



UPSE

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

TITULO DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Optimización de la producción mediante la desgasificación de anulares en la
plataforma “H” del bloque 57 Shushufindi.

AUTOR

Guichay Farez Ronald Efrain

TRABAJO DE TITULACIÓN

Previo a la obtención del grado académico en
MAGISTER EN PETRÓLEOS

TUTORA

Ing. Gutierrez Hinestroza Marllelis, PhD

Santa Elena, Ecuador

Año 2024



UPSE

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

**Ing. Alex Tenicota García, Mgtr.
COORDINADOR DEL PROGRAMA**

**Ing. Marllelis Gutierrez Hinestroza, PhD.
TUTORA**

**Ing. Xavier Vargas Gutierrez, PhD.
DOCENTE ESPECIALISTA 1**

**Ing. José Villegas Salabarría, PhD
DOCENTE ESPECIALISTA 2**

**Ab. María Rivera González, Mgtr.
SECRETARIA GENERAL
UPSE**



UPSE

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

INSTITUTO DE POSTGRADO

CERTIFICACIÓN

Certifico que luego de haber dirigido científica y técnicamente el desarrollo y estructura final del trabajo, este cumple y se ajusta a los estándares académicos, razón por el cual apruebo en todas sus partes el presente trabajo de titulación que fue realizado en su totalidad por GUICHAY FAREZ RONALD EFRAIN, como requerimiento para la obtención del título de Magister en en Petróleos.

TUTORA

Ing. Gutierrez Hinestroza Marllelis. PhD

17 días del mes de diciembre del año 2024



UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO
DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Yo, Guichay Farez Ronald Efrain

DECLARO QUE:

El trabajo de Titulación “Optimización de la producción mediante la desgasificación de anulares en la plataforma “H” del bloque 57 Shushufindi” previo a la obtención del título en Magister en Ingeniería en Petróleos, ha sido desarrollado respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan en el documento, cuyas fuentes se incorporan en las referencias o bibliografías. Consecuentemente este trabajo es de mi total autoría.

En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance del Trabajo de Titulación referido.

Santa Elena, a los 17 días del mes de diciembre del año 2024

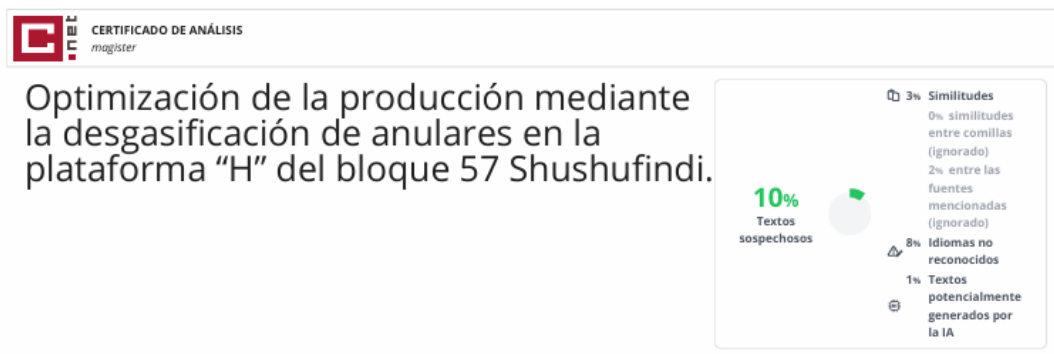
EL AUTOR

Ing. Ronald Efrain Guichay Farez



UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO
CERTIFICACIÓN DE ANTIPLAGIO

Certifico que después de revisar el documento final del trabajo de titulación denominado “OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN MEDIANTE LA DESGASIFICACIÓN DE ANULARES EN LA PLATAFORMA “H” DEL BLOQUE 57 SHUSHUFINDI”, presentado por el estudiante, Guichay Farez Ronald Efrain fue enviado al Sistema Antiplagio COMPILATIO, presentando un porcentaje de similitud correspondiente al 10%, por lo que se aprueba el trabajo para que continúe con el proceso de titulación.



TUTORA

Ing. Gutierrez Hinstroza Marllelis. PhD



UPSE

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO
AUTORIZACIÓN

Yo, Guichay Farez Ronald Efrain

Autorizo a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, para que haga de este trabajo de titulación o parte de él, un documento disponible para su lectura consulta y procesos de investigación, según las normas de la Institución.

Cedo los derechos en línea patrimoniales de artículo profesional de alto nivel con fines de difusión pública, además apruebo la reproducción de este artículo académico dentro de las regulaciones de la Universidad, siempre y cuando esta reproducción no suponga una ganancia económica y se realice respetando mis derechos de autor

Santa Elena, a 17 días del mes de diciembre del año 2024

EL AUTOR

Ing. Ronald Efrain Guichay Farez

AGRADECIMIENTO

En primera instancia agradecer a Dios por permitirme tomar este nuevo reto en mi formación académica.

A mis docentes y compañeros, con los cuales hemos compartido experiencias y enseñanzas durante este periodo académico.

A la Mgtr. Solange Romero, por haberme guiado en el desarrollo de este proyecto y por cada detalle y momento dedicado para aclarar dudas que me surgían.

A la Ing. Mallerlis Guitierrez PhD, por su invaluable apoyo y consejos para la culminación de este proyecto.

Ronald Efrain Guichay Farez

DEDICATORIA

A Dios por permitirme culminar una nueva meta desea por años.

Para ti mamita hermosa, que estás en el cielo, esto es especialmente para ti, tú que siempre confiaste en mis capacidades, deseando que estés alegre por este logro. Seguiré con la guía y valores que nos inculcaste a mi hermana y a mí.

Esto también va dedicado para mi hija Abby Elizabeth Guichay, mi padre Cesar Efrain Guichay y mi hermana Jessica Paola Guichay, quienes me dieron su amor, comprensión y apoyo para cumplir la meta soñada.

Ronald Efrain Guichay Farez

ÍNDICE GENERAL

TITULO DEL TRABAJO DE TITULACIÓN	I
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN	II
CERTIFICACIÓN.....	III
DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD	IV
CERTIFICACIÓN DE ANTIPLAGIO.....	V
AUTORIZACIÓN.....	VI
AGRADECIMIENTO.....	VI
DEDICATORIA.....	VIII
ÍNDICE GENERAL.....	IX
ÍNDICE DE TABLAS.....	XIII
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XIV
RESUMEN.....	XVII
ABSTRACT	XVIII
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO REFERENCIAL.....	5
1.1. Revisión de literatura	5
1.1.1. Impacto económico del petróleo en Ecuador.....	7
1.1.2. Breve descripción del bloque 57 y la plataforma “H”	7
1.1.2.1. Generalidades del bloque 57.....	9
1.1.2.2. Descripción geológica del campo.....	10
1.1.2.3. Estratigrafía del campo.....	11
1.1.3. Propiedades físicas de los fluidos	12

1.1.4.	Análisis del reservorio	14
1.1.4.1.	Índice de productividad	15
1.1.4.2.	Gradiente de presión.....	15
1.1.5.	Mecanismos de levantamiento artificial.....	15
1.1.5.1.	Consideraciones teóricas.....	20
1.1.5.2.	Bombeo mecánico.....	21
1.1.5.3.	Levantamiento neumático (gas lift).....	22
1.1.5.4.	Bombeo electrosumergible (BES).....	24
1.2.	Procesos de desgasificación	25
1.2.1.	Teoría de la desgasificación	27
1.2.2.	Origen del gas en los pozos	29
1.2.3.	Mecanismos de acumulación en los anulares.....	30
1.2.4.	Factores que influyen en la acumulación.....	31
1.2.5.	Impacto en la presión del pozo	32
1.2.6.	Alteración del flujo de hidrocarburos.....	34
1.2.7.	Riesgos operacionales y de seguridad	35
1.2.8.	Métodos tradicionales de desgasificación.....	36
1.2.9.	Comparación entre métodos de desgasificación.....	37
1.2.10.	Tipos de gases presentes en los pozos.....	38
1.2.11.	Optimización de la producción mediante la desgasificación.....	39
1.2.12.	Impacto de la desgasificación en la eficiencia de la producción.....	39
1.2.13.	Tecnologías avanzadas para la optimización de la producción	39
1.2.14.	Estrategias de integración de métodos de desgasificación	40
1.2.15.	Beneficios económicos de la optimización mediante desgasificación .	40
1.2.16.	Desafíos y consideraciones futuras	40

1.2.17. Flujo multifásico.....	40
1.2.17.1. Flujo bifásico	42
1.2.17.2. Flujo trifásico.....	43
CAPÍTULO 2. METODOLOGÍA.....	44
2.1. Contexto de la investigación.....	44
2.2. Diseño y alcance de la investigación.....	44
2.3. Tipo y métodos de investigación.....	45
2.4. Población y muestra.....	45
2.5. Técnicas e instrumentos de recolección de datos	46
2.6. Procesamiento de la evaluación: Validez y confiabilidad de los instrumentos aplicados para el levantamiento de información.....	46
2.7. Fases de la investigación	47
CAPÍTULO 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN	53
3.1 Caracterización de los pozos de la plataforma “H”	54
3.2 Identificación de variables y uso de compresor.....	57
3.2.1. Pozo H-112	58
3.2.2. Pozo H-114	59
3.2.4. Pozo H-186	61
3.2.5. Pozo H-193	62
3.2.6. Pozo H-201	63
3.2.7. Pozo H-237	64
3.2.8. Pozo H-238	65
3.2.9. Pozo H-239	66
3.2.10. Pozo H-248	67
3.2.11. Pozo H-275	68

3.3. Resultados	69
CONCLUSIONES.....	71
RECOMENDACIONES	73
REFERENCIAS.....	74
ANEXOS.....	88

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Estratigrafía del campo.....	11
Tabla 2 Características de reservorios	14
Tabla 3 Tipos de gases presentes en los pozos	38
Tabla 4 Información previa al uso del compresor en la plataforma “H”	54
Tabla 5 Datos antes y post desgasificación de la plataforma "H"	69
Tabla 6 Resumen de la producción de gas obtenida en las pruebas de producción con VX	88

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Gasto público desde 1988 hasta 2017	6
Figura 2 Ingresos petroleros desde 1988 hasta 2017	6
Figura 3 Ubicación geográfica del bloque 57.....	9
Figura 4 Mapa estructural Bloque 57 - Arena U inferior.....	10
Figura 5 Columna estratigráfica del bloque 57	12
Figura 6 Relación de solubilidad vs. presión	13
Figura 7 Diagrama de flujo para determinar el uso del sistema de levantamiento artificial	16
Figura 8 Rangos del índice de presión del yacimiento para instalar un sistema de levantamiento artificial.....	17
Figura 9 Criterios para preselección de un sistema de levantamiento artificial	18
Figura 10 Preselección del sistema de levantamiento artificial de acuerdo al índice de productividad.....	18
Figura 11 Calificación de los parámetros cualitativos según los sistemas de levantamiento artificial.....	19
Figura 12 Parámetros típicos de los principales sistemas de levantamiento artificial ..	20
Figura 13 Partes del sistema de bombeo mecánico	22
Figura 14 Sistema de gas lift.....	23
Figura 15 Levantamiento artificial electrosumergible (equipos de superficie y de fondo)	25
Figura 16 Ubicación de la plataforma "H" y sus coordenadas.....	44
Figura 17 Interfaz para monitoreo de pozos en el bloque 57 - Shushufindi	46
Figura 18 Monitoreo de parámetros	47

Figura 19	Cabezar de producción toma de parámetros	48
Figura 20	Variador de velocidad (VSD).....	48
Figura 21	Medidor multifásico	49
Figura 22	Interfaz del medidor multifásico (VX).....	49
Figura 23	Alineación de válvulas previo a la desgasificación.....	50
Figura 24	Compresor de gas.....	50
Figura 25	Compresor de gas encendido.....	51
Figura 26	Formato de historial de producción para pozos productores de crudo	51
Figura 27	Mapa conceptual de las fases utilizadas durante la investigación	52
Figura 28	Desgasificación de anular mediante la quema de gas en sitio.....	53
Figura 29	Parámetros eléctricos - tendencias PIP's de la plataforma "H"	55
Figura 30	Parámetros eléctricos - tendencias de corriente de la plataforma "H"	56
Figura 31	Monitoreo durante desgasificación del pozo H-112.....	58
Figura 32	Historial de producción del pozo H-112	58
Figura 33	Monitoreo durante desgasificación del pozo H-114.....	59
Figura 34	Historial de producción del pozo H-114	59
Figura 35	Monitoreo durante la desgasificación del pozo H-155.....	60
Figura 36	Historial de producción del pozo H-155	60
Figura 37	Monitoreo durante desgasificación del pozo H-186.....	61
Figura 38	Historial de producción del pozo H-186.....	61
Figura 39	Monitoreo durante desgasificación del pozo H-193.....	62
Figura 40	Historial de producción del pozo H-193	62
Figura 41	Monitoreo durante la desgasificación del pozo H-201	63
Figura 42	Historial de producción del pozo H-201	63
Figura 43	Monitoreo durante la desgasificación del pozo H-237	64

Figura 44	Historial de producción del pozo H-237	64
Figura 45	Monitoreo durante la desgasificación del pozo H-238	65
Figura 46	Historial de producción del pozo H-238	65
Figura 47	Monitoreo durante la desgasificación del pozo H-239	66
Figura 48	Historial de producción del pozo H-239	66
Figura 49	Monitoreo durante la desgasificación del pozo H-248	67
Figura 50	Historial de producción del pozo H-248	67
Figura 51	Monitoreo durante la desgasificación del pozo H-248	68
Figura 52	Historial de producción del pozo H-275	68

RESUMEN

La desgasificación de anulares en la plataforma “H” del bloque 57 – Shushufindi, es un estudio con el cual se identificarán los pozos que necesiten ser desgasificados para optimizar su producción o alargar la vida útil de la bomba electro-sumergible (BES), esto por medio del monitoreo de parámetros como es la presión en la entrada de la bomba (PIP) y el amperaje data que podemos obtener en superficie en un variador de velocidad (VSD) y comprobando la producción mediante un medidor de flujo multifásico que trabaja con un tubo Venturi y una fuente radioactiva Bario-133 (Vx).

Los principales resultados a obtener al realizar este estudio serán, la eliminación de la quema de gas mediante mecheros en las plataformas, este gas se conduciría mediante un compresor a la estación de deshidratación, el cual, será tratado y como proyecto futuro podría ser utilizado para la implementación energética.

Palabras claves: BES, desgasificación, plataforma.

ABSTRACT

The annular degassing on the “H” platform of Block 57 – Shushufindi, is a study with which we will identify the wells that need to be degassed to optimize their production or extend the useful life of the Electro Submersible Pump (ESP), this through monitoring parameters Pump Intake Pressure (PIP) and amperage data that we can obtain on the surface in a variable speed drive (VSD) and checking production using a multiphase flow meter that works with a Venturi tube and a Barium-133 (VX) radioactive source.

The main results to be obtained when carrying out this study will be the elimination of gas burning using burners on the platforms. This gas would be conveyed by means of a compressor to the dehydration station; which will be treated and as a future project could be used for energy implementation.

Keywords: ESP, annular degassing, platform.

INTRODUCCIÓN

El Bloque 57 – Shushufindi es un campo petrolero en la amazonía ecuatoriana que ha venido produciendo desde 1969, con una producción actual promedio en el año 2024 de +/- 58000 barriles de petróleo por día (BPPD). En este contexto, la plataforma “H” que se ha elegido para implementar esta optimización es una de las plataformas con mayor producción en dicho campo, produciendo de las Arenas U inferior, U superior y T inferior, con una presión menor que la presión de burbuja +/- 1000 psi (Salazar, 2014) con el cual conlleva tener un buen manejo de gas con las bombas electrosumergibles.

Para ello, se ha utilizado en la configuración AGH (en español significa Manejador Avanzado de Gas) y optimizadores de gas al momento de bajar el equipo BES (Bomba Electro-Sumergible), ayudando a ser más llevadera la operación de equipos y la producción. No obstante, aún tenemos el problema de la gasificación de anulares, el cual ha provocado bloqueo de los equipos por gas (Schlumberger del Ecuador S.A., 2024), incremento indeseado de la entrada de la Bomba Electro-Sumergible (PIP) y por ende pérdidas de producción.

Es por ello que, se usa como una técnica la desgasificación de anulares y la quema de gas mediante mecheros en la misma plataforma, provocando que esto sea un acto inseguro, contribuyendo al cambio climático y afectando la convivencia en la amazonía ecuatoriana. Cabe mencionar que, desde el 2022 y mediante acuerdos ministeriales, se tiene como plan la eliminación de estos mecheros (Paz, 2024). Entonces, se propone instalar un compresor para manejar el gas producido por los anulares de esta plataforma, el cual pueda usarse para conducir este gas a la estación de producción más cercana y pueda ser tratado.

Con esto se eliminaría el uso de la quema de gas al ambiente; asimismo, se alargaría la vida útil de los equipos instalados en los pozos y se captaría gas que podría ser usado para la generación de energía, tal como ya se encuentran en la actualidad proyectos de la misma índole en asociación con la Refinería Shushufindi (EP Petroecuador, 2024).

Planteamiento de la investigación (Fundamentación de la investigación)

La plataforma “H” de estudio pertenece a un campo petrolero maduro el cual soporta desafíos su producción, así como el manejo del gas de cada uno de los pozos de esta plataforma. Es pertinente mencionar que los 11 pozos que se tienen en producción dentro de la plataforma son con un equipo electro-sumergible (BES), el cual una de las desventajas de este tipo de levantamiento es el alto manejo de gas.

Es por ello que este estudio está orientado a diseñar un sistema, el cual controle la presión anular mediante una desgasificación controlada con el uso de un compresor, permitiéndonos una operación más óptima y deseada de los equipos electrosumergibles instalados.

Con esto también se estaría cumpliendo con unas de las metas por parte del sector energético dadas en el 2023, que corresponde a la iniciativa de desarrollar un Plan de Descarbonización y Sostenibilidad Empresarial en los bloques petroleros, creado con el fin de empezar acciones dirigidas a la reducción de emisiones de gases efecto invernadero, de acuerdo a la política ambiental y energética implementada por el Gobierno Nacional. Lo antes mencionado involucra la realización de estudios de investigación para poner en ejecución proyectos que generen ahorros económicos al Estado y reducción de costos operativos en las operaciones petroleras, implicando de igual manera el aprovechamiento de tecnologías amigables con el medio ambiente, como lo es el aprovechamiento del gas natural para generación eléctrica.

Formulación del problema de investigación

La plataforma “H” al ser una plataforma con potencial de producción de petróleo, requiere de investigaciones para mejorar y estabilizar la producción de la misma mediante técnicas de quema de gas o estimulación manual de los pozos, por su limitado manejo en la configuración y diseño de los equipos BES. Bajo estos antecedentes es necesario diseñar un sistema para este efecto y poder seleccionar los pozos que necesiten desgasificación y configurar la presión de anular necesaria para su estable producción diaria.

Objetivo General:

Optimizar la producción de petróleo mediante la desgasificación efectiva del anular para el correcto funcionamiento del equipo BES.

Objetivos Específicos:

- Caracterizar los pozos de la plataforma “H” que se pueden desgasificar mediante la compresión de gas para la optimización la producción.
- Identificar las variables del equipo BES que se desestabilizan mediante el monitoreo de parámetros eléctricos para la recopilación de información secundaria.
- Analizar el uso del compresor de gas con los pozos seleccionado para su uso mediante la curva PIP y amperaje.
- Evaluar técnica y económicamente el estado operacional de los pozos antes y post uso del compresor de gas en la plataforma “H” del campo Shushufindi.

Planteamiento hipotético

Se puede optimizar la producción de petróleo de la plataforma “H” mediante la desgasificación controlada usando un compresor.

Mediante el análisis de las curvas de parámetros que nos ofrecen los equipos BES, podemos identificar variables con las cuales podríamos deducir si un pozo necesita o no la quema de gas o desgasificación del mismo.

Al realizar esta técnica para controlar la presión que tiene el anular, podemos revisar si es o no favorable haber realizado esta actividad y poder ingresar al sistema de desgasificación, y a su vez evitar que el problema surja y recién poder tomar acciones para resolverla.

Al tener un sistema de desgasificación podremos programar la presión que necesita cada anular para mantener los parámetros estables durante la producción diaria de crudo.

CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO REFERENCIAL

1.1. Revisión de literatura

El hallazgo de petróleo en Ecuador significó un punto de inflexión en la evolución económica del país. En la década de 1960, se descubrieron importantes yacimientos en la región amazónica, lo que llamó la atención de la inversión extranjera y colocó al país en el primer lugar de la lista de países con mayor potencial de energía. El petróleo se convirtió rápidamente en la principal fuente de ingresos del país, superando a otras industrias como la agricultura y la minería (EP Petroecuador, 2013).

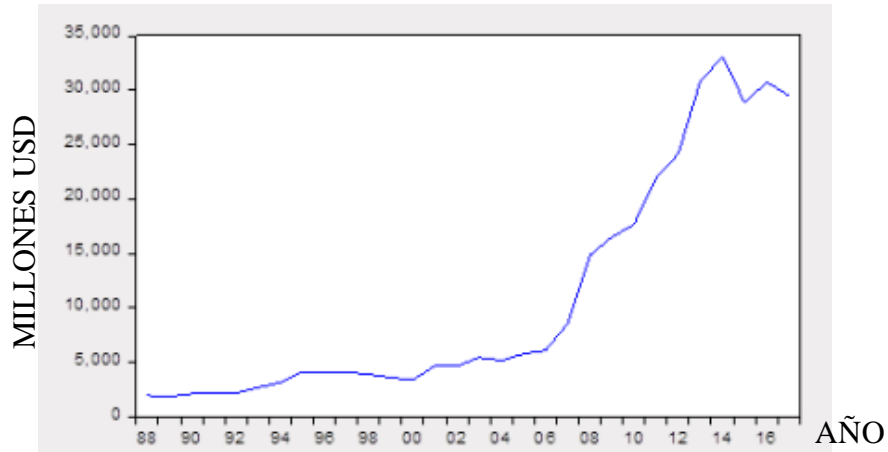
La explotación de petróleo en Ecuador empezó a inicios del siglo XX en la península de Santa Elena de forma moderada hasta el año 1967, cuando se dio el hallazgo en la amazonía de grandes yacimientos que estimularon expectativas más amplias por el comienzo de las exportaciones. En marzo de 1972 se consiguieron las primeras muestras de crudo y en agosto del mismo año comenzaron a realizarse exportaciones. Desde entonces la industria petrolera no ha dejado de fluir; marcando periodos de bonanza cuando el precio del barril ha conseguido valores monetarios altos a nivel mundial y periodos de escases (Osorio, 2014).

Según Victor et al. (2020), se desarrolla la relación entre los ingresos petroleros y el gasto público ecuatoriano, donde al realizar el test de Gramger, obtienen la relación de causalidad que existe entre el gasto público y los ingresos petroleros del Ecuador. Dichos resultados se manifiestan ante la presentación del modelo de vectores autorregresivos, que evidencie la simultaneidad de las variables antes mencionadas, el cual establece la causalidad existente y finalmente, la prueba de Johansen para determinar la existencia de cointegración entre las variables.

En ese sentido, el gasto público y los ingresos petroleros presentaron una tendencia positiva durante el periodo de 1988 a 2017, mismos que se evidencian en las Figuras 1 y 2.

Figura 1

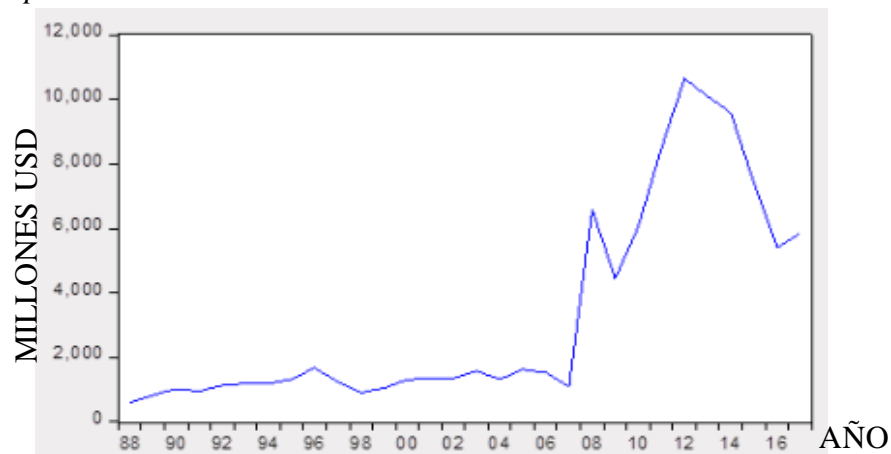
Gasto público desde 1988 hasta 2017



Fuente: Victor et al. (2020)

Figura 2

Ingresos petroleros desde 1988 hasta 2017



Fuente: Victor et al. (2020)

Se menciona el comportamiento de muestra a partir del 2006 con un incremento progresivo vertiginoso por parte del gasto público mientras que, en el caso de los ingresos petroleros, este exhibe irregularidades en su tendencia a partir del 2006, propio de la variación de precios que registra este producto en el mercado internacional.

1.1.1. Impacto económico del petróleo en Ecuador

El impacto económico fue leve entre los años 2005 y 2007, respecto al precio del crudo ya que se mantenía en el promedio de +/- \$40.00 subiendo hasta el 2007 a un precio promedio de +/- \$60.00 y durante el año 2008 se logró alcanzar un 161,46% de variación porcentual ya que el precio del crudo incrementó hasta un promedio de +/- \$83.00 obteniendo \$8.675,3 millones de dólares por los ingresos de exportación de crudo. Para el año 2009, a nivel mundial se ve afectada esta exportación causando la disminución -39,93% en la tasa de variación equivalente a \$5.211,5 millones de dólares.

En este contexto, el año 2011 sufrió un auge por los ingresos petroleros, alcanzando la cifra de \$12.934,6 millones de dólares con una tasa de variación de 64,88%, en la cual el precio del crudo y otras commodities elevaron su precio debido a la gran cantidad de demanda por parte del mercado chino. En el año 2020, por el COVID-19 la demanda global del petróleo tuvo un impacto masivo, provocando la disminución del precio del barril de crudo (Bustamante y Macas, 2024).

1.1.2. Breve descripción del bloque 57 y la plataforma “H”

El Bloque 57 se encuentra en la región Amazónica del Ecuador, una región con una gran cantidad de biodiversidad y recursos naturales, principalmente petróleo. Debido a su gran potencial de producción, este bloque ha sido objeto de inversiones por parte del Estado y empresas privadas desde su descubrimiento. Los informes técnicos indican que, debido a su infraestructura y capacidad de extracción avanzadas, el bloque 57 ha desempeñado un papel importante en el suministro de petróleo (Cepal, 2013).

El bloque 57 comenzó a funcionar en 1980 con el objetivo de optimizar la producción petrolera a cargo del ingeniero de producción. Para lograrlo se han llevado a cabo varios proyectos de optimización de la producción de petróleo utilizando análisis

técnicos y económicos, y en algunos casos se ha hecho un rediseño de los procesos de obtención de petróleo. (Zapata, 2019).

El bloque 57 está ubicado a 250 kilómetros al este de la ciudad de Quito, limitando al norte con los campos Parahuacu – Atacapi y – Libertador, al sur con el campo Limoncocha, al este con el campo Cobra y al oeste con los campos Drago y Sacha. Cuenta con un POES de 5,438 MMSTB, con 1,377 MMSTB producidos y alrededor de 229 millones de barriles de petróleo en reservas 3P (Petroamazonas, 2020).

La plataforma “H”, situada en el bloque 57, es una de las plataformas más modernas del país. Con tecnologías de perforación de última generación, la plataforma “H” ha logrado aumentar la eficiencia en la extracción de crudo. De acuerdo con Ramirez (2019), las mejoras tecnológicas introducidas en esta plataforma incluyen sistemas de perforación direccional y tecnologías de recuperación mejorada de petróleo, que han permitido aumentar la productividad del pozo.

A pesar de sus avances tecnológicos, el bloque 57 enfrenta importantes desafíos ambientales. La Amazonía ecuatoriana, donde se sitúa el bloque, es una de las áreas de mayor biodiversidad en el mundo. Las actividades de extracción petrolera en esta región han generado un intenso debate sobre los impactos ambientales y sociales, especialmente en comunidades indígenas que habitan en las cercanías del bloque (Bravo, 2007).

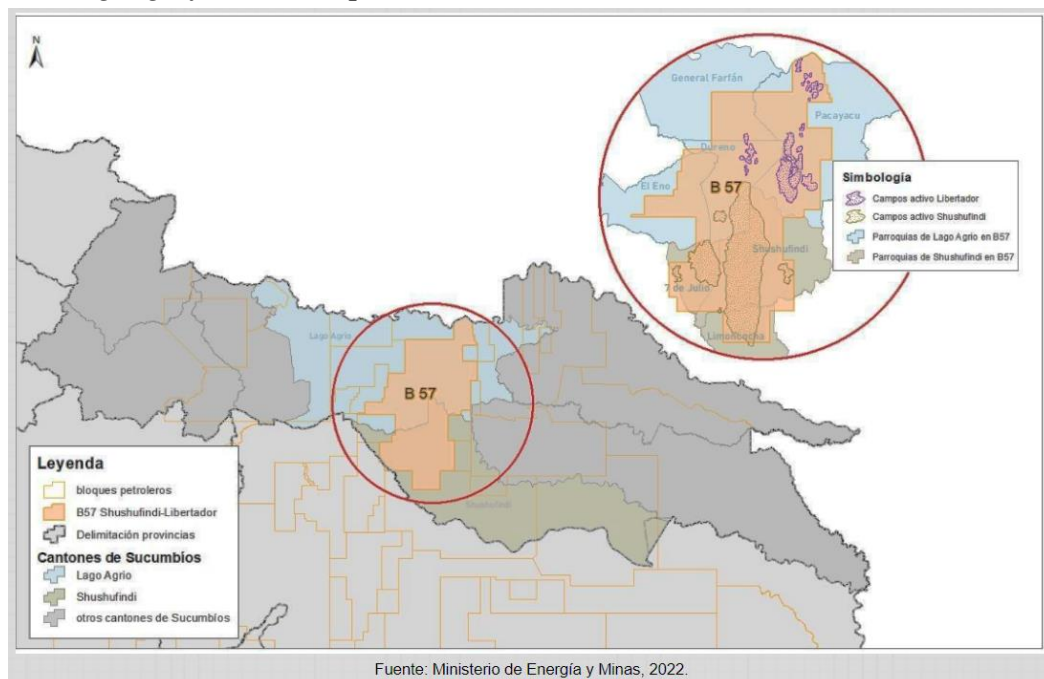
Desde una perspectiva económica, la plataforma “H” ha sido crucial para mantener los niveles de producción del país, especialmente en momentos de fluctuaciones en los precios del petróleo. La plataforma no solo ha aumentado la eficiencia, sino que también ha reducido los costos operativos, lo que la convierte en un activo importante dentro de la estrategia energética del Ecuador. Sin embargo, los retos para equilibrar desarrollo económico y sostenibilidad ambiental siguen siendo un punto de fricción.

En el futuro, la plataforma “H” tiene el potencial de jugar un papel clave en la transición hacia una producción petrolera más sostenible, mediante la implementación de nuevas tecnologías de desgasificación y procesos más eficientes. La adaptación de la plataforma a las normativas ambientales y la integración de tecnologías limpias serán determinantes para su sostenibilidad a largo plazo (Ingeniería para el Desarrollo Humano ONGAWA, 2022).

1.1.2.1. Generalidades del bloque 57

El bloque 57 – Shushufindi está ubicado en la provincia de Sucumbios, en la cuenca oriente del Ecuador; es parte del corredor central Sacha-Shushufindi, con una altitud de 231 metros sobre el nivel del mar (Ramos, 2018). Durante el primer semestre del 2024 se considera como el tercer mejor campo de producción petrolera con un promedio de la producción de +/- 58000 BOPD, contando con 6 estaciones de producción Norte, Central, Sur, Suroeste, Aguarico y Drago (EP Petroecuador, 2024).

Figura 3
Ubicación geográfica del bloque 57



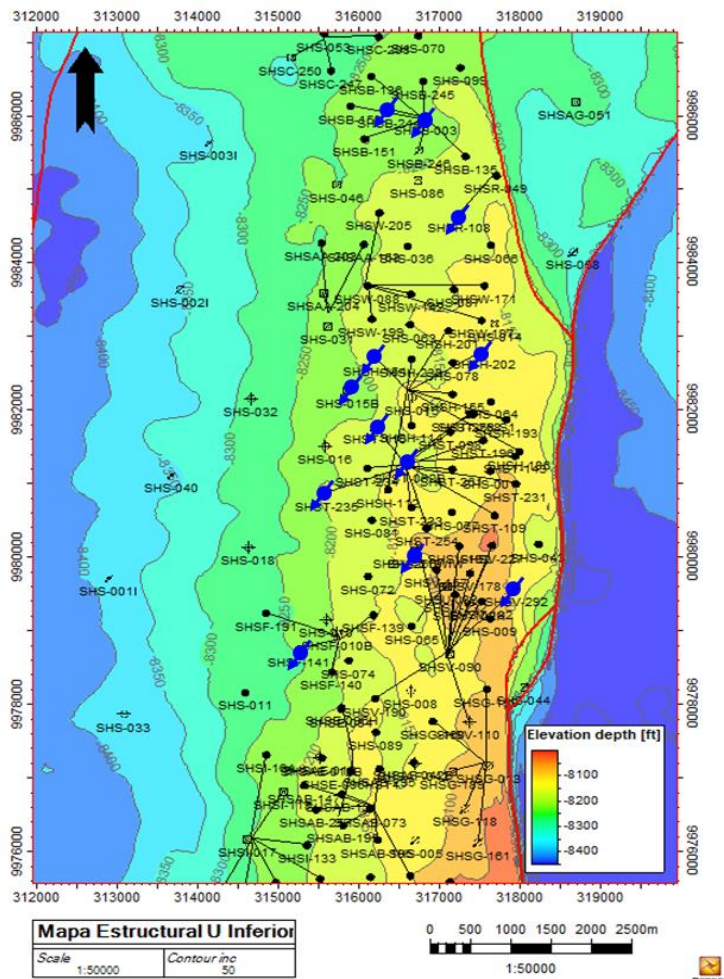
Fuente: Visión Amazónica (2022)

1.1.2.2. Descripción geológica del campo

El bloque 57 – Shushufindi tiene como estructura un anticlinal asimétrico alargado con orientación norte-sur, en la cual consta de tres estructuras principales, dos anticlinales Shushufindi y una Aguarico. Su flanco oriental se encuentra establecido por fallas de transpresión dextral, que forman parte de una estructura en forma de flor. La falla aproximadamente alcanza un salto de 200 pies en la base de caliza, la estructura posee una longitud aproximada de 35 km y entre 6 y 7 km de ancho (Morillo, 2019).

Figura 4

Mapa estructural Bloque 57 - Arena U inferior



Fuente: EP Petroecuador (2024)

La arena U inferior es uno de los yacimientos con mejor prospecto e incluso se encuentra trabajando con recuperación secundaria. Este plan comenzó desde noviembre

del 2014, al inicio fue implementada en la zona norte del campo Shushufindi, dicha zona presentaba mayor declinación, siendo así como objetivo principal incrementar el factor de recobro de dicho reservorio (Carrión, 2022).

1.1.2.3. Estratigrafía del campo

Tabla 1

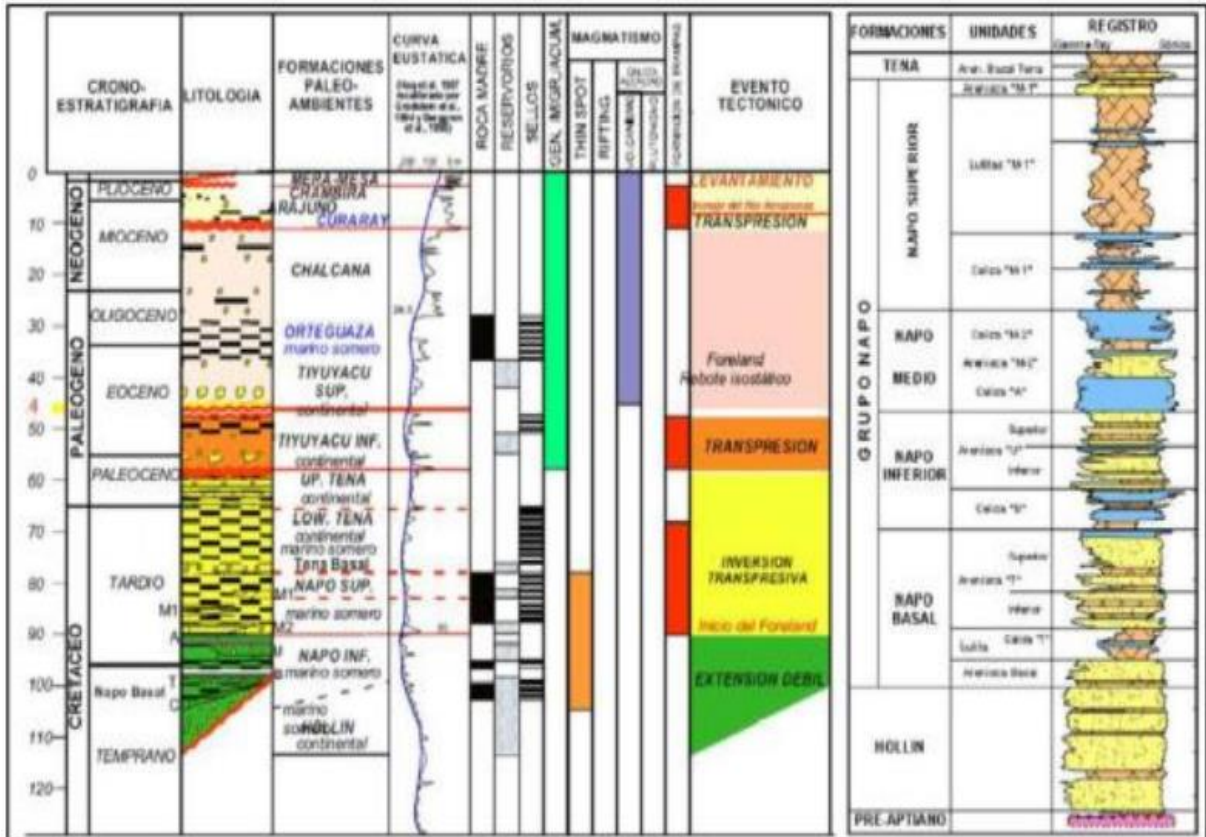
Datos del reservorio del Bloque 57

Reservorio	Características	Referencia
Arenisca T	Grano medio grueso minerales semejantes a arenisca U. Permeabilidad y porosidad superior en la base de la arenisca. Porosidad total intergranular de 17% y 38415 acres. Grados API del crudo varía entre 28-32. Saturación de agua inicial de +/- 15%. Permeabilidad absoluta entre 300-600 mD. Valor de salinidad para este reservorio entre 15000 a 25000 ppm de cloruro de sodio.	Baby et al. (2014); Jami y Ruiz (2022); Sánchez y Sánchez (2021)
Arenisca U	Arenisca cuarzosa. Presencia de fragmentos líticos. Posee minerales como el circón, muscovita y glauconita. La arcilla predominante es la caolinita. Porosidad total promedio de 19%. Permeabilidad absoluta entre 250 y 400 mD.	
Arenisca Basal Tena	Estructura de grano decreciente de menor espesor. Porosidad promedio alrededor del 15%. Espesor entre 1 – 22 pies.	

Fuente: Elaboración propia tomado de Baby et al. (2014)

Las arenas mencionadas en la Tabla 1, son las arenas productoras del Bloque 57 - Shushufindi (Carrión, 2022). Del total de las arenas reportadas a octubre-2024: la Arena U aporta en un 59%, la Arena T en un 38% y la Arena Basal Tena en un 2%.

Figura 5
Columna estratigráfica del bloque 57



Fuente: Morillo (2019)

1.1.3. Propiedades físicas de los fluidos

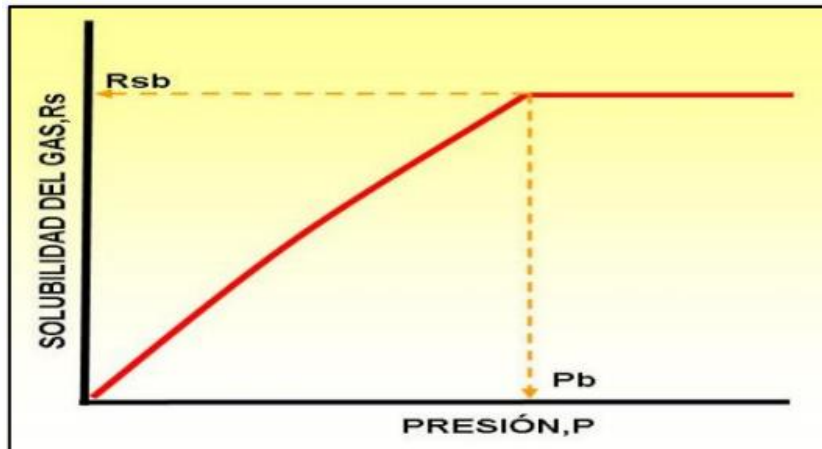
1.1.3.1. Relación gas petróleo

La solubilidad del gas es definida como la cantidad de gas disuelto que se encuentra en solución en petróleo crudo, a cualquier condición de presión y temperatura del reservorio, cuando ambos volúmenes se miden en superficie. Esta relación depende fundamentalmente del tipo de fluido en el reservorio y del método de laboratorio para su obtención y medición (Armijos, 2018). Se expresa de la siguiente forma:

$$R_s = \frac{\text{Vol. de Gas Disuelto } Tr, Pr}{\text{Vol. de Petróleo}} ; \left[\frac{PCN}{BN} \right]$$

Para un mismo gas y petróleo dados a una temperatura constante, la cantidad de gas en solución aumentará proporcionalmente con la presión; así mismo, a una presión constante, la cantidad de gas en solución disminuirá a medida que aumenta la temperatura (Rivero, 2007).

Figura 6
Relación de solubilidad vs. presión



Fuente: Rivero (2007)

Si se analiza el comportamiento gráfico, se puede concluir que la cantidad de gas en solución aumenta a medida que aumenta la presión de saturación, hasta incorporarse completamente a la fase líquida. Por sobre la presión de saturación, la cantidad de gas en solución se mantendrá constante. La cantidad de gas existente en el petróleo será siempre la misma a menos que se inyecte gas (Armijos, 2018).

1.1.3.2. Presión de burbuja

Es la presión en la que se libera la primera burbuja de gas que se encuentra disuelto en el petróleo. La presión del punto de burbuja se determina en función de la temperatura, la gravedad específica del gas, la gravedad específica del petróleo y la cantidad de gas disuelto en el crudo R_s (Pillajo y Zambrano, 2012).

Las correlaciones propuestas para la determinación de la presión de burbuja se basan esencialmente en la solubilidad del gas, la gravedad del petróleo y la temperatura (Armijos, 2018).

Para este efecto se tiene:

$$P_b = f(R_s, \gamma_g, \text{°API}, T)$$

1.1.4. Análisis del reservorio

Según Zhuang et al. (2020), las características para el análisis del reservorio se las detalla a continuación:

Tabla 2

Características de reservorios

Características	Descripción
Flujo de almacenamiento del pozo	Aparece al inicio de la producción o cierre del pozo, se muestra como una recta pendiente unitaria en la curva derivada.
Flujo lineal temprano y bilineal	Describen una formación cercana al pozo con fractura masiva de arena.
Flujo lineal de tiempo medio	Aparece el periodo de flujo lineal perpendicular a la sección horizontal de un pozo horizontal.
Flujo lineal tardío	Es inducida por límites impermeables.
Flujo radial	Línea recta con pendiente 0.
Flujo esférico	Ocurre cuando la formación está parcialmente perforada. Estado de flujo transitorio. Línea recta con pendiente 0.5.
Flujo pseudoestable	Línea recta con pendiente unitaria.
Línea de estado estable de las curvas de presión Build up	Estado de flujo correspondiente a un pseudo flujo constante durante la producción del pozo en un bloque cerrado.
Flujo de transición en yacimiento de doble porosidad	Patrón de flujo especial debido a que es una representación de la transición del flujo radial en un sistema de fisuras en todo el reservorio.
Aumento y disminución de la resistencia al flujo	Si la resistencia al flujo de gas aumenta, la curva derivada de la presión se inclina hacia arriba desde la línea recta del flujo radial, en caso contrario, si la resistencia al flujo disminuye, la curva derivada de presión se inclina hacia abajo.

Fuente: Elaboración propia tomado de Zhuang et al. (2020)

1.1.4.1. Índice de productividad

El índice de productividad o IP es un indicador que mide la capacidad o la habilidad de producir de un pozo (Q). Para determinar la IP de un pozo debemos conocer la presión fluyente del pozo (P_{wf}) y la presión estática (P_R). Para conseguir estos valores debemos utilizar memorias electrónicas que se bajan al fondo del pozo son capaces de medir presión y temperatura. La presión fluyente del pozo (P_{wf}) se obtiene al producir el pozo con una rata estabilizada por un determinado tiempo y la presión estática (P_R) podemos obtenerla con un período de cierre del pozo suficientemente largo para obtener equilibrio en la presión del yacimiento. (Pilay y Galarza, 2011):

$$IP = \frac{Q}{P_R - P_{wf}}$$

1.1.4.2. Gradiente de presión

Se conoce como gradiente de presión al cambio producido en la presión con respecto a la distancia. Éste puede referirse a tres situaciones: al cambio de presión del fluido del pozo con respecto a la profundidad, al cambio de presión de poro con la distancia desde el pozo y, finalmente, al cambio de presión de poro con la profundidad, medido mediante pruebas de formación (Schlumberger del Ecuador S.A., 2018).

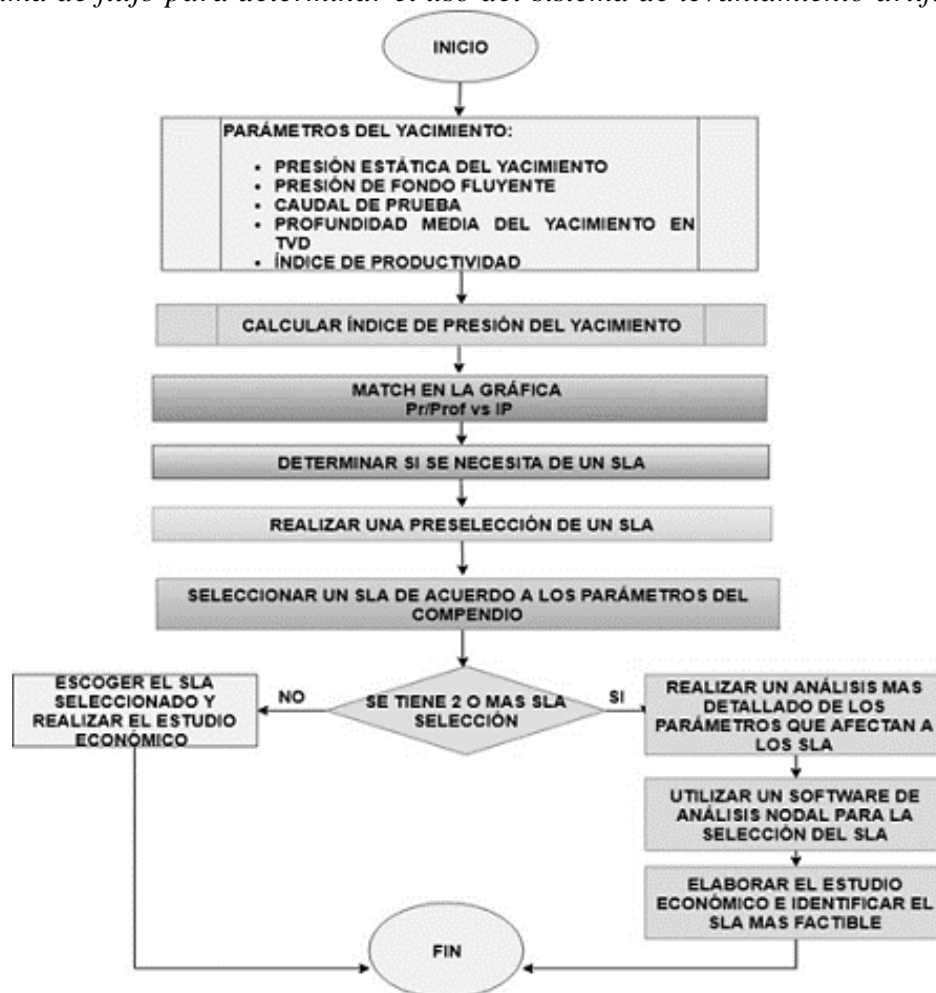
1.1.5. Mecanismos de levantamiento artificial

La producción de fluidos genera disminución de presión del reservorio, incremento de producción de agua y decremento de la fracción de gas. Todos estos factores reducen o anulan la producción de fluidos de un pozo hasta la superficie. Los métodos de extracción artificiales crean energía al fluido acumulado en el fondo del pozo para que llegue a la superficie a costos razonables (Guale, 2013).

Los factores operativos y económicos determinarán la elección de los sistemas de levantamiento artificial. En la actualidad, alrededor del 90% de los pozos a nivel mundial utilizan algún tipo de levantamiento artificial. Aunque los pozos todavía producen la energía necesaria para producir naturalmente, las empresas utilizan estos sistemas de levantamiento artificial para aumentar la producción (Bin et al., 2007).

Figura 7

Diagrama de flujo para determinar el uso del sistema de levantamiento artificial



Fuente: Apolo et al. (2019)

Ecuador cuenta con campos maduros y en desarrollo, por lo tanto, es importante realizar pruebas de pozos durante las etapas de su vida productiva, desde la perforación, completación y producción. Cada etapa tiene diversos propósitos, mediante las pruebas de pozos se puede: analizar los fluidos producidos, determinar la relación de sus

volúmenes, de presión, volumen y temperatura (PVT), potenciales (IP), presiones y temperaturas del yacimiento, caracterizar el pozo dañado, estimar límites y geometría de los yacimientos, comunicación entre pozos, entre otras características y con ello se selecciona el levantamiento artificial óptimo (EP Petroecuador, 2013). En este aspecto a continuación se presenta la información:

Figura 8

Rangos del índice de presión del yacimiento para instalar un sistema de levantamiento artificial

Pr/Prof. (TVD)		
0.35-0.45	ESTRANGULAR	SISTEMA A FLUJO NATURAL SE NECESITA ESTRANGULADOR EN SUPERFICIE PARA CONTROLAR LA PRODUCCIÓN ENERGÍA VIRGEN DEL YACIMIENTO
0.25-0.45	FLUJO NATURAL	NO ES NECESARIO, PERO SE PUEDE UTILIZAR DE UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ENERGÍA ALTA DEL YACIMIENTO
0.15-0.35	SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	SE DEBE UTILIZAR UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ENERGÍA MEDIA DEL YACIMIENTO
0-0.15	BOMBAS MECÁNICAS	NECESARIAMENTE SE REQUIERE DE UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ENERGÍA BAJA DEL YACIMIENTO

Fuente: Apolo et al. (2019)

Igualmente, se proyectan los criterios siguientes:

Figura 9

Criterios para preselección de un sistema de levantamiento artificial

GRUPO	ÁREAS	CRITERIO PARA PRE-SELECCIÓN DE UN SLA
BAJA PRODUCTIVIDAD	1-4-7-10	SE DEBE UTILIZAR UN SLA, AUNQUE SE ESTEN EN EL ÁREA 1 Y 4. Y EN EL ÁREA 7-10 NECESARIAMENTE SE DEBE UTILIZAR UN SLA
MEDIANA PRODUCTIVIDAD	2-5	PUEDE PRODUCIR A FLUJO NATURAL, TAMBIÉN SE PUEDE UTILIZAR UN SLA
	8-11	NECESARIAMENTE SE DEBE UTILIZAR UN LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL
ALTA PRODUCTIVIDAD	3-6	POZOS PRODUCEN A FLUJO NATURAL, SE PUEDE UTILIZAR UN SLA
	9-12	NECESARIAMENTE SE DEBE UTILIZAR UN SLA

Fuente: Apolo et al. (2019)

Los valores encontrados en la Figura 10 significan:

- 1 el levantamiento más apropiado.
- 2 es la siguiente opción para tomarse en cuenta.
- 3 no es el levantamiento artificial más apropiado.

Figura 10

Preselección del sistema de levantamiento artificial de acuerdo al índice de productividad

IP	CONSIDERACIONES PARA APLICAR LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	BOMBEO MECÁNICO	BOMBEO GAS LIFT	BOMBEO HIDRÁULICO	BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE	BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS
>2.0	EXCELENTE PRODUCTIVIDAD	3	1	2	1	1
1.0-2.0	ALTA PRODUCTIVIDAD	3	1	2	1	1
0.5-1.0	MEDIA PRODUCTIVIDAD	2	1	1	2	1
0-0.5	BAJA PRODUCTIVIDAD	1	2	1	3	3

Fuente: Apolo et al. (2019)

Figura 11

Calificación de los parámetros cualitativos según los sistemas de levantamiento artificial

CALIFICACIÓN SEGÚN LOS SLA	VALOR	MANEJO SEGÚN LA SEVERIDAD
EXCELENTE	3	SEVERA, MEDIA, LEVE
BUENO	2	MEDIA, LEVE
MALO	1	LEVE

Fuente: Apolo et al. (2019)

Para seleccionar el levantamiento más idóneo para el pozo, la preselección debe estar entre el 1 y 2. La clasificación de estos parámetros se la realiza de manera cualitativa, debido a la carencia de estudios cuantitativos que permitan conocer los valores a los cuales trabajen los sistemas de levantamiento.

El compendio del levantamiento artificial se muestra en la figura 12, a continuación:

Figura 12
Parámetros típicos de los principales sistemas de levantamiento artificial

	BOMBEO MECÁNICO	BOMBEO GAS LIFT	BOMBEO HIDRÁULICO	BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS
PARÁMETROS TÍPICOS	MÍNIMO PROMEDIO MÁXIMO	MÍNIMO PROMEDIO MÁXIMO	MÍNIMO PROMEDIO MÁXIMO	MÍNIMO PROMEDIO MÁXIMO	MÍNIMO PROMEDIO MÁXIMO
TASA DE PRODUCCIÓN DESEADA bpd=	5 752.5 1500	100 5050 10000	50 2025 4000	100 15050 30000	5 1102.5 2200
PROFUNDIDAD DE LEVANTAMIENTO TVD, pies =	100 8050 16000	5000 10000 15000	5000 10000 15000	5000 10000 15000	2000 6000 10000
GRAVEDAD API =	>8	>15	>8	>10	<35
TEMPERATURA DE YACIMIENTO °F =	100 225 350	100 250 400	100 300 500	100 250 400	75 162.5 250
DOGLEG LIMITA LA PROF. DE LEVANTAMIENTO	0 10 20	0 40 80	0 30 60	0 40 80	0 5 10
GRADO DE INCLINACIÓN DEL POZO	0 10 20	0 35 70	0 45 90	0 40 80	0 45 90
MANEJO DE CORROSIÓN	BUENO -EXCE- LENTE	BUENO- EXCE- LENTE	EXCE- LENTE	BUENO- EXCELENTE	POCO
MANEJO DE GAS	POCO- BUENO	EXCE- LENTE	BUENO	POCO-BUENO	BUENO
MANEJO DE SÓLIDOS	POCO- BUENO	BUENO	BUENO	POCO-BUENO	EXCELENTE
SERVICIO-MANTENIMIENTO	WORKO- VER- PULLING	WIRE- LINE O WORKO- VER	HIDRAU- LICA- WIRELINE	WORKOVER- PULLING	WORKOVER- PULLING
TIPO DE UBICACIÓN	On-shore	On-shore	On-shore	On-shore	On-shore
¿DISPONIBILIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA?	SI/NO	SI/NO	SI/NO	SI/NO	SI/NO

Fuente: Apolo et al. (2019)

1.1.5.1. Consideraciones teóricas

Cuando en un yacimiento se pierde la energía natural que solía tener para poder producir hasta superficie se requiere un sistema de levantamiento artificial para sustituirla. Debido a su alta viscosidad, el agua se incorpora al crudo en forma de

emulsiones directas, aumentando significativamente la viscosidad de los sistemas. Otro factor a considerar es la densidad o gravedad de las API de los sistemas generados por columnas estáticas. La precipitación de asfaltenos, que puede causar erosión o atascamiento tanto en el sistema de bombeo como en la tubería, requiere consideraciones específicas del tipo de fluido que se maneja. Los crudos pesados y extrapesados tienen un alto porcentaje de azufre (del 2 % al 5 %), lo que causa problemas de corrosión en los componentes mecánicos del sistema de levantamiento (Páez y Grosso, 2003).

1.1.5.2. Bombeo mecánico

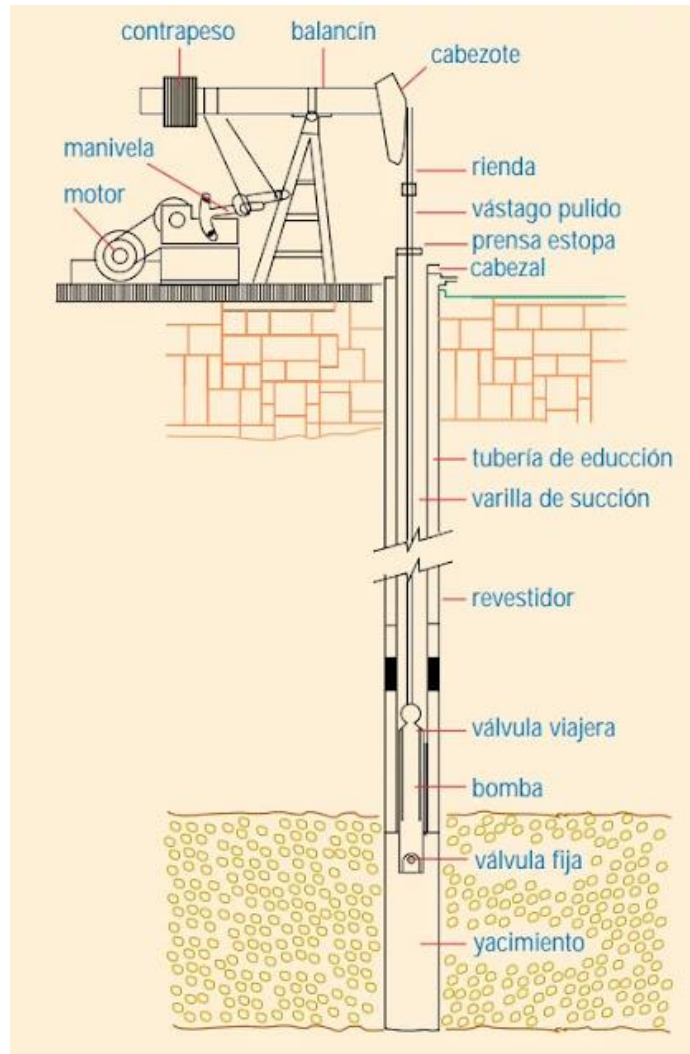
El método más utilizado en todo el mundo es el levantamiento por bombeo mecánico. El fluido se eleva a través de una sarta de varillas que son movidas por la transmisión de potencia de una bomba reciprocante con dos válvulas cheque, una viajera y la otra estacionaria. Este sistema no tiene empaque para evitar el venteo de gas que produce el anular (Craf et al., 1962).

La evolución de estos componentes, tanto en diseño como en materiales, la tecnología electrónica y el avance en las aplicaciones de análisis y diseño, han contribuido a que el bombeo mecánico convencional moderno haya dejado de ser la Cenicienta de los métodos de producción reservados sólo para los pozos que llegaban al final de su etapa productiva. No es difícil deducir que, debido a su larga historia, este método es el más utilizado en la industria petrolera global (Partidas, 2003).

En la actualidad, en el oriente ecuatoriano, las unidades Rotaflex de la empresa Weatherford tienen mayor uso; esta mantiene una velocidad relativa constante durante la mayor parte de carrera ascendente y descendente. Esta unidad de bombeo debe ser usada con una bomba de pistón, permitiéndonos así poder ocupar completaciones donde operaban con sistema hidráulico o electrosurgible. Rotaflex o también conocida como unidad de carrera larga, tiene la finalidad de transformar el movimiento de rotación del

motor en un movimiento ascendente y descendente requerido para impulsar la bomba de piston instalada en la completación (Brasales, 2015).

Figura 13
Partes del sistema de bombeo mecánico



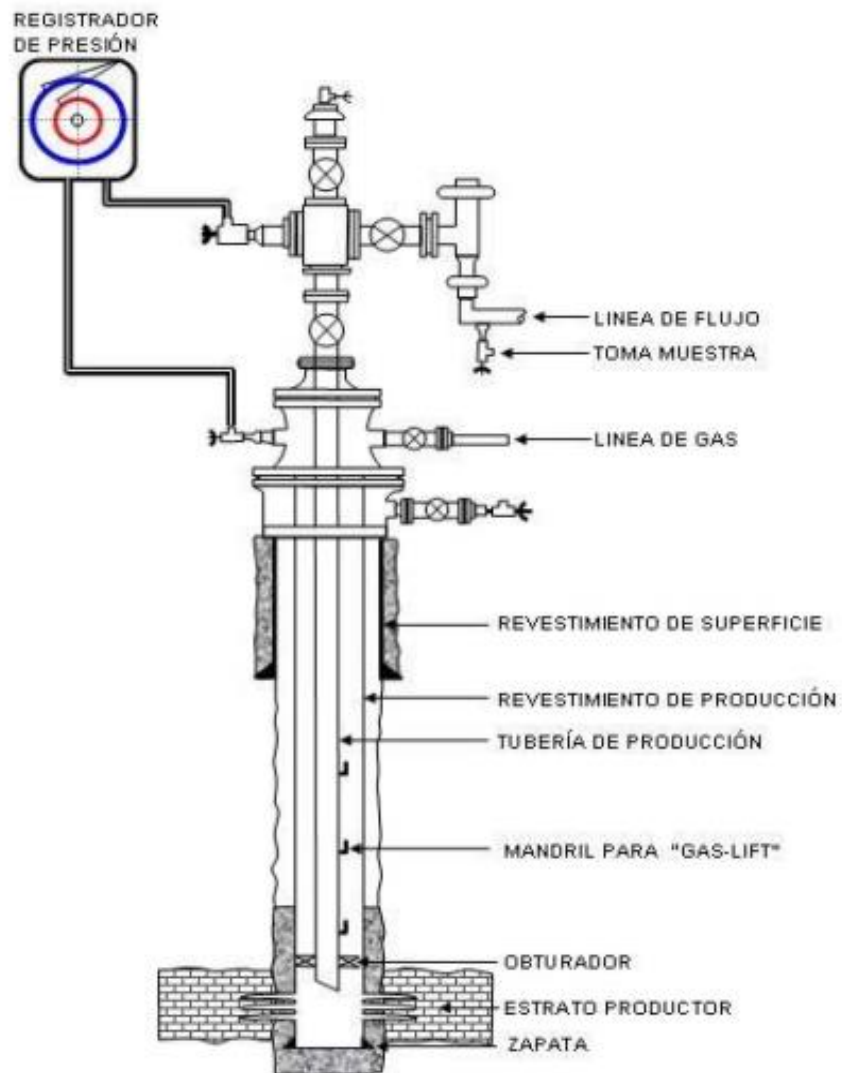
Fuente: Madrid M. (2009)

1.1.5.3. Levantamiento neumático (gas lift)

En primer lugar, se inyecta gas comprimido en la parte baja del tubo, donde se combina con el fluido que producen las capas de petróleo, en el cual, tanto la densidad del fluido como el peso de la columna del fluido en el tubo del aceite disminuyen, lo que hace que merme el gradiente de presión del flujo del tubo. Luego incrementa la diferencia de presión entre el fondo del pozo y la capa, que es la potencia que fluye el fluido por la

tubería. Por consiguiente, el método de levantamiento artificial por gas lift es igual que el de producción por flujo natural y la diferencia entre los dos es que el método de gas lift sale por el método artificial (Maggiolo, 2004).

Figura 14
Sistema de gas lift



Fuente: ESP OIL Engineering Consultants (2004)

Los dos sistemas básicos de levantamiento neumático son el levantamiento continuo y el levantamiento intermitente. El principio de operación del levantamiento continuo es la inyección de gas a través de la más profunda de una serie de válvulas ubicadas a lo largo de la tubería de producción. El efecto de este gas inyectado es el de

disminuir la densidad de los fluidos producidos, permitiéndole llegar hasta la superficie con la tasa de producción deseada. Este sistema es una prolongación del flujo natural del pozo (Golan y Whitson, 1991).

Como su nombre lo indica, en el levantamiento intermitente la inyección ocurre durante un cierto intervalo de tiempo y luego se detiene. Después de que cierto período de tiempo ha transcurrido, se repite la inyección y comienza de nuevo el ciclo (American Petroleum Institute, 1984)

La clave para que exista un buen levantamiento artificial son las válvulas de elevación por gas instaladas en la tubería, las mismas que se instalan a lo largo de la tubería y proporcionan vías para el gas inyectado desde la carcasa hasta la tubería (Rempu, 2011).

1.1.5.4. Bombeo electrosumergible (BES)

El principio de este sistema de bombeo es la operación basada en la acción continua de una bomba centrífuga multietapas, cuyos requerimientos de potencia son suministrados por un motor eléctrico de inducción, alineado desde la superficie a través de un cable de potencia por una fuente de tensión primaria (REDA, 2001).

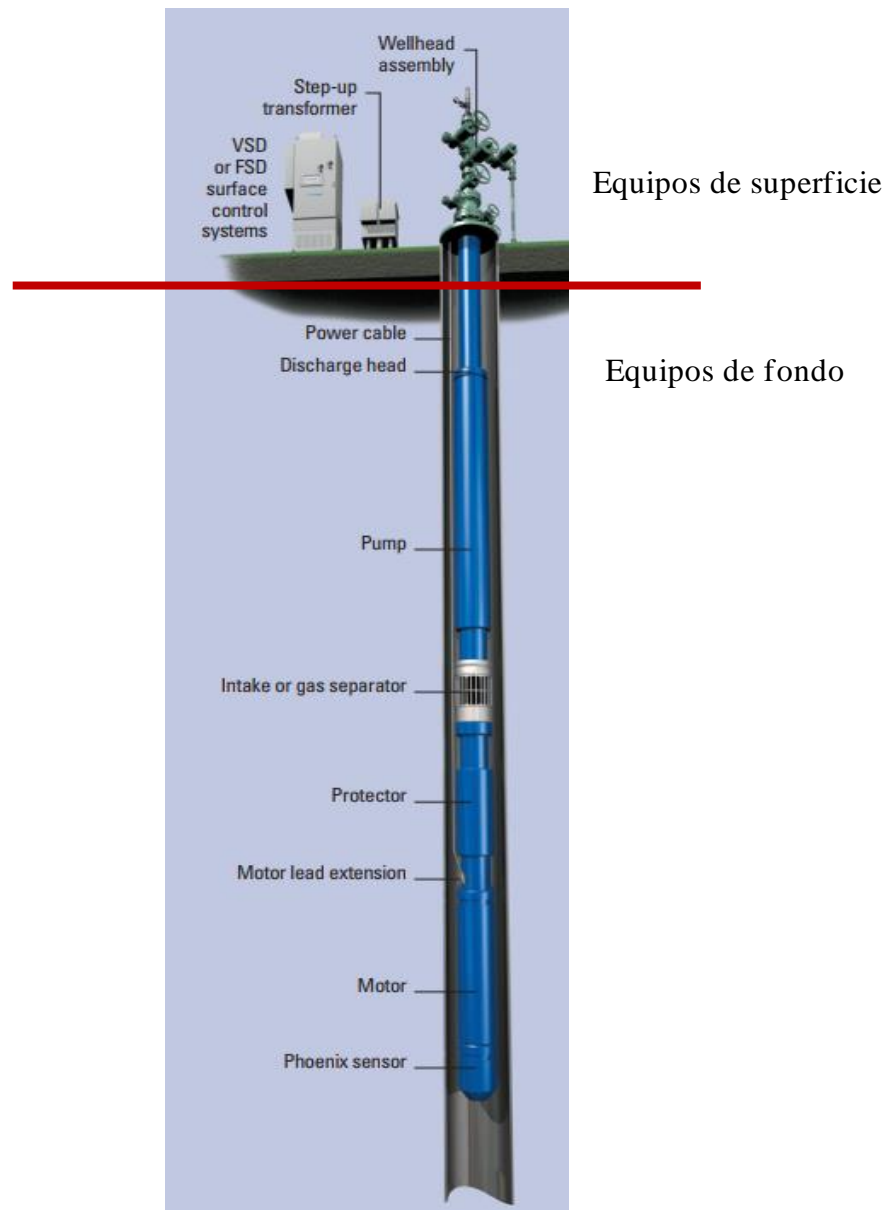
Una vez se transforma la tensión primaria, la energía requerida es transmitida a través del cable de potencia hasta el motor de subsuelo, desde el transformador. El motor genera la fuerza que se transmite a la bomba, compuesta por etapas, cada una de las cuales consta de un impulsor que rota y un difusor estacionario, los cuales imparten un movimiento rotacional al líquido para llevarlo hasta superficie (CENTRILIFT, 1984)

En la figura 15 podremos apreciar las partes de que conforman el sistema de levantamiento electrosumergible, que son divididos en 2 partes:

- Los equipos de superficie
- Los equipos de fondo

Figura 15

Levantamiento artificial electrosumergible (equipos de superficie y de fondo)



Fuente: Garcés (2024)

1.2. Procesos de desgasificación

La desgasificación en pozos petroleros es un proceso clave para garantizar la estabilidad del pozo y la seguridad en las operaciones de extracción. En términos generales, la desgasificación se refiere a la eliminación de gases que se acumulan en los anulares del pozo. Este fenómeno conocido como "bloqueo por gas" puede tener un impacto en la presión del fondo del pozo, lo que puede causar inestabilidad y disminuir

la eficiencia de la producción. Dado que una presión de fondo insuficiente puede generar un flujo multifásico, que disminuye las tasas de producción y la estabilidad del pozo, el ajuste de la presión anular es esencial para reducir estos efectos. Esto demuestra cuán cruciales son las estrategias de desgasificación adecuadas para maximizar la extracción y garantizar un flujo de producción constante (Márquez et al., 2017).

Si no se gestionan adecuadamente, la composición de los gases presentes en pozos petroleros, como el metano y el dióxido de carbono, puede representar un riesgo significativo. La liberación descontrolada de estos gases puede causar sobrepresión y riesgos de explosión. Las técnicas de desgasificación han mejorado significativamente en los últimos años, pasando de métodos manuales a sistemas automatizados que optimizan la liberación de gases y mejoran la seguridad y la eficiencia de la operación (Rodríguez, 2024).

Los métodos de desgasificación en pozos petroleros han cambiado de los métodos manuales a los automatizados que maximizan la seguridad y la eficiencia. Los sistemas automáticos actuales permiten la liberación controlada de gases a través de sensores y software monitoreados en tiempo real, lo que reduce la necesidad de intervención manual antes de que puedan causar problemas mayores (Ortega, 2022).

El uso de sensores sofisticados y sistemas automatizados que monitorean la presión y la liberación de gases en tiempo real son avances recientes en las tecnologías de desgasificación de pozos petroleros. Estos sensores, que se basan en tecnologías MEMS (Microelectromechanical Systems), pueden detectar con precisión las concentraciones de gases como el metano y otros hidrocarburos en el pozo y, para mantener la estabilidad del sistema, ajustan automáticamente las válvulas de alivio. Este método aumenta la seguridad en pozos de gran profundidad y alta presión y reduce la necesidad de intervención manual. Además, la integración con plataformas de monitoreo

basadas en la nube facilita la visualización de datos y la toma de decisiones más rápida en situaciones críticas (Majeed, 2020).

En términos de eficiencia, la desgasificación mejora la eficiencia al aumentar la productividad al reducir las fluctuaciones de presión que pueden detener el flujo de petróleo. La estabilidad del pozo hace que la producción sea más estable y predictiva, lo que aumenta la rentabilidad de las operaciones petroleras. Esto se puede ver en el desarrollo de tecnologías que permiten la liberación automática y controlada de gases, lo que aumenta la seguridad de las operaciones y mejora la eficiencia económica del pozo al evitar fluctuaciones abruptas de presión que podrían afectar su productividad. Estos sistemas se han utilizado principalmente en yacimientos que enfrentan mayores desafíos de presión (Madrid, 2023).

1.2.1. Teoría de la desgasificación

La desgasificación en pozos petroleros es un proceso esencial en la ingeniería de producción debido a la complejidad de las formaciones geológicas y las condiciones que se encuentran en los pozos. Este proceso implica la liberación controlada de gases acumulados en los anulares, que puede afectar de manera directa la integridad del pozo y la producción. La naturaleza de los gases, generalmente compuestos de metano, nitrógeno y otros hidrocarburos ligeros, puede influir en cómo se diseñan las estrategias de desgasificación (Smith et al., 2021). Por ello, es muy importante saber las características del yacimiento para poder anticipar operaciones de producción o perforación.

Los gases atrapados también pueden alterar el comportamiento físico-químico de los fluidos del pozo. Es común que los gases se encuentren atrapados en pequeñas cavidades o fisuras dentro del yacimiento. Si este fenómeno no se maneja adecuadamente, puede causar fluctuaciones significativas en la presión del pozo. La modelización computacional ha mejorado la predicción de cómo y dónde se acumularán los gases en

los anulares, lo que ayuda a los ingenieros a diseñar intervenciones más efectivas (Gómez, 2021).

El control de la acumulación de gas en los pozos es esencial no solo por motivos de seguridad, sino también porque afecta la eficiencia de la producción. En situaciones donde no se realizan adecuadamente los procedimientos de desgasificación, los gases pueden interferir con el flujo de hidrocarburos, reduciendo la tasa de producción. Esto significa que los ingenieros deben encontrar un equilibrio entre el control de la presión y la optimización de la producción, asegurando que las soluciones implementadas sean sostenibles y eficientes a largo plazo (Grupo Banco Mundial, 2022).

En términos de tecnología, la desgasificación ha evolucionado considerablemente desde los primeros días de la industria petrolera. Los sistemas actuales incluyen una variedad de válvulas automáticas y sensores que permiten un control más preciso sobre la liberación de gas. Estos avances han mejorado significativamente la seguridad operativa, reduciendo la posibilidad de incidentes como explosiones o fallas estructurales graves (Comisión Europea, 2020). Sin embargo, los desafíos persisten en pozos de alta presión y temperaturas extremas, donde las soluciones convencionales a menudo no son suficientes.

Finalmente, la gestión de la desgasificación también tiene implicaciones regulatorias y ambientales. En muchos países, las autoridades exigen la implementación de medidas estrictas para prevenir la emisión de gases de efecto invernadero durante las operaciones de extracción de petróleo y gas. Esto ha llevado a una mayor inversión en tecnologías de captura y almacenamiento de gases, adoptando mejores prácticas en la industria para reducir el impacto ambiental de las operaciones de desgasificación (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible de Colombia, 2023).

1.2.2. Origen del gas en los pozos

Los gases que se acumulan en los anulares de los pozos petroleros pueden tener varias fuentes. En muchos casos, el gas se encuentra disuelto en el petróleo dentro del yacimiento y, a medida que la presión del pozo disminuye, estos gases comienzan a liberarse. Este fenómeno ocurre con mayor frecuencia en yacimientos con petróleo ligero, donde la disolución de gas es más alta. Además, en algunas formaciones geológicas, el gas puede estar atrapado en pequeñas burbujas o fracturas, que se liberan cuando la perforación o la producción alteran las condiciones del pozo (Qi Pang et al., 2015).

Otra fuente común de gas en los anulares es la migración desde formaciones más profundas. Este tipo de gas, conocido como gas de fondo, puede moverse a través de las capas geológicas debido a diferencias de presión o a la presencia de fallas naturales en la roca. En estos casos, los gases pueden acumularse lentamente a lo largo del tiempo, generando una presión considerable en los anulares si no se permite su liberación controlada. El tipo de roca, la porosidad y la permeabilidad del yacimiento juegan un papel crucial en la facilidad con la que estos gases pueden migrar hacia el pozo (Tucker y Wright, 2019).

Además de estos factores geológicos, el diseño del pozo también influye en la acumulación de gas en los anulares. Los sellos inadecuados, las barreras de cementación deficientes y otros problemas de construcción pueden permitir que el gas entre en los anulares y se acumule. Este tipo de problemas suele manifestarse durante las operaciones de producción prolongadas o después de eventos de perforación que alteran la integridad estructural del pozo (Kwatia et al., 2019).

La composición del gas también es importante, por lo cual los pozos petroleros pueden acumular gases como el dióxido de carbono (CO₂) y el sulfuro de hidrógeno (H₂S), lo que puede ser perjudicial para la infraestructura y la seguridad. Cuando el CO₂

se disuelve en agua, forma ácido carbónico, lo que puede causar la corrosión del metal en las tuberías y estructuras del pozo. Este tipo de corrosión, también conocida como corrosión "dulce", es muy común en los sistemas de producción de petróleo y gas, donde puede causar daños a largo plazo (Tan et al., 2023).

En resumen, la acumulación de gas en los anulares es el resultado de una combinación de factores geológicos, operativos y de diseño. La detección y el control efectivos de estos gases son fundamentales para garantizar la seguridad operativa y la integridad de las instalaciones en el sitio de trabajo (Tan et al., 2023).

1.2.3.Mecanismos de acumulación en los anulares

La acumulación de gases en los anulares de los pozos petroleros es el resultado de la interacción de múltiples presiones y características físicas del gas. Muchas veces, la presión hidrostática en el pozo es menor que la presión del gas disuelto en el yacimiento. Esto hace que el gas se separe de los fluidos y se mueva hacia los anulares. En pozos profundos, donde las variaciones de presión son más notables, este proceso es más intenso. Como resultado, se pueden acumular grandes cantidades de gas en áreas confinadas (Wu y Xiao, 2019).

La "segregación de fases" es un fenómeno que explica la acumulación de gases en los anulares de los pozos petroleros. Este proceso ocurre cuando el gas experimenta una disminución de presión al ascender por el anular, lo que le permite expandirse y llenar un mayor volumen. El gas queda atrapado en los anulares como resultado de las barreras de presión del pozo. Esto puede causar una acumulación significativa de gas en espacios confinados, lo que aumenta el riesgo de fallas en la infraestructura del pozo, especialmente en áreas con altas tasas de liberación de gas (Tengfei et al., 2018).

Un fenómeno crucial que puede contribuir a la acumulación de gas en los anulares es la migración capilar en los pozos petroleros. Este proceso ocurre cuando pequeñas

burbujas de gas se desplazan a través de las capas de cemento que separan los anulares, aprovechando fisuras o defectos en el revestimiento del pozo. Aunque la migración de este tipo suele ser un proceso lento, su carácter acumulativo puede causar problemas importantes a largo plazo si no se gestiona adecuadamente (R&D, 2021).

En la producción de pozos de petróleo y gas, el fenómeno de "carga de gas" es un problema común porque el gas acumulado puede ejercer suficiente presión para impedir que el petróleo fluya hacia la superficie. Esto es particularmente problemático en pozos en producción continua porque es necesario mantener un equilibrio delicado entre la producción y la desgasificación. La carga de gas puede interrumpir la producción sin una gestión adecuada, lo que requiere sistemas de alivio de presión para permitir una liberación controlada del gas atrapado (Joseph et al., 2013).

Varios factores externos, como la temperatura y la composición del fluido del yacimiento, pueden afectar la acumulación de gas en pozos petroleros. Los gases se acumulan en los espacios anulares del pozo porque son menos solubles en líquidos a temperaturas más bajas. Esto se debe a que las temperaturas más altas afectan la disolución del gas en el líquido, lo que limita su acumulación (James y Nickens, 2004).

1.2.4. Factores que influyen en la acumulación

La comprensión de la acumulación de gas en los anulares depende de los factores geológicos. La porosidad y permeabilidad de las formaciones cercanas se encuentran entre los factores más influyentes. En formaciones con alta permeabilidad, el gas puede fluir más fácilmente hacia el pozo, mientras que, en formaciones de baja permeabilidad, puede quedar atrapado y acumularse en las fracturas y espacios porosos hasta que se libera súbitamente. (James y Nickens, 2004)

La profundidad del pozo también juega un papel clave. A mayor profundidad, las diferencias de presión entre el yacimiento y la columna de perforación son mayores, lo

que favorece la liberación de gas. Además, en pozos más profundos, la temperatura es más elevada, lo que puede influir en el comportamiento de los gases disueltos en los fluidos del yacimiento, acelerando su liberación en forma de burbujas que migran hacia los anulares (Jafari y Asghari, 2022).

Otro factor importante es la composición del fluido del yacimiento. Yacimientos con alta concentración de gas asociado, como los de gas condensado, presentan un mayor riesgo de acumulación en los anulares. La naturaleza del gas, ya sea metano, dióxido de carbono o sulfuro de hidrógeno, también influye en el comportamiento de la acumulación, ya que cada gas tiene propiedades físicas y químicas diferentes que afectan su solubilidad y capacidad de migración (Kwatia et al., 2019).

En cuanto a las operaciones del pozo, la calidad del sellado de las barreras de cemento es un factor determinante en la prevención de la acumulación de gas. Las barreras mal cementadas permiten que los gases migren hacia los anulares, lo que aumenta la presión y el riesgo de blowouts. Además, el tipo de revestimiento utilizado y su resistencia a la corrosión son aspectos importantes a considerar para minimizar la acumulación de gas (Jafari y Asghari, 2022).

Por último, las prácticas operativas, como el control de la tasa de flujo de producción, también afectan la acumulación de gas en los anulares. Un flujo demasiado rápido puede aumentar la presión diferencial y provocar la liberación de gas en cantidades mayores a las que pueden ser manejadas por los sistemas de desgasificación instalados. En este sentido, la gestión cuidadosa de las operaciones es esencial para prevenir problemas asociados con la acumulación de gases en los anulares (Liang y Tan, 2020).

1.2.5. Impacto en la presión del pozo

La acumulación de gases en los anulares de los pozos petroleros efectivamente afecta la presión del pozo y puede provocar serias complicaciones operativas. La presión

ejercida por estos gases puede reducir la presión en el fondo del pozo (Bottom Hole Pressure o BHP), lo que aumenta el riesgo de pérdida de control y puede desencadenar blowouts, que son rupturas no controladas de los pozos. Este fenómeno es particularmente prevalente en pozos de gran profundidad, donde las variaciones de presión son más marcadas y la acumulación de gas puede ser más significativa (Dowdle y Cobb, 1975).

Además, la acumulación de gases en los anulares puede provocar fluctuaciones en la presión del pozo. Estos cambios repentinos en la presión pueden interferir con la estabilidad del pozo, comprometiendo tanto la seguridad de las operaciones como la eficiencia de la producción. En muchos casos, las fluctuaciones de presión se manifiestan en forma de “pulsos” de gas que pueden desestabilizar la columna de fluido. Este tipo de eventos pueden tener consecuencias graves si no se detectan y manejan adecuadamente (Duncan, 2016).

El impacto de la acumulación de gas en la presión del pozo también se puede ver reflejado en la capacidad del pozo para producir hidrocarburos. Una acumulación excesiva de gas puede generar una contrapresión que dificulta el flujo de petróleo hacia la superficie. En consecuencia, las tasas de producción pueden disminuir, lo que afecta la rentabilidad del pozo. En algunos pozos, la acumulación de gas en los anulares redujo las tasas de producción en hasta un 30% (Preston y Benson, 2009).

Para mitigar estos efectos, es esencial implementar sistemas de control de presión y desgasificación que permitan liberar el gas acumulado de manera segura y controlada. Estos sistemas pueden incluir válvulas de alivio de presión, cabezales de pozo adaptados y sensores que monitorean constantemente las fluctuaciones de presión. Sin embargo, el diseño y la implementación de estos sistemas requieren una planificación cuidadosa para garantizar que se adapten a las características específicas del pozo (Perry y Green, 2018).

1.2.6. Alteración del flujo de hidrocarburos

La acumulación de gas en los espacios anulares puede crear una barrera que interfiere con el flujo de hidrocarburos, lo que resulta en una disminución de la eficiencia de producción. Esta acumulación genera presiones adicionales que pueden bloquear la tubería de producción, impidiendo que el petróleo y el gas fluyan de manera continua hacia la superficie (Vargo, 2003).

La interferencia de gas no solo afecta la cantidad de petróleo que puede ser producido, sino que también puede alterar la composición del flujo. El gas acumulado en el anular puede alterar significativamente la calidad del petróleo producido. Esta mezcla puede generar un crudo menos deseable que demanda un tratamiento adicional para eliminar el gas y adecuarlo a los estándares de las refinerías (Wang et al., 2024).

El efecto de la acumulación de gas en el flujo de hidrocarburos es especialmente problemático en pozos con una alta proporción de gas asociado. En campos con altas proporciones de gas asociado, el gas acumulado puede ocupar una gran parte del volumen de la tubería de producción, lo que reduce la capacidad para transportar petróleo. En yacimientos de gas condensado, este fenómeno es particularmente común porque el gas se separa del líquido bajo condiciones de baja presión, lo que complica el flujo de hidrocarburos (Tissot y Welte, 1984).

Se utilizan una variedad de métodos de desgasificación para abordar la acumulación de gas en los anulares y restaurar el flujo de hidrocarburos. La inyección de líquidos, que ayuda a desplazar el gas acumulado, y el uso de válvulas de control de gas, que controlan la presión del sistema, son dos de estos métodos. Además, se utilizan sistemas de bombeo especializados que mejoran la producción al manejar eficientemente las mezclas de gas y líquido (Shynybayeva y Rojas, 2020).

Es importante tener en cuenta que la acumulación de gas y la modificación del flujo de hidrocarburos pueden tener repercusiones económicas significativas. Una disminución en la eficiencia de producción no solo reduce la cantidad de gas y petróleo extraídos, sino que también puede aumentar los costos operativos asociados con el uso de tecnologías de desgasificación y el mantenimiento continuo del pozo. Esto podría afectar negativamente la sostenibilidad financiera de las operaciones a largo plazo (Wang et al., 2024).

1.2.7. Riesgos operacionales y de seguridad

La acumulación de gas en los anulares puede generar situaciones muy peligrosas, incluyendo la posibilidad de una explosión. Este fenómeno ocurre cuando la presión del gas acumulado supera la capacidad de control del pozo, lo que puede provocar una violenta liberación de fluidos y gas hacia la superficie. Los incendios pueden causar daños significativos al medio ambiente y poner en peligro la seguridad de los trabajadores (Wei et al., 2020).

Los riesgos operativos asociados con la acumulación de gas en los anulares incluyen la posibilidad de daño a la infraestructura del pozo. Un aumento de presión por el gas acumulado puede dañar las tuberías y válvulas, causando fallas mecánicas costosas o incluso el abandono del pozo. Además, la acumulación de gases corrosivos puede acelerar el desgaste de los materiales, lo que reduce su vida útil significativamente (Jiang et al., 2022).

Los peligros no solo afectan la infraestructura del pozo; la presencia de gases peligrosos como el metano y el sulfuro de hidrógeno también representa un riesgo significativo para la seguridad de los trabajadores. En concentraciones elevadas, estos gases son altamente inflamables y mortales. Una fuga, por pequeña que sea, puede tener

consecuencias graves, y en situaciones extremas, pueden alcanzarse niveles explosivos, lo que aumenta el riesgo de accidentes en el entorno laboral (Carter y Roberts, 2021).

Las compañías petroleras han tomado varias medidas para reducir los peligros asociados con la acumulación de gases. Estas tácticas incluyen la instalación de sistemas de monitoreo de gases en tiempo real y la instalación de barreras de seguridad que pueden evitar que los gases peligrosos se escapen. Además, se invierte en la capacitación continua del personal para asegurarse de que estén preparados para detectar y reaccionar ante situaciones de riesgo. Las organizaciones internacionales como la American Petroleum Institute (API) han establecido pautas que ayudaron a mejorar los estándares de seguridad en la industria. (Fernandez y Martínez, 2022)

1.2.8. Métodos tradicionales de desgasificación

Los sistemas de separación, que son esenciales para controlar la acumulación de gas, son uno de los métodos de desgasificación convencionales utilizados en la industria petrolera. Los separadores trifásicos son cruciales para este proceso porque permiten la separación eficiente del gas, el petróleo y el agua, asegurándose de que el gas no interfiera con la producción de hidrocarburos. Esta separación es fundamental para maximizar la eficiencia operativa y reducir los problemas de producción (Dueñas y Olaya, 2011).

Las válvulas de alivio de presión (PRV) son cruciales para controlar la presión en los pozos de petróleo, especialmente para evitar situaciones peligrosas como los escapes. Estas válvulas permiten la liberación controlada del gas acumulado en los anulares del pozo, lo que reduce la presión interna del pozo y garantiza la integridad de su infraestructura. Estos estándares específicos regulan sus operaciones y garantizan su estado ideal mediante inspecciones y mantenimiento frecuentes (López, 2024).

En la industria petrolera, se utiliza la circulación inversa como método de desgasificación para controlar la acumulación de gas en los pozos. Esta técnica permite

que el gas acumulado sea arrastrado hacia la superficie porque los fluidos se hacen circular en dirección opuesta a la producción convencional. En situaciones donde la acumulación de gas es significativa y la liberación de presión debe ser rápida para evitar riesgos operativos y daños a la infraestructura del pozo, este método es especialmente útil (Ramírez, 2019).

1.2.9. Comparación entre métodos de desgasificación

La comparación entre las tecnologías de desgasificación más recientes y tradicionales en la industria petrolera muestra un gran avance en eficiencia y seguridad. Los métodos tradicionales, como la utilización de válvulas y separadores trifásicos, han demostrado ser efectivos para controlar la liberación de gas y mantener la producción estable. Las tecnologías actuales han introducido sistemas automatizados que permiten una mayor adaptabilidad a las variaciones en la tasa de producción y las fluctuaciones de presión. La capacidad de anticipar cambios en las condiciones del pozo y optimizar las operaciones en tiempo real se ha mejorado gracias a innovaciones como la integración de sistemas de control distribuidos y el uso de inteligencia artificial (IA) (Repsol, 2024).

Los separadores trifásicos, uno de los métodos tradicionales de desgasificación en pozos petroleros, separan de manera efectiva gas, petróleo y agua. Esto es especialmente cierto en pozos con altos volúmenes de gas. Los sistemas de bombeo electrosumergible (ESP) modificados son perfectos para manejar fluidos con altos porcentajes de gas disuelto. Estos sistemas incorporan separadores de gas antes de la entrada de la bomba, mejorando la operación al evitar problemas como la cavitación y el bloqueo por gas.

Mientras que los métodos tradicionales, como los separadores trifásicos, son efectivos para manejar grandes volúmenes de gas, los sistemas más modernos, como los separadores compactos y automatizados, ofrecen ventajas en términos de respuesta a cambios operacionales. Estos últimos, especialmente en pozos con condiciones de presión

y temperatura variables, permiten una desgasificación más eficiente y segura. En muchos casos, la combinación de múltiples métodos puede ser la solución más efectiva para asegurar una desgasificación eficiente y segura (Gerlein, 2022).

1.2.10. Tipos de gases presentes en los pozos

La composición de los gases varía considerablemente entre diferentes yacimientos y pozos petroleros, lo que influye en las decisiones operativas. El gas natural asociado, que se encuentra con frecuencia en estos entornos, se compone principalmente de hidrocarburos como metano (CH₄), etano (C₂H₆), y propano (C₃H₈), además de gases no hidrocarburos como dióxido de carbono (CO₂) y nitrógeno (N₂). El sulfuro de hidrógeno (H₂S) es uno de los gases no hidrocarburos más preocupantes debido a su peligrosidad. Esta variabilidad en la composición depende de factores geológicos, como la edad de la formación y la profundidad del reservorio (Berasategui y Malagón, 2020). Los pozos con concentraciones de CO₂ y H₂S afectan la estrategia de producción y los costos operativos.

Tabla 3

Tipos de gases presentes en los pozos

COMPUESTO	FÓRMULA	PORCENTAJE
Metano	CH ₄	70-90%
Etano	C ₂ H ₆	0-20%
Propano	C ₃ H ₈	0-20%
Butano	C ₄ H ₁₀	0-20%
Dióxido de carbono	CO ₂	0-8%
Oxígeno	O ₂	0-0,2%
Nitrógeno	N ₂	0-5%
Sulfuro de hidrógeno	H ₂ S	0-5%
Otros gases nobles	Ar, He, Ne, Xe	Trazas

Fuente: Berasategui y Malagón (2020)

Además, la identificación precisa de los componentes gaseosos es crucial para optimizar las tecnologías de separación y tratamiento de gas en superficie. El análisis detallado de la composición del gas se realiza generalmente mediante cromatografía de gases, lo que permite determinar las concentraciones específicas de cada componente y

diseñar sistemas de tratamiento más eficientes. Las decisiones sobre la infraestructura de desgasificación están directamente ligadas a estos análisis, ya que cada gas tiene sus propias características de tratamiento (V. Gomis, 2008).

1.2.11. Optimización de la producción mediante la desgasificación

Para maximizar la eficiencia y la rentabilidad de las operaciones en los pozos petroleros, es esencial optimizar la producción. El proceso de desgasificación es crucial porque permite una separación más efectiva de gases del petróleo crudo, lo que mejora la calidad del producto y la eficiencia del proceso de extracción. La eliminación efectiva de gases no deseados reduce la formación de espuma y la corrosión. Esto permite una producción más estable y continua (Smith y Lapeyre, 2001).

1.2.12. Impacto de la desgasificación en la eficiencia de la producción

La desgasificación reduce la cantidad de gases disueltos presentes en el petróleo crudo, lo que tiene un impacto directo en la eficiencia de la producción. Gases como el metano y el dióxido de carbono pueden tener un impacto negativo en la capacidad de producción del pozo cuando se encuentran en altas concentraciones. La eliminación efectiva de estos gases puede mejorar la calidad del crudo y la eficiencia del proceso de separación en la planta de tratamiento (Riahi y Pritchard, 2014).

1.2.13. Tecnologías avanzadas para la optimización de la producción

Las membranas, los sistemas de adsorción y otras tecnologías avanzadas de desgasificación han demostrado ser efectivas para aumentar la producción. Las membranas mejoran la recuperación de petróleo porque permiten una separación de gases más precisa. Estas tecnologías también pueden integrarse con métodos tradicionales para maximizar la eficiencia del proceso de desgasificación (Zhao y Lee, 2018).

1.2.14. Estrategias de integración de métodos de desgasificación

El uso de una variedad de métodos de desgasificación puede ayudar a optimizar la producción. Por ejemplo, el uso de técnicas de adsorción o absorción con membranas puede mejorar la eficiencia del proceso y permitir una separación de gases más completa. La integración de tecnologías avanzadas también puede resolver problemas específicos y adaptarse a las condiciones operativas del pozo (Liang y Tan, 2020).

1.2.15. Beneficios económicos de la optimización mediante desgasificación

La optimización de la producción mediante desgasificación no solo mejora la eficiencia operativa, sino que también genera beneficios económicos significativos. La reducción de gases no deseados en el crudo puede reducir los costos de tratamiento y procesamiento adicionales. Por ende, una mayor estabilidad en la producción reduce el riesgo de interrupciones imprevistas y mejora el rendimiento de las operaciones (Jafari y Asghari, 2022).

1.2.16. Desafíos y consideraciones futuras

A pesar de los avances en las tecnologías de desgasificación, aún hay problemas que deben resolverse para lograr una optimización completa de la producción. Estos incluyen administrar de manera efectiva los desechos generados durante el proceso y adaptar las tecnologías a situaciones operativas extremas. La investigación continua es esencial para descubrir nuevas formas de mejorar la sostenibilidad y la eficiencia de las operaciones (Kumar y Gupta, 2023).

1.2.17. Flujo multifásico

Durante la producción y transporte de petróleo y gas, la industria petrolera experimenta un flujo multifásico. El pozo y las líneas de flujo tienen tuberías horizontales, inclinadas o verticales que producen patrones de flujo. Estas líneas pueden llegar a largo antes de llegar a las instalaciones de separación en la producción mar adentro. Para el

control de flujo y su procesamiento, se utilizan generalmente componentes de tuberías, separadores y slug cácher (atenuadores de flujo slug). La caída de presión, la fracción de volumen del líquido y el tamaño de las tuberías de conducción y las instalaciones de separación requieren métodos de diseño (Peñarreta, 2012).

En los últimos años, se ha vuelto más importante comprender cómo se comporta una mezcla líquido-gas dentro de una tubería, ya que, si se puede controlar eficientemente el flujo bifásico proveniente de un pozo antes de llegar al separador, la industria petrolera en particular avanzaría mucho. Dado que la cantidad de gas presente en el crudo tiene un efecto interesante: disminuye su viscosidad y densidad, hay ventajas significativas en transportar el crudo sin separarlo antes. Hasta ahora, se han diseñado tuberías que puedan manejar flujos de múltiples fases. Sin embargo, no se sabe con certeza lo que ocurre dentro, lo que lleva a sobredimensionar el sistema de tuberías y accesorios que manejan el flujo.

La mezcla de fluidos puede presentar una variedad de arreglos dentro del tubo dependiendo de las velocidades superficiales, las características de cada sustancia y la inclinación de la tubería. Estos arreglos, conocidos como patrones de flujo, tienen un impacto significativo en la caída de presión que experimenta la mezcla, así como en el radio de volúmenes de cada fluido en el sistema; estos factores tienen un impacto directo en las propiedades físicas de la mezcla. El radio volumétrico o el retenedor, representa el volumen de líquido o gas en una sección volumétrica de una tubería, especialmente cuando se trata de flujos bifásicos líquido-gas.

De acuerdo con las características del sistema y la topografía de la región en cuestión, se podrían ajustar las condiciones de trabajo para maximizar la presión del flujo, la cantidad de gas y/o el patrón de flujo existente. Esto permitiría ahorrar dinero en

equipos de transporte, red de tuberías y accesorios, medidores, equipos de separación y otros (Peñarreta, 2012).

Es crucial para la industria petrolera conocer el comportamiento del flujo multifásico en las tuberías, ya que cuando el fluido producido se desplaza desde el yacimiento hacia la superficie, se libera energía en el flujo vertical y horizontal. El fluido posee esta energía o presión mientras se encuentra en el yacimiento. Por lo tanto, es importante predecir de manera efectiva los gradientes de energía en este flujo, ya que es en este flujo donde se producen las mayores pérdidas de energía. Es posible ajustar las condiciones de trabajo para maximizar la presión de flujo, la cantidad de gas y/o el patrón de flujo presente para ahorrar dinero en equipos de transporte, red de tuberías y accesorios, medidores, equipos de separación y otros, de acuerdo con las características del sistema y la topografía de la región.

Para lograr esto, se realizan pruebas de presión y/o se utilizan simuladores, algunos de los cuales son comerciales. La creación de un simulador fácil de usar y de interfaz amigable con el usuario con la capacidad de calcular perfiles de presión y temperatura bajo condiciones de flujo multifásico se consideró una solución. (Pérez et al., 2016)

1.2.17.1. Flujo bifásico

En la simulación de yacimientos, se simula el desplazamiento de fluidos en un medio poroso saturado por petróleo, gas o agua. El fluido desplazante puede ser inmisible con el fluido desplazado (Hewett y Behrens, 1993).

El proceso no es de tipo pistón con la superficie de dos fluidos, aunque sería el desplazamiento ideal. Considerando el flujo simultáneo, se supone que no se transfiere masa entre los dos fluidos; uno de ellos se conoce como fase mojante m y el otro como fase no mojante n . Uno de los fluidos moja más el medio poroso que el otro. El agua es

el fluido de fase mojante en un sistema de petróleo-agua, mientras que el petróleo es el fluido de fase mojante en un sistema de gas-petróleo (Caicedo, 2020).

Muchos otros conceptos, como la saturación, la presión capilar y las permeabilidades relativas, se han agregado a la comprensión del flujo bifásico. La fracción del volumen de una fase que contiene el medio poroso entre el volumen del medio poroso se conoce como saturación de la fase. Sí, el medio poroso contiene dos fluidos (Caicedo, 2020).

1.2.17.2. Flujo trifásico

Muchos procesos industriales, como la producción y procesamiento de hidrocarburos, requieren flujos complejos de aceite, agua, gas y mezclas de arena. El diseño de pozos horizontales se ve significativamente afectado por la comprensión del mecanismo de transporte de arenas por tuberías. Por ejemplo, cuando la cantidad de arena aumenta en las tuberías horizontales, se forman depósitos inmóviles que provocan mayores caídas de presión y tienen un impacto en la velocidad de producción de hidrocarburos (Salinas, 2011).

Flujo simultáneo de múltiples fases fluidas por un medio poroso. La mayoría de los pozos de petróleo producen petróleo y gas después de su formación, además de producir agua con frecuencia. Como resultado, el flujo multifásico es frecuente en los pozos de petróleo. La mayoría de los métodos para analizar la presión transitoria utilizan un flujo de una sola fase (Schlumberger del Ecuador S.A., 2024).

CAPÍTULO 2. METODOLOGÍA

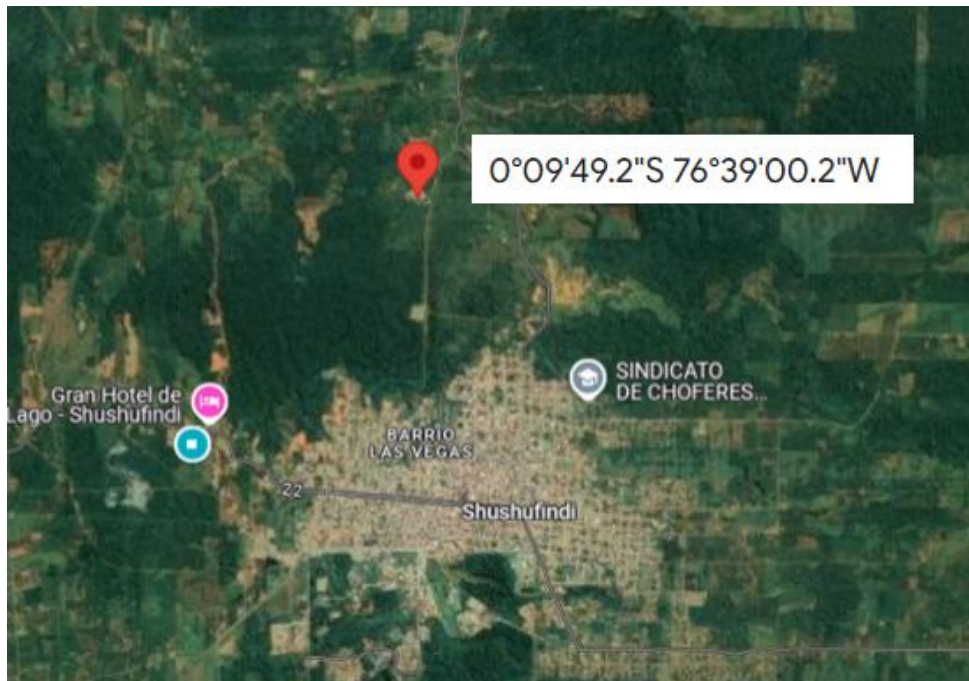
2.1. Contexto de la investigación

La presente investigación se realiza en el oriente ecuatoriano, en la provincia de Sucumbíos, cantón Shushufindi, en el Bloque 57 – Shushufindi perteneciente a la empresa EP Petroecuador.

La plataforma de estudio denominada “H” se ubica en las siguientes coordenadas $0^{\circ}09'49.2''S$, $76^{\circ}39'00.2''W$. Esta se encuentra conformada por 11 pozos productores de crudo y 2 pozos inyectoras de agua.

Figura 16

Ubicación de la plataforma "H" y sus coordenadas



Fuente: Google Maps (2024)

2.2. Diseño y alcance de la investigación

De acuerdo con el autor Hernández et al. (2014), dentro de la investigación cuantitativa se encuentra el diseño de investigación experimental, el cual permite observar y asentar el posible efecto de una causa. Por consiguiente, en la presente investigación se estará manipulando la presión de anular hasta encontrar la presión óptima para cada uno

de los pozos a intervenir durante la investigación y a su vez descartar cuáles serían los pozos que podrían ingresar al sistema de desgasificación.

Cabe manifestar que el alcance de esta investigación es descriptivo, que para el autor Hernández et al. (2014) permite recopilar la información de los fenómenos para detallar cómo actúan en el entorno de estudio. De este modo, se plantea determinar un sistema de desgasificación para la plataforma “H”, mediante la despresurización de anulares de los pozos productores de crudo, y con esto decidir que pozos deberán ser desgasificados y cuál sería la presión de anular recomendada para cada uno de ellos.

Lo manifestado anteriormente se realizará mediante la verificación de amperaje, presión de intake y pruebas de producción y que, de esta forma, esta información pueda ser tomada como referencia para futuros proyectos con características similares.

2.3. Tipo y métodos de investigación

En este aspecto, se empleará el tipo de investigación mixto, mismo que permite la recolección y procesamiento de datos tanto cualitativos como cuantitativos, y el método de investigación a emplear será analítico, debido a que se debe observar la presión de anular para definir la estabilidad operacional del pozo en producción continua.

2.4. Población y muestra

- Población de estudio

La estación norte del bloque 57 – Shushufindi está constituida por 61 pozos operativos al 26 de noviembre del 2023 cuando se iniciaron las pruebas de desgasificación.

- Muestra

Son los 11 pozos productores de la plataforma “H” de la estación norte del bloque 57 – Shushufindi.

2.5. Técnicas e instrumentos de recolección de datos

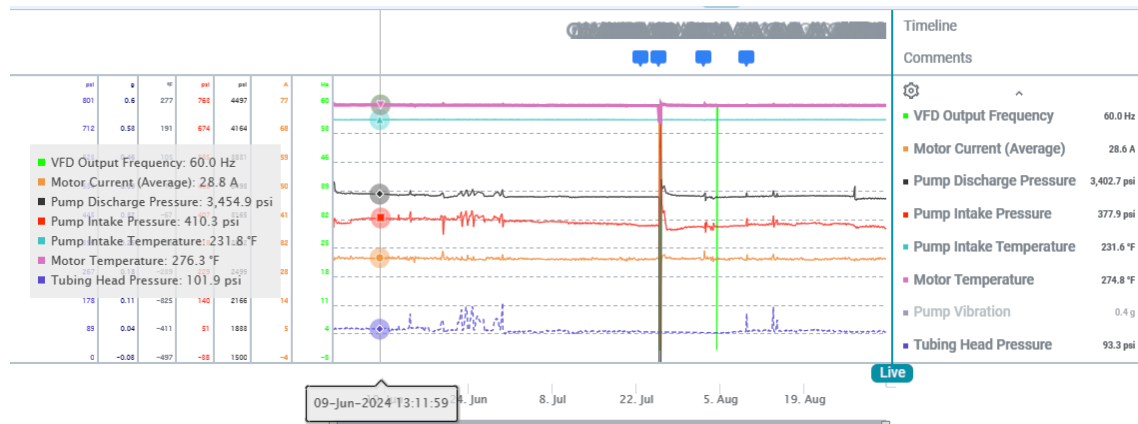
Debido a que la presente investigación es de tipo mixta, se aplicará la técnica de observación directa, la cual admite recopilar y procesar datos tanto cuantitativos como cualitativos. En este contexto, se utilizarán como instrumentos la interfaz de monitoreo y el historial de producción.

2.6. Procesamiento de la evaluación: Validez y confiabilidad de los instrumentos aplicados para el levantamiento de información.

La información se recopilará mediante la data que entregan los sensores que se instalan en los equipos BES y serán utilizados para monitorear desde superficie como son: frecuencia, amperaje, presión de intake y descarga, temperatura de intake y motor, presión de cabeza y más parámetros que pueden ser configurados según la necesidad del caso, pero los más esenciales son los ya mencionados.

Figura 17

Interfaz para monitoreo de pozos en el bloque 57 - Shushufindi



Fuente: EP Petroecuador (2024)

Esta información que nos entregan los sensores se puede visualizar en los VSD de forma inmediata y transmitirla a una interfaz que nos permita visualizar los mismos y así poder interpretarla, tomar decisiones y actuar de acuerdo a cada pozo.

Con esta grafica se realiza el monitoreo de cada pozo ya que se obtiene una data de información a lo largo del tiempo recordando que la producción de los mismo en continua, pudiendo asi tomar acciones a las variables que se vean afectadas.

2.7 Fases de la investigación

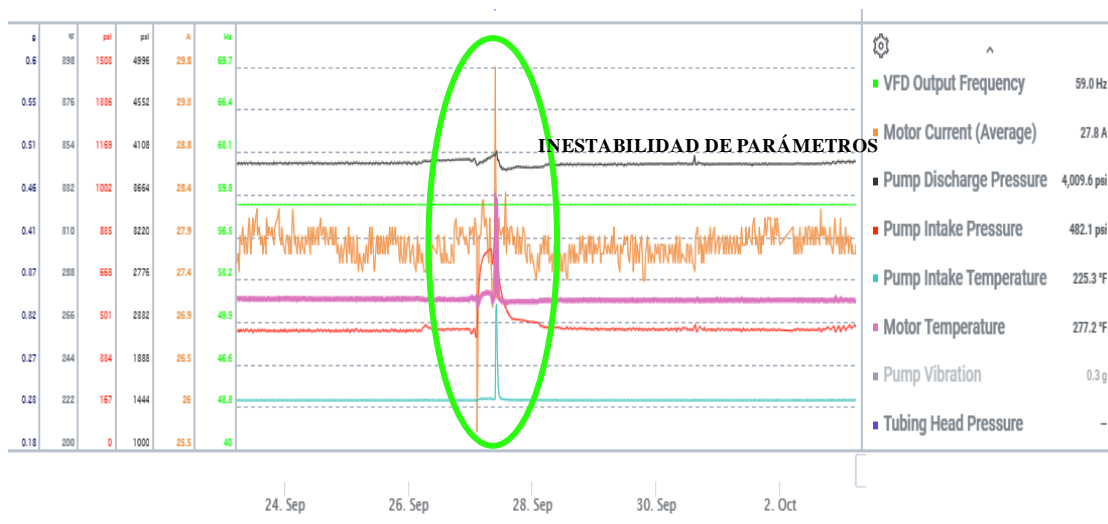
Esta investigación y su desarrollo se realizarán en 3 fases:

PRIMERA FASE

1. Toma de parámetros eléctricos y operativos, verificación de presión de cabeza de pozo vs presión de anular y finalmente una prueba de producción.

a. Mediante la interfaz de monitoreo (ver Figura 18) se verifican la estabilidad de los parámetros.

Figura 18
Monitoreo de parámetros

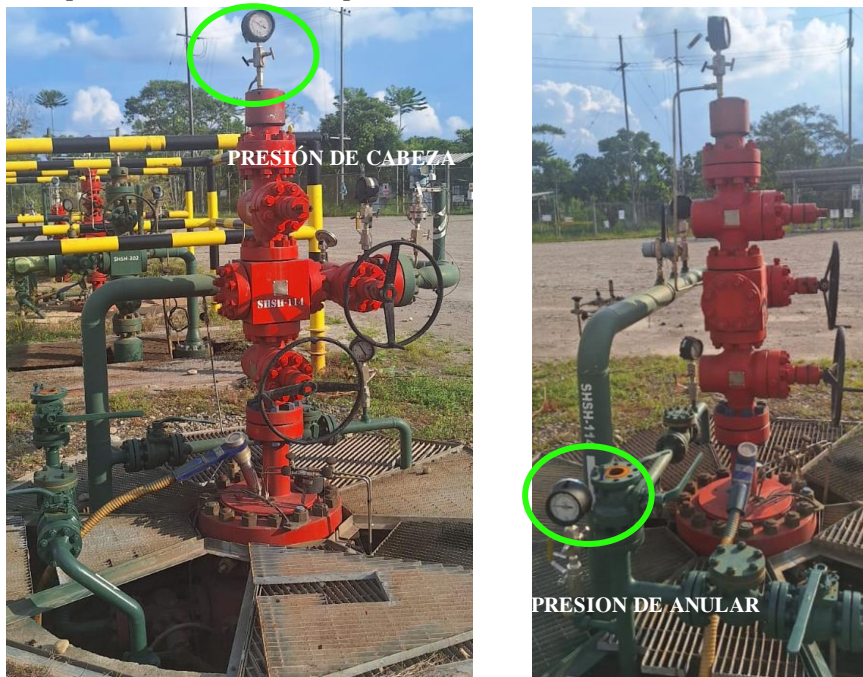


Fuente: EP Petroecuador (2024)

Al haber alguna variación de los mismos como ya se observa en la figura 18, se procede ir a sitio y verificar la presión de cabeza y la presión de anular.

La presión de cabeza debe ser mayor que la presión de anular esa es una de las condiciones de producción, esto se presenta en la siguiente figura:

Figura 19
Cabezar de producción toma de parámetros



Fuente: EP Petroecuador (2024)

Consecuentemente, se presenta el variador de velocidad a través de la siguiente figura:

Figura 20
Variador de velocidad (VSD)



Fuente: EP Petroecuador (2024)

- b.** Se verifica que la información que nos da el variador (VSD) sea la misma que estamos recibiendo en la interfaz.

- c. Se realiza prueba de producción mediante unidad móvil con medidor multifásico (Vx) y se determina la producción actual del pozo.

Figura 21

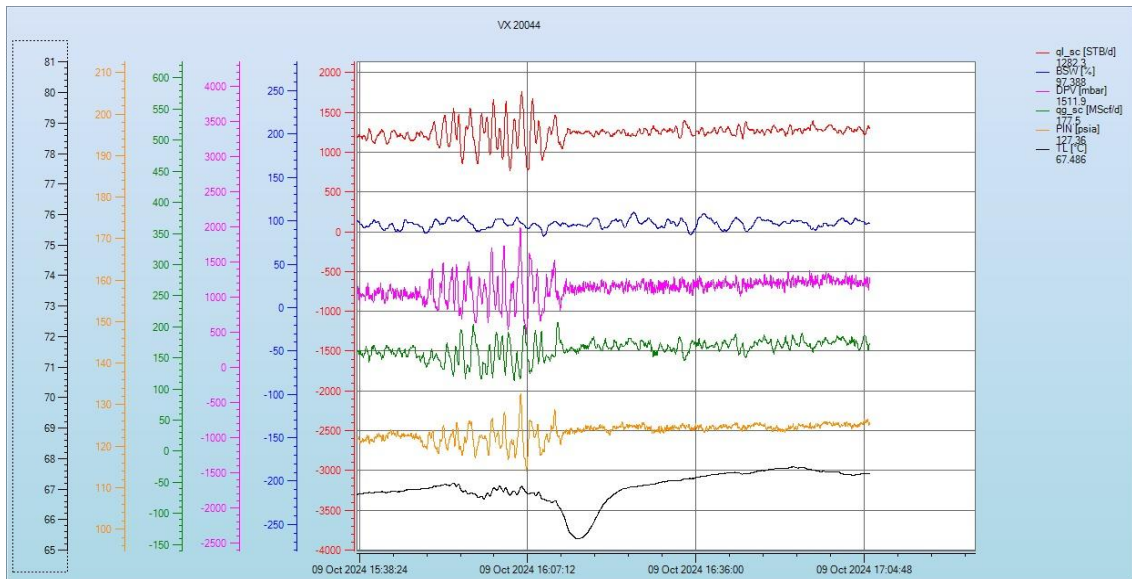
Medidor multifásico



Fuente: EP Petroecuador (2024)

Figura 22

Interfaz del medidor multifásico (VX)



Fuente: EP Petroecuador (2024)

SEGUNDA FASE

2. Si se determina que el pozo necesita ser desgasificado, se lo realizará mediante el compresor (ver Figura 24).

- a. Para realizar la desgasificación, primero debemos alinear las válvulas en el cabezal de producción (ver Figura 23, lado izquierdo) y también alinear las válvulas de ingreso y salida del compresor (ver Figura 23, lado derecho).

Figura 23

Alineación de válvulas previo a la desgasificación



Fuente: EP Petroecuador (2024)

Figura 24

Compresor de gas

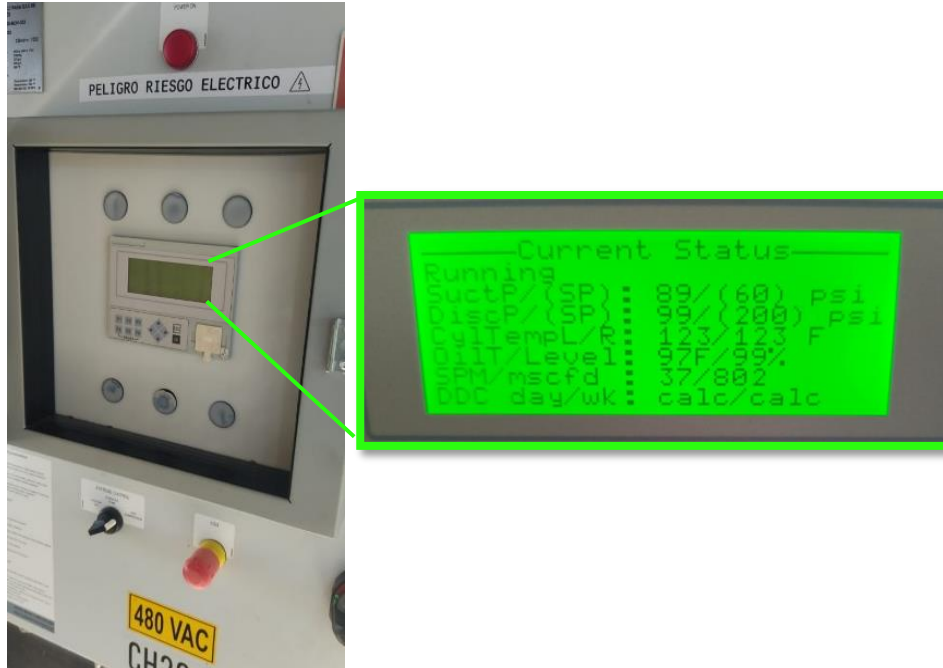


Fuente: EP Petroecuador (2024)

- b. Se enciende el compresor, se setea la presión de succión y descarga (ver figura 25), se

monitorean parámetros de presión de anular en sitio y parámetros eléctricos en la interfaz de monitoreo.

Figura 25
Compresor de gas encendido



Fuente: EP Petroecuador (2024)

TERCERA FASE

- Una vez obtenida la presión deseada en el anular, se registra toda esta información en el formato de historial de producción (ver Figura 26).

Figura 26
Formato de historial de producción para pozos productores de crudo

Fecha	BFPD	Acite	API	GOR	Gas	Satinidad	Presión en Vx	TEMP en VX	BSW	Frecuencia	Amperaje	PRESIÓN Intake	TEMP. Motor	PRESIÓN DE CABEZA	TEMP. DE CABEZA	PRESIÓN DE ANULAR	PRESIÓN DE MANIFOLD
dd-mm-yy	[bbls/día]	[bbls/día]	@60 deg F	[Scf/Stb]	[MScf/d]	[ppm]	[psi]	[deg F]	[%]	[Hz]	[Amp]	[psi]	[F]	[psi]	[F]	[psi]	[psi]

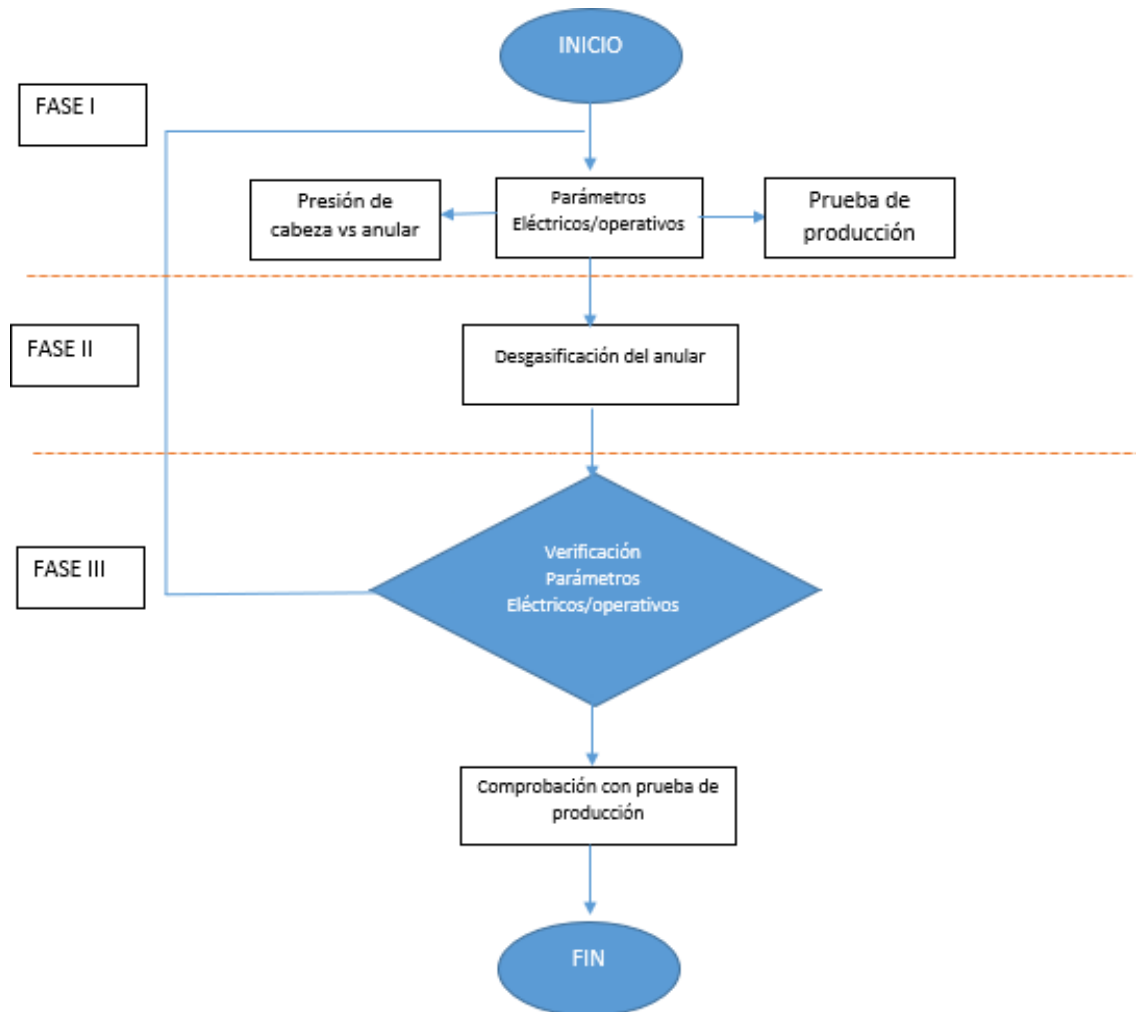
Fuente: EP Petroecuador (2024)

De esta forma comparar los parámetros eléctricos, operacionales y de producción antes y después de la desgasificación. Para saber si es positiva o negativa la acción realizada en el pozo.

En la figura 27 podemos observar un diagrama de flujo el cual nos explica de manera gráfica los pasos a seguir para el proceso de desgasificación utilizada durante esta investigación.

Figura 27

Mapa conceptual de las fases utilizadas durante la investigación



Fuente: Elaboración propia

Este diagrama de flujo se divide en 3 fases las que fueron explicadas en detalle durante el capítulo 2 de esta investigación, así complementando de forma gráfica lo ya antes expuesto.

CAPÍTULO 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Para esta investigación se ha seleccionado la plataforma “H” del bloque 57 – Shushufindi, ya que en esta plataforma se ha visto durante las evaluaciones de producción que la cantidad de gas ha ido incrementando. Por ello, es necesario tomar acciones y proponer una forma menos contaminante para el manejo de gas de los anulares, debido a que se ha venido realizando de forma rústica la desgasificación de anulares, como se observa en la Figura 28.

Figura 28

Desgasificación de anular mediante la quema de gas en sitio



Fuente: Elaboración propia

Provocando la quema de gases nocivos, que con el paso del tiempo podría tener un impacto ambiental y hasta la posibilidad de ver afectaciones civiles. Tomando en cuenta lo mencionado, se toma en consideración el uso de un compresor para poder manejar este gas de la plataforma y posteriormente se envía a la estación más cercana (estación norte).

Como primera instancia, se recopilaron los datos de los pozos para estudio previo a la realización de la desgasificación mediante el uso del compresor.

3.1 Caracterización de los pozos de la plataforma “H”

Tabla 4

Información previa al uso del compresor en la plataforma “H”

POZO	PRESIÓN ANULAR (PSI)	PRESIÓN CABEZA (PSI)	PRESIÓN DE INTAKE (PSI)	PRODUCCIÓN (*BFPD)
H-112	110	210	728	4093
H-114	120	197	207	1295
H-155	95	290	**Sin data	421
H-186	100	190	450	455
H-193	136	240	485	3665
H-201	103	90	386	1638
H-237	100	138	255	329
H-238	113	135	**Sin data	6390
H-239	120	207	233	409
H-248	104	160	223	1121
H-275	90	290	645	3460

Fuente: EP Petroecuador (2024)

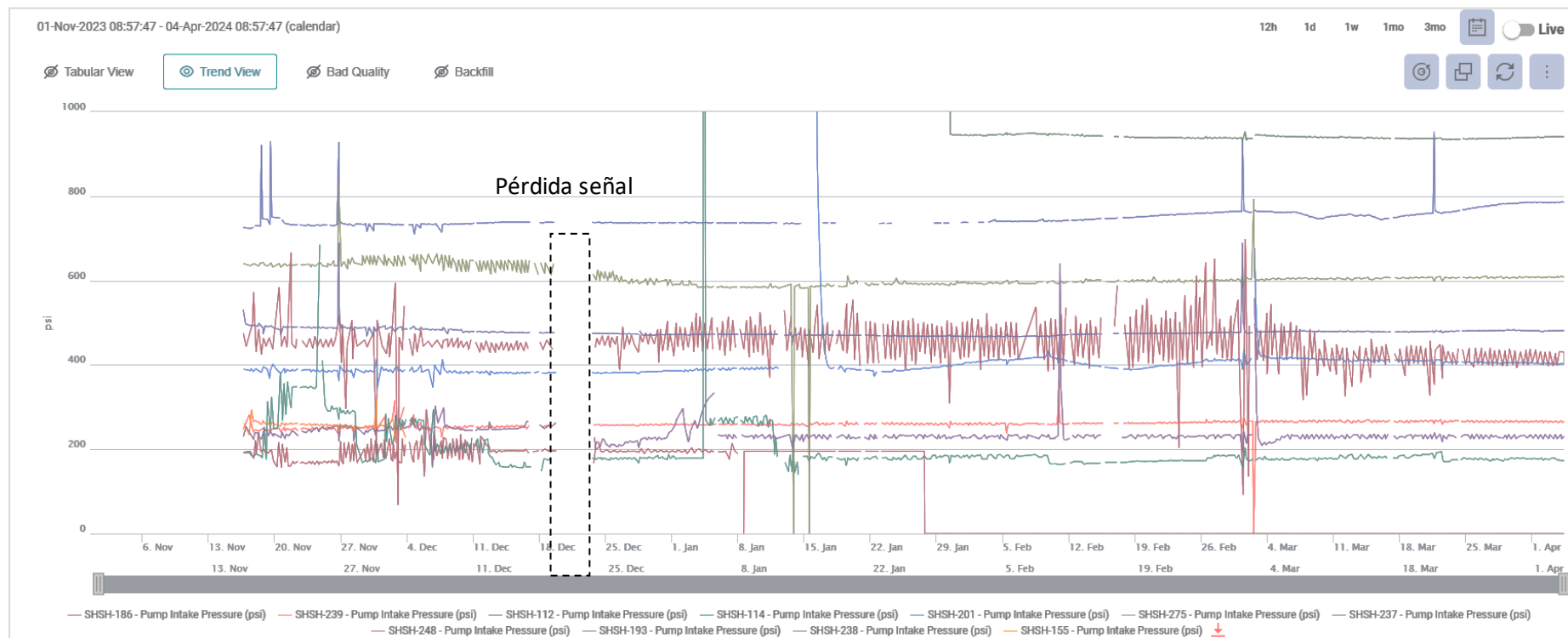
* Barriles de fluido por día

**Sin data de presión de intake en los sensores de los equipos de fondo, se tomará como dato principal el amperaje.

Para esta caracterización debemos tomar todas las variables que podamos evaluar mediante la interfaz de monitoreo y en sitio, que serían las presiones de cabezas y anulares de todos los pozos productores de la plataforma “H”.

En la figura 29 nos muestra las tendencias de los parametros eléctricos, presión de intake (PIP) de los pozos a investigación.

Figura 29
Parámetros eléctricos - tendencias PIP's de la plataforma "H"



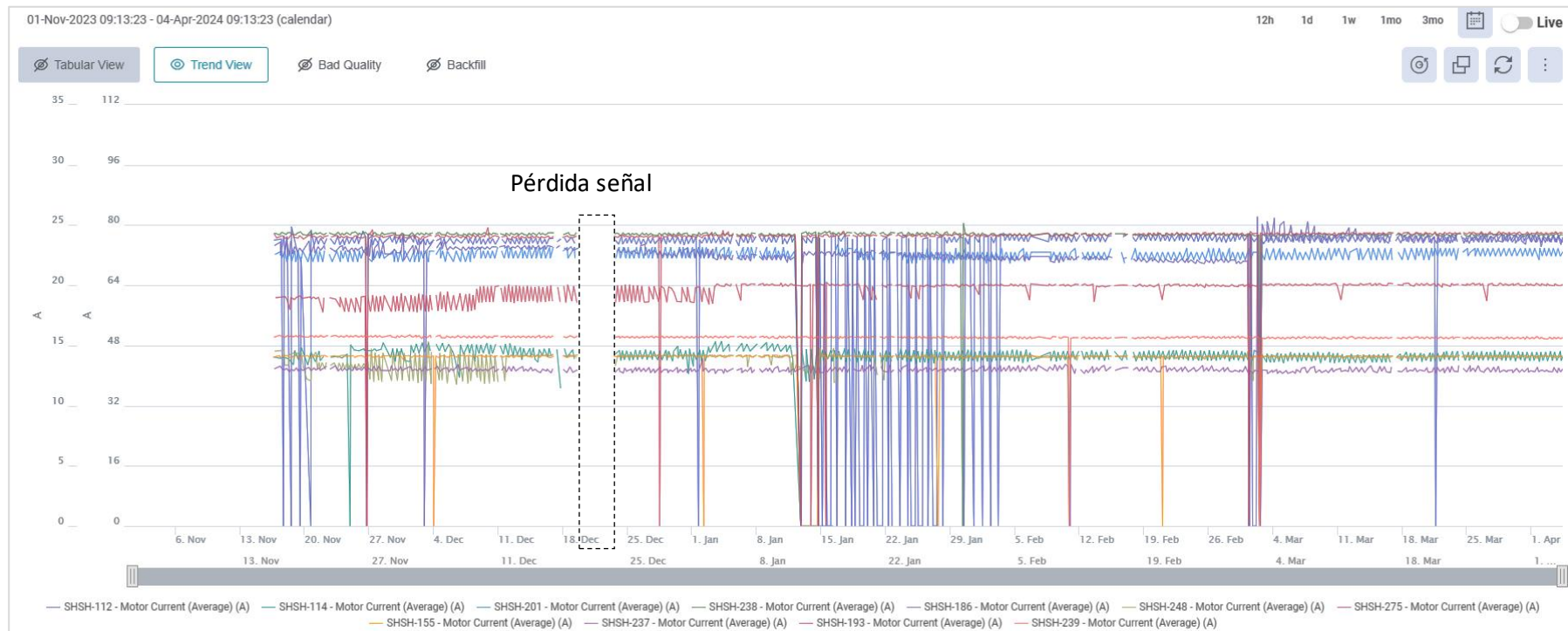
Fuente: EP Petroecuador (2024)

Nota: Durante la investigación se tuvo una pérdida de señal de la interfaz de monitoreo que fue resuelta de forma óptima.

En la figura 30 nos muestra las tendencias de los parametros eléctricos (amperaje) de los pozos a investigación.

Figura 30

Parámetros eléctricos - tendencias de corriente de la plataforma "H"



Fuente: EP Petroecuador (2024)

Nota: Durante la investigación se tuvo una pérdida de señal de la interfaz de monitoreo que fue resuelta de forma óptima.

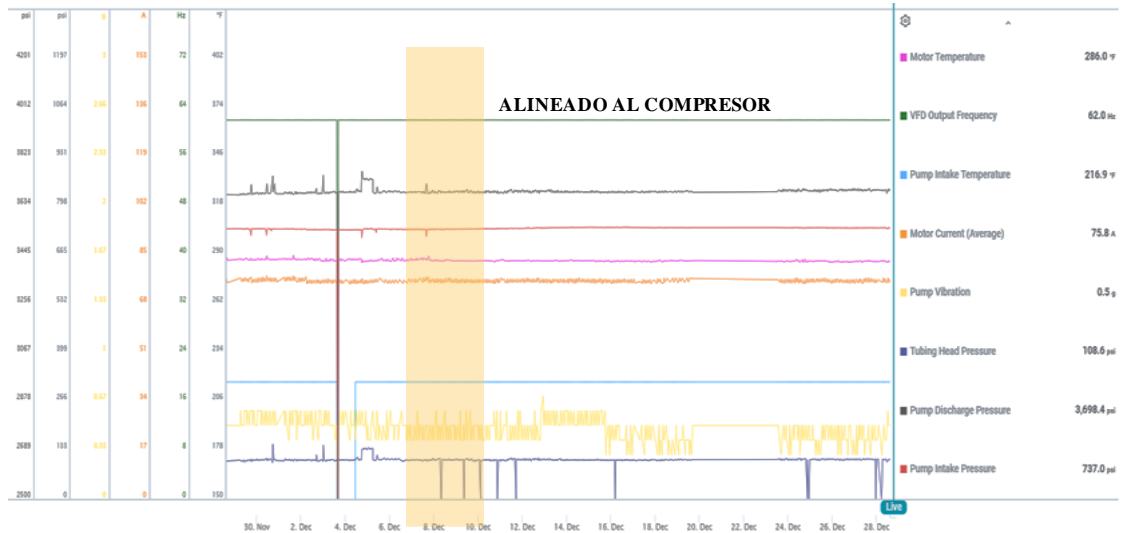
3.2 Identificación de variables y uso de compresor

En la Figura 29 y Figura 30 se pueden apreciar los parámetros eléctricos, en este caso la tendencia de 5 meses de la PIP y el amperaje de los equipos BES instalados en los 11 pozos productores de la plataforma “H”, y también tener una comparativa desde cuando ingresó en funcionamiento el proceso de desgasificación.

A continuación, se analizarán uno a uno los pozos productores de la plataforma “H”; para ello utilizaremos las gráficas de parámetros eléctricos y compararemos estos parámetros antes y después de la desgasificación. Asimismo, se comparará con las pruebas de producción para conocer si ha existido una variación en los fluidos producidos.

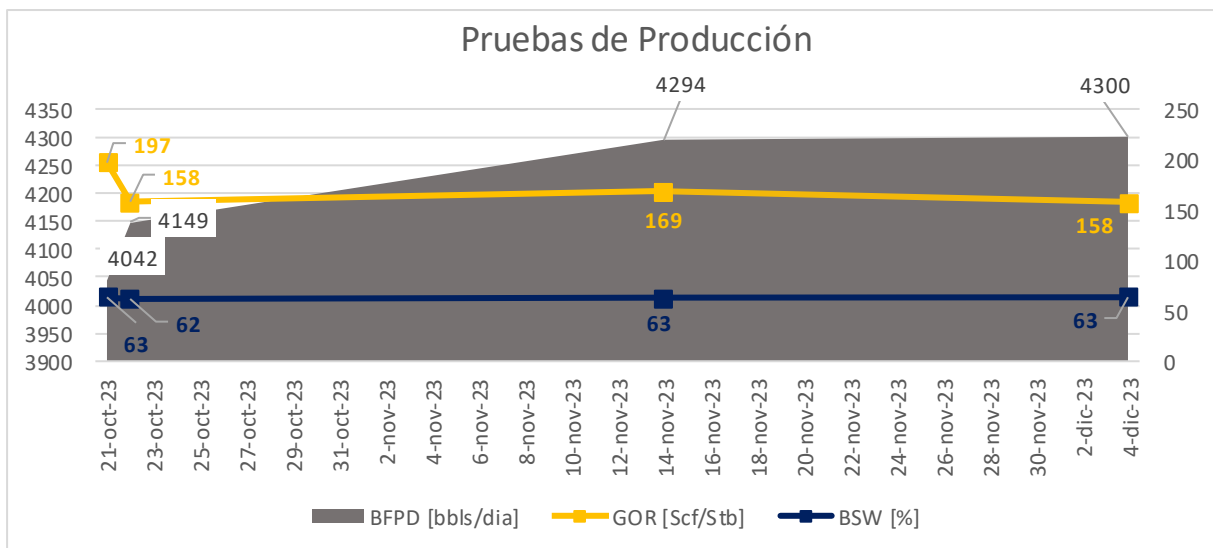
3.2.1 Pozo H-112

Figura 31
Monitoreo durante desgasificación del pozo H-112



Fuente: EP Petroecuador (2024)

Figura 32
Historial de producción del pozo H-112

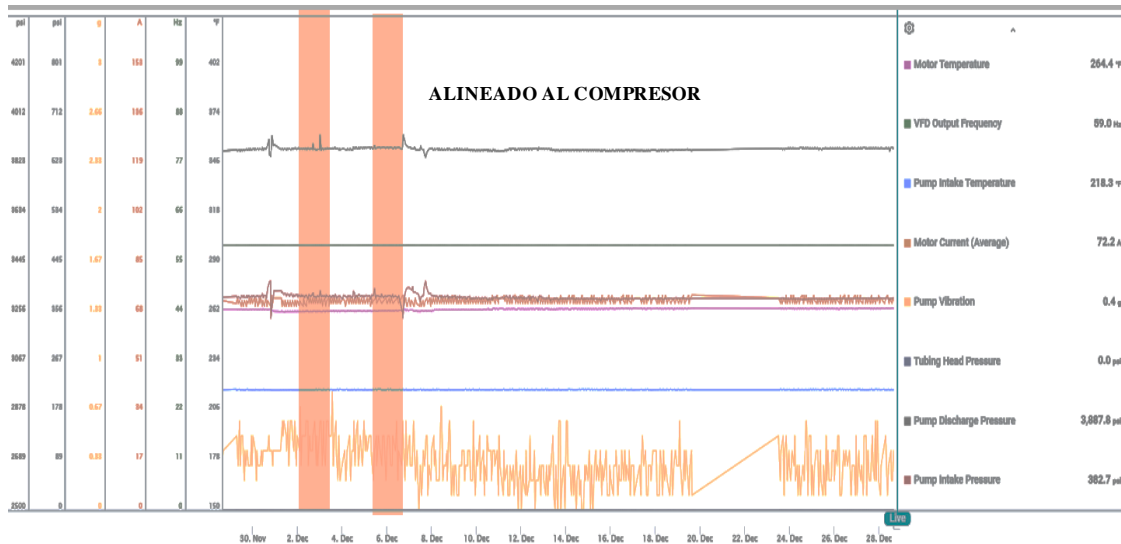


Fuente: EP Petroecuador (2024)

Durante la desgasificación se puede observar en los parámetros que no existe alguna variación y durante las pruebas de producción antes y después se muestra estabilidad.

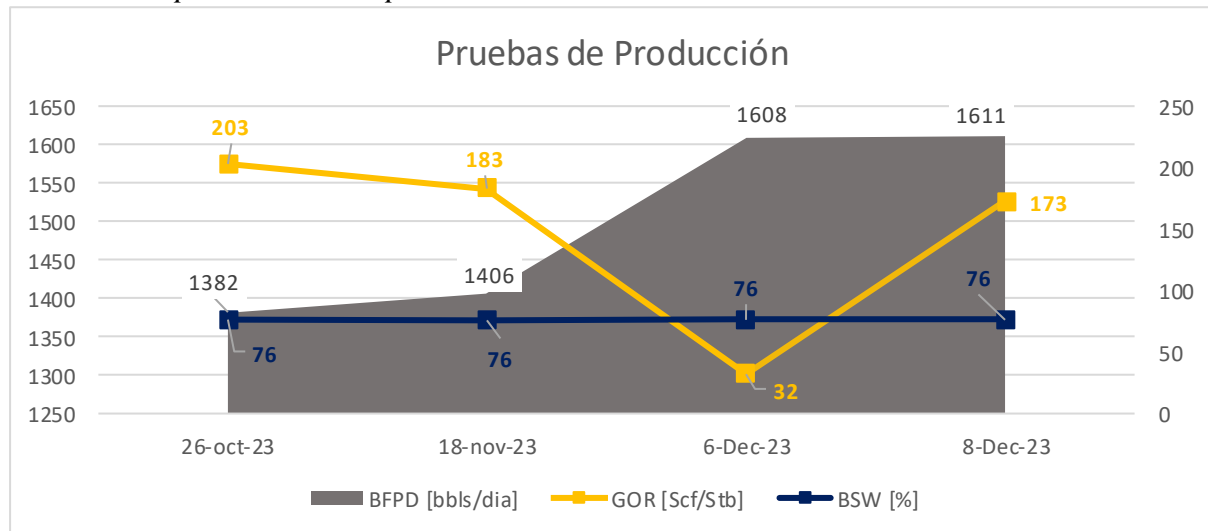
3.2.2 Pozo H-114

Figura 33
Monitoreo durante desgasificación del pozo H-114



Fuente: EP Petroecuador (2024)

Figura 34
Historial de producción del pozo H-114



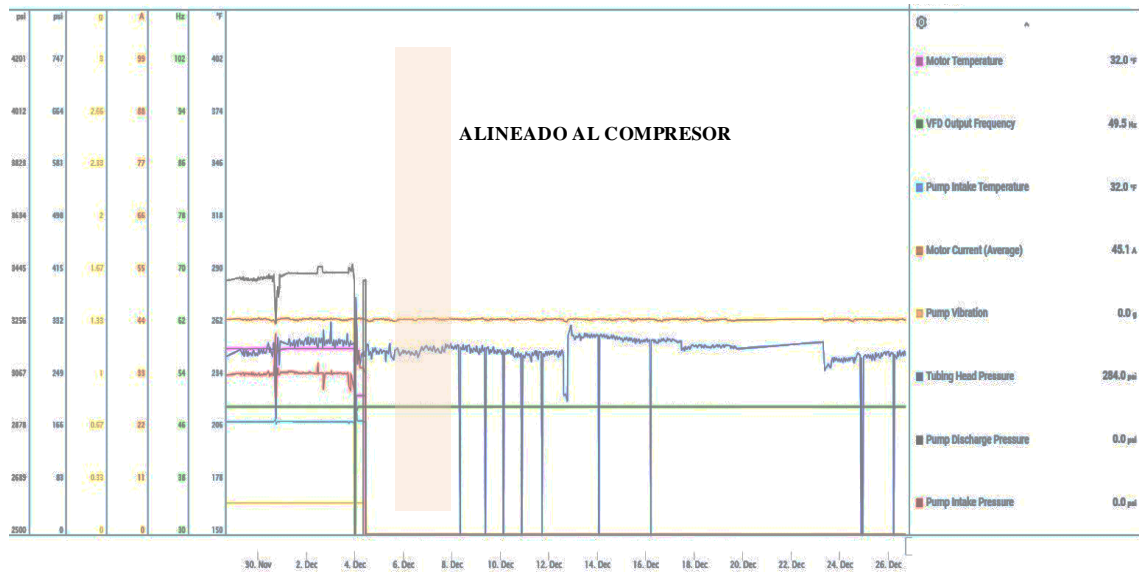
Fuente: EP Petroecuador (2024)

Este pozo no presenta variación de parámetros durante la desgasificación entre el 2 de diciembre y el 6 de diciembre. El incremento de fluido es debido al aumento de frecuencia que existe entre el 18 de noviembre al 6 de diciembre, que realizan la prueba de producción;

entonces, comparando las pruebas entre el 6 y 8 de diciembre, no existirían cambios. En este caso, por su baja PIP es recomendable no desgasificar.

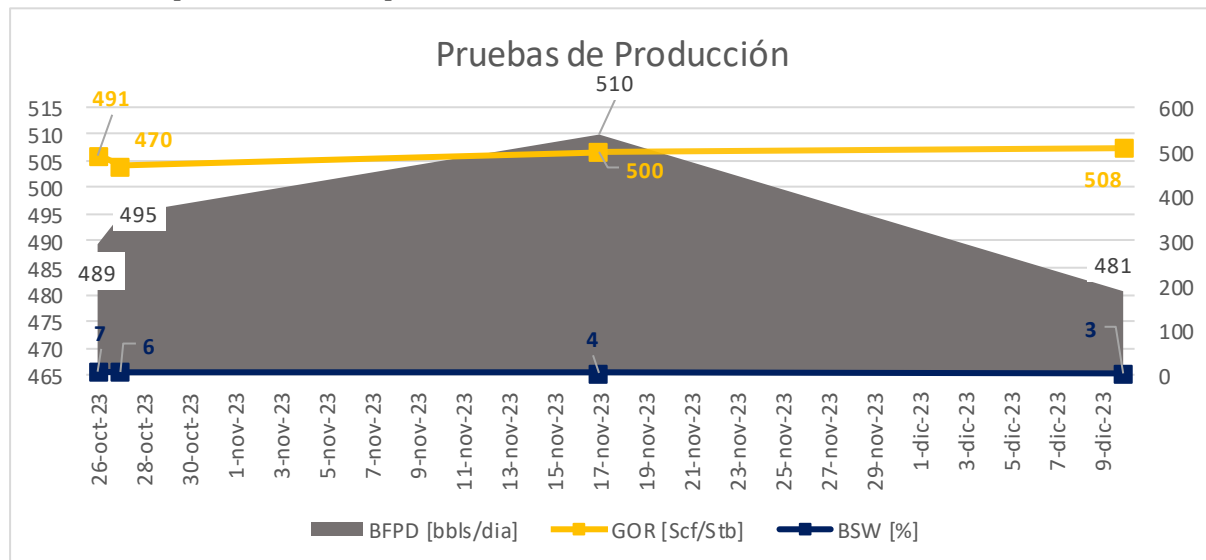
3.2.3 Pozo H-155

Figura 35
Monitoreo durante la desgasificación del pozo H-155



Fuente: EP Petroecuador (2024)

Figura 36
Historial de producción del pozo H-155



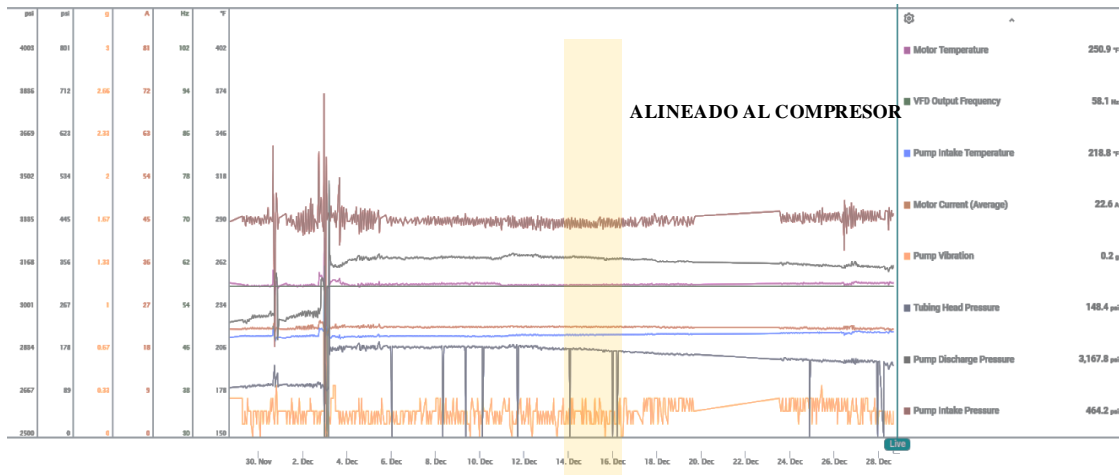
Fuente: EP Petroecuador (2024)

En la desgasificación realizada desde el 6 de diciembre hasta el 8 de diciembre podemos notar que no existen variaciones en la corriente (se toma como referencia este parámetro debido

a la pérdida de señal de la lectura de presión de intake). Existe ligera pérdida de producción de fluidos durante la prueba de producción. Adicionalmente, se realiza un echometer y se obtiene una PIP de 252 psi, por lo que se recomienda no desgasificar el pozo por su baja PIP.

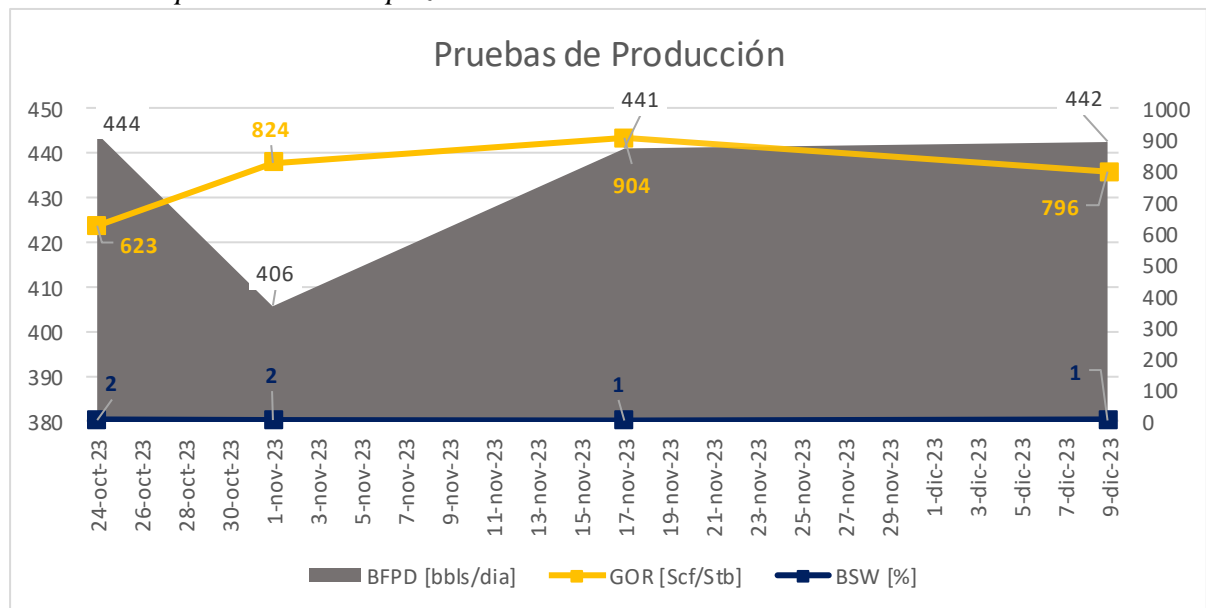
3.2.4 Pozo H-186

Figura 37
Monitoreo durante desgasificación del pozo H-186



Fuente: EP Petroecuador (2024)

Figura 38
Historial de producción del pozo H-186

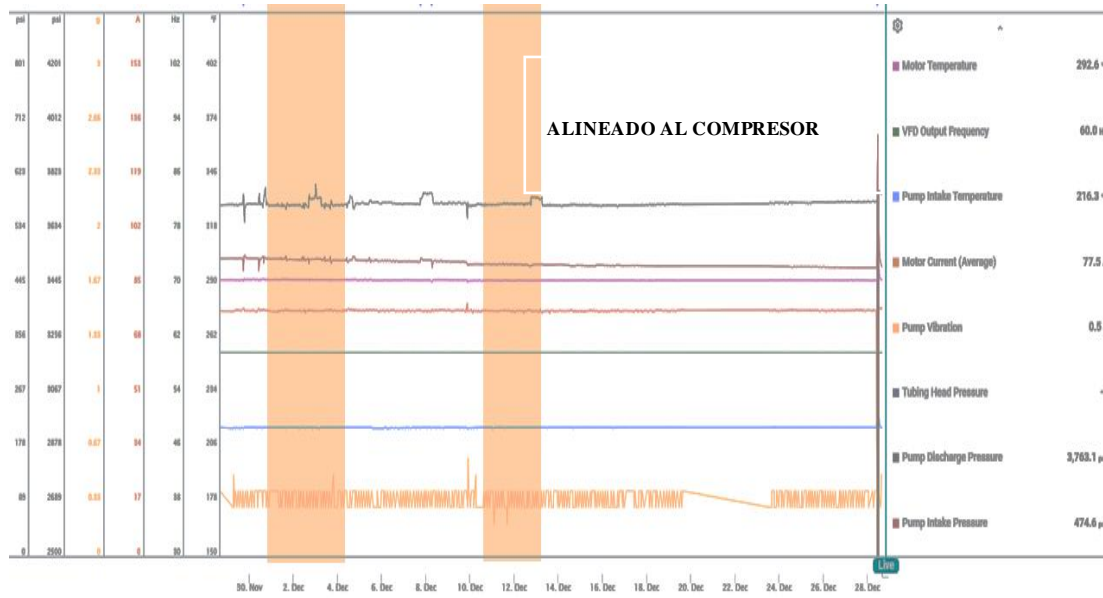


Fuente: EP Petroecuador (2024)

No existe variación de parámetros eléctricos ni de producción durante la desgasificación, por lo cual no se recomienda desgasificar.

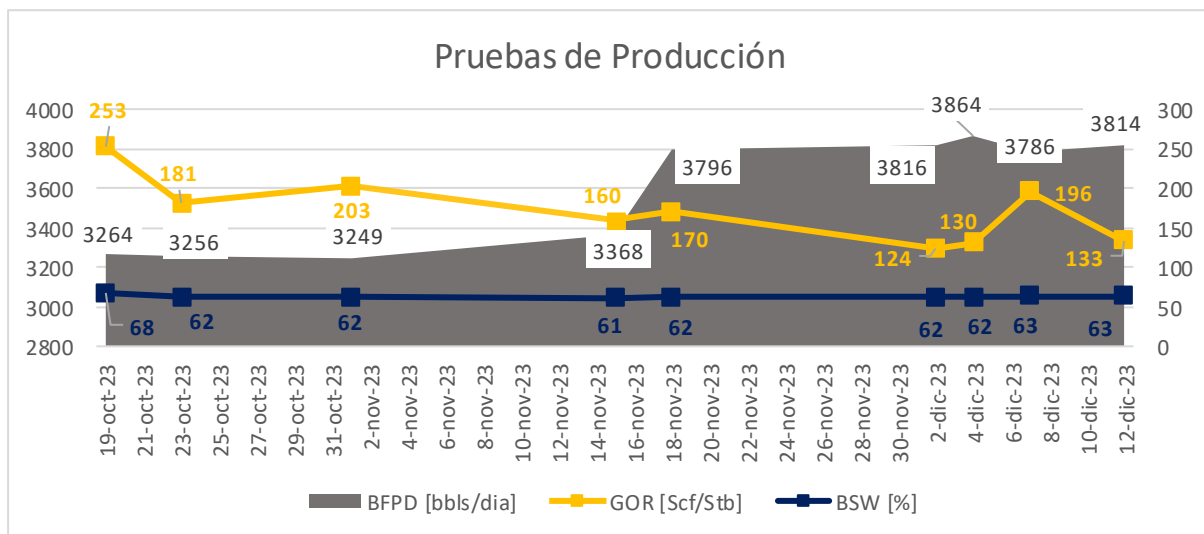
3.2.5 Pozo H-193

Figura 39
Monitoreo durante desgasificación del pozo H-193



Fuente: EP Petroecuador (2024)

Figura 40
Historial de producción del pozo H-193

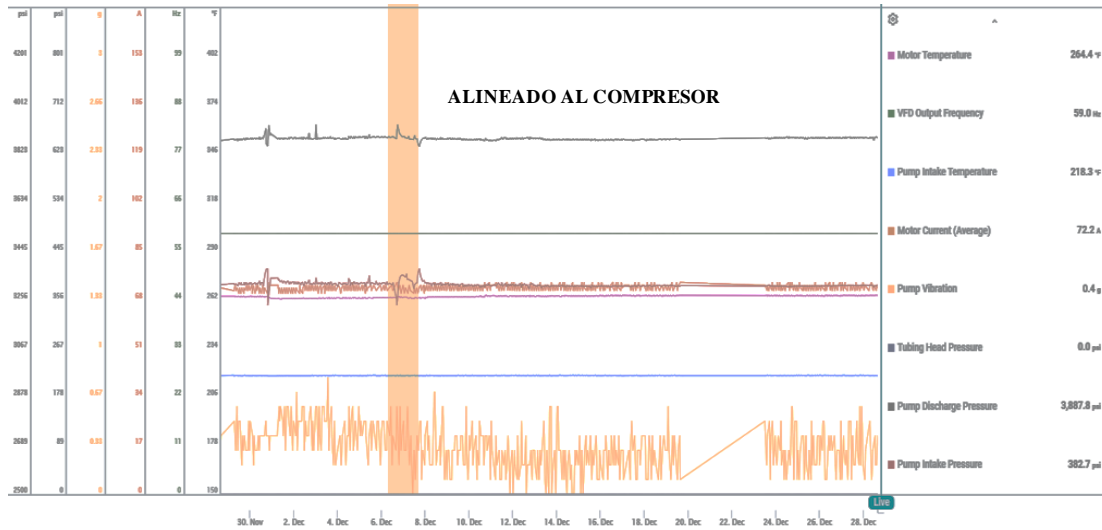


Fuente: EP Petroecuador (2024)

Se puede notar que existe un ligero incremento, pero esto es debido al aumento de BSW que surgía en el pozo. Los parámetros eléctricos fueron estables durante la desgasificación. En este caso se recomienda no desgasificarlo y priorizar otros pozos de la plataforma.

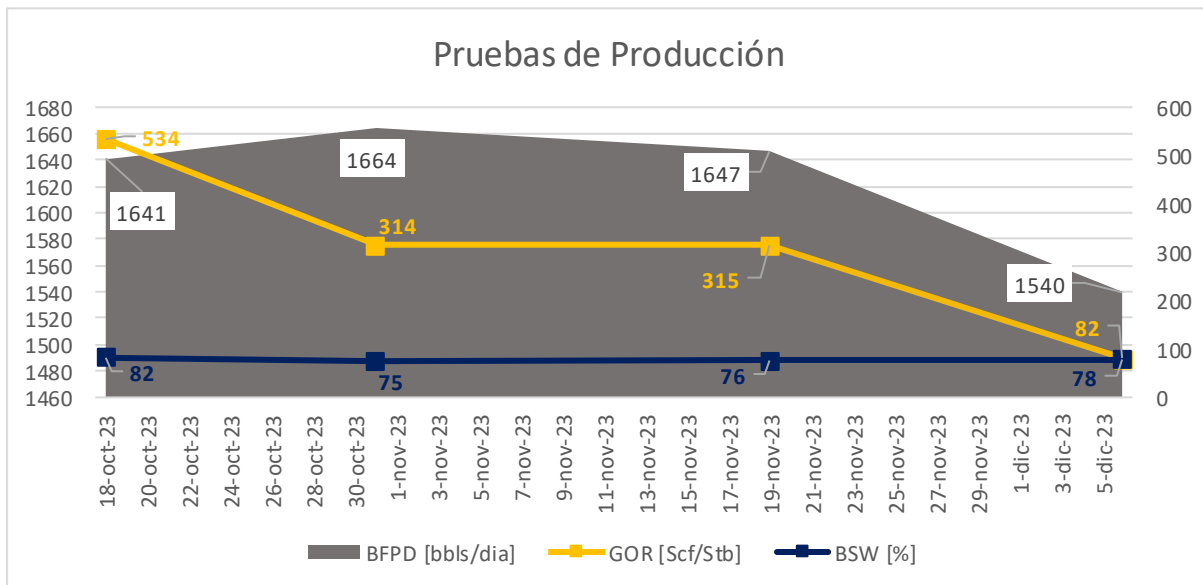
3.2.6 Pozo H-201

Figura 41
Monitoreo durante la desgasificación del pozo H-201



Fuente: EP Petroecuador (2024)

Figura 42
Historial de producción del pozo H-201



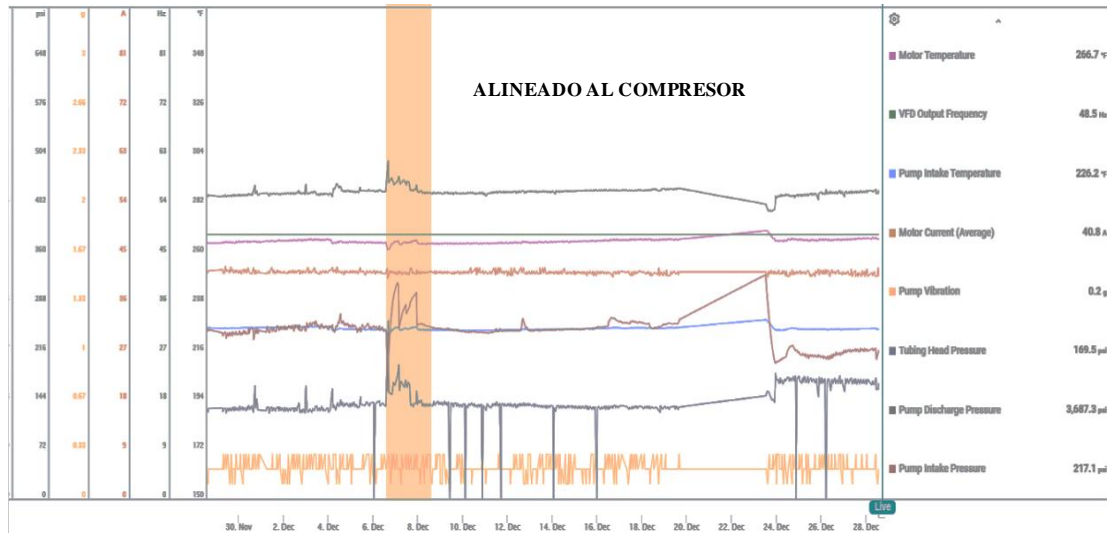
Fuente: EP Petroecuador (2024)

Durante la desgasificación se puede apreciar que la presión de intake declina hasta que logra estabilizarse de nuevo, produciendo un bajo aporte y una pérdida de +/-106 BFPD por la maniobra realizada.

3.2.7 Pozo H-237

Figura 43

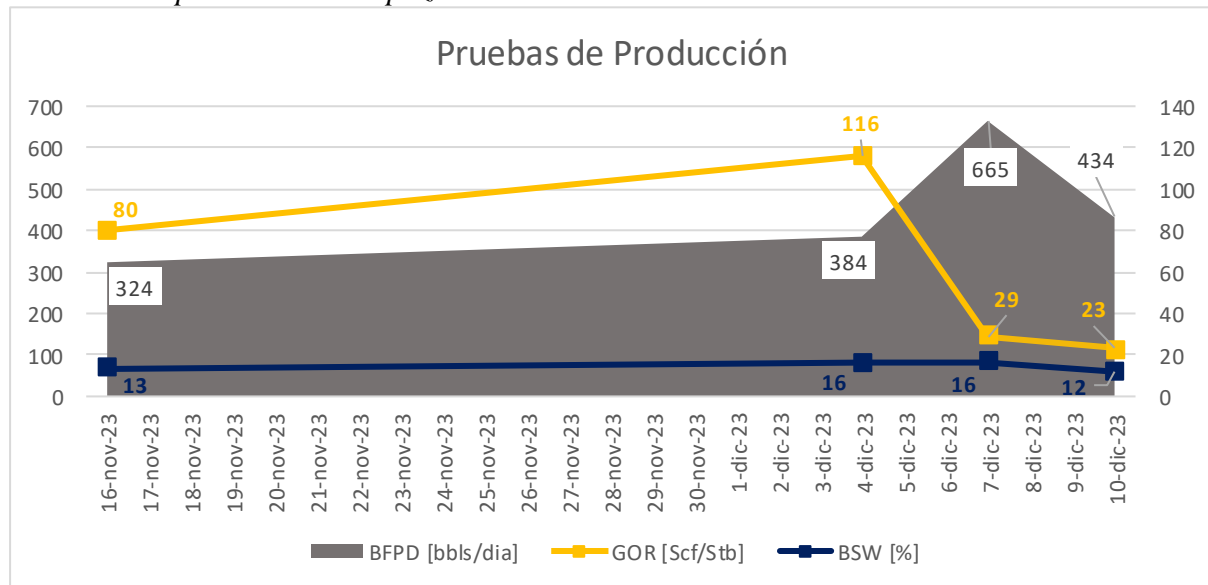
Monitoreo durante la desgasificación del pozo H-237



Fuente: EP Petroecuador (2024)

Figura 44

Historial de producción del pozo H-237



Fuente: EP Petroecuador (2024)

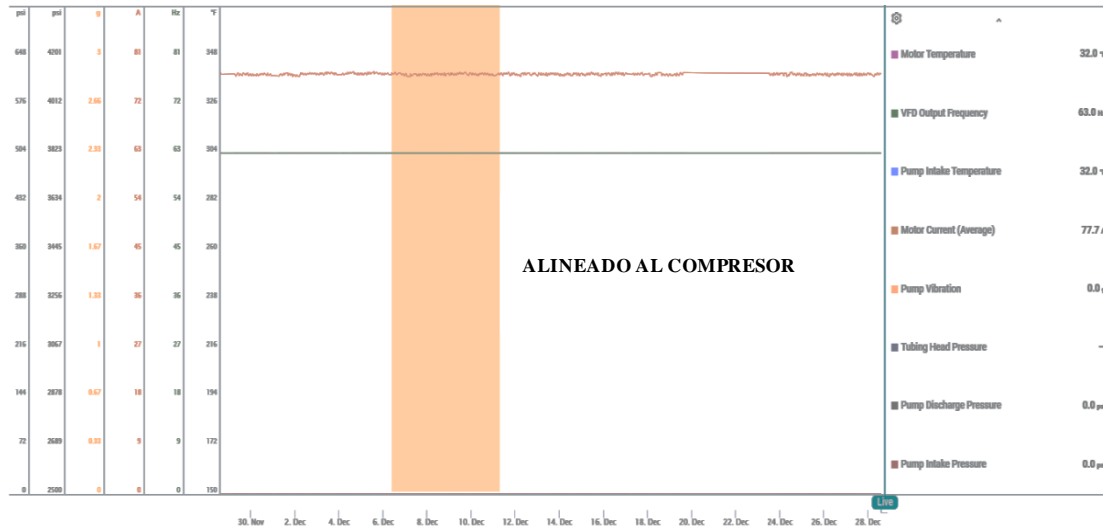
Este pozo es sensible a cambios de alineación en superficie. De manera puntual, baja la presión de intake de 240 PSI hasta 160 PSI; por ende, necesita ser estimulado en cabeza para recuperar la estabilización. La ganancia en fluidos durante la prueba de producción fue de 50 BFPD.

Nota: presentó complejidad durante la desgasificación, por lo cual requiere estimulación en superficie.

3.2.8 Pozo H-238

Figura 45

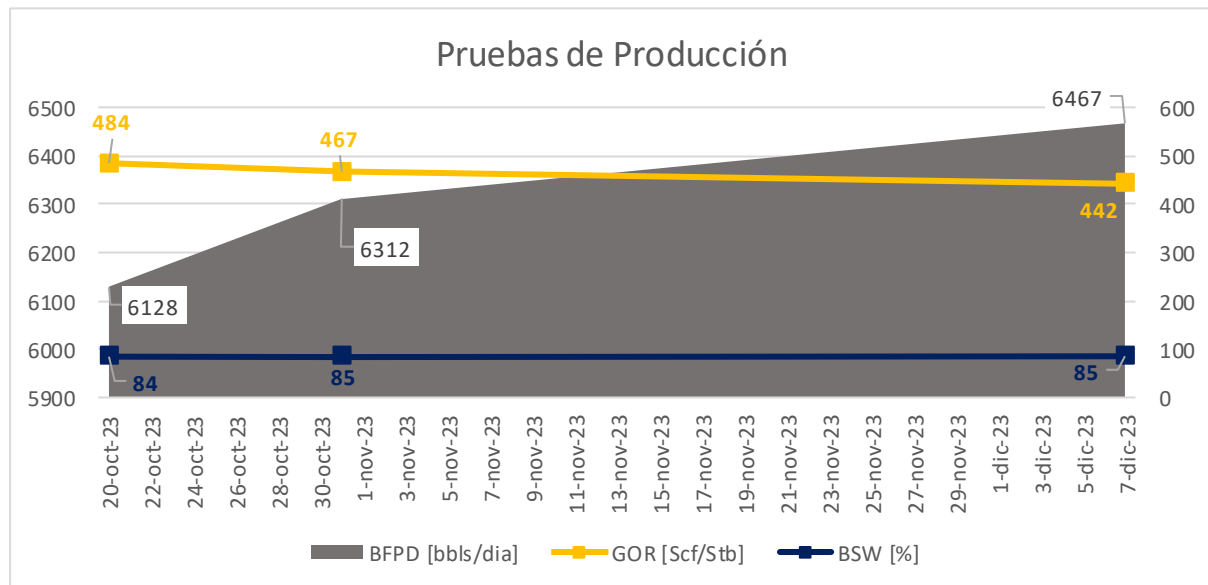
Monitoreo durante la desgasificación del pozo H-238



Fuente: EP Petroecuador (2024)

Figura 46

Historial de producción del pozo H-238



Fuente: EP Petroecuador (2024)

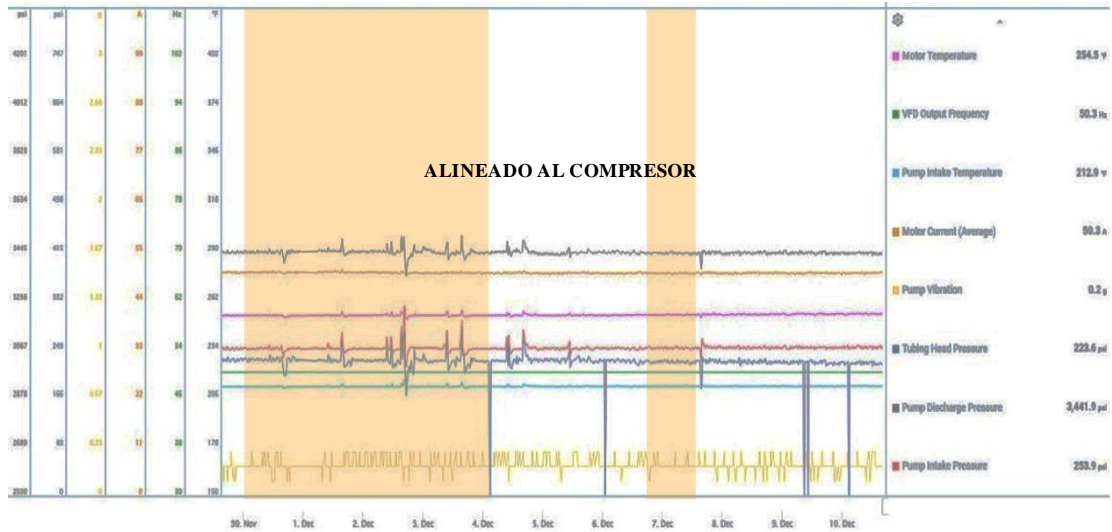
La desgasificación reacciona de buena manera en este pozo, teniendo un incremental de fluido y manteniendo el parámetro de corriente estable. Se tiene que continuar la

desgasificación, pero de forma moderada, debido a que solo se cuenta con la corriente como dato de investigación: el echometer mide PIP en 546 PSI.

3.2.9 Pozo H-239

Figura 47

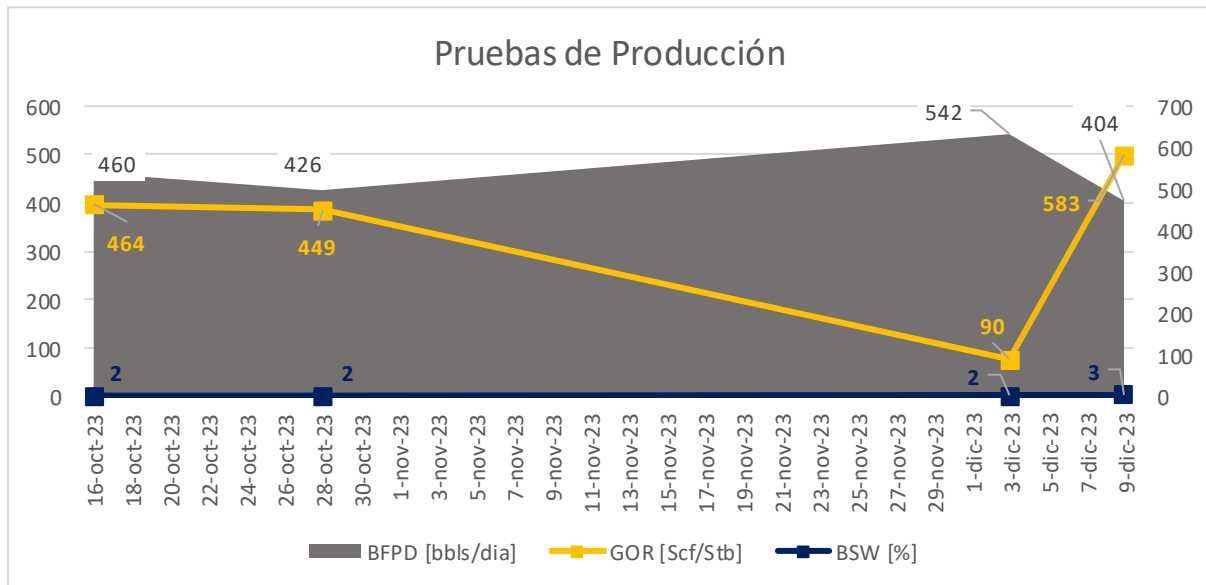
Monitoreo durante la desgasificación del pozo H-239



Fuente: EP Petroecuador (2024)

Figura 48

Historial de producción del pozo H-239



Fuente: EP Petroecuador (2024)

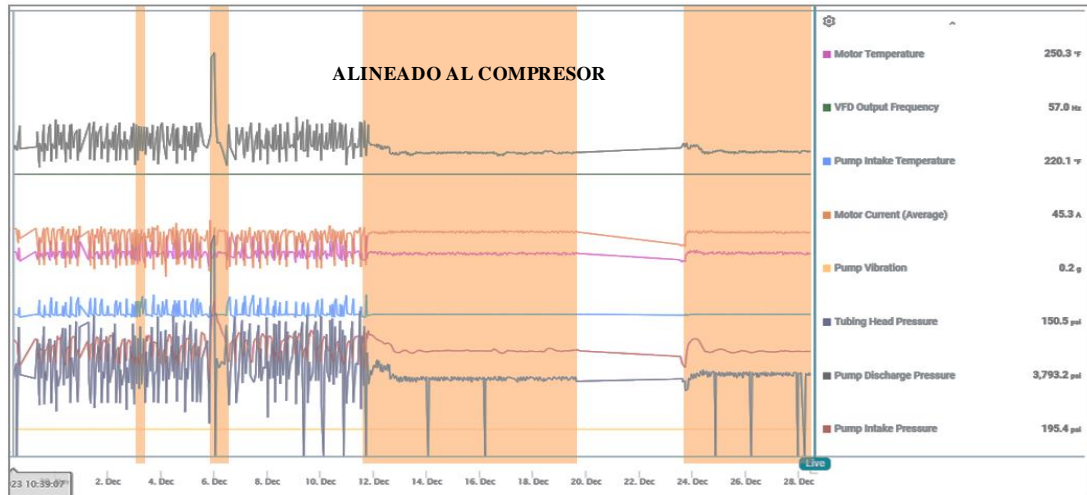
Presenta variaciones en los parámetros BES. Durante la desgasificación al momento de realizar la prueba de producción, el GOR incrementa el aporte +/-60 BFPD y aunque existan

variaciones del pozo, no se desestabiliza en superficie. Se recomienda realizar la degasificación de forma moderada, ya que presenta PIP baja, dato de echometer 254 PSI.

3.2.10 Pozo H-248

Figura 49

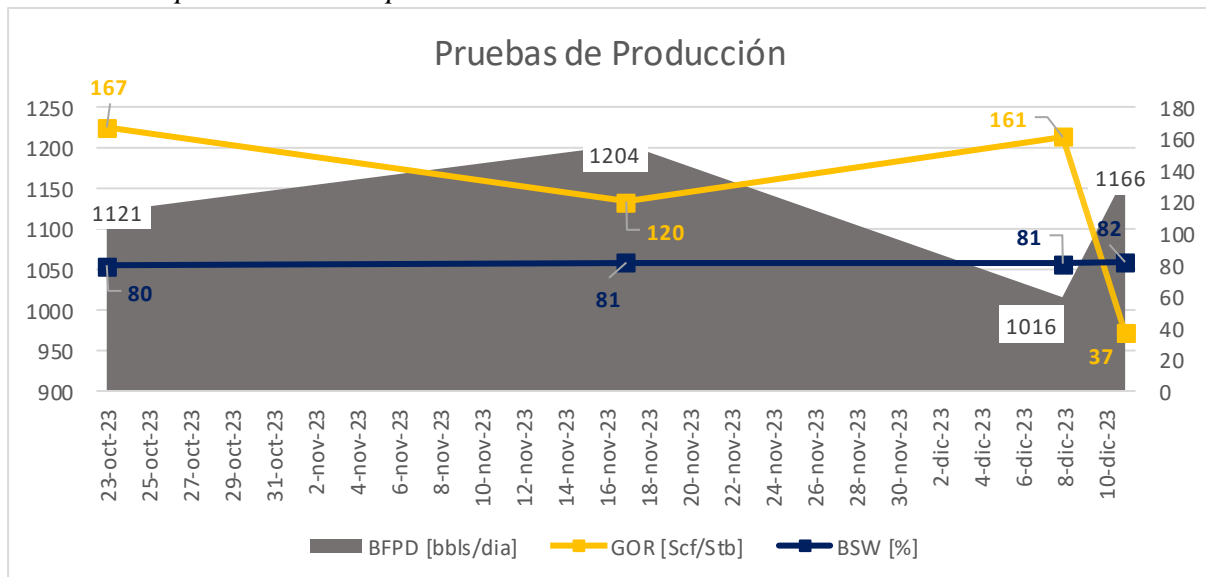
Monitoreo durante la degasificación del pozo H-248



Fuente: EP Petroecuador (2024)

Figura 50

Historial de producción del pozo H-248



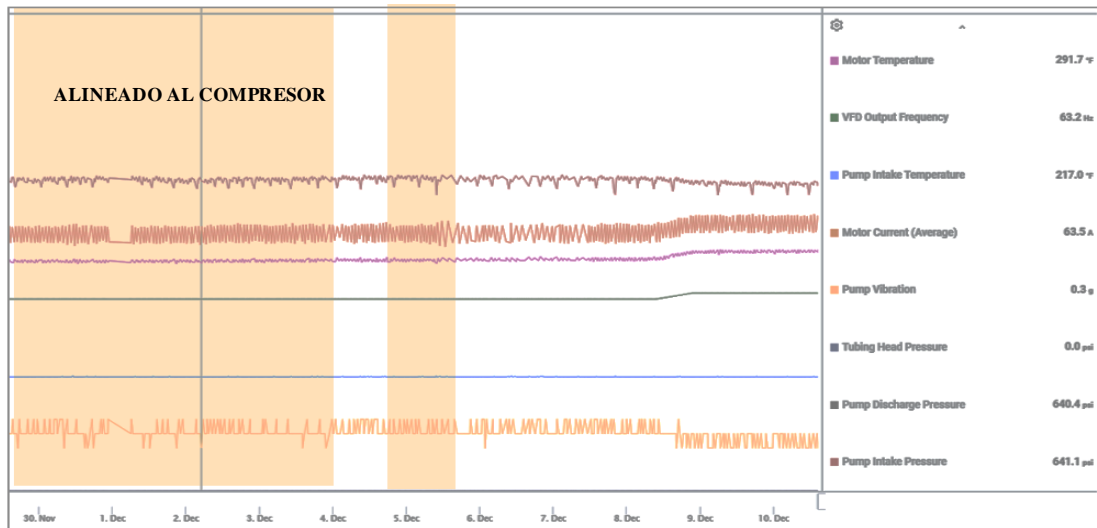
Fuente: EP Petroecuador (2024)

Se evidencia estabilización de tendencias eléctricas una vez degasificado, como se puede observar en la gráfica de parámetros y una vez realizada la evaluación el 11 de diciembre, se puede apreciar ese incremento de producción +/- 150 BFPD.

3.2.11 Pozo H-275

Figura 51

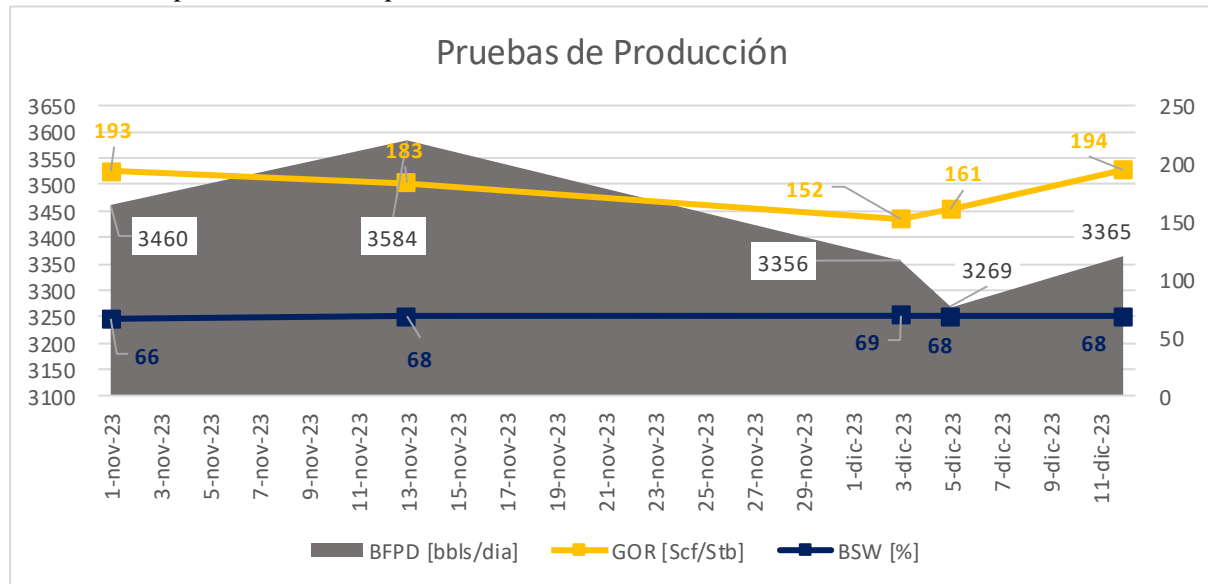
Monitoreo durante la desgasificación del pozo H-248



Fuente: EP Petroecuador (2024)

Figura 52

Historial de producción del pozo H-275



Fuente: EP Petroecuador (2024)

Se realiza la desgasificación por dos ocasiones, en las cuales no se ven cambios en los parámetros eléctricos, pozo con fluctuaciones en la presión de cabeza y en la producción durante las pruebas. Se recomendaría no desgasificar el pozo y priorizar otros al momento de realizarlo de forma continua.

3.3 Resultados

Una vez realizada la desgasificación respectiva y comparando parámetros eléctricos y operacionales, se obtiene una tabla de resultados con la cual existe un incremento en la producción de 442 BFPD con 152 BOPD y es posible determinar una presión de casing (CSG) para que puedan operar los pozos de forma continua y se mantengan optimizados.

Tabla 5

Datos antes y post desgasificación de la plataforma "H"

Pozo	Fecha	Sin desgasificación								Con desgasificación								Resultados obtenidos		Presion de CSG recomendada (PSI)		
		BFP D	BOP D	BS W [%]	PIP [psi]	Pc a b [psi]	CS G [psi]	Ech ome ter [psi]	Leve l [ft]	Fecha	BFP D	BOP D	BS W [%]	PIP [psi]	Pc a b [psi]	CS G [psi]	Ech ome ter [psi]	Leve l [ft]	ΔQ (BFP D)		ΔQ (BOP D)	Comentario
H-112	14-nov-23	4294	1589	63	728	210	125			04-dic-23	4300	1591	63	733	200	56	700	7888	6	2	Sin cambios en parámetros eléctricos y en producción.	100
H-114	18-nov-23	1406	337	76	187	129	120			06-dic-23	1608	386	76	200	203	48	194	8598	202	48	Sin cambios en parámetros eléctricos y en producción. Por su baja PIP es recomendable no desgasificar.	100
H-155	17-nov-24	510	495	3	256	293	60	252	7868	10-dic-24	481	467	3	Sin data	290	95			-29	-28	Se realiza Echometer y se obtiene PIP de 252 PSI y no se ve cambios. Por esto no es recomendable desgasificar.	60
H-186	17-nov-23	441	437	1	444	137	70	351	7253	09-dic-23	442	438	1	450	190	100			1	1	Producción y parámetros eléctricos se mantienen.	70

H-193	18-nov-23	3796	1405	63	491	247	143			12-dic-23	3814	1411	63	479	230	75	18	7	El ligero incremento de fluido que existe es por el aumento de BSW que sigue existiendo en el pozo.	100
H-201	19-nov-23	1646	395	76	386	90	100	246	8536	06-dic-23	1540	370	76	393	110	60	-106	-25	Existen variaciones en parámetros eléctricos y pérdida de producción.	70
H-237	04-dic-23	384	338	12	255	138	100	250	10080	10-dic-23	434	382	12	244	144	55	50	44	Baja PIP y requiere estabilización.	100
H-238	31-oct-23	6312	947	85	Sin data	150	190	546	5050	07-dic-23	6467	970	85	Sin data	150	60	155	23	Desgasificación moderada por no tener dato de PIP.	100
H-239	16-oct-23	460	446	3	234	207	120	254	8131	03-dic-23	542	526	3	250	230	65	82	80	Desgasificación moderada por tener PIP baja.	100
H-248	08-dic-23	1016	193	81	223	160	110	192	9505	11-dic-23	1166	222	81	251	153	91	150	29	Estabiliza PIP e incrementa aporte.	100
H-275	03-dic-24	3356	1074	68	634	245	60	452		05-dic-23	3269	1046	68	663	277	38	-87	-28	Sin cambios en parámetros eléctricos y de producción.	60

Fuente: Elaboracion propia

Con esta tabla 5 podremos analizar el beneficio de la desgasificación y cuales serían los pozos más óptimos a desgasificar en la plataforma

“H” del Bloque 57 - Shushufindi.

CONCLUSIONES

Esta investigación se centró en conocer la posibilidad de optimizar la producción mediante la desgasificación del anular. Para ello, se procedió a realizar maniobras de desgasificación y revisar parámetros eléctricos que nos ofrece el equipo BES, así como las pruebas de producción.

Para el desarrollo investigativo, se caracterizaron los 11 pozos de la plataforma “H” a través de los siguientes parámetros: la presión de cabeza, la presión de anular, la presión de intake y la producción de cada uno de los pozos, que fueron utilizados en el inicio del experimento y para obtener datos previos para realizar el proceso de desgasificación.

- Se identificó que el equipo BES tiene un problema por gas y es necesario aplicar el proceso de desgasificación. Esto se obtuvo mediante el interfaz de monitoreo con la realización de una revisión continua a los parámetros eléctricos que emiten los sensores del equipo BES, como son el amperaje y la presión de intake.

- Con los datos obtenidos se analizó el uso del compresor de gas en todos los pozos de la plataforma “H”, con un continuo monitoreo en la presión de intake y de amperaje, para así identificar si la producción se ve afectada al realizar esta maniobra, teniendo en cuenta que durante el uso del compresor mediante el procedimiento de desgasificación se obtuvo un incremento de producción de +/- 442 barriles de fluido por día (BFPD) y +/- 152 barriles de petróleo por día (BPPD).

- Obtenidos los datos post desgasificación, se pudo evaluar e identificar los pozos candidatos que presentan una mejor optimización al realizar este procedimiento, los

cuales son: H-238, H-239, H-248 con una presión anular previa a la desgasificación de 190 PSI, 120 PSI y 110 PSI respectivamente.

- Al efectuar la desgasificación se logró obtener una presión de anular óptima para estos tres pozos de 100 psi y una producción incrementada de crudo de 131 barriles, manteniendo estables los parámetros eléctricos durante el monitoreo y sin problemas operativos en superficie.

- La plataforma “H” se encontraba produciendo 7655 BPPD y al aplicar la desgasificación, la producción incrementó a 7807 BPPD, teniendo un incremento total de 152 barriles al realizar el procedimiento a los 11 pozos productores.

- Se concluye que los tres mejores pozos a optimizar con una ganancia de 131 BPPD y de acuerdo al portal (Administration, 2024), el precio promedio del crudo en el mes de diciembre 2023 fue de \$71.90. Con esta información y durante el proceso de desgasificación hasta fin de mes (diciembre-2023) esto correspondería a un ingreso bruto de \$ 291,985.9, permitiendo desarrollar este proyecto a largo plazo, evitando así paradas innecesarias por bloqueo de gas y alargando la vida útil del pozo, evitando que ingrese a reacondicionamiento por falla eléctrica, así como también eliminando el uso de mechero en la plataforma para la correcta operación de los pozos productores.

RECOMENDACIONES

- No realizar desgasificación a los pozos H-114, H-155, H-201 y H-237, debido a que se detectaron pérdidas de producción o desestabilización en parámetros de superficie, lo que conlleva a que se pierdan recursos, tiempo y producción.

- Construir un sistema centralizado de desgasificación de forma automatizada, permitiendo que el monitoreo sea centralizado desde la estación de producción más cercana para controlar la desgasificación y los parámetros mediante una interfaz de monitoreo, evitando desgasificaciones exageradas y apagados de pozos por baja PIP.

- Seleccionar un compresor con capacidad de 1 millón de pies cúbicos de gas, ya que el uso de este será para tres pozos con los cuales se maneja un promedio de gas de 633 mil pies cúbicos de gas, dando un margen para optimizar otros pozos en el caso de ser necesario, puesto que la plataforma continúa en etapa de desarrollo.

- Continuar este tipo de desgasificación mediante compresor de con otras plataformas de bloque 57 – Shushufindi.

REFERENCIAS

- American Petroleum Institute. (1984). *Gas Lift Manual: Production Department American Petroleum Institute*. <https://www.api.org/products-and-services/standards/standards-plan>
- Apolo, B., Esparza, M., Manrique, R., Martínez, I., y Rodríguez, M. (2019). *Gráfica de selección del sistema de levantamiento artificial basado en el de índice de presión del yacimiento e índice de productividad*. <https://doi.org/http://dx.doi.org/10.23878/alternativas.v18i3.165>
- Armijos, V. (2018). *Factibilidad técnica y económica de la desgasificación de anulares en pozos productores de petróleo del campo Auca*. Quito: Escuela Politécnica Nacional. <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/19701/1/CD-9109.pdf>
- Aziz, K., y Govier, G. (1972). *Multiphase Flow in Pipelines*. Gulf Publishing.
- Baby, P., Rivadeneira, M., y Barragán, R. (2014). *La cuenca Oriente: Geología y Petr+oleo*. (M. R. P. Baby, Ed.) Institut francais d'études andines. <https://doi.org/https://doi.org/10.4000/books.ifea.2971>
- Beggs, H., y Brill, J. (1973). *A study of two-phase flow in inclined pipes*. Journal of Petroleum Technology .
- Berasategui, J., y Malagón , B. (2020). *Tecnologías de los combustibles*. Santander Cantabria, España: Universidad de Cantabria. <https://ocw.unican.es/pluginfile.php/2429/course/section/2454/Tema%204%20GASES%20DE%20HIDROCARBUROS-CARACTERIZACION-FRACTURA%20HIDRAULICA.pdf>

- Bin, M., Lyngholm, A., y Vasper, A. (2007). *La presión aumenta: Innovaciones en sistemas de levantamiento artificial por gas*. Schlumberger. https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish07/spr07/p50
- Brasales, J. (11 de 06 de 2015). *Estudio Técnico Económico para la implementación de unidades de bombeo mecánico con Rotaflex para el área Libertador*. <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/10749>
- Bravo, E. (2007). *LOS IMPACTOS DE LA EXPLOTACION PETROLERA EN ECOSISTEMAS TROPICALES Y LA BIODIVERSIDAD*. https://www.inredh.org/archivos/documentos_ambiental/impactos_explotacion_petrolera_esp.pdf
- Bustamante , J., y Macas, M. (2024). *Análisis de los ingresos petroleros y su incidencia en el Presupuesto General del Estado en el periodo 2005- 2021*. Guayaquil, Guayas, Ecuador: Universidad Laica Vicente Rocafuerte de Guayaquil. <http://repositorio.ulvr.edu.ec/handle/44000/7054>
- Caicedo, J. (2020). *Estudio comparativo entre las formulaciones primal y mixta para el flujo bifásico en medios porosos bidimensionales aplicando el método de los elementos finitos*. La Libertad: Universidad Península de Santa Elena .
- Carrión, J. (11 de 04 de 2022). *Optimización de producción aplicando técnicas de Waterflooding Management (wfm) y Machine Learning en el reservorio “U inferior” del sector norte del campo Shushufindi-Aguarico – Bloque 57*. <https://repositorio.upse.edu.ec/handle/46000/7082>
- Carter, A., y Roberts, P. (2021). *Safety Risks Associated with Hydrocarbon Release: A Review of Health and Environmental Impacts*. https://www.hse.gov.uk/offshore/notices/sn_04_04.htm

CENTRILIFT. (1984). *Submersible Pump Handbook*.

Cepal, P. N. (2013). *Amazonía posible y sostenible*. Bogotá.
https://www.cepal.org/sites/default/files/news/files/amazonia_posible_y_sostenible.pdf

Chico Rosales, J. (2015). *Control de exposición laboral a sulfuro de hidrógeno en la planta de tratamiento de aguas amargas y en las unidades merox de la refinería esmeraldas de la EP PetroEcuador*. Quito, Pichincha, Ecuador: Escuela Politécnica Nacional. <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/10983/1/CD-6353.pdf>

Comisión Europea. (10 de 2020). *Hydraulics modelling for drilling automation*. Automatizar las perforaciones petrolíferas y gasísticas para que sean más seguras: <https://cordis.europa.eu/article/id/422345-automation-can-make-oil-and-gas-drilling-operations-safer/es>

Craf, Holden, y Graves. (1962). *Well desing: Drilling and Production*.

Dowdle, W., y Cobb, W. (1975). *Static Formation Temperature From Well Logs - An Epirical Method*. <https://doi.org/http://dx.doi.org/10.2118/5036-PA>

Dueñas, M., y Olaya, C. (2011). *Estado del arte de la implementación de instrumentación en Separadores Trifásico*. https://repository.upb.edu.co/bitstream/handle/20.500.11912/1655/digital_21067.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Duncan, I. (2016). *Likelihood and Environmental Consequences of Blowouts of Shale Gas and Shale Oil Wells*. Bureau od Economic Geology.

- Duran, F. (2007). *Ingeniería de Métodos de Globalización: Técnicas para el Manejo Eficiente de Recursos en Organizaciones Fabriles de servicios Hospitalarios*. Guayaquil.
- Elldakli, F. (08 de 2017). Gas Lift System. *The Open Petroleum Engineering Journal*, 1. <https://doi.org/10.23880/PPEJ-16000121>
- EP Petroecuador. (2013). *El petróleo en el Ecuador la nueva era petrolera*. Quito: Coordinación General de Imagen Empresarial EP Petroecuador. <https://www.eppetroecuador.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/03/El-Petr%C3%B3leo-en-el-Ecuador-La-Nueva-Era.pdf>
- EP Petroecuador. (2024). *Informe estadístico mensual*. Quito. <https://www.eppetroecuador.ec/wp-content/uploads/downloads/2024/09/INFORME-ESTADISTICO-MENSUAL-AGOSTO-2024.pdf>
- EP Petroecuador. (24 de 04 de 2024). *La Estación Central Shushufindi, en Sucumbíos, captará 2.5 millones de pies cúbicos de gas natural asociado por día*. Retrieved 10 de 10 de 2024, from <https://www.eppetroecuador.ec/?p=21757>
- ESP OIL Engineering Consultants. (05 de 03 de 2004). *Gas Lift Básico*. https://christian3306.wordpress.com/wp-content/uploads/2010/10/gas_lift_basico.pdf
- Espín, M., y Salas, D. (2021). *Diseño de un plan piloto para la implementación de un método químico de recuperación mejorada (EOR) en la arena U inferior del campo Shushufindi - Bloque 57*.
- Fernandez, J., y Martínez, A. (2022). *Implementing Safety Protocols in Oil Extraction: Challenges and Innovations*. *International Journal of Oil, Gas and Coal Technology*. <https://doi.org/10.11648/j.ogce>

- Fleury, K., Ricker, C., y Schott, K. (10 de 10 de 2024). *Independent Statistics and Analysis U.S. Energy Administration Information*. U.S. shale natural gas production has declined so far in 2024: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=63506>
- Garces, A. (13 de 10 de 2024). *LinkedIn*. Sistemas de Bombeo Electrosumergible (BES) - Conceptos Básicos: <https://www.linkedin.com/pulse/sistemas-de-bombeo-electrosumergible-bes-conceptos-b%C3%A1sicos-garc%C3%A9s/>
- Gerlein, M. (2022). *Evaluación Técnico-Económica de reactivación de pozos para el incremento de la oferta de gas natural y la autogeneración de energía para reducción de costos de levantamiento de crudo*. https://repository.unab.edu.co/bitstream/handle/20.500.12749/16877/2022_Articulo_Gerlein_Mauricio_Lopez.pdf?sequence=2
- Golan , M., y Whitson, C. (1991). *Well Perfomance*. New Jersey: PTR Prentice Hall.
- Gómez, J. (2021). *Análisis y evaluacion de inyección de químicos como aseguramiento de flujo en pozos productores de crudos pesads en el Golfo de México*. Pulso Energético.
- Grupo Banco Mundial. (04 de 2022). *Avances en la reducción de la quema de gas en el mundo se estancan en la última década*. <https://www.bancomundial.org/es/news/press-release/2022/05/04/a-decade-of-stalled-progress-on-reducing-global-gas-flaring>
- Guale, J. (2013). *Estudio para la optimización de sistemas de levantamiento artificial para la producción de petróleo en pozos de la zona central del campo Ancón - provincia de Santa Elena*. Santa Elena : Universidad Estatal Península de Santa Elena .

- Hernández, R., Fernández, C., y Baptista, M. d. (2014). *Metodología de la investigación*. McGRAW-HILL / INTERAMERICANA EDITORES, S.A. DE C.V. <https://doi.org/978-1-4562-2396-0>
- Hewett, T., y Behrens, R. (1993). *Considerations Affecting the Scaling of Displacements in Heterogeneous Permeability Distributions*. Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/20739-PA>
- Ingeniería para el Desarrollo Humano ONGAWA. (02 de 2022). *Soluciones Basadas en la Naturaleza: claves de su aplicación en cooperación al desarrollo*. https://ongawa.org/soluciones-basadas-en-la-naturaleza-claves-de-su-aplicacion-en-cooperacion-al-desarrollo/?gad_source=1&gclid=EAIaIQobChMIjcWMypuniQMVnoFaBR1eZDg8EAAYASAAEgJjRPD_BwE
- Jafari, J., y Asghari, M. (2022). *Economic Analysis of Advanced Gas Processing Techniques in Oil Extraction*. London: Petroleum Science and Technology.
- James, L., y Nickens, H. (2004). *Solving Gas - Well Liquid - Loading Problems*. OnePetro. <https://doi.org/https://doi.org/10.2118/72092-JPT>
- Jami, J., y Ruiz, J. (2022). *Evaluación del proyecto de inyección de agua mediante la implementación del modelo de Creig, Geffen y Morse en la arena Ui Zona Norte del campo Shushufindi*.
- Jiang, S., Chen, G., Meng, X., Yang, D., Zhu, y., Liu, K., y Chang, Y. (2022). *Integrity control analysis of natural gas hydrate production wellborw using system method and game theory*. Journal of Loss Prevention in the Process Industries. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.jlp.2021.104696>

- Joseph, A., Sand, C., y Ajienska, J. (2013). *Classification and Management of Liquid Loading in Gas Wells*. OnePetro. <https://doi.org/https://doi.org/10.2118/167603-MS>
- Kumar , S., y Gupta, R. (2023). *Future Challenges and Innovations in Oil and Gas Desgasification Technologies*. Oxford: Journal of Natural Gas Science and Engineering.
- Kwatia, G., Al Ramadam, M., Salehi, S., y Teodoriu, C. (2019). *Anhanced Cement Composition for Preventing Annular Gas Migration*. <https://doi.org/https://doi.org/10.1115/OMAE2019-95589>
- Laub, A., y Pomatailla, F. (2012). *Por qué debe desarrollarse la Petroquímica en el Perú? ¿Es suficiente la política de incentivos dictada por el Estado para su implementación?* Perú: Dialnet. <https://dialnet.unirioja.es/download/articulo/7810175.pdf>
- Liang, Y., y Tan, X. (2020). *Integration of Advanced Gas Separation Technologies in Oil Production* (Vol. 34(10)). Washington, D.C., Estados Unidos: American Chemical Society.
- López, J. (2024). *Inspección de mantenimiento de válvulas de alivio en plantas en servicio*. InspeNet.
- Madrid, M. (27 de 06 de 2009). *Portal del Petróleo*. Bombeo Mecánico - Diseño: <https://portaldelpetroleo.com/bombeo-mecanico-diseno/>
- Madrid, M. (02 de 08 de 2023). *Portal del petróleo*. Análisis de Productividad: Consejos, Estrategias y Errores: <https://portaldelpetroleo.com/analisis-de-productividad-consejos-estrategias-y-errores/>
- Maggiolo, R. (2004). *Gas Lift Basico*. ESP Oil International.

- Majeed, A. (2020). *Lo que importa cuando se integran los sensores de gas en los diseños de monitoreo de la calidad*. (DigiKey, Ed.) América del Norte.
- Márquez, R., Martínez, C., Arévalo, S., Montes, E., y Cepeda, F. (2017). *Ajuste de la presión anular en pozos con bloqueo por gas para optimización de producción en el campo cira infantas*. Santander, Colombia: Universidad Industrial de Santander . <https://doi.org/10.18273/revfue.v14n2-2016006>
- Meshari, S., y Fariss, H. (2018). *Enhancing Gas Separation in Oil and Gas Industry*. Houston: Society of petroleum Engineers.
- Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible de Colombia. (2023). *Mitigación de Gases de Efecto Invernadero - GEI*. [https://www.minambiente.gov.co/cambio-climatico-y-gestion-del-riesgo/mitigacion-de-gases-de-efecto-invernadero-gei/#:~:text=Mitigaci%C3%B3n%20de%20Gases%20Efecto%20Invernadero%20\(GEI\)%2C%20es%20la%20gesti%C3%B3n,y%20el%20aumento%20o%20mejora](https://www.minambiente.gov.co/cambio-climatico-y-gestion-del-riesgo/mitigacion-de-gases-de-efecto-invernadero-gei/#:~:text=Mitigaci%C3%B3n%20de%20Gases%20Efecto%20Invernadero%20(GEI)%2C%20es%20la%20gesti%C3%B3n,y%20el%20aumento%20o%20mejora)
- Morillo, C. (26 de 06 de 2019). *Desarrollo del mapa de presiones de la Arena T del campo Shushufindi, mediante el análisis de pruebas de presión*. <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/20307>
- Moshfeghian, M. (2012). *Comportamiento de la fase de formación de hidratos de gas*. (D. F. Ashford, Trad.) <http://www.jmcampbell.com/tip-of-the-month/2012/12/sour-gas-hydrate-formation-phase-behavior/>
- Moshfeghian, M. (2016). *Cuál es el impacto de los gases ligeros sobre las condiciones de formación e los hidratos*. (D. F. Ashford, Trad.) <https://www.jmcampbell.com/tip-of-the-month/spanish/?p=1656>
- Moshfeghian, M. (2016). *Cuál es le impacto del nitrógeno en las condiciones de formación de hidratos de gas natural*. (D. F. Ashford, Trad.)

<http://www.jmcampbell.com/tip-of-the-month/2016/01/what-is-the-impact-of-nitrogen-on-the-natural-gas-hydrate-formation-conditions/>

New Jersey Department of Health. (2012). *Hoja informativa sobre sustancias peligrosas*.
<http://nj.gov/health/eoh/rtkweb/documents/fs/1017sp.pdf>

Ortega, N. (2022). *¿Por qué la automatización de la industria del petróleo y gas es cada vez más atractiva, económica y necesaria?* GETAC.
<https://www.getac.com/latam/news/por-que-la-automatizacion-de-la-industria-del-petroleo-y-gas-es-cada-vez-mas-atractiva-economica-y-necesaria/>

Osorio, L. (2014). *Lecturas Sobre Macroeconomía, Desarrollo y Comercio Internacional*.
Quito: Colegio de Economistas de Quito.

Páez, R., y Grosso, J. (2003). *Criterios para la selección del sistema de levantamiento artificial para crudos pesados y extrapesados*. Bucaraanga, Colombia :
Universidad Industrial de Santander .

Partidas, H. (2003). *Bombeo Mecánico: Optimización, Diagnóstico y Operación*.
Venezuela. <https://christian3306.wordpress.com/wp-content/uploads/2010/10/bombeo-mecanico-optimizacion-diagnostico-y-operacion.pdf>

Paz, A. (3 de 07 de 2024). *MONGABAY*. Retrieved 10 de 10 de 2024, from Los mecheros de la industria petrolera siguen ardiendo en la Amazonía ecuatoriana:
<https://es.mongabay.com/2024/07/mecheros-industria-petrolera-siguen-ardiendo-amazonia-ecuadoriana/#:~:text=Los%20mecheros%20que%20quemam%20el,que%20se%20encontraban%20cerca%20a>

- Peñarreta, R. (2012). *Determinación de los patrones de flujo multifásicos en tuberías horizontales y selección óptima de tuberías de producción para el Campo Libertador*. Quito: Universidad Central del Ecuador .
- Pérez, J., Cabarcas, M., y Santos, N. (2016). *Modelamiento y simulación de un sistema no convencional de levantamiento multifásico* (Vol. 14). El Reventón Energético.
- Perry, R., y Green, D. (2018). *La instalacion de valvulas de alivio de presión*. Chemical Engineers Handbook.
- Petroamazonas. (2020). *Informe de Reservas y Recursos*. Quito, Pichincha, Ecuador: Petroamazonas.
- Pilay, K., y Galarza, D. (2011). *Análisis de Pruebas de Restauración de Presión en Yacimientos que Producen por Debajo del Punto de Saturación* . Guayaquil: Escuela Superior Politecnica del Litoral .
- Pillajo, S., y Zambrano, R. (2012). *Análisis técnico - económico para incrementar la producción de petróleo mediante la aplicacion de completaciones dobles concéntricas del campo Cuyabeno*. Escuela Politécnica Nacional. <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/4933/1/CD-4473.pdf>
- Poberezhna, L., Chudyk, I., Khomyn, V., y Prykhodko, M. (2022). *Assessment and minimization of the impact of oil and gas production on environmental protection areas*. Science Direct. [https://pdf.sciencedirectassets.com/314029/1-s2.0-S2452321622X00036/1-s2.0-S2452321622000439/main.pdf?X-Amz-Security-Token=IQoJb3JpZ2luX2VjEJD%2F%2F%2F%2F%2F%2F%2F%2F%2FwEaCXVzLWVhc3QtMSJIMEYCIQChWiVEAd3DIM4C2ryw212RoT3%2FLLI6KufrDDPc4KbUugIhAIHmIR8Fj9](https://pdf.sciencedirectassets.com/314029/1-s2.0-S2452321622X00036/1-s2.0-S2452321622000439/main.pdf?X-Amz-Security-Token=IQoJb3JpZ2luX2VjEJD%2F%2F%2F%2F%2F%2F%2F%2F%2F%2FwEaCXVzLWVhc3QtMSJIMEYCIQChWiVEAd3DIM4C2ryw212RoT3%2FLLI6KufrDDPc4KbUugIhAIHmIR8Fj9)
- Preston, J., y Benson, S. (2009). *Well Blowout Rates and Consequences in California Oil and Gas District 4 from 1991 to 2005*.

- Qi Pang, X., Zao Jia, C., y Yang Wang, W. (2015). Petroleum geology features and research developments of hydrocarbon accumulation in deep petroliferous basins. *Petroleum Science* , 12, 1-53. <https://doi.org/https://doi.org/10.1007/s12182-015-0014-0>
- R&D. (2021). *Well Cement Behavior and Gas Migration*.
- Ramirez. (2019). *Mejoras tenológicas en plataformas*.
- Ramírez, C. (2019). *Control de Pozos*. Ciudad de México: Instituto Politécnico Nacional, Escuela Superior de Ingeniería & Arquitectura "Unidad Ticoman". <https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/28128/Control%20de%20pozos.pdf?sequence=1>
- Ramos, G. (2018). *Modelo de confiabilidad para sistemas de levantamiento artificial con bombas electrico sumergibles del campo shushufindi bloque 57*. Riobamba. <http://dspace.esPOCH.edu.ec/bitstream/123456789/8428/1/20T01030.PDF>
- REDA. (2001). *Submersible Pump Handbook*.
- Rempu, W. (2011). *Advanced Well Completion Engineering*.
- Repsol. (2024). *Optimización de procesos de exploración y producción de hidrocarburos*. <https://www.repsol.com/es/tecnologia-digitalizacion/technology-lab/petroleo-y-gas/index.cshtml>
- Riahi, H., y Pritchard, P. (2014). *Effectiveness of Gas Processing and its Impact on Oil Production Efficiency*. *Journal of Petroleum Technology*.
- Rivero, J. (2007). *Análisis nodal y explotación de petróleo*.

- Rodríguez, M. (2024). *Innovaciones en técnicas de perforación para maximizar la extracción de petróleo*. Inspenet. <https://inspenet.com/articulo/innovacion-tecnicas-de-perforacion-petroleo/>
- Salazar, A. (14 de 02 de 2014). *Actualización de reservas y ubicación de pozos de relleno para incrementar la producción del campo Shushufindi*. <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/8484/3/CD-5736.pdf>
- Salinas, F. (2011). *Estudio experimental de flujo bifásico líquido-líquido no newtoniano y flujo trifásico líquido-líquido-líquido no newtoniano en una tubería horizontal*. México: Universidad Nacional Autónoma de México.
- Sánchez, D., y Sánchez, T. (2021). *Evaluación técnica - económica de los proyectos piloto de inyección de agua implementados en el yacimiento U inferior del campo Shushufindi, estaciones central y norte, durante el periodo 201-2020*.
- Schlumberger del Ecuador S.A. (2018). *Schlumberger Oilfield Glossary*. Gradiente de presión: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/pressure_gradient.aspx
- Schlumberger del Ecuador S.A. (10 de 10 de 2024). *Energy Glosary*. Retrieved 10 de 10 de 2024, from Bloqueo por gas: https://glossary.slb.com/es/terms/g/gas_lock
- Schlumberger del Ecuador S.A. (2024). *Energy Glosary en Español*. Pruebas de pozos - Flujo Multifásico: https://glossary.slb.com/es/terms/m/multiphase_flow#:~:text=Flujo%20simult%C3%A1neo%20de%20m%C3%A1s%20de,com%C3%BAen%20en%20pozos%20de%20petr%C3%B3leo.
- Shynybayeva, A., y Rojas, L. (2020). *Eulerian-Eulerian Modeling of Multiphase Flow in Horizontal Annuli. Current Limitations and Challenges*. MDPI. <https://doi.org/https://doi.org/10.3390/pr8111426>

- Smith, J., Johnson, L., y Brown, R. (2021). *Desgasificación en pozos petroleros: optimización y avances tecnológicos*. Revista de Ingeniería petrolera.
- Smith, M., y Lapeyre, J. (2001). *Introduction to Chemical Engineering Thermodynamics*. New York: McGraw - Hill Education.
- Tan, C., Wang, M., Chen, R., y You, F. (2023). *Study on the Oil Well Cement-Based Composites to Prevent Corrosion by Carbon Dioxide and Hydrogen Sulfide at High Temperature*. <https://doi.org/https://doi.org/10.3390/coatings13040729>
- Tengfei, S., Xinquan, Z., Shujie, L., Yanfeng, C., y Renjun, X. (2018). *Annular Pressure Buildup Calculation When Annulus Contains Gas*. Chem Technol Fuel Oils. <https://doi.org/https://doi.org/10.1007/s10553-018-0950-7>
- Tissot, B., y Welte, D. (1984). *Petroleum Formation and Occurrence*. <https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-642-87813-8>
- Tucker, M., y Wright, V. (2019). *Carbonate Sedimentology and Petrology*. Sedimentary Petrology.
- V. Gomis, Y. (2008). *Tema 3: Cromatografía de gases*. <https://rua.ua.es/dspace/bitstream/10045/8247/4/T3gascromat.pdf>
- Vargo, R. (2003). *Practical and successful prevention of annular pressure buildup on the Marlin project*. OnePetro.
- Victor , Q., Rina , B., Michelle , S., y Camilo , D. (2020). *Relación entre los ingresos petroleros y el gasto público ecuatoriano*. Unoversidad de Zulia. <https://www.redalyc.org/journal/280/28063519008/html/>
- Visión Amazónica. (2022). *Una visión amazónica*. <https://archivo.youtopiaecuador.com/vision-amazonica/>

- Wang, G., Li, W., y Cao, J. (2024). *Deepwater Oil and Gas Well Annulus Pressure Management Strategy*. Chem Technol Fuels Oils. <https://doi.org/https://doi.org/10.1007/s10553-024-01721-x>
- Wei, L., Yang, X., Xi, C., Hong, C., Yumin, L., y Xuequng, L. (2020). *Research and application of downhole blowout prevention system while drilling: A review*. Journal of Petroleum Science and Engineering. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106882>
- Wu, X., y Xiao, L. (2019). *Research on Annular Pressure Buildup in Deepwater Oil and Gas Well. Mechanisms and Machine Science*. https://doi.org/https://doi.org/10.1007/978-3-030-27053-7_55
- Zapata, D. (2019). *Optimizaci+on de la producci3n del campo Libertador-Bloque 57, mediante el re-dise1o de sus equipos de bombeo electrosuergibles*. Quito, Pichincha, Ecuador: Universidad Central del Ecuador. <https://www.dspace.uce.edu.ec/server/api/core/bitstreams/e095e7f2-d4d0-48b6-9c58-9dba0bc58115/content>
- Zhao, L., y Lee, M. (2018). *Advances in Membrane Technology for Oil and Gas Desalination*. Amsterdam: Separation and Purification Technology.
- Zhuang, H., Han, Y., Sun , H., y Liu, X. (2020). *Dynamic Well Testing in Petroleum Exploration and Development* (Vol. Vol 2).

ANEXOS

Anexo 1:

Tabla 6

Resumen de la producción de gas obtenida en las pruebas de producción con VX

Pozo	Gas [MScf/d]
H-112	265
H-114	265
H-155	231
H-186	335
H-193	225
H-201	20
H-237	20
H-238	441
H-239	168
H-248	24
H-275	194

Fuente: Elaboración propia