

REVISTA FIGEMPA



Aprovechamiento del gas asociado en plataformas petroleras, caso de estudio campo Sacha.

Use of associated gas in oil well pads, study case Sacha field

Yessica Cusanguá | ^{iD} Consultora independiente. Quito, Ecuador. jxcusangua@hotmail.com
Helen Sánchez | ^{iD} Consultora independiente. Quito, Ecuador. sanchezhelen96@gmail.com
Lilian Calva | ^{iD} Consultora independiente. Quito, Ecuador. lilianmarilyn@gmail.com
Bryan Salazar | ^{iD} Consultor independiente. Quito, Ecuador. bandressalazar@gmail.com
Atahualpa Mantilla | ^{iD} Universidad Central del Ecuador, Quito, Ecuador. awmantilla@uce.edu.ec

HISTORIAL DEL ARTÍCULO

Recepción: 03/05/2021
Aceptación: 08/11/2021

PALABRAS CLAVE

Bonos de carbono, gas, generación eléctrica, medio ambiente, optimización

ARTICLE HISTORY

Received: 03/05/2021
Accepted: 08/11/2021

KEY WORDS

Stress, strain, subsidence, fill, remediation, collapse, mortar, Zaruma.

RESUMEN

En la región amazónica del Ecuador, en muchas plataformas petroleras el gas asociado no es aprovechado, quemándolo, suscitando problemas ambientales, conflictos socioambientales, pérdida de energía y emisiones no controladas de CO₂.

El objetivo del presente estudio fue aprovechar el gas para la generación de energía eléctrica de cualquier plataforma petrolera en la que se requiera realizar la optimización; el caso de estudio fue para el campo Sacha, ubicado en la región amazónica del Ecuador, mediante el cambio de parámetros operativos, para el manejo del gas desde una plataforma de producción hasta una estación central, utilizando el sistema de levantamiento artificial disponible.

Mediante la recopilación de información del yacimiento, diseño de equipos electrosumergibles instalados y facilidades de superficie, se establecieron dos escenarios de simulación: en el primer escenario se ajustaron diseños actuales de fondo y superficie en función de la presión requerida en cada plataforma; en el segundo escenario, mediante sensibilidades de hidráulica, ajuste y rediseño de equipos electrosumergibles, se realizó la hidráulica definiendo el nuevo valor de presión necesaria en cada plataforma, y con este valor de presión se ajustó cada uno de los diseños de las bombas electrosumergibles. Para el gas proveniente del espacio anular se consideró comprimirlo, redireccionándolo a la línea de producción con la nueva presión requerida.

Al aprovechar el volumen de gas, 2006 MSCFD para un período de 6 años, se tendría un ahorro de USD 5.935.120 en generación eléctrica y por venta de bonos de carbono, dejando de emitir 241.121 toneladas de CO₂

ABSTRACT

Ecuadorian's Amazon region in several oil well PAD the associated gas is burned causing environmental problems, socio-environmental conflicts, loss of energy and uncontrolled emissions CO₂.

The objective of this study was to take advantage of gas to generation electric energy from any oil PAD in which optimization is required. The study case was for the Sacha field located in the Ecuadorian's Amazon, through the change operating parameters, for the management of gas from an oil PAD to production station using the available artificial lift system.

Through the collection of information on the reservoir, design of installed electrosumersible equipment and surface facilities two simulation scenarios were established. In the first scenario, current bottom and surface designs were adjusted according to the required pressure in each oil PAD. In the second scenario by means of hydraulic sensitivities, adjustment, and redesign of electrosumersible equipment, the hydraulics were carried out by defining the new pressure value required in each oil PAD and with this pressure value each of the designs of the electrosumersible pumps was adjusted.

For the gas coming through the annular space, it was considered to compress it, redirecting it to the production line with the new pressure required.

The volume gas advantage was the 2006 MSCFD for a period of 6 years, there would be a saving of USD 5.935.120 in electricity generation and the sale of carbon credits stopping 241.121 tons of CO₂

INTRODUCCIÓN

Según Paganini (2018), «las viejas instalaciones petroleras son responsables de más del uno por ciento de las emisiones de CO₂». De acuerdo con Ayuso (2018) cada año se queman

mundialmente más de 5,28 billones de pies cúbicos lo que equivale a 4% del gas total producido. En las zonas donde se quema el gas diariamente se produce lluvias ácidas, afectando a la población y a la biodiversidad (Paganini, 2018, p. 2).

El gas asociado en función de su caracterización y poder calorífico una vez acondicionado puede ser utilizado en generación eléctrica, gas blanket y proyectos de recuperación avanzada (IOR).

De acuerdo con Petroamazonas EP (2020), se estimó en promedio la quema de 8930 MSCFD únicamente para el campo Sacha. Los bonos de carbono son un mecanismo financiero internacional, cuyo fin es reducir los gases de efecto invernadero, disminuyendo en parte los impactos negativos sobre la humanidad, recursos naturales y la economía (Díaz, 2016, p. 14).

En cuanto a la industria petrolera, Ecuador tuvo sus inicios con la venta de bonos de carbono en el año 2011, al recibir 20 millones de dólares de la ONU en reconocimiento a la iniciativa de la estatal Petroamazonas EP para reutilizar el gas obtenido durante el proceso de extracción de crudo en la generación eléctrica en el campo Edén Yuturi (Álvarez y Ocapana, 2015, p. 5).

El presente estudio se aplicó al campo Sacha considerando el aprovechamiento de gas asociado en las plataformas: 420, 410 y 310, direccionando el fluido multifásico hacia la estación Sacha Sur, ubicada a 9 km de la plataforma más distante, esta estación tiene un aporte de producción de petróleo aproximadamente de 27.160 BPPD, que representan el 40% de la producción total del campo (ARC, 2021, p. 1).

En la figura 1 se visualiza las distancias y el número de pozos por cada plataforma (ver Figura 1).

Al momento, todo el gas de las plataformas (2006 MSCFD) es quemado, por lo cual existe la oportunidad de optimizar los recursos disminuyendo la contaminación que provoca afectaciones directas al medio ambiente y comunidades aledañas, aprovechando la energía no utilizada.

METODOLOGÍA

El tipo de estudio fue analítico, porque se analizó información y datos estadísticos del manejo, uso y quema del gas; descriptivo, porque se describieron las facilidades instaladas y se realizó el diseño de nuevas facilidades y nuevos parámetros operacionales para equipos electrosumergibles; el presente estudio se desarrolló con base en los siguientes objetivos:

1. Reducir la contaminación y emisión de CO₂.
2. Optimizar económicamente el manejo y utilización del gas asociado para generación eléctrica.
3. Realizar ajustes hidráulicos y rediseños de equipos electrosumergibles instalados.

ETAPAS DEL ESTUDIO

1. Recopilación de información

Los datos utilizados para el desarrollo del estudio fueron los siguientes:

- Producción (diaria, histórico, declinación).
- Fluidos (datos PVT, API, cromatografía, caracterización fisicoquímica).
- Pozos (diagramas mecánicos, historiales de workover).
- Facilidades en fondo (diseños de BES, curvas de comportamiento).
- Facilidades en superficie (topografía, planos de plataformas y líneas de tubería, datos de presión y curvas de comportamiento de bombas de transferencia, capacidad de tanques y bombas de gas).

2. Primer escenario de simulación

Para el desarrollo de este escenario se consideró condiciones actuales de las bombas electrosumergibles y facilidades de producción. El procesamiento de datos en el software tomó en cuenta los siguientes criterios:

- Simulación en fondo con datos de reservorio, producción, fluido y bombas electrosumergibles (análisis nodal de los 23 pozos de estudio).
- Simulación en superficie con presiones de reservorio como datos de entrada, datos topográficos y operativos de facilidades de superficie (análisis nodal de red en superficie).
- Variación de valores simulados y reales.
- Validación de resultados utilizando margen de error de $\pm 10\%$.

3. Segundo escenario de simulación

Este escenario tuvo por objeto utilizar únicamente la energía de los sistemas de levantamiento artificial para el transporte del fluido a la facilidad central de producción, sin considerar las facilidades en superficie que conlleva a la quema de gas.

- Se consideró como base al primer escenario de simulación.
- Simulación con caudales de producción como datos de entrada para obtener presiones de cabeza bajo nuevas condiciones.

4. Ajuste y sensibilidad del sistema de levantamiento artificial por pozo

Al verificar que el diseño de los equipos instalados es adecuado, considerando potencia y **número de etapas**, se realizaron sensibilidades para el manejo del mismo volumen de producción incrementando la frecuencia para el nuevo escenario de presión requerido en superficie.

Se realizaron variaciones de frecuencias de los equipos electrosumergibles tomando en cuenta lo siguiente:

- Rango óptimo de frecuencias para mantener la producción de los pozos.

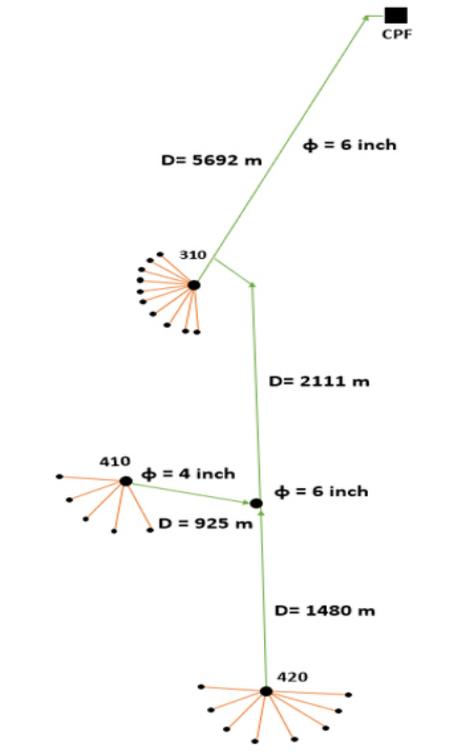


Figura 1. Distancias entre plataformas
Fuente: Área de Operaciones - Petroamazonas EP, 2020

- Análisis de las curvas oferta y demanda óptimas.
- Corrección de caudales según margen de error.

5. Rediseño de sistema de levantamiento artificial

Los equipos electrosumergibles, que no cumplan el requerimiento de presión de cabeza y/o producción deberán ser rediseñados en función de la potencia requerida y de la optimización, considerando lo siguiente:

- Configuración y tipo de bomba
- Potencia de motor requerido
- Dispositivos de fondo para manejo de gas

6. Análisis del gas en el anular

Partiendo del GOR, Pb, BSW y productividad de pozos se obtiene la producción de gas libre y gas en solución, que es básico para el diseño del sistema de levantamiento artificial en función de la presión de intake definida en el gerenciamiento del reservorio.

En yacimientos donde la Pr es igual o menor a la Pb, para el sistema de levantamiento artificial con equipos BES se utilizan dispositivos definidos como manejadores de gas advanced gas handler (AGH) y separadores de gas.

Las eficiencias de los separadores de gas variaron entre 23,98% a 90% en función de los diseños básicos (BOD) para cada una de las BES.

Las presiones de succión, descarga y caudal de gas de cada plataforma fueron requeridas para obtener la potencia de cada compresor.

7. Análisis hidráulico de tubería

Se debe verificar la integridad de la tubería para el manejo adecuado del gas, tomando en cuenta:

- División de la tubería en tramos.
- Comportamiento de la retención del líquido.
- Comportamiento del radio de velocidad erosional.

8. Análisis económico

- Evaluación del aprovechamiento del gas en la generación eléctrica.
- Determinación de vigencia del estudio con base en el pronóstico de producción de gas.
- Estimación de toneladas de CO₂ utilizando cromatografía de gas.
- Análisis del mercado de bonos de carbono.
- Análisis de ahorro en costo operativo.
- Determinación de cantidad de gas aprovechado.

El proceso se describe en el diagrama de flujo indicado en la figura 2 (ver Figura 2).

ANÁLISIS DE RESULTADOS

Este caso de estudio tuvo por objeto optimizar el aprovechamiento de gas evitando su quema y utilizándolo para la generación eléctrica, proponiendo un escenario en el que los sistemas de levantamiento artificial definidos por BES entregarán la potencia necesaria para el transporte de los fluidos producidos desde las plataformas hacia la estación Sacha Sur.

A. PRIMER ESCENARIO DE SIMULACIÓN

En el primer escenario realizado en condiciones actuales para cada pozo de las plataformas 420, 410, y 310 del campo Sacha, se evidencia el ajuste en la tabla 1, existiendo un error en promedio de 6,3% (ver Tabla 1). En la figura 3 se visualiza la configuración actual de cada una de las plataformas (ver Figura 3).

Para las bombas de transferencia se utilizó el ajuste de presión presentado en la tabla 2, existiendo un error promedio de 5,7%, validando el escenario de simulación (ver Tabla 2).

B. SEGUNDO ESCENARIO DE SIMULACIÓN

Esta simulación fue llevada a cabo tomando en cuenta las producciones reales de los pozos de estudio, de tal forma que los resultados proporcionaron las presiones de cabeza óptimas para que el fluido (agua, petróleo y gas) pueda ser transportado desde las diferentes plataformas hasta la estación Sacha Sur utilizando la energía suministrada por los motores de las bombas electrosumergibles, propuesta definida en la figura 4 (ver Figura 4).

Los resultados del segundo escenario indican que las distancias de ubicación de las diferentes plataformas influyen de manera proporcional con los valores de presión de cabeza obtenidos en la simulación, de modo que la plataforma 420, siendo la más alejada, requiere un aumento de 200 psig; la plataforma 410 de 160 psig; y la plataforma 310, la más cercana a la estación Sur, de 100 psig. (Ver Tabla 3).

C. SENSIBILIDAD DE LOS EQUIPOS BES

Los 23 pozos de análisis fueron sometidos a sensibilidades con el fin de determinar la frecuencia de operación óptima de los equipos BES, con las cuales se logrará mantener la producción de las tres plataformas (9637 BFPD) bajo las nuevas condiciones de presión de cabeza definidas en el segundo escenario de simulación.

El análisis de sensibilidad demostró que 21 pozos logran mantener el caudal subiendo las frecuencias de operación (ver tabla 4); sin embargo, como lo indican las figuras 5 y 6 los equipos de fondo de los pozos SCH-420, y SCH-422 no permiten hacer el ajuste para el incremento de frecuencia, generando pérdidas

de producción de alrededor de 609 BFPD (ver Figuras 5 y 6).

D. REDISEÑO DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Para mantener la producción bajo las nuevas condiciones de presión en cabeza, los equipos BES de los pozos SCH-420, y SCH-422 que no suministraron la suficiente energía fueron sometidos a un rediseño utilizando el software que ayudó a establecer el número de etapas necesarias para vencer las nuevas presiones de cabeza, manteniendo el mismo tipo de bomba y potencia de motor. En la tabla 5 se describe las etapas que fueron determinadas mediante simulación para el rediseño (ver Tabla 5).

E. ANÁLISIS DEL GAS EN EL ANULAR

En los diseños actuales de los equipos electrosumergibles se utilizan manejadores de gas como advanced gas handler (AGH) y separadores de gas.

En la tabla 6 se describe el número de pozos con las completaciones instaladas actualmente para el manejo de gas (ver Tabla 6).

El gas libre proveniente de los dispositivos de fondo en las tres plataformas se estima en un total de 1300 MSCFD, este gas producido por el espacio anular se recolectará en cada plataforma por medio de un colector de 3,5 pulgadas direccionándolo hacia un scrubber, en donde se separa el gas de los condensados para direccionarlo hacia un compresor; una vez comprimido el gas retornará a la línea de producción general de la plataforma. Mientras que el gas restante 614 MSCFD manejado por los equipos BES será bombeado en solución desde los pozos a través de la línea de producción.

En la tabla 7 se visualiza los datos actuales para diseño y la potencia requerida para la implementación de compresores rotativos de alta presión (ver Tabla 7).

F. ANÁLISIS HIDRÁULICO DE TUBERÍA

La cantidad de gas que se deja de quemar en las plataformas será transportada por las líneas de producción hasta la estación donde será aprovechado en la generación de energía; para conocer si la tubería cumplía con los requerimientos necesarios se analizó la retención de líquido y el radio de velocidad erosional.

La gráfica de retención de líquido muestra que el gas se encuentra en solución, ya que al no encontrarse entre los valores límites de 0 (líquido) y 1 (gas), no se evidencia presurización en la línea (ver Figuras 7 y 8).

En la tabla 8 se muestra los resultados del radio de velocidad erosional, en donde se establece que al estar bajo los márgenes permitidos ($EVR < 0,8$) el gas no afecta la integridad de la tubería generando erosión (ver Tabla 8).

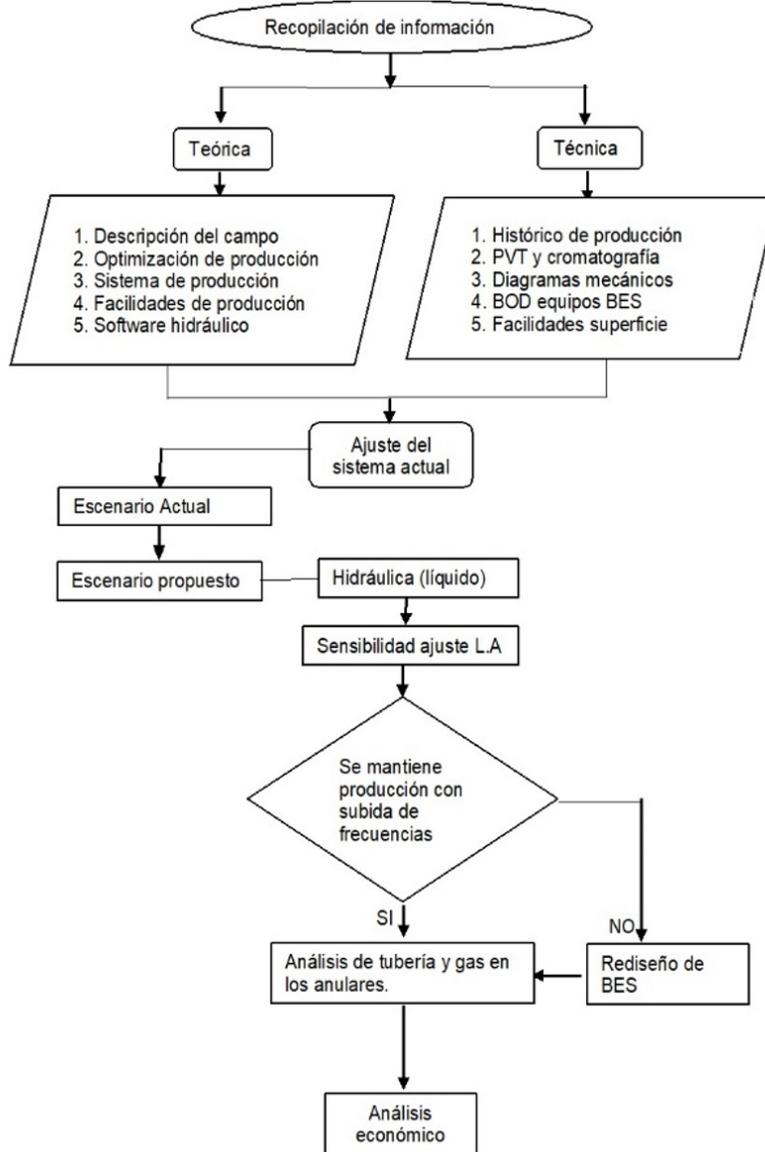


Figura 2. Diagrama de flujo

CPF - SACHA SUR

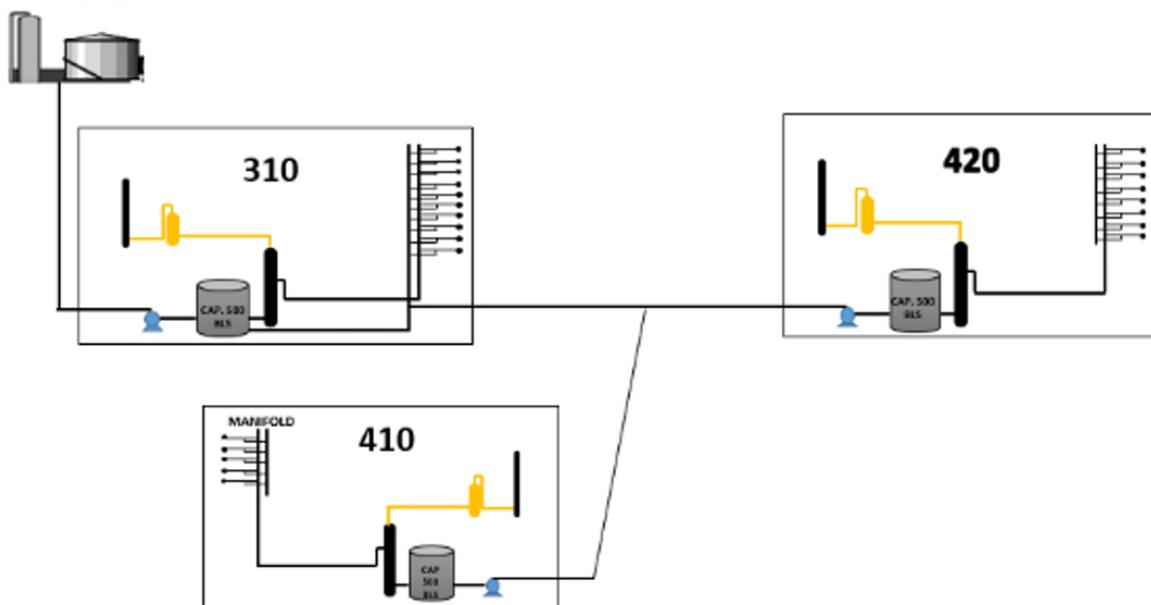


Figura 3. Diagrama de condiciones actuales

Tabla 1. Resultados primer escenario de simulación

Plataforma	Pozo	Caudal real (STB/D)	Caudal simulación (STB/D)	Error (%)
420	SCHAJ-420TI	541	487	9,85
	SCHAJ-421UI	186	182	1,77
	SCHAJ-422TI	464	473	-2,12
	SCHAJ-423TI	721	792	-9,90
	SCHAJ-424UI	447	482	-8,00
	SCHAJ-425UI	294	301	-2,50
	SCHAJ-427TI	436	392	10,00
	SCHAJ-428TI	334	326	2,31
410	SCHAI-410TI	292	315	-8,10
	SCHAI-412UI	640	703	-10,00
	SCHAI-413UI	272	294	-8,32
	SCHAI-414TI	565	601	-6,41
	SCHAI-415TI	832	779	6,31
310	SCHAB-310HS	293	300	-2,65
	SCHAB-311TI	97	94	2,45
	SCHAB-312TI	708	756	-6,80
	SCHAB-313BT	186	175	5,81
	SCHAB-314HS	608	671	-10,00
	SCHAB-316UI	293	277	5,31
	SCHAB-317UI	476	467	1,83
	SCHAB-319UI	225	245	-9,18
	SCHAB-322TI	259	280	-8,17
	SCHAB-341UI	468	498	-6,46

Tabla 2. Error calculado, presiones de bombas

Plataforma	Gas residual (MSCFD)	Presión real (Psig)	Presión simulada (Psig)	Error (%)
420	1,34	100	97	2
410	6,46	75	82	-10
310	0,0042	200	183	8

CPF - SACHA SUR

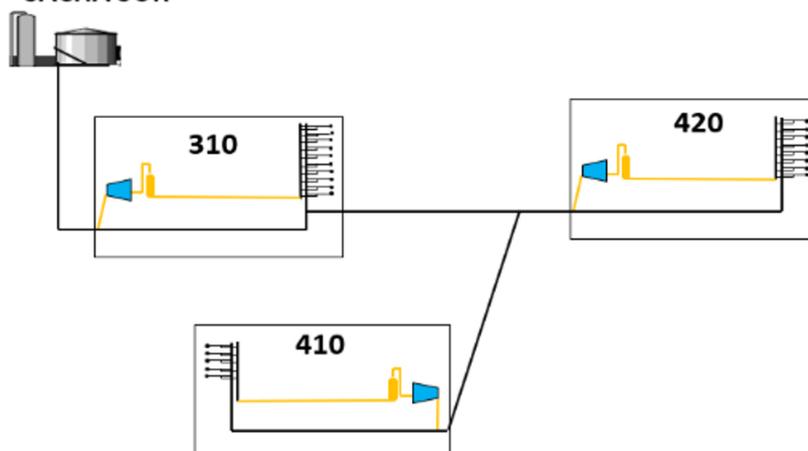


Figura 4. Diagrama escenario propuesto

Tabla 3. Presiones requeridas en manifold, segundo escenario

Plataforma	Presión actual (Psig)	Presión simulada (Psig)
420	45	246
410	40	200
310	60	160

Tabla 4. Resultados análisis sensibilidad

Pozo	Frecuencia actual (Hz)	Frecuencia propuesta (Hz)	Caudal corregido (BFPD)
SCHAJ-420TI	-	-	-
SCHAJ-421UI	52	56	205
SCHAJ-422TI	64,5	65	387
SCHAJ-423TI	58	61	702
SCHAJ-424UI	71	71	422
SCHAJ-425UI	56	59	298
SCHAJ-427TI	60	64	484
SCHAJ-428TI	51,5	55	335
SCHAI-410TI	58	64	291
SCHAI-412UI	54	56	643
SCHAI-413UI	55	58,5	282
SCHAI-414TI	57	60	535
SCHAI-415TI	58	60	835
SCHAB-310HS	48	48	276
SCHAB-311TI	50,5	56	99
SCHAB-312TI	63,5	65	728
SCHAB-313BT	62	65	186
SCHAB-314HS	55	57	572
SCHAB-316UI	57	60	307
SCHAB-317UI	60	62	503
SCHAB-319UI	63	64	221
SCHAB-322TI	47,5	53	249
SCHAB-341UI	52	54	459
TOTAL			9028

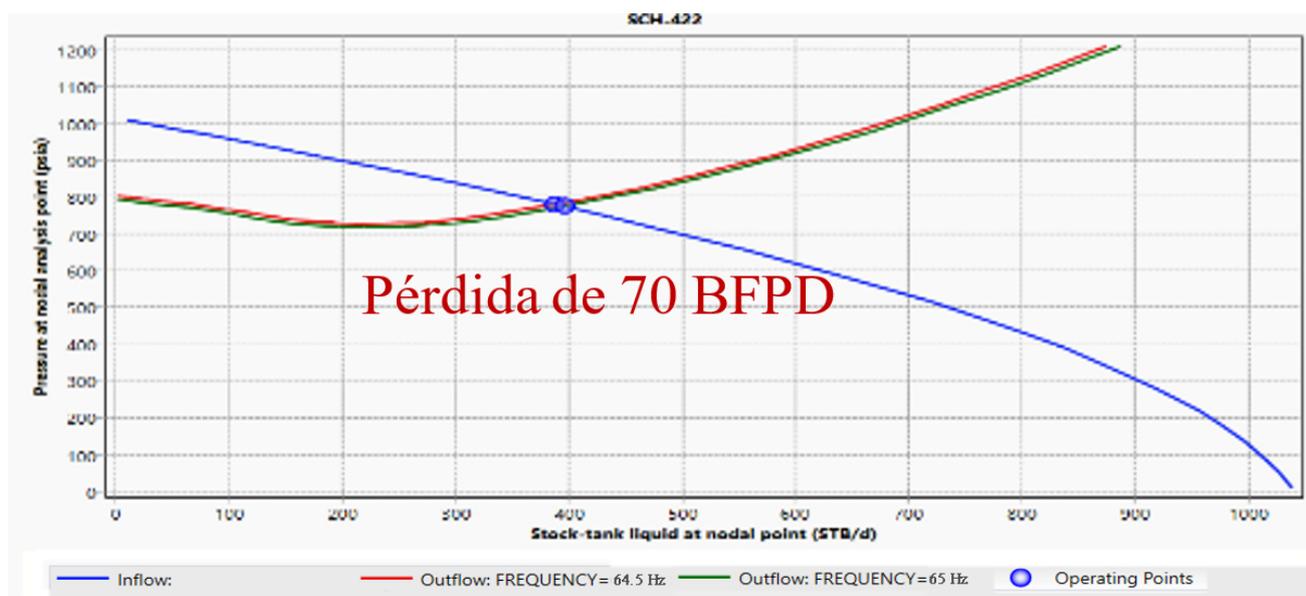


Figura 5. Sensibilidad pozo SCH-420

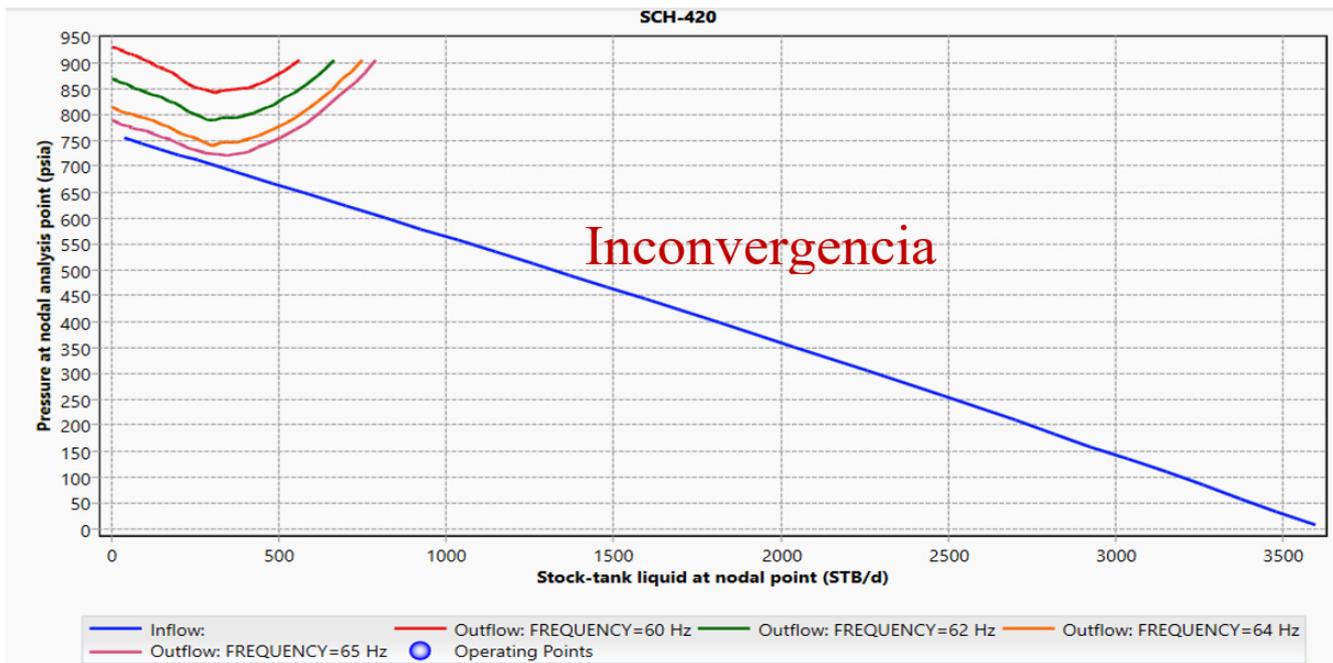


Figura 6. Sensibilidad pozo SCH-422

Tabla 5. Resultados del rediseño de equipos BES

Pozo	BES Instalada	Etapas actuales	Etapas sugeridas
SCH- 420	RC 1.000	300	420
SCH-422	NHV(790-1.000)H	456	466

Tabla 6. Completación de pozos de estudio

Completación	Pozos
Manejador + Separador	4
Separador de gas	19
Total	23

Tabla 7. Resultados diseño de compresores

Plataforma	Qg MSCFD	Ps psig	Pd psig	P HP
310	481	45	160	30-45
410	391	45	200	30-45
420	520	45	246	70

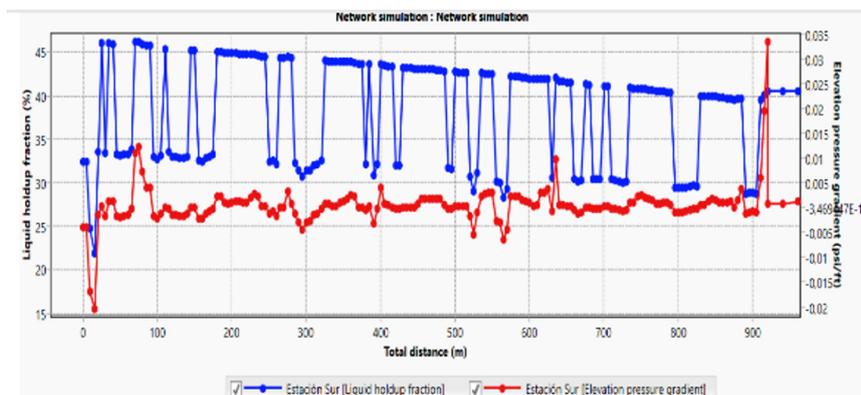


Figura 7. Curva retención de líquido vs. distancia, línea 4 pulgadas

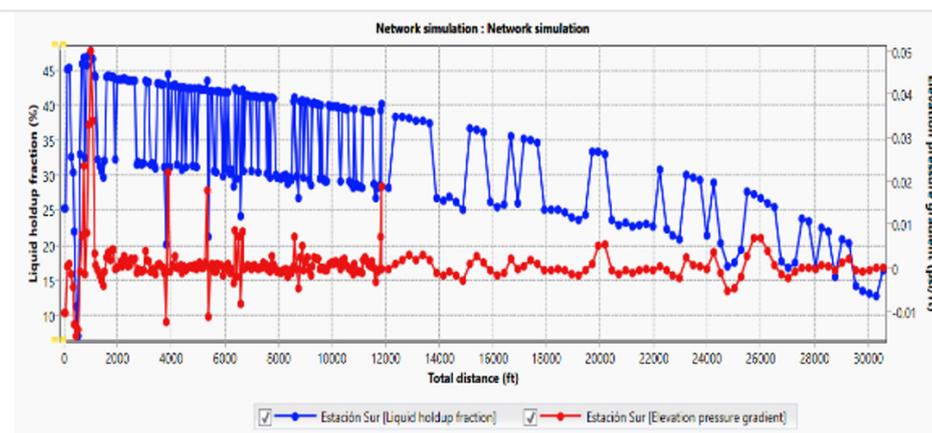


Figura 8. Curva retención de líquido vs. distancia, línea 6 pulgadas

Tabla 8. Resultados análisis de radio de velocidad erosional

Tramo	Diámetro (pulgadas)	Caudal (BFPD)	EVR (%)
Plataforma 420- losa de válvulas	6	3.423	0,17
Plataforma 410- losa de válvulas	4	2.601	0,31
Plataforma 310- Estación Sur	6	9.637	0,73

Tabla 9. Resultados análisis económico

Ítem	Cantidad	Unidad
Ahorro por indemnizaciones ambientales	244.545	USD
Gas aprovechado durante 6 años	1.903.110	MSCF
Ahorro por costo operativo	37	%
Ton CO ₂ no emitidas	241.121	Ton
Ventas de bonos de carbono	1.205.600	USD

G. ANÁLISIS ECONÓMICO

Luego de haberse llevado a cabo el estudio técnico y analizar el escenario propuesto, fue importante evaluar económicamente el aprovechamiento del gas que no se quemará en las plataformas.

Para el análisis económico se consideró el uso total del gas producido, inversión en facilidades de superficie (3 compresores, 4 generadores de gas), venta de equipos instalados (bombas, separadores, tanques y mecheros) y costos operativos y de mantenimiento.

Producto de la generación eléctrica con el gas aprovechado, se obtiene un costo 0,06 USD/kWh (calculado), considerando que el costo referencial industrial establecido por la Agencia de Regulación y Control de Electricidad del Ecuador es de 0,091 USD/kWh, obteniendo un ahorro del 37% por cada kWh.

Además, se tomó en cuenta la venta de bonos de carbono a un costo de 5 USD/CO₂ como se indica en la tabla 9 (Teresa y Aristiz, 2019, p.14) (ver Tabla 9). La proyección

económica del presente estudio fue realizada para 6 años, determinando un ahorro de USD 5.935.120.

DISCUSIÓN

Las operaciones en la industria petrolera se realizan bajo un marco legal sustentado por el Reglamento Ambiental de Actividades Hidrocarburíferas, del Decreto N.º 1215, que contempla normas de sostenibilidad, prevención y cuidado medioambiental en el Ecuador.

Bajo este concepto y tomando en cuenta las fuertes afectaciones tanto ambientales como sociales que genera la quema de gas en los mecheros, el estudio realizado demostró que se puede aprovechar el gas asociado de tres plataformas en la generación eléctrica.

La propuesta del estudio, de evitar la quema de gas en cada una de las plataformas mediante el transporte de todo el gas libre y en solución desde cada una de las

plataformas hasta la estación central de producción Sacha Sur, en conjunto con la producción de petróleo y agua mediante la potencia de los motores de los equipos electrosumergibles instalados, permite la no contaminación del medio ambiente como lo señala Paganini (2018), utilizándolo para generación eléctrica.

De la simulación realizada se requiere el incremento de presión de cabeza en cada uno de los pozos, para que de esta manera, ecualizando presiones, los equipos electrosumergibles lleguen a la producción actual en función del incremento de frecuencia.

El aprovechamiento de gas evita emisiones de CO₂ a la atmósfera que, bajo un mecanismo de desarrollo limpio, puede ser vendido como bonos de carbono, generando beneficios económicos según lo establecido por Díaz (2016). Además, al dejarse de quemar gas en las diferentes plataformas, se logra un ahorro por pago de indemnizaciones a las comunidades aledañas como consecuencia de daños ambientales, en función de lo establecido en el Acuerdo Interministerial N.º 001.

Con esta referencia, el proyecto demostró que puede generar un ahorro de USD 5.935.120 por el uso del gas en la generación eléctrica, evitando las emisiones de 241.121 toneladas de CO₂ durante los 6 años de vigencia.

ABREVIATURAS Y ACRÓNIMOS

API:	Instituto Americano del Petróleo
BES:	Bomba electrosumergible
BFPD:	Barriles de fluido por día
BSW:	A g u a y s e d i m e n t o s
CPF:	Facilidad central de producción
EVR:	Radio de velocidad erosional
GOR:	Relación gas-petróleo
Inch:	Pulgadas
MSCFD:	Miles de pies cúbicos estándar por día.
P:	Potencia
Pb:	Presión de burbuja
Pr:	Presión de reservorio
Ps:	Presión de succión
Pd:	Presión de descarga
PVT:	Presión, volumen y temperatura
Qg:	Caudal del gas
Ton:	Tonelada

CONCLUSIONES

- La hidráulica desarrollada para el escenario propuesto demuestra que se requiere un aumento de presiones de cabeza de 200, 160 y 100 psig para las plataformas 420, 410 y 310, respectivamente.
- Se realizaron los ajustes con el nuevo valor de presión para los 23 equipos BES instalados, 21 equipos cumplen

el requerimiento de producción, incrementando 4 Hz en promedio y dos equipos no cumplen el requerimiento, por lo cual se deberá rediseñar los equipos con motores de mayor potencia, para mantener el nivel de producción.

- La producción total de gas, 2006 MSCFD, proveniente por medio del espacio anular de 1392 MSCFD y del gas libre y gas en solución por medio de las bombas electrosumergibles 614 MSCFD, será aprovechada para generación eléctrica en la estación Sacha Sur.
- Para el manejo del gas proveniente del espacio anular, 1392 MSCFD, se deberá implementar el uso de compresores para comprimir desde 50-270 psig, con una potencia de 30-45 HP para cada compresor en cada una de las plataformas.
- De ser implementado el estudio, la integridad de las líneas de producción no se verá afectada por la presencia de gas, de acuerdo con los resultados de EVR con valores inferiores a 0,8 y retención de líquido.
- El aprovechamiento de 2006 MSCFD producidos en las tres plataformas de estudio generará un ahorro de USD 5.935.120 por generación eléctrica y venta de bonos de carbono, evitando las emisiones de 241.121 toneladas de CO₂.

RECOMENDACIONES

- Realizar la simulación de flujo multifásico, considerando el volumen líquido y gaseoso en el cabezal de cada pozo y el gas comprimido.
- En caso de que los compresores lleguen a fallar se debe tener la alternativa para manejo del gas, mediante un compresor de reserva o la quema puntual del gas hasta la reparación del compresor.

REFERENCIAS

- Agencia de Regulación y Control de Electricidad. (2019). *Pliego tarifario para las empresas eléctricas de distribución-servicio público de energía eléctrica. Periodo: enero-diciembre 2020*. Resolución N.º ARCONEL-035/19, 19, p. 35. https://www.cnelep.gob.ec/wp-content/uploads/2020/01/pliego_tarifario_del_spee_2020_resolucion_nro_035_19.pdf.
- Álvarez, B. y Ocapana, N. (2015). *Optimización del uso del gas asociado para generación de energía en el campo Singue-Bloque 53 operado por la compañía Gente Oil Ecuador Pte. Ltd.* (Tesis de grado). Universidad Central del Ecuador. <http://www.dspace.uce.edu.ec/bitstream/25000/5196/1/T-UCE-0012-318.pdf>.
- ARC. (2021). *Reporte de producción diaria de petróleo por compañías y cumplimiento de estimados producción de gas natural*. <http://www.controlrecursosyenergia.com>.

-
- gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2021/04/REPORTE-DIARIO-DE-PRODUCCIÓN-DIARIA-DE-PETRÓLEO-Y-GAS-NATURAL-DE-CAMPO-A-NIVEL-NACIONAL-PRELIMINAR-DEL-06-04-2021.pdf.
- Ayuso, M. (2018). *Análisis de las prácticas de quema y venteo de gas natural asociado: obstáculos y avances en Latinoamérica*. ENERLAC. *Revista de energía de Latinoamérica y el Caribe*, 1, 65-105. <http://enerlac.olade.org/index.php/ENERLAC/article/view/15>.
- Cusanguá, Y. y Sánchez, H. (2020). *Estudio técnico-económico para minimizar el impacto ambiental generado por la quema de gas en los PAD 410, 420 y 310 del campo Sacha, Bloque 60 mediante sensibilidad de ajuste hidráulico* (tesis de grado). Universidad Central del Ecuador. <http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/22189>
- Díaz, M. (2016). *Bonos de carbono: un instrumento en el sistema financiero internacional*. *Libre Empresa*, 13(1), 11-33. DOI: 10.18041/libemp.2016.v13n1.25106
- Leiva, L. y Guerra, M. (2018). *Estudio de factibilidad para la utilización del gas asociado que se produce en tres plataformas del campo Sacha para generación eléctrica* (tesis de grado). Universidad Central del Ecuador. <http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/15635>
- Paganini, R. (2018). Los mecheros están quemando el planeta. *La Línea de Fuego*. <https://lalineadefuego.info/2018/12/04/los-mecheros-estan-quemando-el-planeta-por-romano-paganini/>.
- Petroamazonas EP. (2020). *Información general activo Sacha*. Disponible en archivos digitales de la empresa.