

Aprovechamiento de líquidos de gas natural. Estrategias rentables en plataformas del Golfo de México

Alberto Lory Mendoza

Gabriel Díaz Boffelli

José Ramírez Ramírez

McDermott

Resumen

Actualmente el mercado de petróleo y gas enfrenta un reto en el uso eficiente de los recursos naturales bajo estándares de seguridad y con el mínimo impacto ambiental. Con esta premisa, es necesario aplicar nuevas tecnologías para mejorar los procesos de producción de los nuevos yacimientos en el Golfo de México.

En el presente documento se analizan variables de proceso para el diseño de una plataforma de producción ubicada en el Golfo de México, específicamente para el manejo de los líquidos asociados al gas natural.

Generalmente, el gas producido y separado en una plataforma de producción se utiliza como gas combustible, para reinyección al yacimiento, o es enviado a las plantas de procesamiento, por lo que requiere comprimirse, por lo que los compuestos más pesados del gas natural se condensan, formando los líquidos de gas natural (LGN). Estos líquidos se vaporizan en los tanques de almacenamiento y se envían al quemador; ocasionalmente son manejados en la unidad de recuperación de vapores (VRU), o se ventean a la atmósfera, comprometiendo el cumplimiento de las regulaciones ambientales mexicanas y adicionalmente se desperdicia una fuente de energía valiosa.

Los componentes más pesados del gas suelen condensar en el gasoducto de transmisión en consecuencia, se incrementa la caída de presión exigiendo además una mayor frecuencia de operación de los diablos en la limpieza de tuberías para evitar el arrastre de líquidos a la entrada de las plantas de tratamiento y distribución de gas.

El análisis considera los siguientes casos: 1. Representa el diseño original donde se mezclan los LGN provenientes de las etapas de compresión y del acondicionamiento del gas combustible junto con el gas y el caso 2, el cual consiste en mezclar los LGN de las etapas de compresión en la etapa de separación de presión intermedia.

Los resultados indican que la estrategia seleccionada para el caso 2 incrementa la producción de aceite y mejora su gravedad API, sin embargo, los requisitos de potencia y energía son más altos comparados con el caso 1. Adicionalmente, se mejora la calidad del gas que se transportará, reduciéndose la caída de presión en el gasoducto; por lo tanto, se requiere una frecuencia más baja en las operaciones de diablos disminuyendo los costos de operación y mantenimiento. Como complemento a la evaluación técnica, se desarrolló una evaluación económica preliminar considerando CAPEX, OPEX, ROI, valor presente neto y eficiencia de inversión, demostrando que el caso 2 es una solución rentable que permite la optimización en la explotación de los recursos naturales bajo estándares de seguridad y con el mínimo impacto ambiental, brindando mayores beneficios para el operador.

Palabras clave: Golfo de México, plataformas de producción, LGN, gas de ventas, requisitos de potencia y energía, caída de presión, casos de estudio, impacto ambiental. CAPEX, OPEX, ROI.

Use of natural gas liquids. Profitable strategies on platforms in the Gulf of Mexico

Abstract

The current trend of the oil and gas market is focused on the efficient use of natural resources, observing safety standards, and causing the minimum environmental impact.

Under this premise, it is necessary comply with these standards to become a leader for future installations at the Gulf of Mexico.

The proposal for this paper is to discuss technical aspects of the process design used for a facility located at the Gulf of Mexico. Specifically, the challenges associated with the handling and disposal of NGLs.

Commonly, the produced gas is separated in a production platform and can be used as fuel gas, reinjected to the reservoir, or sent to be processed. While the gas is compressed, the natural gas heavier compounds are condensed due to the intrinsic hydrocarbon's nature, forming NGLs; this is vaporized at the storage tanks, and then sent either to the flare or back to the VRU, and rarely vented to atmosphere, consequently this practice avoid complying the Mexican regulations as well as wasting energy.

The heavier gas components would condense into the pipeline, and consequently, the pressure drop would increase, demanding an increase of pigging operation's frequency to avoid the liquids carryover at the gas treating facilities.

The analysis considers two cases study: Case 1- consists of the original design where the NGLs from the compression stage and gas conditioning are mixed with the sales gas. Then, the case 2, consists of mixing the NGLs in the intermediate pressure separation stage.

The results indicate that the strategy selected for Case 2 produces a higher increase in oil production and further improves its API gravity, however the power and duty requirements are higher compared to case 1. Additionally, the export gas quality is improved, and the pressure drop in sales gas pipeline is reduced; therefore, lower frequency on pigging operations is required reducing the maintenance and operational costs.

As a compliment of the technical study, a preliminary economic assessment is developed considering CAPEX, OPEX, ROI, Net present value, and investment efficiency. Based on this assessment, Case 2 is found to be the most profitable solution which allows an optimization of the natural resource's exploitation, complying the safety standards, reducing the environmental footprint, and providing higher benefits for the operator.

Keywords: Gulf of Mexico, offshore production facilities, NGLs, sales gas, power demand, pressure drop, case study, environmental footprint, CAPEX, OPEX, ROI.

Introducción

El presente estudio se centra en una evaluación Pre-FEED que consta de una plataforma con instalaciones de producción, perforación, servicios y habitacional, ubicada en el Golfo de México y dimensionada para manejar un promedio de 35 MMSCFD de gas, 60 MBPD de aceite, y 75 MBPD de agua congénita. El objetivo para la definición de la infraestructura

requerida en la explotación de un campo petrolero se centra en obtener el máximo volumen de hidrocarburos con los requisitos mínimos de compresión y bombeo, aprovechando al máximo la energía del yacimiento.

Los beneficios y la metodología a seguir en la estrategia de recuperación de LGN se desarrolla de acuerdo con el escenario de producción y la instalación originalmente

diseñada. Donde se identifican las limitaciones del diseño original junto con el caso 2 propuesto. Asimismo, se evalúan los aspectos técnicos como el incremento de la producción de aceite, la reducción de la caída de presión en la tubería de gas de ventas, las variaciones de la demanda de energía de bombas y compresores, para luego complementarlo con una evaluación económica. De esta forma se determina la factibilidad técnico-económica de los casos de estudio para aprovechar los LGN e incrementar los ingresos en las instalaciones costa afuera.

Escenario de producción

El estudio se centra en un yacimiento costa afuera ubicado en el Golfo de México, cuyo aceite presenta características de bajo contenido de azufre, una gravedad API de 29 ° y un GOR de ≈500 SCF /BBL. El campo tiene una vida de producción esperada de 20 años, de acuerdo con el escenario de producción descrito a continuación en la **Tabla 1** y la **Figura 1**.

La **Tabla 2** muestra el análisis PVT detallando la distribución de los pseudocomponentes para el yacimiento estudiado, el cual fue proporcionado por el operador a partir de los análisis de laboratorio realizados al fluido del yacimiento.

Etapas de Producción	Duración (años)	Aceite (BPD)	Agua congénita (BPD)	Gas asociado (MMSCFD)
Arranque	2	43,586	2,000	7.5
Pico	1	65,128	5,000	40
Vida temprana	6	56,426	10,000	30
Vida media	8	22,153	35,000	17.5
Vida avanzada	3	11,947	75,000	5

Tabla 1. Escenarios de producción.

Compuestos	Composición (%mol)	Peso molecular (g/mol)	Densidad (g/cm ³)
C ₁ -C ₆	70.13	32.33	0.274
C ₇ +	6.78	244.14	0.894
C ₁₀ +	1.02	289.98	0.921
C ₁₂ +	3.04	324.38	0.937
C ₂₀ +	3.98	461.52	1.003
C ₃₀ +	15.05	613.53	1.096

Tabla 2. Análisis PVT del yacimiento estudiado.

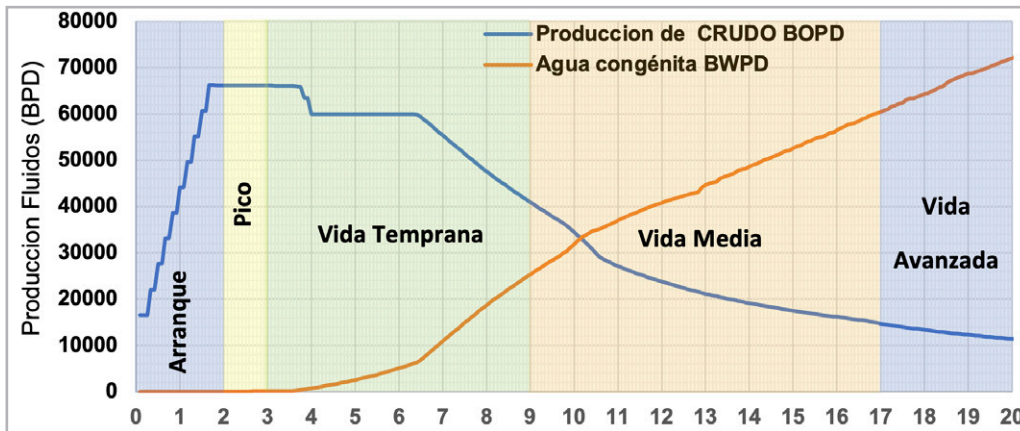


Figura 1. Perfiles de producción

Descripción del diseño de la instalación

Para el diseño original del proceso de producción de la plataforma, los fluidos provenientes del pozo de producción (la mezcla de gas/aceite/agua) se envían a un múltiple de producción, el cual está conformado por tres cabezales de producción para manejar las diferentes etapas de presión que luego son llevadas a las diferentes etapas de las baterías de separación. La plataforma de producción está conformada por tres etapas de separación; la primera a alta presión (1,325 psig), la segunda a media presión (450 psig) y la tercera a baja presión (150 psig). El gas del separador de alta presión se canaliza a una unidad de deshidratación y se acondiciona antes de su venta.

La corriente de líquido y vapor remanente proveniente del separador de alta presión se envía al separador de presión intermedia y en cascada al separador de baja presión con la finalidad de estabilizar la fase líquida.

El gas producido en los separadores de intermedia y de baja presión se envía a un sistema de compresión para combinarlo con el gas de alta presión previamente separado, antes de ingresar a la unidad de deshidratación. El LGN, definido como aquellos hidrocarburos líquidos del gas natural, incluyendo

etano, propano, butano (GPSA, 2016), se envían desde el depurador de la segunda etapa de compresión, para su posterior mezclado con el gas comprimido. Dicha mezcla se estabiliza en un separador de tres fases para separar los líquidos condensados y eliminar las trazas de agua. El gas se envía a una columna de deshidratación con Trietilenglicol (TEG), tal como se indica en la **Figura 2**.

Después del proceso de deshidratación, el gas se acondiciona para cumplir con las especificaciones de venta, luego se mezcla con dos corrientes de LGN, la primera proveniente del acondicionamiento de gas y la segunda de la unidad de separación de tres fases previa a la unidad de deshidratación TEG, que se muestra en la **Figura 2**.

El gas de ventas se envía a través de una tubería de ventas para su procesamiento posterior en las instalaciones en tierra. El agua congénita producida en el sistema de separación se envía a un sistema de tratamiento de aguas para acondicionarla de acuerdo con las regulaciones mexicanas e internacionales antes de su disposición al mar.

La corriente de aceite producida en el separador de baja presión se envía a un banco de intercambiadores de calor antes de ingresar al sistema de deshidratación electrostática.

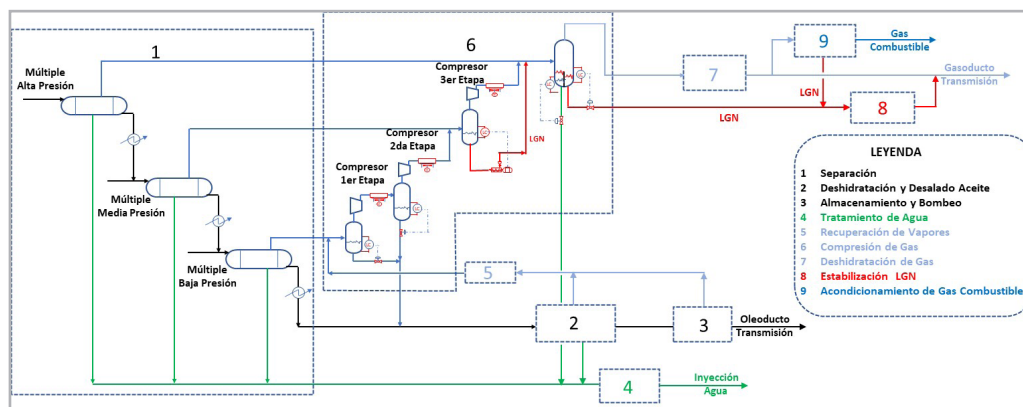


Figura 2. Descripción del esquema de manejo del gas para el caso 1.

Descripción del problema

Las instalaciones de producción costa afuera presentan varias limitaciones, principalmente por el espacio reducido para procesar y manejar los líquidos, formados durante las etapas de compresión debido a la naturaleza del hidrocarburo, conocidos como Líquidos del Gas Natural (LGN). Estos se ventean comúnmente al quemador para incinerarse con otros gases, desperdiciando su valor energético; o se mezclan con el gas de ventas, donde la mezcla líquido-vapor se envía a través del gasoducto de transmisión, por lo que los compuestos pesados se condensan bajo esta condición de operación; como resultado se observará un incremento de la caída de presión en dicha tubería.

En consecuencia, la tubería de ventas requiere una mayor frecuencia en las operaciones de corrida de diablos; que induce un desplazamiento considerable del volumen de líquido y a su vez exige la presencia de equipos para capturar dichos flujos de líquidos. El equipo de slug catcher colocado en tierra se usa comúnmente para manejar este escenario.

El presente estudio utiliza una composición de gas seco rico en propano (C_3), butano (C_4) y pentano (C_5) (también llamado GPM C_{3+}) (GPSA, 2016); que al comprimirse, se obtiene un mayor volumen de LGN, lo que causa los problemas operativos descritos anteriormente. Para resolver estos

problemas operativos generados por la presencia de líquidos condensados, se analiza el caso 2 para aprovechar los líquidos condensados LGN en las instalaciones costa afuera, que aumenta la producción y mejora la gravedad API del aceite producido.

Análisis

El gas proveniente de las etapas de compresión se mezcla con la corriente de líquidos condensados de gas natural obtenidos en el depurador de etapa de compresión a baja presión. Esta mezcla líquido vapor se estabiliza en un separador flash donde se obtiene el gas para alimentar a la unidad de deshidratación con trietilenglicol, la corriente de líquidos de gas natural y el agua separada que se envía a la planta de tratamiento de aguas congénitas.

En la **Figura 3** se indica la composición del gas estabilizado luego del separador de tres fases para los diferentes escenarios de producción. De esta Figura 3 se puede observar que la composición del gas se concentra principalmente en los compuestos C_1 , C_2 , C_3 y $n-C_4$. Mientras que la **Figura 4** muestra la composición de los líquidos de gas natural estabilizados, los cuales también presentan una distribución de los componentes, similar a la observada en el gas.

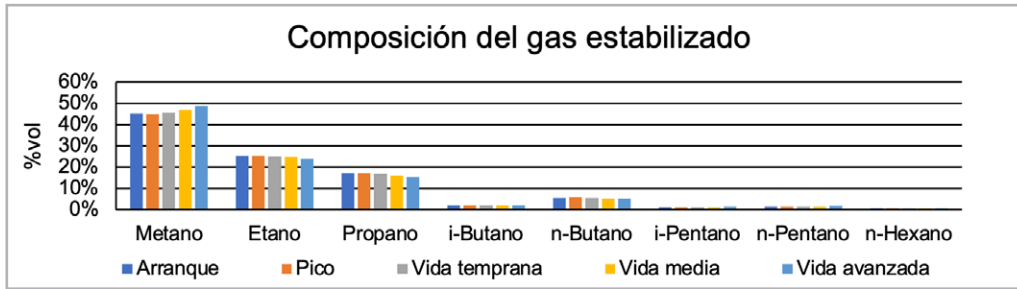


Figura 3. Composición del gas estabilizado a la unidad de deshidratación.

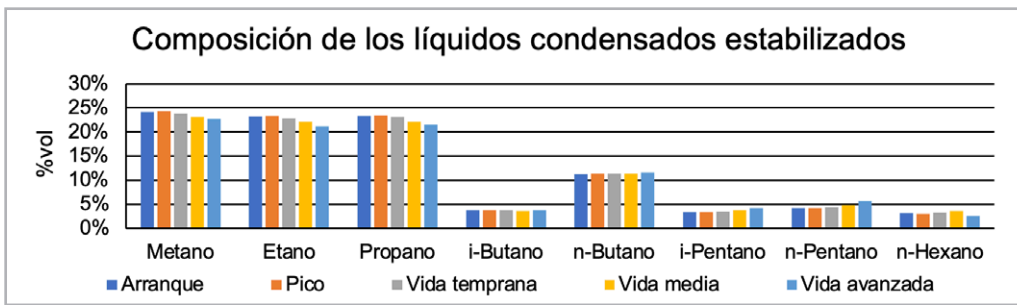


Figura 4. Composición de los líquidos condensados estabilizados.

Con el simulador de procesos HYSYS versión 10, se evalúan ambos casos de estudio (tanto el diseño original del caso 1 como el caso 2) para determinar la factibilidad técnico-económica en una instalación costa afuera. El caso 2 maneja la misma filosofía de operación del caso 1 con la modificación del retorno de los LGN desde el depurador de la segunda etapa de compresión a la etapa de separación de presión

intermedia (450 psig) para aumentar la producción de aceite, mejorar su gravedad API y disminuir la cantidad de líquidos del gas de ventas. Para este caso, se espera un aumento de la demanda de energía debido a una mayor carga de gas a los compresores, su diagrama se muestra en la Figura 5. (GPSA, 2016)

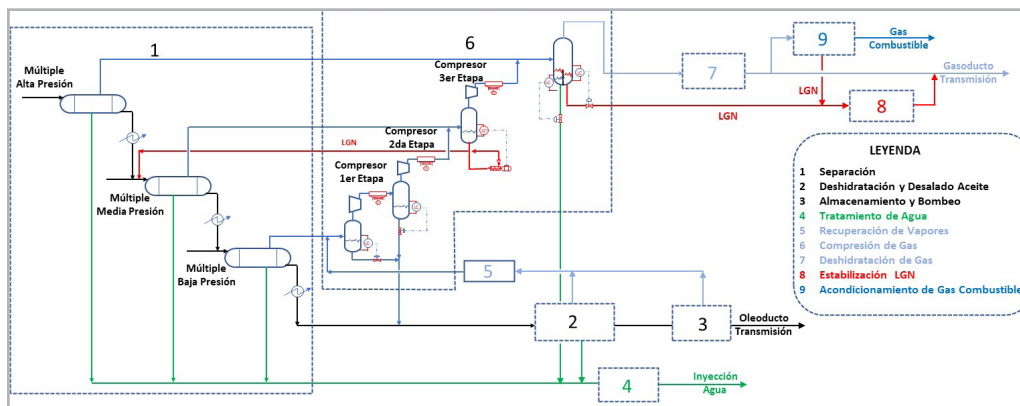


Figura 5. Esquema del proceso para el caso 2.

Hay que destacar que en el presente estudio no se incluye una tubería independiente para la exportación de los LGN, además el agua presente se elimina antes de enviar la mezcla de gas y LGN a la tubería de ventas.

Por otra parte, se desarrolla una evaluación económica para determinar la viabilidad del estudio. Suponiendo que al aumentar la producción se generan ganancias adicionales al caso 1, se estima el CAPEX, OPEX, ROI, valor presente neto y eficiencia de inversión. Se considera un precio constante del aceite durante la vida útil de la producción, y se evalúan tres escenarios de precios: 40, 50 y 65 USD/BBL (<https://oilprice.com/>). Para el flujo de caja, se consideran 35 USD/BBL para OPEX y una tasa de descuento del 15%.

Resultados

Los resultados de la evaluación técnica se centran en la recuperación de los LGN, las mejoras en el aceite producido,

la caída de presión en la tubería de ventas, la potencia de compresión y demanda de energía. Una descripción detallada se presenta a continuación:

- **Incremento en la producción y mejora en la calidad del aceite producido**

En la tabla 3 se presentan los resultados de la producción de aceite para ambos casos de estudio evaluados. Durante la vida del yacimiento la producción de aceite es mayor en el caso 2, observando un incremento promedio de 600 BPD comparado con el caso 1. Este comportamiento se debe principalmente a la afinidad de los LGN cuando se mezclan con el aceite en una etapa de separación de presión intermedia (Gas conditioning and Processing, 1998). Igualmente, se obtiene una mejor calidad para el aceite producido, aumentando su gravedad API en un rango de 0.5° a 1.3°(dependiendo de la etapa de producción del yacimiento).

Etapa producción	Caso 1	Caso 2	
	Producción de aceite (BPD)	Producción de aceite (BPD)	Recuperación de aceite (BPD)
Arranque	43,586	43,790	204
Pico	65,128	66,189	1,061
Vida temprana	56,426	57,146	720
Vida media	22,153	22,815	662
Vida avanzada	11,947	12,326	379

Tabla 3. Rendimiento del aceite recuperado a partir del aprovechamiento de LGN. Caída de presión

A pesar de que los LGN se eliminan y se incorporan al aceite, se genera una cierta cantidad de líquidos en la tubería de ventas debido a que la presión de operación manejada induce la condensación de los compuestos que conforman la mezcla de gas de venta.

La **Tabla 4**, muestra una reducción en el volumen de hidrocarburos líquidos presentes en el gas de ventas para el caso 2, la cual en promedio representa una disminución de 41% en comparación con el caso 1.

La mezcla líquido-vapor enviada a través de la tubería de ventas se condensará parcialmente bajo esta condición

operativa (temperaturas más bajas en el fondo marino y presiones más altas para la especificación de gas de ventas), como resultado, se observará un aumento de la caída de presión. Para el caso 2, esta caída de presión disminuye en un promedio de 45% en comparación con el caso 1, **Figura 6**.

En la vida avanzada del yacimiento, se observa que toda la corriente de la tubería de ventas se encuentra en fase líquida. Es importante resaltar, que la caída de presión en esta etapa es menor que la carga hidrostática generada por la diferencia de alturas entre la plataforma y las instalaciones de recepción ubicadas en tierra.

Etapa Producción	Caso 1			Caso 2		
	Líquidos en el gas de ventas (BPD)	Fracción líquida en el gas de ventas (v/v)	Caída de presión (psig)	Líquidos en el gas de ventas (BPD)	Fracción líquida en el gas de ventas (v/v)	Caída de presión (psig)
Arranque	1,834	0.55	16.1	1,229	0.17	8
Pico	7,494	0.32	108	2,639	0.00	45
Vida temprana	6,529	0.38	60.5	4,483	0.25	49
Vida media	4,843	0.62	29	3,876	0.54	19
Vida avanzada	1,367	1.00	0	743	1.00	0

Tabla 4. Caída de presión en la tubería de ventas.

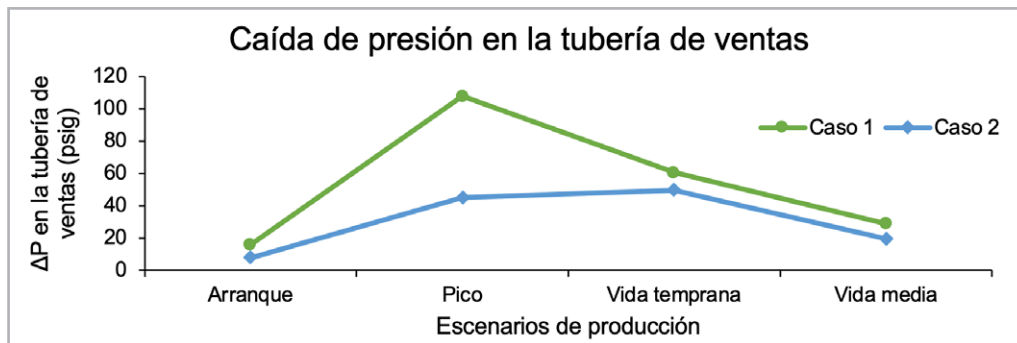


Figura 6. Comportamiento de la caída de presión en la tubería de ventas.

• **Demanda de potencia**

La demanda de potencia consiste en la suma de las demandas de los compresores y bombas presentes en la plataforma para procesar aceite y gas. Una vez cuantificada la demanda total de potencia para el caso 1, se determinó la demanda total para el caso 2 siendo ésta más alta, con

un incremento promedio del 10%. Este incremento se debe a un mayor flujo de gas alimentado a los compresores que aumentan su capacidad y a una mayor producción de aceite que incrementa la demanda de las bombas presentes en las instalaciones, principalmente las bombas de exportación de aceite.

Etapa producción	Demanda total de potencia (hp)	
	Caso 1	Caso 2
Arranque	1,392	1,635
Pico	7,218	9,072
Vida temprana	7,239	7,685
Vida media	7,397	7,692
Vida avanzada	7,658	7,689

Tabla 5. Comparación de las demandas totales de potencia.

La **Figura 7** muestra una mayor demanda de potencia para el escenario *pico* y es debido a que se manejan las tasas de flujo más altas. El resto de los escenarios mantienen un rango similar para la demanda de potencia.

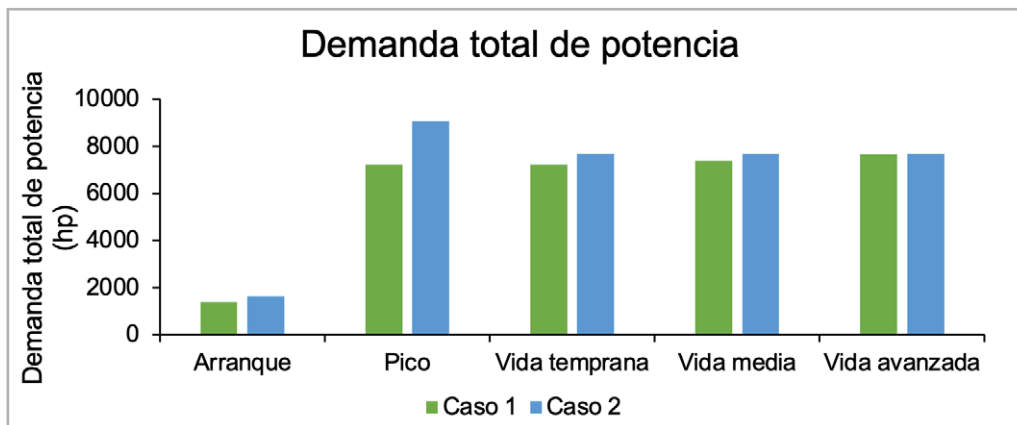


Figure 7. Demanda total de potencia para los casos estudiados.

• **Demanda de energía**

La demanda de energía se obtiene principalmente de los intercambiadores de calor, así como los enfriadores para acondicionar el aceite y el gas en la instalación. Los calentadores se utilizan para acondicionar el aceite antes

del separador de tres fases de baja presión. Mientras que los enfriadores se utilizan principalmente para enfriar el gas comprimido en diferentes etapas de compresión. Dado el incremento de la carga a los compresores, la demanda total de energía del caso 2 aumenta en comparación con el caso 1.

Etapa Producción	Demanda total de energía (MMBTU/h)	
	Caso 1	Caso 2
Arranque	14.05	17.78
Pico	70.73	104.90
Vida temprana	74.83	79.92
Vida media	89.29	96.55
Vida avanzada	119.81	129.58

Tabla 6. Comparación de la demanda total de energía.

Además, la **Figura 8** muestra que la demanda de energía aumenta gradualmente hacia el final de la vida del yacimiento. En este escenario de vida avanzada, el corte de agua presente en el aceite es el mayor de todos los

escenarios y toda la producción se envía a un separador de baja presión; en consecuencia, al calentar una mayor cantidad de agua demanda un incremento del consumo total de energía. (Oilfield Processig, 1995)

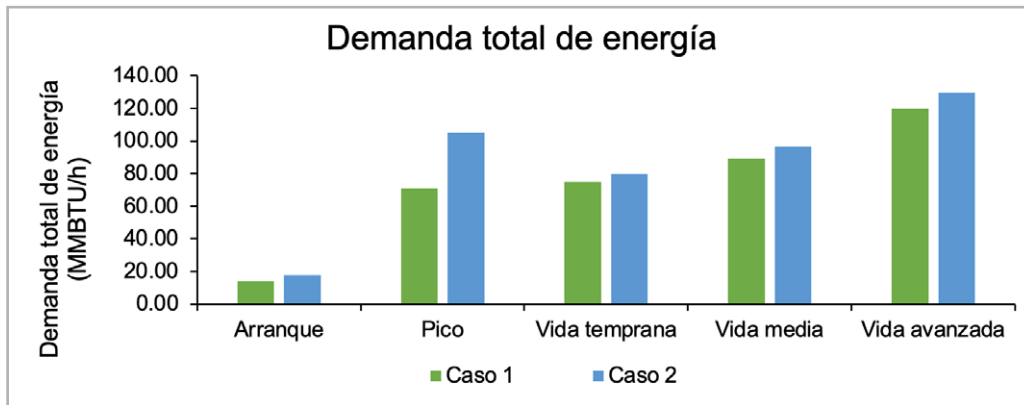


Figura 8. Demanda total de energía.

• **Estudio económico**

Para evaluar el rendimiento real del caso 2 se considera el incremento de producción respecto al caso 1 versus las inversiones adicionales requeridas para el caso 2 (aumento en tamaño del compresor, incremento en demanda de potencia y energía).

Dado que el caso 2 mantiene la misma filosofía de equipos del caso 1, se consideró una estimación del CAPEX con respecto a la capacidad de los compresores debido al incremento de la demanda en comparación con el caso 1. Para esa estimación, se utilizó un supuesto de 1.0 MMUSD/1,000 hp de incremento, lo que resultó en una inversión adicional de 2.0 MMUSD.

Con el incremento de producción de petróleo descrito anteriormente, en la **Tabla 7** se presentan los resultados del valor presente neto junto al retorno y la eficiencia de la

inversión para el caso 2. La eficiencia de la inversión consiste en determinar cuanto es el rendimiento de los ingresos totales por el incremento de producción entre el diferencial del gasto en operación y capital. El retorno de la inversión se calcula considerando el tiempo en que se recupera la inversión destinada al CAPEX

El valor presente neto demuestra que el sistema propuesto para el caso 2 es económicamente factible, mostrando una variación de 95.9 MMUSD a 617.8 MMUSD. Asimismo, el retorno de la inversión varía entre 4 – 1.8 años, y una eficiencia de inversión entre 12.8% - 83.4% para los escenarios de 40 USD/BBL y 65 USD/BBL respectivamente.

Por lo tanto, la mejora propuesta en la recuperación de líquidos de gas natural y su posterior incorporación en la etapa de intermedia presión presentada en el caso 2, demuestra la viabilidad económica del estudio que a su vez complementa la viabilidad técnica descrita anteriormente.

Caso 2			
Escenarios de precios del aceite (USD/BBL)			
Evaluación Económica	40	50	65
Valor presente neto (MMUSD)	95.9	306.4	617.8
Retorno de la inversión (year)	4	2.3	1.8
Eficiencia de la inversión (%)	12.80%	41.30%	83.40%

Tabla 7. Estudio de factibilidad económica.

Conclusión

- Se comprobó que incorporar los LGN a una etapa de separación de presión intermedia se alcanza un incremento de la producción de aceite en 600 BPD y un aumento de la gravedad API en 1° en promedio.
- Se determinó una disminución en el volumen de hidrocarburos líquidos formados junto al gas de ventas; por lo tanto, se obtiene una reducción de la caída de presión en la tubería de ventas que induce la disminución en las operaciones de corrida de diablos.
- A pesar de la mayor demanda de potencia y energía el caso 2, es una estrategia técnicamente viable para aprovechar los LGN en las instalaciones en costa afuera.
- La evaluación económica mostró eficiencias de inversión atractivas y un retorno de la inversión superior al caso 1.
- El caso de estudio propuesto es una estrategia técnico-económicamente viable que permite abatir los desafíos venideros del mercado del petróleo y gas natural mediante la optimización en el aprovechamiento de los recursos naturales, minimizando el impacto ambiental y generando mayores beneficios para el operador.

Referencias

- Aspen Technology Inc. 2020. Aspen HYSYS V10.0 Software. Bedford, Massachusetts, USA: Aspentech. <https://www.aspentech.com/en/products/engineering/asp-hysys>

- *Engineering Data Book*, 14th edition. 2016. Tulsa, Oklahoma, USA: Gas Processor Suppliers Association (GPSA). 2 v.
- Madox, R. N. y Lilly, L. L. 1998. *Gas Conditioning and Processing, Volume 3 Computer Applications for Production/Processing Facilities*, 7th edition. Norman Oklahoma, USA: Campbell Petroleum Series.
- Manning, F. S. y Thompson, R. E. 1995. *Oilfield Processing, Volume Two: Crude Oil*, 1st edition. Tulsa, Oklahoma, USA: PennWell Corporation.
- OILPRICE.com: The No. 1 Source for Oil & Energy News, <https://oilprice.com/> (Fecha de acceso 19 de abril de 2022).

Abreviaturas

BBL	Barriles
BPD	Barriles por día
CAPEX	Inversión de capital
GOR	Relación gas petróleo
LGN	Líquidos de gas natural
MBPD	Miles de barriles por día
MMSCFD	Millones de pies cúbicos estándar por día
OPEX	Gastos operativos
psig	Libra fuerza por pulgada cuadrada (manométrica)
ROI	Retorno de la inversión
SCF	Pies cúbicos estándar
VRU	Unidad recuperadora de vapor

Semblanza de los autores

Alberto Lory Mendoza

Ingeniero Químico Industrial con 42 años de reconocida trayectoria internacional en diversas empresas de la industria petrolera IMP, PEMEX, CORPOVEN, PDVSA, ENAP, CEPE, y consultoría privada para McDermott, Schlumberger, Halliburton, CIPM, en países como México, Venezuela, Chile, Ecuador; participando en las fases de conceptualización, diseño, arranque, operación, optimización de instalaciones de producción, tanto costa afuera como terrestres. Ha participado en tres grandes desarrollos petroleros (Áreas Marina de Campeche y Cretácica Chiapas-Tabasco) y (Norte de Monagas Venezuela). Poseedor de 22 patentes, 20 de productos desesulfurantes de crudo y 2 para acondicionamiento con contenido de asfaltenos para su transporte en tuberías.

Gabriel Díaz Boffelli

Ingeniero Químico con Maestría en Ingeniería Química y Procesos, nueve años de experiencia en la industria petrolera en países como México, Colombia, Estados Unidos, Rusia y Venezuela, en proyectos costa afuera e instalaciones en tierra para las áreas de mejoramiento y transporte de crudos pesados, procesos de deshidratación, hidrotratamiento, desasfaltado, esquemas de refinación, simulación de procesos optimización y análisis económicos. Así como, en la industria petroquímica en los procesos de alquilación y sulfonación. Autor de artículos técnicos publicados en revistas arbitradas y eventos internacionales.

José Ramírez Ramírez

Ingeniero Químico Especialista en Ingeniería de Procesos, 32 años de experiencia en el área terrestre y costa afuera en instalaciones de petróleo, gas, refinación y petroquímica; apoyando las operaciones y desarrollando proyectos de capital desde el proceso de planificación hasta la puesta en marcha, en países como Venezuela, Perú, Estados Unidos, México, África y Medio Oriente. Ha desempeñado otras funciones inherentes al ramo petrolero, tales como: ingeniero de instalaciones, ingeniero de proyectos, gerente de proyectos, ingeniero de control de calidad, ingeniero de procesos y seguridad, ingeniero de producción, superintendente de operaciones de producción, gerente de facilidades y commissioning.