su fase gaseosa o en su punto de saturación. [5]

Los valores de viscosidad para Dead Oil, serán tomados de las muestras de petróleo obtenidos por los laboratorios del Centro de Investigaciones Geológicas de Quito (CIGQ) y Schlumberger.

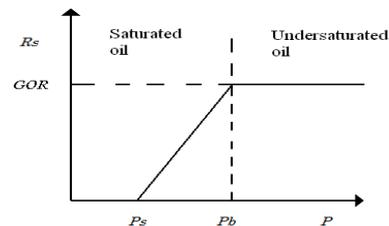


Figura 1: Variación del GOR en función de la presión

3.4. Correlación para viscosidad del fluido en condiciones de insaturación

Se toma el modelo de Vasquez y Beggs:

$$\mu_{ou} = \mu_{ob} \left(\frac{P}{P_b} \right)^A \tag{11}$$

Donde:

$$A = 2,6 \cdot P^{1,187} \cdot \exp(-8,98 \times 10^{-5}P - 11,513) \tag{12}$$

3.5. Correlación para el factor de compresibilidad

El factor de compresibilidad se calculará en base al modelo de Standing. Este método no es válido para presiones reducidas menores a 0,92.

3.6. Corte de agua crítico de inversión de fase (Cut-off)

Generalmente, en los sistemas Petróleo/Agua, el petróleo se presenta como la fase continua a bajos cortes de agua. A medida que el corte de agua aumenta, la cantidad de fase continua irá disminuyendo hasta que se produzca una inversión de fases. El corte de agua al cual se produce la inversión de fase continua a dispersa se conoce como Corte de agua crítico de inversión de fase, también conocido como Cut-off. [7]

3.7. Modelo de Emulsión

En el caso en que el Cut-Off sea menor a su contenido de agua y sedimento (BSW), la viscosidad de la mezcla se ajustará a la fase continua, el agua.

Por otro lado, si el contenido de agua y sedimento (BSW) de fluido sea inferior al Cut-Off, se ajustará la viscosidad de la mezcla por el modelo de Woelflin, desarrollado en [8].

4. METODOLOGÍA

La Fig. 2, representa el esquema general de resolución y cálculo del análisis nodal del campo Aguarico, empelando el software PIPESIM de Schlumberger.

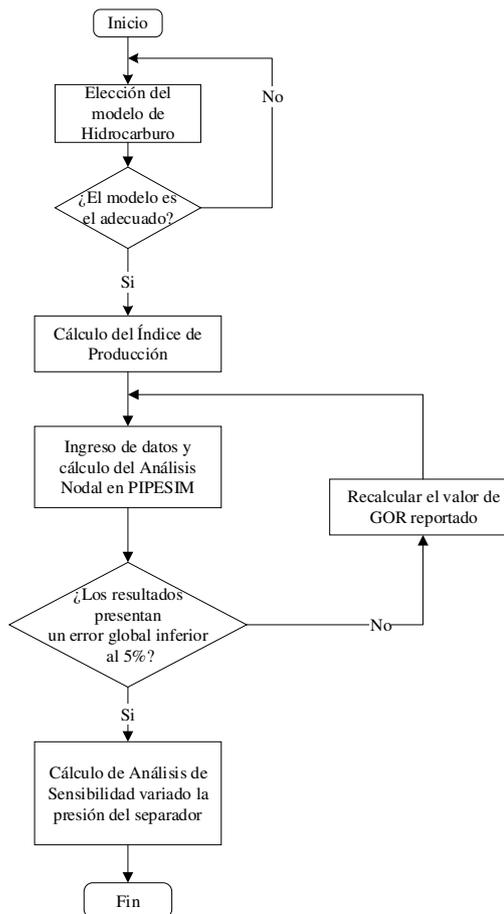


Figura 2: Esquema de cálculo empleando PIPESIM

La Fig. 3, contiene la metodología a seguir para determinar el caudal de gas entregado a Gerencia de Refinación, posterior al paso del compresor y remoción de condensados.

Una vez que se determine el flujo de gas entregado a Gerencia de Refinación y por ende al Complejo Industrial Shushufindi (CIS), se tomará en cuenta el balance de masa de la planta de gas para establecer relaciones especificadas asociadas a la producción de GLP y GN.

Posteriormente, establecidos los caudales de producción diaria de productos GLP, GN y petróleo, se procederá a evaluar las ganancias obtenidas a medidas que se incremente la presión de operación del separador.

Es importante especificar que, los precios de los productos en estudio serán tomados en función del reporte mensual de Gerencia de Comercialización Nacional de EP Petroecuador.

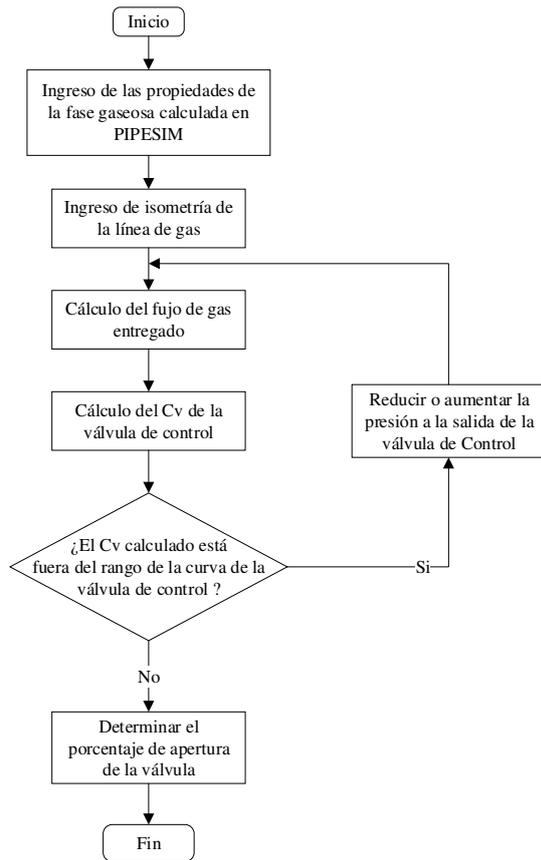


Figura 3: Esquema de cálculo empleando Aspen Hysys®

5. RESULTADOS DEL CASO DE ESTUDIO

5.1. Resultados del análisis nodal

Habiendo ajustado el modelo de simulación de la estación de producción, Aguarico a las condiciones reales de operación a un error global de 2.45%, se aceptan los caudales de flujo arrojados por PIPESIM, ver Tabla 2.

Tabla 2: Resultados de la simulación en la condición actual de operación en el separador

Condición	Valor
Presión, <i>psig</i>	23.00
Temperatura, °F	144.02
Flujo total de fluido, <i>STBD</i>	40336.48
Flujo de petróleo, <i>STBD</i>	8326.77
Flujo de Agua, <i>STBD</i>	32009.71
Flujo de Gas, <i>MMSCFD</i>	3.9634

La Fig. 4, representa el esquema de medición del flujo de gas de la estación de procesos para el ajuste de esta corriente en el simulador. El flujo de gas proveniente del separador se acopla con la sumatoria del valor de gas entregado a Gerencia de Refinación, medido por la Agencia de Regulación y Control

Hidrocarbúrrifero [9] (Consumo PIN) y del valor medido en la línea alta del separador, posición (1).

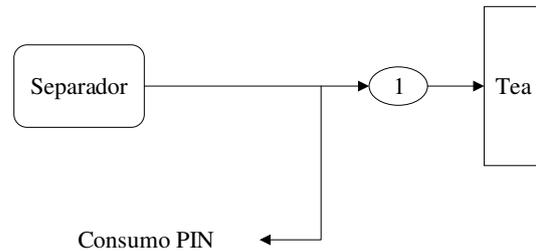


Figura 4: Esquema de medición ejecutado

Posteriormente, se elige como variable de análisis a la presión del separador de la estación, para obtener la tendencia de producción de fluido en función de esta variable.

Es así que, como resultado del aumento de contrapresión en el separador, la curva hidráulica global del sistema se desplazará hacia la izquierda. En efecto, se requerirá mayor energía para trasportar el fluido. No obstante, el caudal se verá obligado a disminuir. Este comportamiento se describe en la Fig. 5.

En [9], se concibe que la relación típica entra carga y el flujo de fluido sigue el modelo:

$$\frac{(Q_2)^2}{(Q_1)^2} = \frac{H_2}{H_1} \quad (13)$$

Donde:

Q_2 : Flujo en condiciones actuales

H_2 : Carga en condiciones actuales

Q_1 : Flujo en condición en diseño

H_1 : Carga en condiciones de diseño

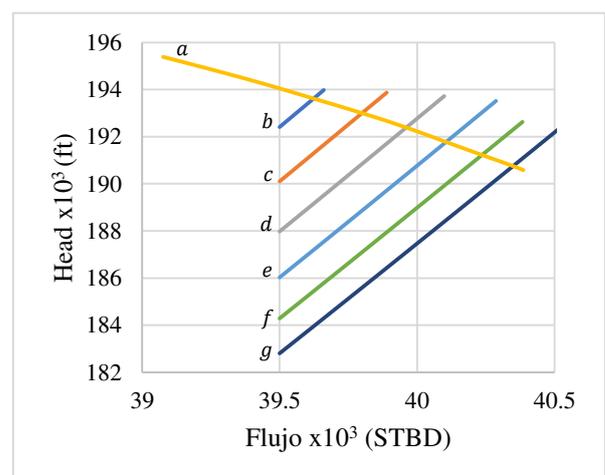


Figura 5: Curva del sistema hidráulico

En la Fig. 5, las curvas del sistema se construyen variando la presión del separador, es así que se cuenta con curvas a: b) $P_{sep}=120\text{psig}$, c) $P_{sep}=100\text{psig}$, d) $P_{sep}=80\text{psig}$, e) $P_{sep}=60\text{psig}$, f) $P_{sep}=40\text{psig}$, g)

$P_{sep}=20$ psig, y la curva de la bomba equivalente del sistema hidráulico a).

Además, la Fig. 6 evidencia la disminución del flujo de petróleo a medida que se eleva la presión de operación del separador. Es así que, se observa que a una presión de 35 *psig*, existe una pérdida considerable de flujo e inicia un declive más evidente a mayor presión.

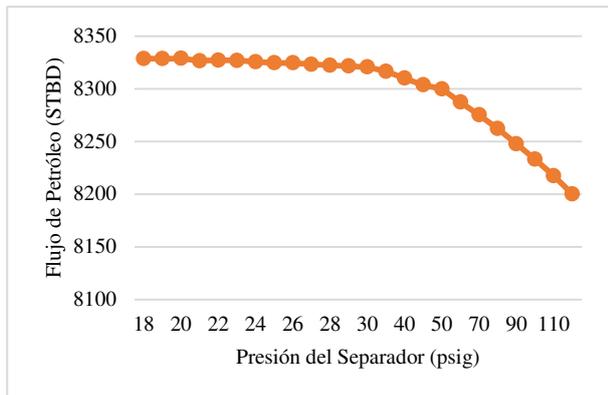


Figura 6: Flujo de petróleo en función de la presión del separador

De manera semejante, la tendencia del gas producido es similar a la del flujo de petróleo, ver Fig. 7. Sin embargo, su variación es menor en términos de volumen. Pues en el rango de evaluación de 18 *psig* a 110 *psig*, existe una disminución de 0,0659 MMSCFD.

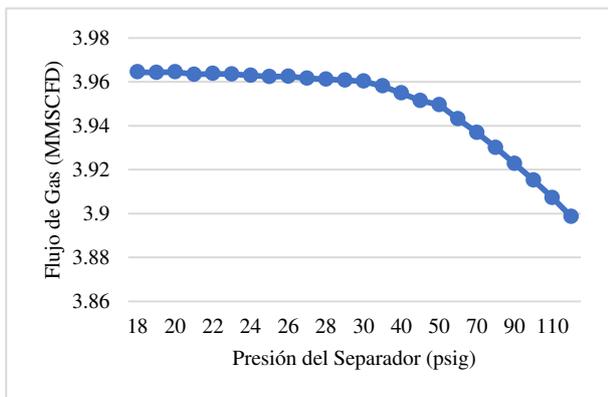


Figura 7: Flujo de gas en función de la presión del separador

5.2. Resultados de la simulación de la línea de gas

La Tabla 3, contiene información asociada a las especificaciones técnicas del compresor recíprocante instalado en el campo.

Tabla 3: Información general del compresor instalado en la Central de procesos Aguarico

Fabricante	Ajax
Modelo	DPC-2802
Número de Etapas	2
Número de cilindros por etapa	1
Tipo de cilindro	Doble Efecto
Velocidad, RPM	440
Carga disponible, BHP	407.1
Presión de descarga, psig	450

Con dicha información, y la cromatografía del gas producido, se construye la curva del compresor por medio del software Aspen Hysys®.

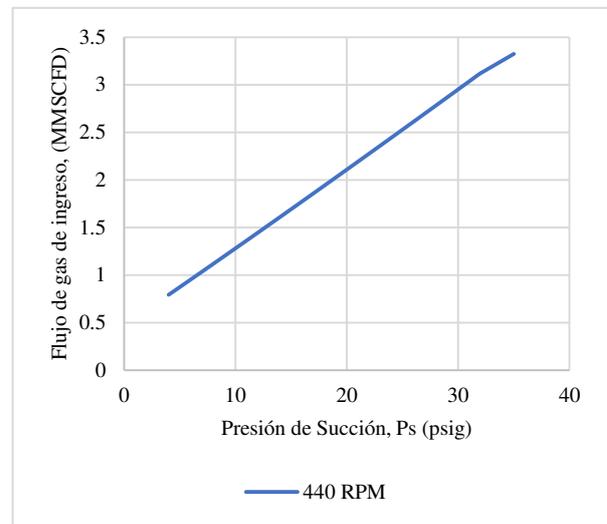


Figura 8: Curva de capacidad del compresor Ajax DPC-2802 doble etapa.

De la Fig. 8, se puede evidenciar que, a una mayor presión de succión del gas, la capacidad aumenta de manera lineal.

Al realizar el esquema de simulación de la línea de gas, se describe completamente la tendencia del volumen de gas a medida que se eleva la presión del separador. De la Fig. 9, se puede destacar que el flujo de gas aumenta linealmente hasta un valor de 2.5 MMSCFD, el cual corresponde a su vez, a la carga máxima disponible.

Adicionalmente, de la Fig. 9, se concluye que, a una presión del separador de 29 *psig*, se encuentra el límite de captación de volumen de gas en la central de procesos.

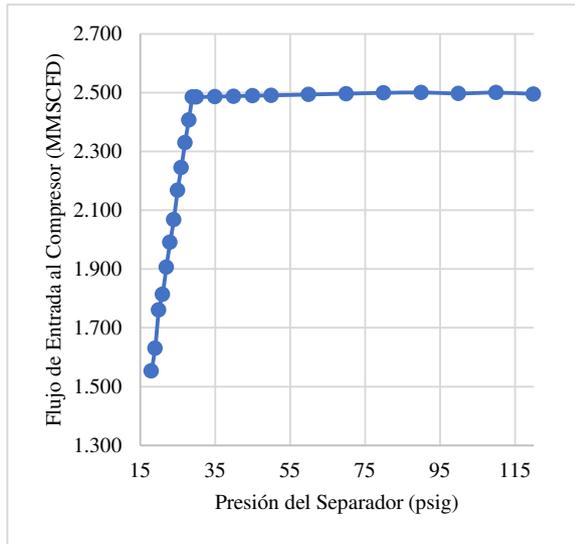


Figura 9: Captación del gas al compresor en función de la presión del separador

Por otro lado, cabe destacar que el flujo de gas a través del compresor se reducirá por efecto de la remoción de condensados. La Fig. 10, muestra el comportamiento del flujo de gas a la salida del compresor.

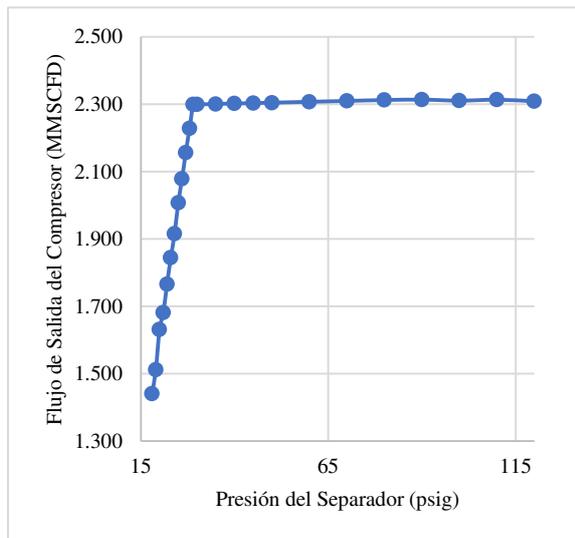


Figura 10: Flujo a la salida del compresor en función de la presión del separador

En la Fig. 11, se contrasta el flujo de petróleo y gas producido en el separador a medida que se incrementa la presión del mismo. De la misma se puede evidenciar que a medida que se incrementa la presión de operación del separador, la producción de petróleo disminuye, mientras que la producción de gas aumenta.

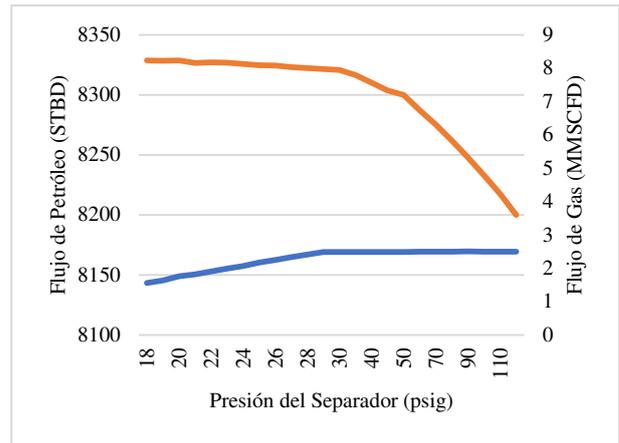


Figura 11: Captación de gas y petróleo en función de la presión del separador

A partir de la información que maneja el Complejo Industrial Shushufindi (CIS) asociada al balance de masa de la planta de gas, se obtiene el flujo de GLP, gasolina natural y gas residual; correspondientes al flujo de gas entregado a la salida del compresor de la Estación Aguarico.

La Fig. 12, representa la tendencia de producción gas licuado y gasolina natural en función de la presión del separador.

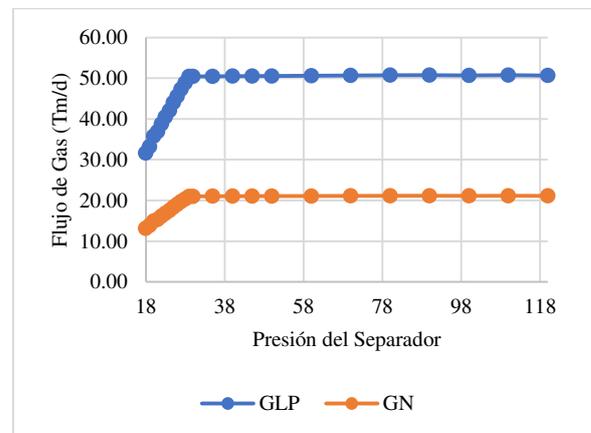


Figura 12: Pronóstico de producción de GLP y GN en el CIS en función de la presión del separador

5.3. Resultados a nivel energético

A partir del poder calórico correspondiente a cada una de las corrientes producidas, la Fig. 13 muestra la tendencia de disminución de energía asociada a la quema de gas en la antorcha como resultado del aprovechamiento del gas para transformación a GLP, gasolina natural y gas residual, cuando se eleva la presión del separador.

Es decir, al aumentar la presión del separador, se aumentará el flujo direccionado al Consumo PIN de la Fig. 4 (Gas Aprovechado), reduciendo el volumen de gas que se dirige a la antorcha. Esto implica una reducción en las emisiones de gas de combustión, además de un ahorro de energía que se utilizará para la producción de GLP y gasolina natural.

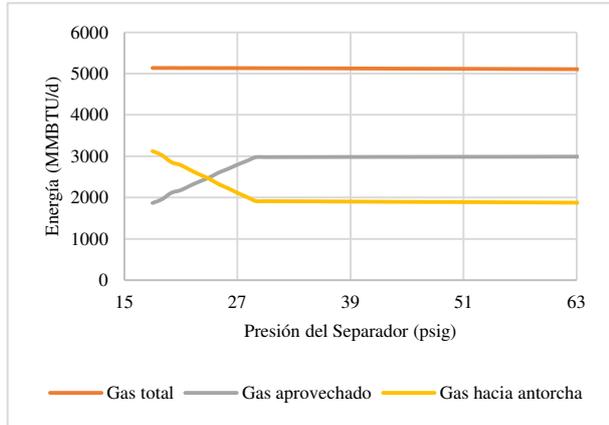


Figura 13: Variación de la energía asociada al gas en función de la presión del separador

De la misma manera, a una presión de 29 *psig* se disminuye la brecha entre la energía aprovechada, correspondiente a la producción de petróleo, GLP y gasolina natural, frente a la energía total disponible del sistema.

Es así que se optimizaría 558,54 MMBTU/d respecto a la condición actual de operación (23 *psig*), al trabajar a una condición de 29 *psig* en el separador. Ver Fig. 14.

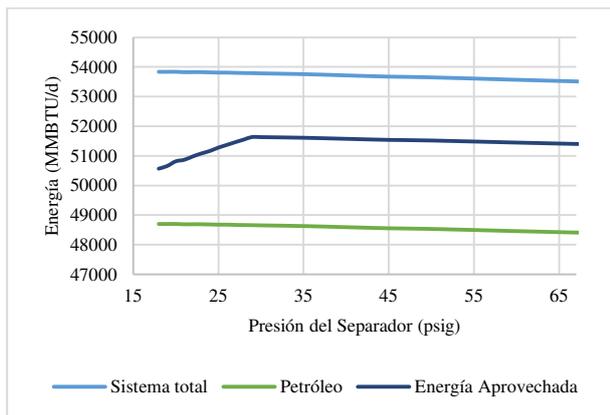


Figura 14: Variación de energía en función de la presión del separador

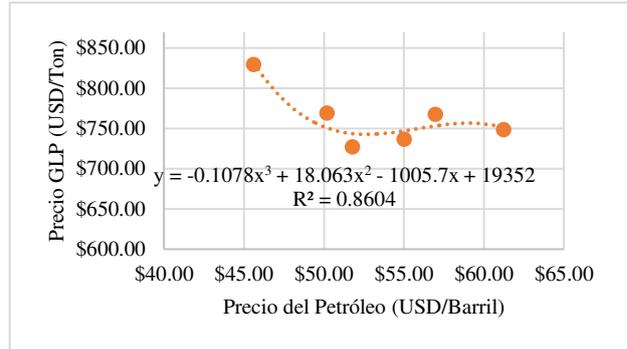


Figura 15: Fluctuación de precio del GLP en función del precio por barril de petróleo

5.4. Resultados del análisis económico

Para los dos primeros trimestres del año 2019, en base a los datos presentados por el Banco Central del

Ecuador [1] y EP Petroecuador [14], se establece una relación del precio de GLP y Gasolina Natural en función del precio de petróleo. Ver figuras 15 y 16.

A diferencia del precio del gas licuado de petróleo, la gasolina natural, mantiene un precio sin severas fluctuaciones en referencia al precio del barril de petróleo. Por lo tanto, el ente que influirá notablemente el monto de ganancias totales será la producción de GLP.

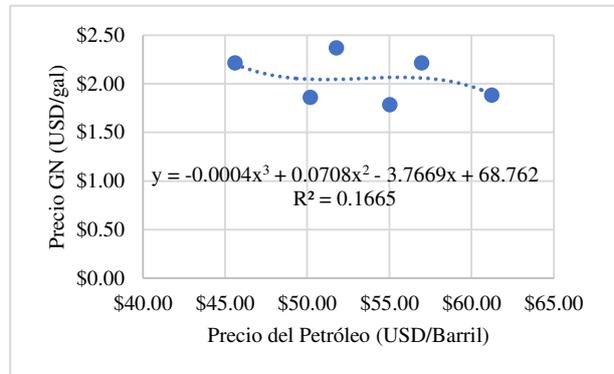


Figura 16: Fluctuación del precio del GN en función del precio por barril de petróleo

En base a los planteamientos propuestos, y al evaluar las diferentes posibilidades y escenarios económicos; se encuentra que, a pesar de las fluctuaciones del precio de GLP en los tres primeros trimestres de 2019, la ganancia conjunta referida a la venta de petróleo, GLP y GN será siempre mayor cuando se entrega toda la cantidad disponible de gas a Gerencia de Refinación para producción de derivados. Ver Figs. 17 y 18.

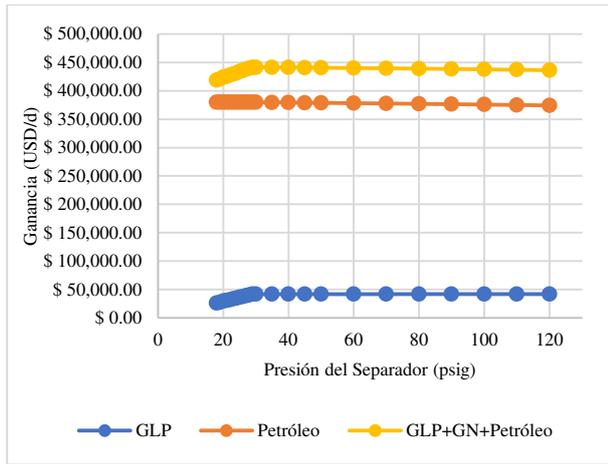


Figura 17: Resultados de ganancia monetaria por venta de productos en función de la presión del separador a enero de 2019

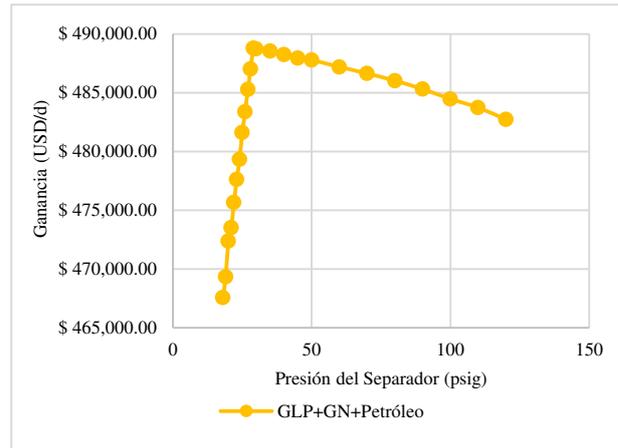


Figura 19: Resultados de ganancia monetaria por venta de productos en función de la presión del separador a junio de 2019

Para cada una de los escenarios, a una presión del separador de 29 psig se obtiene la máxima ganancia monetaria referida a venta de petróleo, GL y GN.

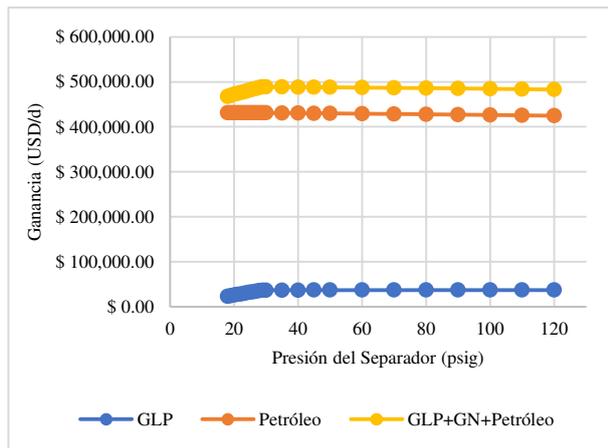


Figura 18: Ganancia monetaria referida a venta de productos en función de la presión del separador a junio de 2019

Al considerar únicamente la producción de productos en el intervalo de 18 psig a 29 psig, es posible describir la operación de la Estación de Producción Aguarico mediante una función lineal, ya que su coeficiente de correlación es de 0,9982.

La Fig. 20, se encuentra construida al precio de venta de productos a junio de 2019. Sin embargo, al considerar cualquier escenario de precios durante los dos primeros trimestres de 2019, el comportamiento será idéntico, presentando como punto máximo de ganancias al escenario de 29 psig de presión de operación en el separador.

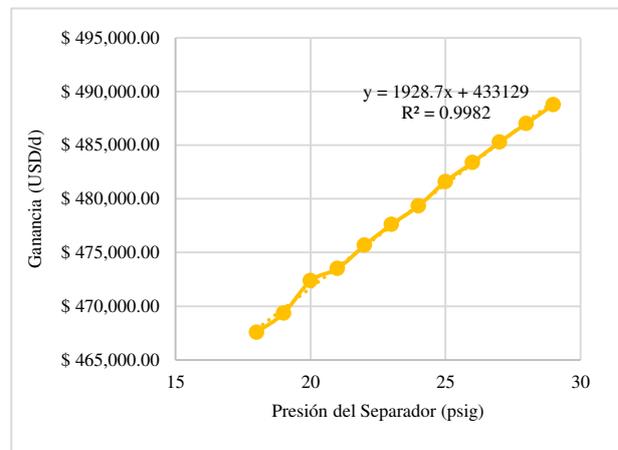


Figura 20: Tendencia de resultados de ganancia monetaria por venta de productos en función de la presión del separador a junio de 2019 de 18 a 29 psig

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En el rango de operación de 18 a 29 psig, por cada psig de presión que se incremente, se obtendría un aumento de aproximado de USD 1 928,70 por día. Ver Fig. 20.

Al operar el separador de la Central de Procesos Aguarico a una presión de 29 psig se obtendrá la máxima cantidad de ganancias debido a la venta de petróleo y GLP. Este monto a condiciones actuales de comercialización de dichos productos sería alrededor de \$441 306,23 por día de operación, superando en \$11 936,26 respecto a la condición actual de operación.

El límite máximo de captación de gas para producción de GLP está dado por la carga del compresor instalado. Es así que el límite máximo de producción de GLP correspondiente al gas producido en la Central de Procesos de Aguarico es de 50,44

toneladas métricas por día con una presión de succión de 24,26 *psig*, al operar a 29 *psig*.

Al incrementar la presión del separador a 29 *psig*, el flujo volumétrico de gas direccionado a la antorcha se reducirá en un 22,12% respecto a la operación actual (23 *psig*). Por lo tanto, se evidencia una reducción del índice de emisión de gases contaminantes a la atmósfera como producto de combustión, así como el incremento del 1,09% de energía aprovechada respecto a la operación actual diaria de la Central de Procesos Aguatico, en transformación de GLP, gasolina natural y gas residual.

De esto modo, se recomienda que la presión del separador de la Central de Procesos Aguatico, gerenciada por Petroamazonas EP, se cambie a un valor de 29 *psig* que involucra la máxima ganancia en venta de producto líquido y derivado gaseoso, maximizando de esta manera los recursos energéticos del estado ecuatoriano.

Además, para optimizar la producción de GLP en el Ecuador se sugiere que se aplique la metodología desarrollada en este estudio a los demás campos de producción y fijar un nuevo set de presión en el separador.

7. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Banco Central del Ecuador, «Reporte del Sector Petrolero IV Trimestre de 2018». 2018.
- [2] K. E. Brown, The Technology of Artificial Lift Methods. PPC Books, 1984.
- [3] T. Ahmed, Reservoir Engineering, Fifth Edition. Boston: Gulf Professional Publishing, 2016.
- [4] T. Ahmed, Equations of State and PVT Analysis, Second Edition. Boston: Gulf Professional Publishing, 2016.
- [5] Schlumberger, PIPESIM Steady-State Multiphase Flow Simulator. Schlumberger, 2017
- [6] W. C. Lyons, G. J. Plisga, y M. D. Lorenz, Eds., Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering, Third Edition. Boston: Gulf Professional Publishing, 2016.
- [7] J. R. Fanchi, Principles of Applied Reservoir Simulation, Fourth Edition. Gulf Professional Publishing, 2018.
- [8] W. Woelflin, “The Viscosity Of Crude-Oil Emulsions,” presented at the Drilling and Production Practice, 1942.
- [9] D. Green W. y R. Perry H., Perry’s Chemical Engineers Handbook, Eighth edition. McGraw-Hill.

- [10] ARCH, “Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero – Ecuador,” 2016. [Online]. Available: <https://www.controlhidrocarburos.gob.ec/>. [Access ed: 14-Oct-2019].
- [11] Schlumberger, “Oilfield Glossary en Español - Schlumberger Oilfield Glossary,” 2019. [Online]. Available: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es.aspx>. [Accessed: 14-Oct-2019].
- [12] D. Langevin, S. Poteau, I. Hénaut, and J. F. Argillier, “Crude Oil Emulsion Properties and Their Application to Heavy Oil Transportation, Oil & Gas Science and Technology - Rev. IFP, 59, no. 5, pp. 511–521, Sep. 2004, doi: 10.2516/ogst:2004036.
- [13] Gas Processors Suppliers Association, GPSA Engineering Data Book, Twelfth Edition. GSAP, 2004.
- [14] EP Petroecuador, “EP Petroecuador Gerencia de Comercialización Nacional-Precios de venta a nivel de terminal para las comercializadoras calificadas y autorizadas a nivel Nacional.” 2019- 2018.



Christian Gutiérrez 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 Coordinador General de Ingeniería en el Departamento de Soluciones Energéticas, de Petroamazonas EP., 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.



Joseph Venegas Chacón. Nació en Quito, Ecuador en 1996. Realizó sus estudios en la Universidad Central del Ecuador, logrando el reconocimiento a mejor estudiante en el período 2016-2018. Actualmente, es egresado de la Facultad de Ingeniería Química.