



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA  
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
CARRERA DE PETRÓLEOS**

**TEMA:**

**“IMPLEMENTACIÓN DE CAMBIO DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO  
ARTIFICIAL EN POZOS DE BAJA PRODUCCIÓN EN SHUSHUFINDI  
CAMPO AGUARICO BLOQUE 57”**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR**

**AUTOR:**

**OSCAR JOSUE AVILA REYES**

**TUTOR:**

**ING. SADI ITURRALDE KURE, MSc.**

**LA LIBERTAD, ECUADOR**

**2025**

**UNIVERSIDAD ESTADAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA**

---

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA**

**CARRERA DE PETRÓLEOS**

**TEMA:**

**IMPLEMENTACIÓN DE CAMBIO DE SISTEMAS DE  
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN POZOS DE BAJA  
PRODUCCIÓN EN SHUSHUFINDI CAMPO AGUARICO BLOQUE**

**57**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR**

**AUTOR:**

**OSCAR JOSUE AVILA REYES**

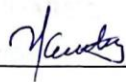
**TUTOR:**

**ING. SADI ITURRALDE KURE, MSc.**

**LA LIBERTAD – ECUADOR**

**2025**

# TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



**ING. MARLELIS GUTIÉRREZ  
HINESTROZA, PhD.  
DIRECTORA DE CARRERA**



**ING. SADI ITURRALDE KURE,  
MSc.**

**DOCENTE TUTOR**



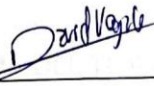
**ING. ISRAEL YAGUAL PITA,  
MSc.**

**DOCENTE ESPECIALISTA**



**ING. CARLOS MALAVÉ  
CARRERA, MSc.**

**DOCENTE GUIA DE LA UIC**



**ING. DAVID VEGA  
GONZÁLEZ**

**SECRETARIO DEL TRIBUNAL**

## **DEDICATORIA**

Empiezo dedicando mi trabajo de titulación a Dios por brindarme salud, sabiduría y fortaleza a lo largo de mi carrera y por ser guía de mis principios y valores ya que sin ellos esta meta no se estaría cumpliendo.

A mi madre Andrea Reyes mujer virtuosa y excepcional, quien desde muy pequeño me instruyo, formo y siempre supo creer en mí, así como a mi padre Oscar Avila por su apoyo y motivación a lo largo de mi formación académica.

A mi novia Samanta Zamora por su incondicional amor y apoyo en buenos y malos momentos, a mi familia y amigos, en especial a quienes desde el cielo me acompañan, abuelo Oscar Avila, Norman Reyes y Gregorio Palma personas que confiaron en mí y transmitieron sus sueños y enseñaron a siempre sonreír y ser feliz.

# CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema IMPLEMENTACIÓN DE CAMBIO DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN POZOS DE BAJA PRODUCCIÓN EN SHUSHUFINDI CAMPO AGUARICO BLOQUE 57, elaborado por el estudiante ÁVILA REYES OSCAR JOSUE, egresados de la carrera de Ingeniería en Petróleos, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, me permito declarar que una vez analizado en el sistema antiplagio COMPILATIO, luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, la presente tesis, se encuentra con un 3% de la valoración permitida.

**CERTIFICADO DE ANÁLISIS**  
magister

## AVILA 2024-2

**3%**  
Textos sospechosos

1% Similitudes  
0% similitudes entre comillas  
0% entre las fuentes mencionadas  
2% Idiomas no reconocidos  
27% Textos potencialmente generados por la IA (ignorado)


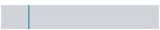
Nombre del documento: AVILA 2024-2.docx  
ID del documento: 8c6c8c4c3430ac43ab5688593302d9ce397a58ac  
Tamaño del documento original: 52,14 kB  
Autores: []

Depositante: SADI ARMANDO ITURRALDE KURE  
Fecha de depósito: 4/12/2024  
Tipo de carga: interface  
fecha de fin de análisis: 4/12/2024



Número de palabras: 3060  
Número de caracteres: 19.294

Ubicación de las similitudes en el documento:

**Fuente principal detectada**

N°	Descripciones	Similitudes	Ubicaciones	Datos adicionales
1	 <a href="https://dialnet.unirioja.es/descarga/articulo/9453018.pdf">dialnet.unirioja.es</a> https://dialnet.unirioja.es/descarga/articulo/9453018.pdf	< 1%		Palabras idénticas: < 1% (28 palabras)

**Fuente con similitudes fortuitas**

N°	Descripciones	Similitudes	Ubicaciones	Datos adicionales
1	 <a href="https://www.osti.gov/biblio/5918494">www.osti.gov</a>   Technology of artificial lift methods. Volume 1. Inflow performance, ... https://www.osti.gov/biblio/5918494	< 1%		Palabras idénticas: < 1% (15 palabras)

FIRMA DEL TUTOR



ING. SADI ITURRALDE KURE

C.I.: 0904349453

# DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Ávila Reyes Oscar Josue, declaro bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado “IMPLEMENTACIÓN DE CAMBIO DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN POZOS DE BAJA PRODUCCIÓN EN SHUSHUFINDI CAMPO AGUARICO BLOQUE 57”, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Ingeniería en Petróleos, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente de nuestra autoría.

Por medio de la presente declaración cedemos los derechos de autoría y propiedad intelectual, correspondientes a este trabajo, a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la ley de propiedad intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.

Atentamente,



---

AVILA REYES OSCAR JOSUE

Autor de Tesis

C.I. 2450656331

# CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Sadi Iturralde Kure

## TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutora del presente trabajo IMPLEMENTACIÓN DE CAMBIO DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN POZOS DE BAJA PRODUCCIÓN EN SHUSHUFINDI CAMPO AGUARICO BLOQUE 57 previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleos elaborado por el señor: Ávila Reyes Oscar Josue, egresados de la carrera de Petróleos, Facultad Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, la apruebo en todas sus partes.



ING. SADI ITURRALDE KURE

TUTOR

# CERTIFICADO DE GRAMATOLOGIA

## CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

---

Santa Elena, 03 de diciembre del 2024

Yo, **Mónica Isabel Paredes Castro**, Magister en Educación Básica, con registro de la SENECYT N° 1023-2024-2904505 por medio del presente certifico que:

Después de revisar y corregir la sintaxis y ortografía del trabajo investigativo titulado "IMPLEMENTACIÓN DE CAMBIO DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN POZOS DE BAJA PRODUCCIÓN EN SHUSHUFINDI CAMPO AGUARICO BLOQUE 57", elaborado por el estudiante **OSCAR JOSUE AVILA REYES** en su opción al título de **INGENIERO EN PETRÓLEOS** en la Universidad Estatal Península de Santa Elena, puedo afirmar que el trabajo está apto para ser defendido.

Sin otro particular.



**Lic. Mónica Paredes Castro, M.Sc.**

C.I: 0605353143

Celular: 0969917044

Correo: misabelp1017@gmail.com



## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios por darme salud y vida durante mi formación, por la sabiduría y las oportunidades que me da para alcanzar cada una de las metas trazadas.

A la Universidad Estatal Península de Santa Elena y a los docentes que conforman la carrera de petróleo por sus conocimientos brindados en las aulas los cuales son indispensables para formar grandes profesionales, a mi tutor de tesis el Ing. Sadi Iturralde Kure por sus conocimientos brindados durante el desarrollo de mi investigación.

A SETE empresa que me abrió las puertas para realizar mis practicas pre profesionales y completar mi formación como profesional.

A mis padres que con tanto esfuerzo me brindaron todas las herramientas y facilidades para poder cumplir con esta meta y a mis amigos y familiares que me motivaban a seguir hacia delante y nunca rendirme.

# CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
PORTADA.....	i
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN.....	iii
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO.....	v
DECLARACIÓN DE AUTORÍA .....	vi
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR.....	vii
AGRADECIMIENTOS .....	ix
CONTENIDO.....	x
LISTA DE FIGURAS .....	xiii
LISTA DE TABLAS .....	xv
GLOSARIO DE TERMINOS .....	xvi
RESUMEN.....	xvii
ABSTRACT .....	xviii
CAPITULO I: INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN.....	1
1.2 ANTEDECENTES.....	2
1.3 HIPÓTESIS .....	4
1.4 OBJETIVOS .....	4
	x

1.4.1 Objetivo General. ....	4
1.4.2 Objetivos Específicos. ....	4
1.5 ALCANCE.....	4
1.6 VARIABLES .....	5
1.6.1 Variables Dependientes. ....	5
1.6.2 Variables Independientes. ....	5
CAPITULO II: MARCO TEÓRICO .....	6
2.1 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI – AGUARICO BLOQUE 57 ...	6
2.1.1 Características de reservorios del campo Shushufindi .....	7
2.1.2 Historial de producción del campo Shushufindi .....	9
2.2 ESTADO ACTUAL DEL CAMPO SHUSHUFINDI .....	12
2.2.1 Pozos productores.....	12
2.2.2 Pozos inyectoros .....	13
2.2.3 Pozos reinyectores .....	13
2.2.4 Pozos cerrados.....	13
2.2.5 Pozos abandonados.....	14
2.3 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.....	14
2.3.1 Bombeo Mecánico .....	15
2.3.2 Bombeo Hidráulico.....	17
2.3.3 Bombeo Electrosumergible.....	19
2.3.4 Levantamiento por Gas Lift .....	20
CAPITULO III: METODOLOGÍA .....	23

3.1 ESQUEMA METODOLÓGICO .....	23
3.2 SELECCIÓN DE CANDIDATOS .....	23
3.2.1 Índice de heterogeneidad .....	23
3.2.2 Screening de ALS .....	26
3.3 ANÁLISIS NODAL.....	30
3.3.1 Procedimiento en PIPESIM .....	32
3.4 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN .....	33
CAPITULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS .....	35
4.1 POZOS CANDIDATOS.....	35
4.2 SCREENING DE ALS .....	40
4.3 OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN .....	48
4.4 ANÁLISIS ECONÓMICO .....	53
CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	55
5.1 CONCLUSIONES .....	55
5.2 RECOMENDACIONES .....	56
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	57
ANEXO A. Screening de ALS .....	62
ANEXO B. Pipesim .....	68
ANEXO C. Diagramas de completación .....	71

# LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Ubicación del campo Shushufindi, (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2004)....	6
Figura 2. Columna estratigráfica del campo Shushufindi, .....	9
Figura 3. Producción del campo Shushufindi, .....	10
Figura 4. Diagrama de bombeo mecánico, .....	16
Figura 5. Diagrama de bombeo hidráulico circuito cerrado y abierto, .....	18
Figura 6. Componentes del BES, .....	19
Figura 7. Sistema de Gas Lift continuo e intermitente, . .....	21
Figura 8. Flujograma de investigación, elaboración propia. ....	25
Figura 9. Filtro de preselección de ALS, IP vs IPy, (Arcentales et al., 2018). ....	29
Figura 10. Filtro HI de la sección Aguarico, Elaboración propia.....	36
Figura 11. Filtro HI de la sección Drago Este, Elaboración propia.....	36
Figura 12. Filtro HI de la sección Drago Norte, Elaboración propia.....	37
Figura 13. Filtro HI de la sección Shushufindi Central, Elaboración propia. ....	37
Figura 14. Filtro HI de la sección Shushufindi Norte, Elaboración propia.....	39
Figura 15. Filtro HI de la sección Shushufindi Sur, Elaboración propia. ....	39
Figura 16. Filtro HI de la sección Shushufindi Sur-Oeste, Elaboración propia.....	39
Figura 17. Segundo filtro aplicando el criterio de IP vs IPy, Elaboración propia.....	44

Figura 18. Calibración de la presión estática en la arena productora, Elaboración propia. .....	49
Figura 19. Calibración de la presión estática en la arena productora por instalación de gas lift, Elaboración propia.....	49
Figura 20. Análisis nodal del sistema BES en el pozo muestra, Elaboración propia. ....	51
Figura 21. Análisis nodal del sistema Gas lift en el pozo muestra, Elaboración propia.	52
Figura 22. Curvas de producción al evaluar diferentes sistemas ALS durante un año, Elaboración propia. ....	53

# LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Producción Histórica anual del campo Shushufindi, .....	10
Tabla 2. Sistema de producción del campo Shushufindi, . .....	12
Tabla 3. Estado actual del campo Shushufindi,.....	14
Tabla 4. Criterios del índice de presión del yacimiento para instalar un ALS, (Arcentales et al., 2018). .....	27
Tabla 5. Lineamiento de preselección de ALS, (Arcentales et al., 2018).....	28
Tabla 6. Criterios para manejo de sólidos y corrosión, (Arcentales et al., 2018).....	29
Tabla 7. Criterios en base únicamente al IP, (Arcentales et al., 2018). .....	30
Tabla 8. Criterios más desarrollados para preselección de ALS, (Arcentales et al., 2018). .....	31
Tabla 9. Parámetros petrofísicos del pozo muestra, . .....	33
Tabla 10. Propiedades de los fluidos a condiciones de reservorio, . .....	33
Tabla 11. Cálculo de IP vs IPy para pozos de primer filtrado, elaboración propia. ....	40
Tabla 12. Cálculo de IP vs IPy para pozos de primer filtrado, elaboración propia. ....	44
Tabla 13. Evaluación económica del cambio de sistema ALS aplicado al pozo AGRD-030UI durante un año, elaboración propia. ....	54

## GLOSARIO DE TERMINOS

$\emptyset$ : Porosidad.

$\beta_{oi}$ : Factor volumétrico inicial del petróleo.

$\mu_o$ : Viscosidad del petróleo.

ALS: Sistema de levantamiento artificial.

API: Es una medida de la densidad relativa de los fluidos petroleros en comparación con el agua.

BPPD, bpd: Barriles de petróleo por día.

BAPD, bad: Barriles de agua por día.

BFPD, bfd: Barriles de flujo por día.

Casing: Se refiere a las tuberías metálicas que se instalan en un pozo de petróleo o gas para proteger y reforzar las paredes del pozo y evitar que se derrumben.

GOR: Relación gas – petróleo.

J: índice de productividad.

KoH: Permeabilidad absoluta de la arena productora.

Ko: Permeabilidad promedio.

LGA: Campo Lago Agrio.

md: milidarcy.

MMBBL: Millones de barriles.

Pb: Presión de burbuja.

Pr: Presión de reservorio.

Pwf: Presión de fondo fluyente.

Pws: Presión de cabeza de pozo.

$r_w$ : radio de pozo.

$r_e$ : radio de zona de drenaje.

S o St: Factor Skin o daño de pozo.

T: Temperatura.

Tubing: se utiliza principalmente para extraer los fluidos del pozo hacia la superficie.

Wellbore: hoyo de pozo.

Workover: se refiere a una serie de actividades realizadas en un pozo de petróleo o gas para mantener, reparar, estimular o mejorar su producción.



**“IMPLEMENTACIÓN DE CAMBIO DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO  
ARTIFICIAL EN POZOS DE BAJA PRODUCCIÓN EN SHUSHUFINDI  
CAMPO AGUARICO BLOQUE 57”**

**Autor:** Avila Reyes Oscar Josue

**Tutor:** Ing. Sadi Iturralde Kure.

## **RESUMEN**

La tesis evalúa técnica y económicamente la implementación de sistemas de levantamiento artificial (ALS) en el Campo Aguatico, bloque 57, en la cuenca Oriente de Ecuador. Este campo, con 54 años de producción, muestra una declinación significativa en la presión del yacimiento, de 4,285 psi a 850 psi, y un corte de agua del 80%. El estudio busca identificar el sistema ALS más eficiente y rentable para pozos con baja productividad, mejorando la extracción de crudo y optimizando costos operativos. Mediante un modelo basado en índices de productividad (IP) y presión de yacimiento (IPy), se seleccionaron 48 pozos candidatos de entre 281 evaluados. El software PIPESIM permitió simular escenarios y optimizar variables operacionales, destacando el Gas Lift como el sistema más eficiente, con un incremento en la producción de hasta 1,700 bpd, superando al bombeo electro-sumergible (780 bpd).

El análisis económico reveló una TIR del 69% en el escenario más favorable, con un beneficio neto anual proyectado de 2.2 millones de USD. También se implementaron medidas de mitigación para la alta producción de agua y problemas de corrosión, garantizando la viabilidad del proyecto. El cambio de sistemas generó un incremento acumulado de 254,158 barriles anuales en los pozos intervenidos, destacando la importancia de optimizar tecnologías y realizar análisis técnicos continuos para maximizar la producción en campos maduros. La investigación ofrece una guía valiosa para la explotación sostenible en yacimientos con condiciones similares.

**PALABRAS CLAVE:** Levantamiento artificial (ALS), Gas Lift, BES, Análisis nodal, Pipesim.

**“IMPLEMENTATION OF ARTIFICIAL LIFT SYSTEMS CHANGE  
IN LOW PRODUCTION WELLS IN SHUSHUFINDI AGUARICO  
FIELD BLOCK 57”**

**Autor:** Avila Reyes Oscar Josue

**Tutor:** Ing. Sadi Iturralde Kure

**ABSTRACT**

The thesis evaluates technically and economically the implementation of artificial lift systems (ALS) in the Aguarico field, block 57, in the Oriente basin of Ecuador. This field, with 54 years of production, shows a significant decline in reservoir pressure, from 4,285 psi to 850 psi, and a water cut of 80%. The study seeks to identify the most efficient and cost-effective ALS system for wells with low productivity, improving oil extraction and optimizing operating costs. Using a model based on productivity (PI) and reservoir pressure (IPy) indices, 48 candidate wells were selected from 281 evaluated. The PIPESIM software allowed simulating scenarios and optimizing operational variables, highlighting Gas Lift as the most efficient system, with an increase in production of up to 1,700 bpd, surpassing electro-submersible pumping (780 bpd).

The economic analysis revealed an IRR of 69% in the most favorable scenario, with a projected annual net benefit of US\$2.2 million. Mitigation measures for high water production and corrosion problems were also implemented, ensuring the viability of the project. The change of systems generated a cumulative increase of 254,158 barrels per year in the intervened wells, highlighting the importance of optimizing technologies and performing continuous technical analysis to maximize production in mature fields. The research provides valuable guidance for sustainable exploitation in fields with similar conditions.

**KEYWORDS:** Artificial Lift (ALS), Gas Lift, BES, Nodal Analysis, Pipesim.

# CAPITULO I: INTRODUCCIÓN

## 1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

El campo Aguarico es un campo que se encuentra situado en el área de Shushufindi bloque 57 ubicado en la cuenca oriente perteneciente a la provincia de Sucumbíos , la vida productiva del campo se da inicio a partir de abril del 1969 con la completación del pozo exploratorio Aguarico-1 , para agosto del año 1972 arranco la producción oficial del campo con un registro de 126.400 BPPD, una vez puesta en marcha la producción del campo este ha entrado en una etapa de madurez y se ha generado una declinación en la presión siendo este uno de los principales problemas que se presentan, en enero del 2022 se registró una producción de 53,797 BPPD y 220,304 BAPD y un corte de agua del 80 % entre 143 pozos productores de petróleo y 1 pozo productor de agua (Galarza Santana & Hernández Bravo, 2023).

(Rodriguez, y otros, 2014) menciona que además de las caídas de presión y la baja producción de petróleo se presentan problemas en los sistemas de levantamiento artificial como: bombeo mecánico, SWAB (suaveo o pistoneo) y las diferentes herramientas locales causan pérdidas de fluido, debido a inconvenientes mecánicos los cuales pueden ser: filtraciones originarios de las válvulas en mal estado, disminución en las presiones por motivo de los cambios de diámetros de líneas de flujo para su caudal ya establecido, incluso los daños de completación.

(Petroamazonas, 2017) manifestó que durante 49 años de producción del campo Shushufindi – Aguarico la energía del reservorio U inferior ha venido declinando hasta alcanzar una presión de 850 psi en el sector centro norte del campo, lo cual implicaría una pérdida del 80% de la presión original estimada por 4,285 Psi.

El método de levantamiento artificial más usado en Shushufindi Campo Aguarico es el bombeo electro sumergible (BES) el cual se aplica en 171 pozos activos del campo, las principales desventajas que se presentan para estos tipos de levantamiento artificial son el alto corte de agua, producción de gas, corrosión y baja presión que afectan la vida útil del BES.

En base a lo expuesto resulta necesario realizar un análisis técnico- económico al Campo Aguarico bloque 57 respecto a las características actuales del campo y su producción, así como los sistemas de levantamientos artificial que operan para implementar un cambio de levantamiento artificial en pozos con baja producción para mediante un análisis comparativo determinar el más apto para los casos de estudio y mejorar la producción global del campo.

## **1.2 ANTEDECENTES**

(Petroamazonas, 2017) menciona que cuenta con campos maduros y en desarrollo con lo cual es necesario realizar pruebas de pozos durante las etapas de su vida productiva, ya que cada etapa tiene diversas propiedades. Mediante las pruebas de pozos se puede analizar los fluidos producidos, determinar la relación de sus volúmenes, determinar propiedades de presión, volumen y temperatura, potenciales (IP), presiones y temperaturas del yacimiento, caracterizar el pozo dañado, estimar límites y geometría de los yacimientos, comunicación entre pozos, entre otras características.

Por tal razón es necesario realizar evaluaciones al pozo para con los resultados obtenidos caracterizar y seleccionar un sistema de levantamiento artificial más adecuado.

En Kuwait país de medio oriente (Al-Safran & Darren , 2019) describe en su artículo las principales estrategias, ventajas y desventajas de los métodos de recuperación que se estaban considerando para adecuar y encontrar el más óptimo método para los pozos en estudio, como resultado obtuvieron que el bombeo mecánico son las más adecuadas para pozos verticales y con alta viscosidad, el método de bombeo electro sumergible no era adecuado debido a la variación de las tasas de producción y que el bombeo de cavidades progresivas se adecuaba a todos los casos de estudio.

En Colombia en el bloque Caracara (Castro Velez y Marcelo Camacho, 2019) mencionan que en busca de aumentar el factor de recobro y optimizar gastos en el consumo energético ya que estos aumentaban los costos de operacionales de producción, se realizó un análisis comparativo técnico y económico para el cambio de levantamiento artificial, como resultado al realizar un cambio de levantamiento artificial de bombeo electro

sumergible a bombeo hidráulico tipo jet se presentó un beneficio del 27.12% en el pozo M\_040H y una mejora del 59.53% en el pozo MT\_005 respecto al costo-beneficio.

(Lopez, Biedma, & Suter, 2015) hizo un análisis técnico – económico para el cambio e implementación de levantamiento artificial a bombeo por cavidades progresivas en el campo Vinita Ecuador, mediante análisis de las rocas-fluidos, análisis de tasas de producción y correlaciones para los diseños de levantamientos artificiales, así como costos de operación, producción e indicadores financieros como TIR, VAN y un análisis costo-beneficio.

(Malave & Montoya , 2013) en su artículo científico menciona la importancia de realizar un análisis técnico económico a los levantamientos artificiales que operan en el campo Sacha para realizar un posible cambio y mejorar la producción de los pozos, como resultado de su investigación a implementar un bombeo mecánico con lo cual representaría una reducción en costos de generación eléctrica, reparación y reacondicionamiento.

(Almeida Campana & Cárdenas Cárdenas, 2010) Menciona que es necesario el cambio de levantamiento artificial a 5 pozos productores para aumentar las tasas de producción y a su vez reducir costos a través de una evaluación técnica – económica de los sistemas de levantamiento artificial realizado en los campos Pindo y Palanda.

(Bucaram & Patterson, 1994) Menciona que realizar un análisis comparativo entre los sistemas de levantamiento artificial son de gran importancia para la correcta selección para explotar de manera eficiente y optima un pozo petrolero.

(Kefford & Gaurav, 2016) Presentaron la importancia de comparar las ventajas y limitaciones de cada sistema de levantamiento artificial para escoger el sistema que pueda dar mejores soluciones a las necesidades de cada pozo e incluso aplicar un sistema combinado que cumpla con la mayor cantidad de parámetros técnicos y económicos involucrados.

### **1.3 HIPÓTESIS**

Los sistemas de levantamiento artificial usados en el Campo Aguarico bloque 57 en Shushufindi se pueden optimizar mediante una evaluación técnica - económica para implementar un cambio de levantamiento artificial para tener una producción más óptima.

### **1.4 OBJETIVOS**

#### **1.4.1 Objetivo General.**

Evaluar técnica y económicamente los sistemas de levantamiento artificial para implementar un cambio de sistema artificial en el área Shushufindi Campo Aguarico bloque 57 en pozos de baja producción.

#### **1.4.2 Objetivos Específicos.**

- Describir las generalidades y geología del Campo Aguarico bloque 57 en Shushufindi.
- Analizar las principales características, ventajas y limitaciones a tomar en cuenta para la selección de un sistema de levantamiento artificial adecuado, eficaz y rentable.
- Análisis comparativo para determinar si los sistemas de levantamiento artificial son los adecuados para los pozos del campo Aguarico bloque 57 en Shushufindi.
- Evaluar la viabilidad financiera y técnica ante un posible cambio de sistema de levantamiento para una producción más óptima y rentable.

### **1.5 ALCANCE**

El alcance del trabajo de investigación se limita a los pozos candidatos del campo Aguarico y bloque 57 en Shushufindi, en donde se propone el desarrollo de una evaluación técnica – económica para determinar el óptimo sistema de levantamiento

artificial que nos ayude a tener una mejor producción y a su vez mejorar los ingresos económicos generando grandes beneficios.

Además, se buscará mediante el análisis económico que método de levantamiento artificial nos generará un mejor índice de productividad y así conocer la viabilidad económica del proyecto.

## **1.6 VARIABLES**

### **1.6.1 Variables Dependientes.**

- Producción

### **1.6.2 Variables Independientes.**

- Historiales de producción de los pozos productores
- Propiedades petrofísicas de reservorio
- Propiedades geomecánicas del pozo
- Mineralogía de formaciones productoras
- Propiedades de fluidos de interés
- Daño de pozo

## CAPITULO II: MARCO TEÓRICO

### 2.1 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI – AGUARICO BLOQUE 57

El campo Shushufindi-Aguarico “Bloque 57”, fue descubierto en 1969 por la compañía de Texaco Gulf, con el pozo Shushufindi 1, cuya profundidad de perforación fue de 9772 pies. La tasa de producción del campo, comenzó en agosto de 1972 alcanzando una producción en 1986 de 126 BFPD. Los principales reservorios del activo Shushufindi son: U superior, U inferior, T superior, T inferior y Basal Tena. Los reservorios del campo son muy productivos al norte y al sur, los cuales tienen presiones muy parecidas a las del inicio después de aproximadamente 30 años de producción (Petroamazonas, 2017) (Canfield, Rosania, & Martín, 1982).

Este campo está ubicado en la Cuenca Oriente Ecuatoriana, en la provincia de Sucumbíos, cantón Shushufindi forma parte del corredor central Sacha-Shushufindi, este campo geográficamente se extiende desde los 00° 06' 39" a los 00° 17' 58" latitud Este, hasta los 76° 36' 55" de longitud Oeste (Figura 1) (Navarrete, y otros, 2015).

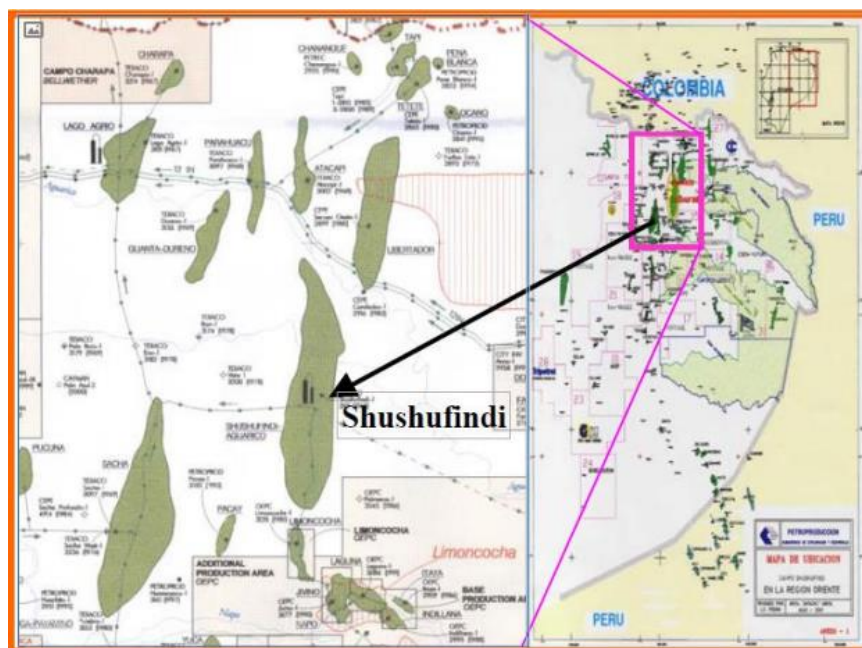


Figura 1. Ubicación del campo Shushufindi, (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2004).



### **2.1.1 Características de reservorios del campo Shushufindi**

Los sedimentos que dieron origen al yacimiento petrolero de Shushufindi son depósitos marinos que se formaron cerca de la costa durante el período del Cretácico. Este yacimiento se presenta como un anticlinal asimétrico de relieve moderado en los estratos del Cretácico. En términos de dimensiones, abarca aproximadamente 40 km de longitud y 10 km de ancho, con un cierre estructural vertical de 220 pies en la zona norte, denominado Aguarico, y otro cierre estructural vertical que alcanza hasta 370 pies en el área sur, conformando así el campo Shushufindi (Naranjo, y otros, 2017).

Las capas superiores están formadas por una secuencia alternada de areniscas y lutitas que se depositaron en un entorno marino poco profundo. Estos estratos de reserva tienen una baja presión de soporte del acuífero. Por otro lado, las capas inferiores son los principales depósitos de reserva en el campo, compuestas principalmente por arenas compactas y contienen aproximadamente el 90% del petróleo presente en Shushufindi.

La producción en el campo de Shushufindi se origina en los yacimientos Napo T, Napo U y Basal Tena. Tanto Napo T como Napo U están formados por depósitos marinos y se subdividen en las zonas T Inferior, T Superior, U Inferior y U Superior. La formación Napo Inferior está compuesta por una variedad de rocas, incluyendo caliza, arenisca, lutita y basal (Maulidani, y otros, 2021).

La formación Hollín se encuentra a una profundidad de 8,975 *pies*. Se caracteriza por ser una arenisca cuarzosa blanca, porosa y de grano medio a grueso, lo que la convierte en un reservorio de alta calidad. Esta formación se divide en dos partes: el Hollín Inferior, con un espesor que varía entre 30 y 100 *pies* y contenido de limo y arcilla, y el Hollín Superior, con un espesor que oscila entre 30 y 70 *pies* y presenta capas de lutitas calcáreas intercaladas con arenisca de grano fino a medio (Galarza Santana & Hernández Bravo, 2023).

La formación Napo se encuentra por encima de la formación Hollín. Está compuesta por una serie de capas de caliza alternadas con areniscas y lutitas que se depositaron en un entorno marino. Tiene un espesor aproximado de 1080 *pies*. Se divide en tres grupos: Napo Inferior, que consiste en una sucesión de areniscas de grano fino a medio, con un espesor que varía entre 490 y 788 *pies*; Napo Medio, compuesto principalmente por calizas, con un espesor

de 263 a 295 *pies*; y Napo Superior, que consiste en capas de lutitas intercaladas con calizas, con un espesor de 720 *pies* (Paredes, y otros, 2021).

La formación Tena se encuentra por encima de la formación Napo y está caracterizada por una serie de areniscas, limolitas y areniscas cuarzosas, con un tamaño de grano que va de medio a fino, y una matriz predominantemente arcillosa. Esta formación tiene un espesor que oscila entre 1,640 y 3,280 *pies* (Galarza Santana & Hernández Bravo, 2023).

En la figura 2 muestra la columna estratigráfica para el campo Shushufindi.

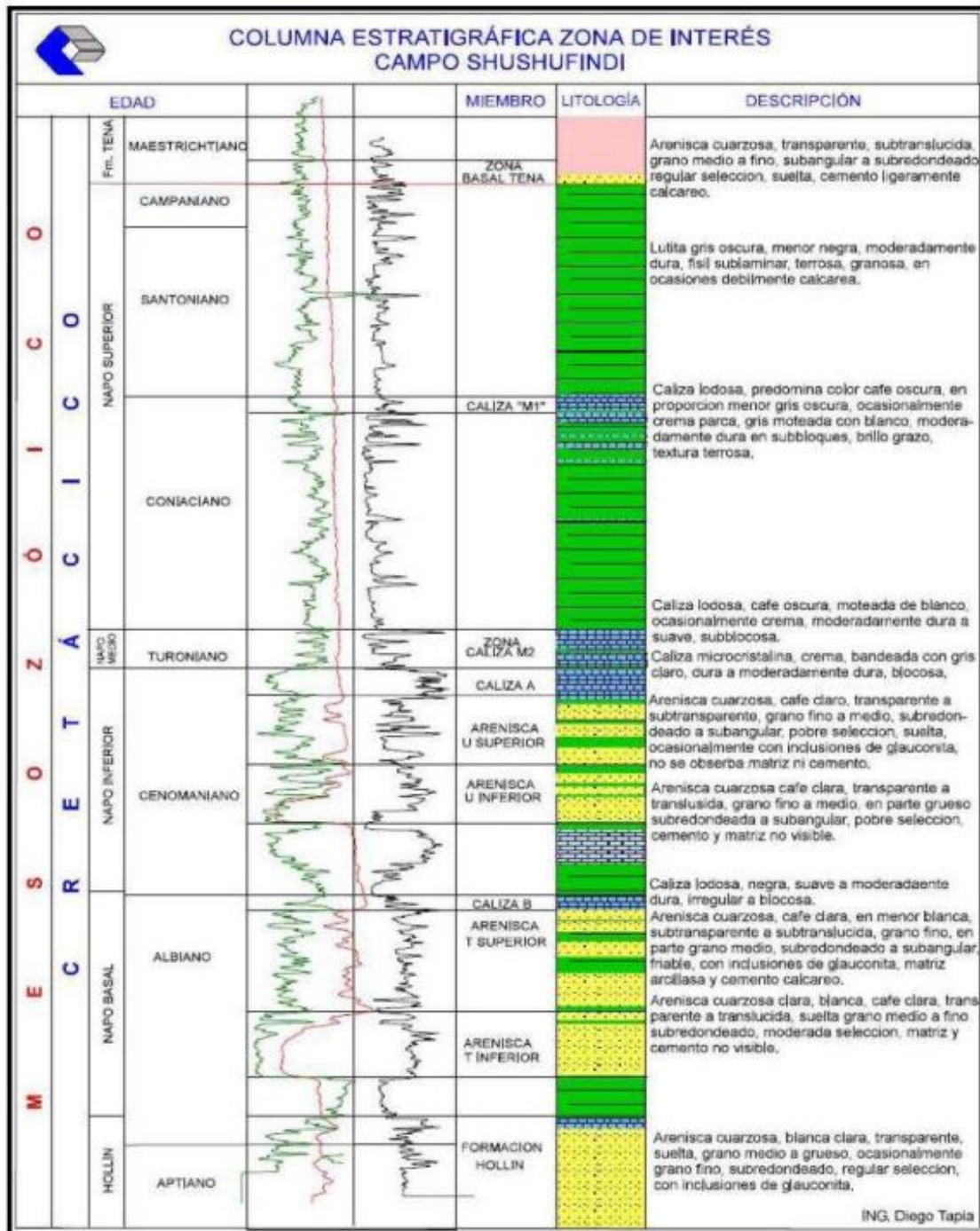


Figura 2. Columna estratigráfica del campo Shushufindi, .

### 2.1.2 Historial de producción del campo Shushufindi

La producción en el campo de Shushufindi se inició en 1972, y desde entonces ha experimentado una disminución debido al incremento en la producción de agua. A partir de 1986, esta tendencia no estuvo relacionada con el número de pozos activos en el campo. El

petróleo se extrae principalmente de la Formación Napo, que incluye los reservorios T y U, así como de los reservorios Basal Tena. Las pruebas iniciales indicaron tasas de flujo de petróleo de 2,496 *bbl/d* en Napo U y 2,621 *bbl/d* en Napo T. Para 1994, la producción de petróleo alcanzaba los 100,000 *bbl/d*, mientras que la producción de agua era de 40,000 *bbl/d*. En 2010, la producción de petróleo representaba aproximadamente el 35% del total de producción líquida.

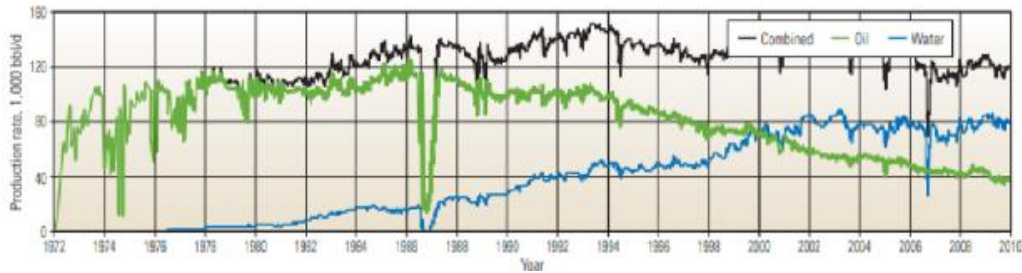


Figura 3. Producción del campo Shushufindi, .

Actualmente, la producción total alcanza los 389,229 barriles por día, de los cuales 85,826 barriles provienen específicamente del campo Shushufindi. La meta establecida por la empresa estatal PETROECUADOR es alcanzar una producción de 495,000 barriles para fines de 2022, teniendo en consideración también la producción de gas (Galarza Santana & Hernández Bravo, 2023).

En la siguiente Tabla 1 se muestra la característica del campo mencionado de la formación Basal Tena, U superior, U inferior y T.

Tabla 1. Producción Histórica anual del campo Shushufindi, .

<b>AÑOS</b>	<b>PETRÓLEO (BPD)</b>	<b>AGUA (BPD)</b>	<b>GAS (MSCFPD)</b>	<b>FLUIDO (BPD)</b>	<b>CORTE DE AGUA (%)</b>	<b>POZOS PRODUCTORES</b>
1972	37570	339	10913	37909	0.89	19
1973	76577	572	20163	77149	0.74	31
1974	82262	146	19208	82409	0.18	42
1975	81508	178	18692	81686	0.22	49

1976	95464	556	21850	96020	0.58	47
1977	90792	1322	19961	92114	1.44	48
1978	105993	2114	20785	108107	1.96	45
1979	106429	4010	23153	110440	3.63	46
1980	102443	4821	21649	107264	4.49	45
1981	103631	5060	20930	108691	4.66	41
1982	102139	8338	20183	110476	7.55	45
1983	105282	12265	23211	117547	10.43	49
1984	104563	16711	23680	121274	13.78	49
1985	111848	16980	26736	128828	13.18	49
1986	116837	16354	29446	133192	12.28	51
1987	79623	12050	20593	91673	13.14	53
1988	110160	24233	29165	134393	18.03	56
1989	100949	23720	27419	124669	19.03	55
1990	100056	28531	30148	128587	22.19	55
1991	101274	36954	28389	138228	26.73	61
1992	99014	39618	27637	138633	28.58	67
1993	102191	42653	30645	144844	29.45	69
1994	98553	49483	30280	148036	33.43	71
1995	90483	45131	25739	135614	33.28	68
1996	87105	47074	25166	134179	35.08	80
1997	82160	48909	25490	131069	37.32	78
1998	75172	51931	23684	127103	40.86	71
1999	73817	60852	26959	134669	45.19	70
2000	72948	72009	28073	144957	49.68	62
2001	66661	71122	23063	137783	51.62	60
2002	59655	80504	22839	140159	57.44	66

2003	55060	82791	21398	137850	60.06	70
2004	53692	76529	20778	130221	58.77	73
2005	51593	74758	21229	126351	59.17	80
2006	48829	78093	22036	126921	61.53	73
2007	44244	73344	14395	117587	62.37	78
2008	42587	73471	14560	116058	63.31	83
2009	43148	80451	15990	123599	65.09	81
2010	48746	87393	13731	136139	64.19	101
2011	52656	85970	19167	138626	62.02	110

## 2.2 ESTADO ACTUAL DEL CAMPO SHUSHUFINDI

El campo Shushufindi está conformado por 162 pozos perforados y 1 pozo en perforación (AGU-18D), siendo que 96 pozos son de producción, 0 inyectores, 14 reinyectares, 39 pozos cerrados y 13 pozos abandonados (Garcés Veloz & Tatés Hurtado, 2012).

### 2.2.1 Pozos productores

En la siguiente tabla 1 se detalla el sistema de producción.

Los sistemas de producción utilizado en el campo mencionado son:

- Bombeo Hidráulico
- Bombeo Electrosumergible
- Sistema Gas Lift

Tabla 2. Sistema de producción del campo Shushufindi.

<i>Método</i>	<i>Número de pozos</i>
Sistema Gas Lift (PPG)	1
Bombeo Hidráulico (PPH)	96
Bombeo Electrosumergible (PPS)	86

### **2.2.2 Pozos inyectoros**

Se refieren a pozos que se perforan o adaptan con la intención de inyectar fluido en una formación específica, con el propósito de mejorar la recuperación o mantener la presión en reservorios que están perdiendo presión para optimizar la extracción de hidrocarburos de las arenas productoras.

En el caso del campo Shushufindi, no hay pozos de inyección en funcionamiento. Hubo siete pozos designados para este fin, pero fueron clausurados debido a que no lograron el objetivo de recuperar hidrocarburos del campo, lo cual se debió a la geología de los reservorios (Naranjo, y otros, 2017).

### **2.2.3 Pozos reinyectores**

Se trata de pozos que se perforan con el objetivo de reintroducir el agua proveniente de la formación, la cual ha sido previamente separada del fluido producido y tratada en las estaciones de producción. Esto se hace con la intención de reducir el impacto ambiental que podría ocasionarse si el agua se dejara en la superficie. Muchos pozos que originalmente producían hidrocarburos son convertidos en pozos de reinyección cuando su producción ya no es rentable debido a su bajo rendimiento (Garcés Veloz & Tatés Hurtado, 2012).

En Ecuador, el agua de formación se suele reintroducir en las formaciones Tiyuyacu y Orteguzza. En este campo en particular, se reinyecta en la arenisca Hollín Inferior y en los conglomerados de Tiyuyacu y Orteguzza, utilizando un total de 14 pozos dedicados a la reinyección (Garcés Veloz & Tatés Hurtado, 2012).

### **2.2.4 Pozos cerrados**

Estos son pozos que se clausuran debido a la falta de las infraestructuras necesarias para mantener su producción. Esta falta puede deberse a problemas mecánicos, como colapsos en la tubería, daños en las completaciones del fondo del pozo o la ausencia de estaciones de producción cercanas para procesar el fluido extraído. También pueden cerrarse por problemas sociales, como conflictos con comunidades locales o trabajadores en huelga. Además, se incluyen los pozos en los que se están llevando a cabo trabajos de reacondicionamiento en la fecha especificada. En el campo en cuestión, hay un total de 39 pozos cerrados (Garcés Veloz & Tatés Hurtado, 2012).

### 2.2.5 Pozos abandonados

Estos pozos son perforados con el objetivo de aumentar la producción de un campo petrolero, pero lamentablemente no logran extraer hidrocarburos o su producción no es suficiente para justificar la inversión realizada. También se incluyen aquellos pozos que han estado en producción durante un período prolongado hasta que agotan sus reservas.

Una vez que estos pozos se consideran no viables, se sellan con un tapón de cemento en la parte superior del revestimiento para evitar que sean reabiertos accidentalmente. En el campo en cuestión, hay un total de 13 pozos abandonados (Garcés Veloz & Tatés Hurtado, 2012).

En la siguiente tabla 2 muestra el estado actual del campo SHUSHUFINDI.

Tabla 3. Estado actual del campo Shushufindi,

<i>Estado</i>	<i>Número de pozos</i>
Productores	96
Inyectores	0
Reinyectores	14
Cerrados	39
Abandonados	13
Perforándose	1
<b><i>TOTAL</i></b>	<b><i>163</i></b>

### 2.3 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

La estrategia de explotación de un yacimiento implica determinar los niveles de producción en los diferentes pozos o en su punto de drenaje. Para optimizar el beneficio económico del yacimiento, es esencial elegir el método de producción más adecuado. Este método permite mantener los niveles de producción de manera rentable y eficiente, siendo la forma más conveniente y económica de extraer petróleo de un pozo.



En la etapa inicial de la vida productiva, la mayoría de los pozos pueden producir mediante flujo natural. Sin embargo, una vez que se agota este flujo natural, se requiere el uso de una fuente externa de energía para mantener la producción del yacimiento de manera eficiente. Esta fuente de energía se utiliza para levantar los fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie, en lo que se conoce como levantamiento artificial (Nguyen, Artificial Lift Selection Methodology for Vertical and Horizontal Wells in Conventional and Unconventional Reservoirs, 2020). Esto puede lograrse mediante la instalación de dispositivos mecánicos en el pozo, como bombas, o mediante la inyección de gas a cierta profundidad para reducir el peso de la columna hidrostática (Allen, y otros, 2018) (Guo, Liu, & Tan, 2017) (Zhao et al., 2016).

El levantamiento artificial es necesario en aquellos pozos donde la presión del yacimiento no es suficiente para llevar los fluidos hasta la superficie. Sin embargo, en muchos casos, se recurre al levantamiento artificial para acelerar la explotación de pozos donde no es estrictamente necesario.

El objetivo de los métodos de levantamiento artificial es minimizar el consumo de energía en la formación productora para maximizar el diferencial de presión a través del yacimiento, lo que aumenta la producción de fluidos sin generar problemas como el arenamiento o la conificación del agua (Espín, 2019) (Al-Hamzah, Sharafaddin, & Sirajuddin, 2023).

- Los métodos más comúnmente aplicados son:
- Levantamiento con Bombas Mecánicas
- Levantamiento con Bombas Hidráulicas
- Levantamiento con Bombas Electrosumergible
- Levantamiento con Inyección de gas

### **2.3.1 Bombeo Mecánico**

El método más común y antiguo de levantamiento artificial en el mundo es el bombeo mecánico. Debido a su simplicidad y resistencia, es adecuado para su implementación en casi todos los tipos de pozos que requieren levantamiento. Sin embargo, existen limitaciones físicas en cuanto a la profundidad y los caudales que se pueden manejar. Este método implica la instalación de una bomba de subsuelo de acción reciprocante que se alimenta con energía transmitida a través de una serie de varillas. Esta energía, a su vez, proviene de un motor eléctrico o de combustión interna, que acciona la unidad de superficie mediante un sistema

de engranajes y correas. El movimiento rotativo en la unidad de superficie se transforma en movimiento de vaivén en el subsuelo. Cuando la presión interna supera la presión en la válvula viajera, esta se abre y el fluido es transferido al pistón hasta alcanzar el punto muerto inferior, donde se repite el ciclo de bombeo. Es importante tener en cuenta que la tubería debe ser capaz de soportar la presión generada por la columna de fluido sobre la bomba.

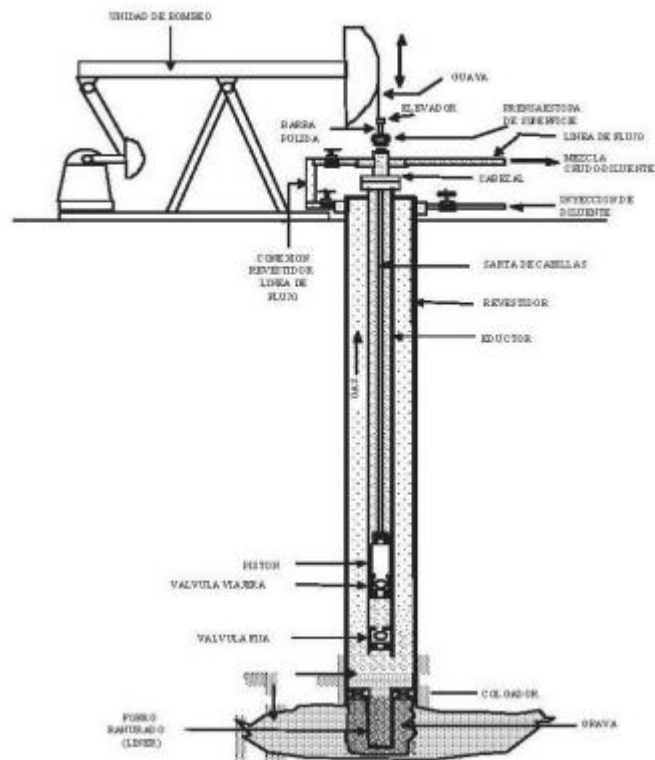


Figura 4. Diagrama de bombeo mecánico, .

### *Equipos de superficie*

- Motor
- Caja de engranaje
- Manivela
- Pesas o contra peso
- Prensa estopa
- Barra pulida
- Unidad de bombeo (Balancines tipo API, convencional, unitorque balanceada por aire)

### *Equipos de fondo*

- Tubería de producción
- Ancla de tubería
- Sarta de cabilla (Varillas API o convencionales, varillas no API o continuas)
- Bomba de subsuelo (Bombe de tubería, tumbe de cabilla o insertable, ancle de gas).

### ***Ventajas***

- Puede cambiar de manera sencilla la tasa de producción haciendo un cambio en la velocidad de bombeo o cambios en la longitud de la carrera.
- Puede usarse motores a gas o a combustible si no hay disponibilidad eléctrica además de nuevos arreglos con paneles solares.
- Puede usarse controladores de bombeo para reducir ser monitoreado de manera remota además de minimizar costos de electricidad, fallas en varillas y golpes del fluido.

### ***Desventajas***

- Presenta problemas en pozos desviados
- No maneja producción excesiva de arena
- La eficiencia volumétrica cae drásticamente cuando se maneja gas libre.

## **2.3.2 Bombeo Hidráulico**

Circuito Cerrado: El sistema de fluido motriz cerrado se considera el método más avanzado en la actualidad. En este enfoque, el fluido motriz regresa a la superficie de manera independiente al aceite producido, fluyendo de nuevo hacia el tanque de almacenamiento y creando así un circuito cerrado. Esto se logra mediante una tubería adicional alojada en un dispositivo mecánico llamado "Cámara de Fondo", instalado en el fondo del pozo. La principal ventaja de este sistema es la capacidad de medir con precisión los fluidos producidos por el pozo. Sin embargo, debido a la necesidad de una tubería adicional y la complejidad asociada del diseño en el fondo del pozo, el sistema cerrado resulta más costoso que el sistema abierto. Por esta razón, el sistema de fluido motriz cerrado es menos popular y se utiliza menos que la configuración abierta de fluido motriz (Jara Romero , 2012).

Circuito abierto: El método del sistema de fluido motriz abierto fue el primero en ser empleado, siendo también el más simple y económico de aplicar. En este sistema, el fluido motriz vuelve a la superficie mezclado con el aceite producido, ya sea a través de la tubería

de descarga o del espacio anular de las tuberías de revestimiento, producción o inyección, dependiendo del equipo subterráneo instalado. Este enfoque presenta varias ventajas, como la posibilidad de agregar fluido motriz limpio en pozos con alto contenido de agua salada, lo que disminuye el efecto de corrosión al reducir dicho contenido. Además, la adición de aceite ligero puede reducir la viscosidad en pozos productores de aceite pesado (Jara Romero , 2012).

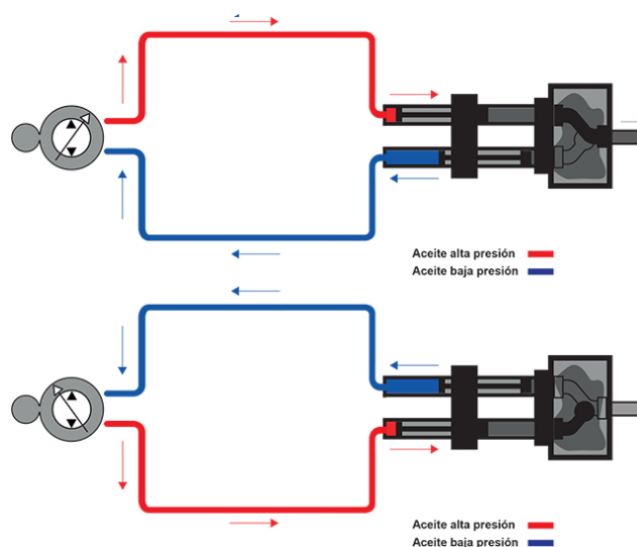


Figura 5. Diagrama de bombeo hidráulico circuito cerrado y abierto, .

### ***Ventajas***

Bombeea crudos pesados con facilidad gracias a la adhesión de químicos al fluido motriz para reducir la viscosidad.

Se aplica en pozos que se desvían.

Controla sólidos de formación, arenas y boquillas y gargantas son fabricadas con materiales que resisten a la abrasión.

Puede tolerar grandes cantidades de gas, GOR superiores a 500 ya que no cuenta con componentes móviles.

No requiere ninguna forma de conexión eléctrica.

Permite alcanzar bajas presiones de fondo del pozo.

Diseño puede ser aplicado a grandes profundidades y gestionar altas temperaturas.

### *Desventajas*

Funciona mediante movimientos mecánicos lo cual implica que podría haber un desgaste y se pueda dar una fractura en las partes móviles.

Administra caudales considerados medios y bajos.

Requiere mucho aceite para ser usado como fluido de potencia lo cual eleva su precio haciéndolo poco rentable.

### **2.3.3 Bombeo Electrosurgible**

Es un sistema completo para elevar fluidos artificialmente, reconocido por su eficacia y coste razonable en la extracción de grandes cantidades de fluido desde profundidades considerables en diversas condiciones de pozo. Su utilidad es especialmente notable en yacimientos con elevados niveles de agua y una baja proporción de gas respecto al petróleo. Sin embargo, en la actualidad, estos sistemas han demostrado su eficacia en una variedad de situaciones, incluyendo la producción de fluidos viscosos, pozos de gas, aquellos con fluidos abrasivos, altas temperaturas y diámetros reducidos, entre otros (Jara Romero , 2012).



Figura 6. Componentes del BES, .

### *Equipos de superficie*

- Variadores de frecuencia
- Generadores

### ***Equipos de fondo***

- Sensor de fondo
- Motor Electrosumergible
- Componentes del motor y funciones (rotor, estator)
- Camisa de motor en operaciones BES
- Sección sellante
- Succión o separador de gas
- Estáticos o laberínticos
- Separadores centrífugos

### ***Ventajas***

Levanta grandes cantidades de fluidos, recupera 20000 bbl--/día y a bajos costos.

Permite una fácil aplicación a los tratamientos contra la corrosión.

Como parte de sus tareas puede inyectar fluidos a la formación.

No se ve perjudicado por la desviación y posee una eficiencia del 70%.

Gestiona valores altos de corte de agua y en general bajos costos de mantenimiento con un estimado de vida útil muy alto.

### ***Desventajas***

Respecto a costos, los montos de inversión inicial son altos.

Surgen inconvenientes eléctricos ocasionados mayormente por el cable.

Tolerancia restringida a la producción de arena y gas sin la aplicación de un proceso de separación.

Solo funciona con corriente eléctrica, lo cual conlleva a la exigencia de altos voltajes.

Poca tolerancia a las altas temperaturas, ya que se deteriora el cable.

Bombas y motores pueden sufrir averías.

Limitaciones en profundidad debido a los altos gastos generados por del cable.

## **2.3.4 Levantamiento por Gas Lift**

Es un método de extracción que emplea gas a alta presión como una fuente externa de energía. Su principio radica en disminuir el peso de la columna hidrostática dentro del pozo mediante la introducción de gas (ya sea en el espacio anular o en el tubing, pero no en el

yacimiento). Este gas se mezcla con los fluidos que se pretenden extraer, disminuyendo así el peso de la columna de fluido y, por ende, aumentando la presión diferencial. Como resultado, se requiere menos energía para elevar el fluido, debido a su menor peso, lo que facilita su transporte hasta la superficie (ver figura 7) (Jara Romero , 2012).

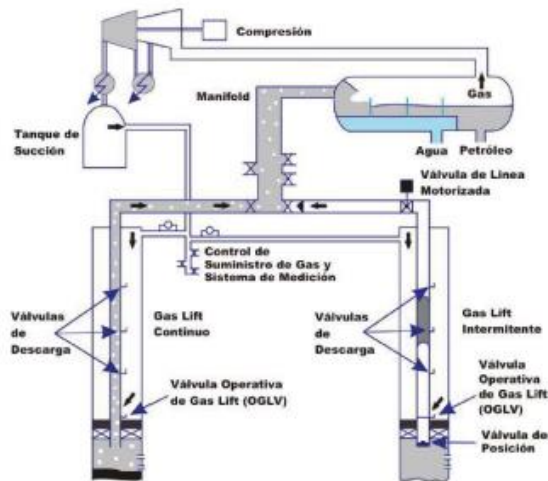


Figura 7. Sistema de Gas Lift continuo e intermitente, .

**Bombeo neumático continuo:** Se trata de una variante del método de producción por flujo natural en la cual se introduce gas de manera constante en la columna de fluidos, con el objetivo de reducir su peso (Jara Romero , 2012).

**Bombeo neumático intermitente:** Se introduce de manera intermitente y rápida una gran cantidad de gas comprimido en la tubería de producción con el fin de mover hacia la superficie la columna o tapón de fluido que bloquea la arena por encima del punto de inyección (Jara Romero , 2012) .

### ***Equipos de superficie***

- Ensamblaje de la cabeza del pozo
- Choke (para flujo continuo)
- Choke con control en el ciclo de tiempo (para flujo intermitente)
- Compresores
- Separador

### ***Equipos de subsuelo***

- Mandriles de gas Lift
- Válvulas de gas Lift

- Empaque de subsuelo

### ***Ventajas***

Alta tolerancia a la producción de sólidos, arenas.

No tiene problemas en pozos con desviación.

Fácil disposición de valores de presión y gradientes en profundidad.

Puede cambiar de un flujo continuo a intermitente a medida que declina la presión en el yacimiento.



# CAPITULO III: METODOLOGÍA

## 3.1 ESQUEMA METODOLÓGICO

El proceso busca mejorar las tasas de producción de petróleo en superficie, pero el ingeniero debe analizar una serie de puntos, porque en realidad no puede aplicar el mismo sistema de levantamiento artificial (ALS) a un conjunto de pozos y tampoco puede contemplar a todos los pozos de un sector. Entonces, el correcto proceso va desde la selección de los candidatos, la recopilación de los parámetros de producción y yacimiento, filtrado más detallado para pozos que requieran un ALS específico y finalmente los análisis nodal y económico. Para explicar este proceso se hace uso del siguiente esquema en la Figura 8.

## 3.2 SELECCIÓN DE CANDIDATOS

Como se indica en el flujograma de trabajo para esta investigación se compone de dos filtrados de pozos. El primer filtro corresponde a la aplicación del índice de heterogeneidad a 281 puntos de producción (pozos) y luego de los cálculos con los parámetros de yacimiento, un segundo screening para los candidatos al cambio de sistema de levantamiento artificial.

### 3.2.1 Índice de heterogeneidad

Para delimitar la población de pozos se realizó el análisis de Índice de Heterogeneidad. Esta herramienta proporciona un medio conveniente para comparar el rendimiento de pozos individuales con el promedio de un grupo de pozos. Esta herramienta de vigilancia diaria permite al ingeniero identificar rápidamente pozos con rendimiento superior o inferior y recomendar las mejores prácticas de terminación (Harami, y otros, 2013) (Reese, 1996). El índice de heterogeneidad (HI) se define como:

$$HI = \frac{\text{valor}_{\text{pozo}}}{\text{valor}_{\text{promedio}}} - 1 \quad (1)$$



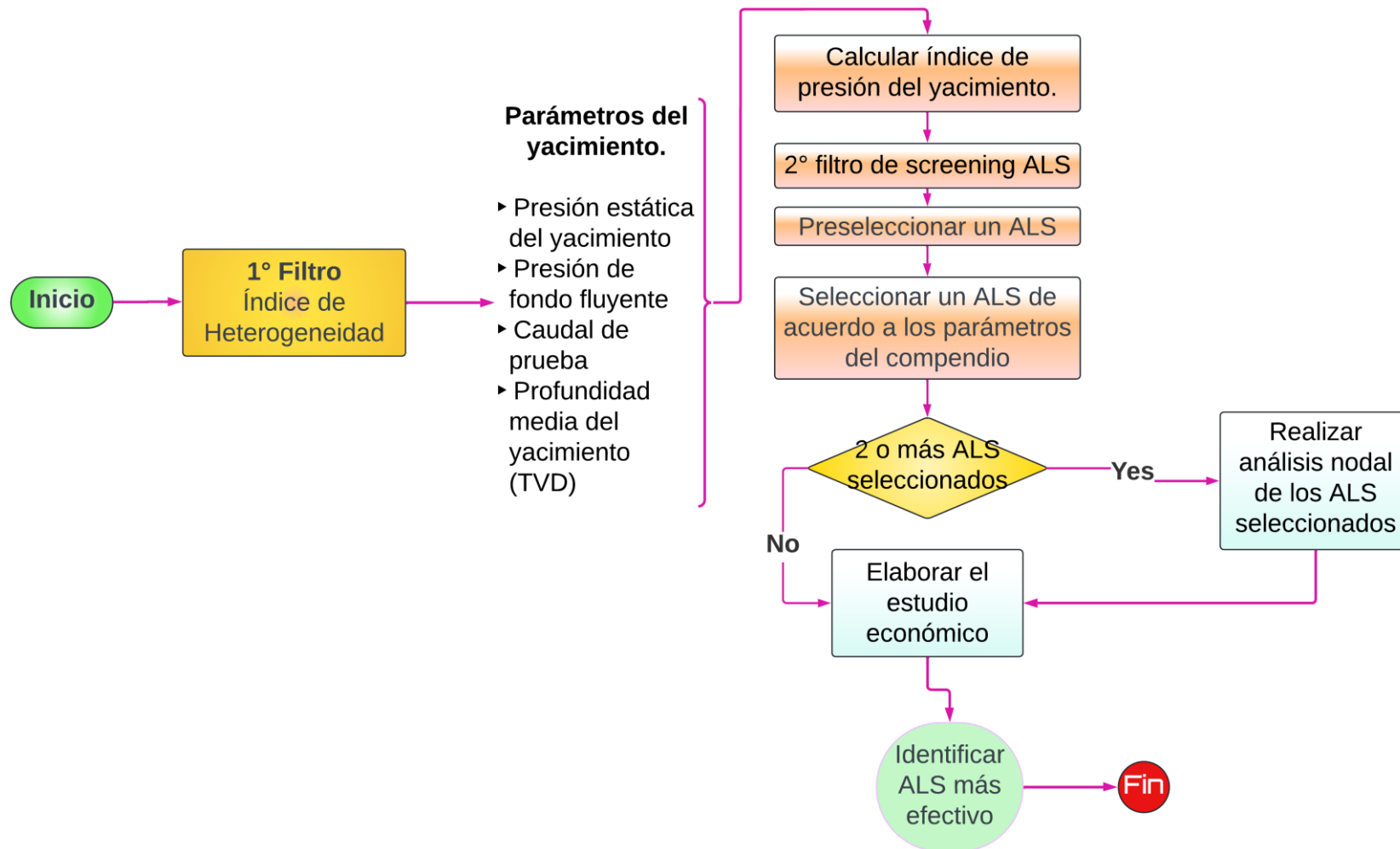


Figura 8. Flujograma de investigación, elaboración propia.

Se resta uno de la razón para normalizar el índice de heterogeneidad a cero, es decir, el promedio de todos los pozos es igual a cero. Los pozos que tienen un rendimiento superior al promedio tendrán un valor de HI mayor que cero. Los valores de HI inferiores a cero indican pozos que tienen un rendimiento inferior al promedio. El HI se puede calcular para cualquier variable dinámica, como la tasa de producción y el corte de agua. El HI calculado a partir de las tasas de producción puede ser muy ruidoso y difícil de analizar.

### 3.2.2 Screening de ALS

Esta sección se compone de dos partes, ambas se trabajan con los parámetros de yacimientos y producción.

- La primera parte corresponde a verificar si los pozos estudiados requieren un sistema de levantamiento artificial, mediante la gráfica de presión del yacimiento vs el índice de productividad.

A partir de los datos teóricos de los gradientes de presión y del índice de productividad, se elabora la gráfica que muestra tanto el índice de presión del yacimiento como el índice de productividad. Al vincular estos dos parámetros, es posible realizar una preselección del método de levantamiento artificial. Combinando este análisis con el compendio previamente presentado, se podrá determinar la opción más adecuada de levantamiento artificial (Arcentales, Apolo Aguilar, & Manrique Pincay, 2018).

El gradiente de presión se calcula utilizando la siguiente ecuación (Maggiolo Ricardo, 2008):

$$IP_y = \frac{P_r}{TVD_y} \quad (2)$$

Esta ecuación describe a  $IP_y$  el índice de presión del yacimiento,  $P_r$  presión de reservorio,  $TVD_y$  profundidad del yacimiento (altura de los punzados).

Por otro lado, el índice de productividad se describe como la proporción entre la tasa de producción de fluido y el draw-down, que corresponde a la diferencia entre la presión del yacimiento y la presión de fondo fluyente del pozo (Brown, Technology of artificial lift methods. Volume 1. Inflow performance, multiphase flow in pipes, the flowing well, 1977).

$$IP = \frac{q_o}{P_{ws} - P_{wfs}} \quad (3)$$

Los dos indicadores ( $IP_y, IP$ ) se pueden manejar en base a valores teóricos, como se presenta a continuación:

Tabla 4. Criterios del índice de presión del yacimiento para instalar un ALS, (Arcentales et al., 2018).

<b>Rango</b>	<b>Sistema</b>	<b>Condición de flujo</b>
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 por energía media del yacimiento
0-0.15	Bombas Mecánicas	Necesariamente se requiere de un sistema de levantamiento artificial por energía baja del yacimiento

De acuerdo al índice de productividad y agrupándolos por área (por productividad) se tiene lo siguiente:

Tabla 5. Lineamiento de preselección de ALS, (Arcentales et al., 2018).

<b>Rango</b>	<b>Categoría</b>	<b>Área o Grupo</b>	<b>Condición de ALS</b>
0.0 a 0.5	Baja Productividad	1-4-7-10	Se debe utilizar un ALS.
			Grupo 1 y 4, analizar si se es necesario.
			Grupo 7 y 10, es necesario.
0.5 a 1.0	Mediana productividad	2 - 5	Produce a flujo natural, pero si se puede emplear un ALS.
		8 - 11	Es necesario emplear ALS.
1.0 a 2.0	Alta productividad	3 - 6	Se produce a flujo natural, pero si el análisis recomienda un ALS, se puede aplicar.
		9 - 12	Es necesario emplear ALS.

Las dos tabulaciones anteriores conforman la gráfica de preselección de ALS (si es aplicable o no un ALS) que será presentada a continuación. Es de necesidad calcular el IP, que con frecuencia es mediante software empleando los datos de evaluación de pozo.

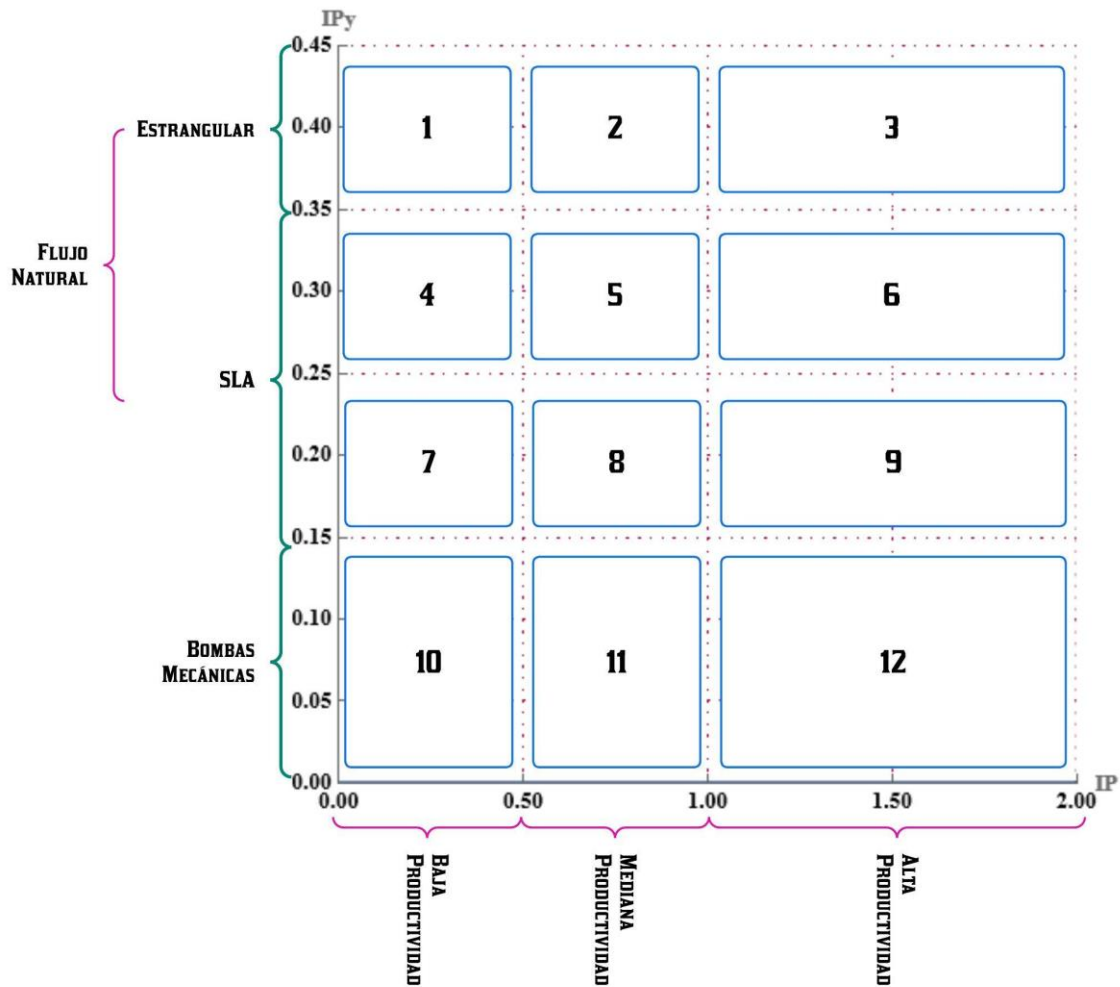


Figura 9. Filtro de preselección de ALS, IP vs IPy, (Arcentales et al., 2018).

Curiosamente el fenómeno de corrosión, manejo de gas y sólidos está presente en estos métodos de ALS, sin embargo, a la carencia de estudios cuantitativos se otorga valores cualitativos conforme a la experiencia de campo.

Tabla 6. Criterios para manejo de sólidos y corrosión, (Arcentales et al., 2018).

Detalle	Valoración cuantitativa	Valoración Cualitativa (Manejo del fenómeno)
Excelente	3	Severa, Media, Leve
Bueno	2	Media, Leve
Malo	1	Leve

Si los pozos evaluados bajo la gráfica anterior, indican que requieren de un ALS se debe preseleccionar cual específicamente. Dependiendo de la facilidad de datos que se posea, se recomienda emplear las siguientes tablas.

Tabla 7. Criterios en base únicamente al IP, (Arcentales et al., 2018).

ALS  (Bombeo)	<b>Índice de Productividad (IP)</b>			
	<b>&gt; 2.0</b>	<b>1.0 a 2.0</b>	<b>0.5 a 1.0</b>	<b>0 a 0.5</b>
	Excelente Productividad	Alta productividad	Media productividad	Baja productividad
<b>Mecánico (BM)</b>	3	3	2	1
<b>Gas lift (BGL)</b>	1	1	1	2
<b>Hidráulico (BH)</b>	2	2	1	1
<b>Electrosumergible (BES)</b>	1	1	2	3
<b>Cavidades Progresivas (BCP)</b>	1	1	1	3

Como se explica anteriormente, si existe una sustancial fuente de datos de los pozos evaluados, se puede hacer uso de la tabla 8, que involucra un compendio de parámetros desde los más superficiales (como el API que si se cumple recibe la cuantificación de 1) hasta otros con un criterio de rango, pero así mismo si el parámetro ingresado está por debajo del máximo recibe la puntuación de 1 caso contrario la valoración de 0.

### 3.3 ANÁLISIS NODAL

El análisis nodal es una herramienta fundamental en la toma de decisiones para optimizar la producción de los pozos mediante la elección de sistemas de levantamiento artificial (ALS). Este método evalúa de manera integral el comportamiento del flujo de fluidos a lo largo de todo el sistema de producción, desde el yacimiento hasta la superficie, permitiendo identificar los cuellos de botella que limitan la producción (AL-Muftah, Hameed, & Mansoor, 2019) (Beggs, 1991) (Lake, 2007).



Tabla 8. Criterios más desarrollados para preselección de ALS, (Arcentales et al., 2018).

	<b>BM</b>			<b>BGL</b>			<b>BH</b>			<b>BES</b>			<b>BCP</b>		
<b>Gravedad API</b>	> 8			> 15			> 8			> 10			< 35		
<b>Manejo de corrosión</b>	Bueno - Excelente	3		Bueno - Excelente	3		Excelente	3		Bueno - Excelente	3		Poco	1	
<b>Manejo de gas</b>	Poco - Bueno	2		Excelente	3		Bueno	2		Poco - Bueno	2		Bueno	2	
<b>Manejo de sólidos</b>	Poco - Bueno	2		Bueno	2		Bueno	2		Poco - Bueno	2		Excelente	3	
<b>Servicio de Mantenimiento</b>	Workover - pulling			Wireline o workover			Hidraulica - wireline			Workover - pulling			Workover - pulling		
<b>Eficiencia %</b>	45 - 60			10 - 30			10 - 35			35 - 60			40 - 70		
<b>Rango de parámetros</b>	<b>Mínimo</b>	<b>Medio</b>	<b>Máximo</b>	<b>Mínimo</b>	<b>Medio</b>	<b>Máximo</b>	<b>Mínimo</b>	<b>Medio</b>	<b>Máximo</b>	<b>Mínimo</b>	<b>Medio</b>	<b>Máximo</b>	<b>Mínimo</b>	<b>Medio</b>	<b>Máximo</b>
<b>Tasa de producción deseada</b>	5	750	1500	100	5050	10000	50	2025	4000	100	15050	30000	5	1100	2200
<b>Prof. Levantamiento, ft</b>	100	8050	16000	5000	10000	15000	5000	10000	15000	5000	10000	15000	2000	6000	10000
<b>Temp. Yacimiento, °F</b>	100	225	350	100	250	400	100	300	500	100	250	400	75	162	250
<b>Cambio angular, °</b>	0	10	20	0	40	80	0	30	60	0	40	80	0	5	10
<b>Inclinación pozo, °</b>	0	10	20	0	35	70	0	45	90	0	40	80	0	45	90

En este estudio, el análisis nodal se llevará a cabo utilizando el software PIPESIM de Schlumberger, una herramienta especializada en la simulación del flujo de fluidos en pozos y sistemas de tuberías. PIPESIM permite modelar diferentes escenarios, evaluando la capacidad de los pozos bajo condiciones actuales y simulando posibles mejoras a través de la implementación de diversos sistemas de levantamiento artificial. Pero el análisis nodal se llevará a cabo únicamente si para un mismo pozo hay una misma valoración en diferentes sistemas de levantamiento artificial.

### **3.3.1 Procedimiento en PIPESIM**

**Modelado del pozo:** Se introducirá la información de cada pozo candidato, tales como parámetros de yacimiento (presión, permeabilidad, etc.), propiedades de los fluidos (viscosidad, densidad), y datos del pozo (diámetro de tuberías, profundidad total, etc.).

**Simulación del flujo:** El software realizará una simulación del comportamiento del pozo bajo las condiciones actuales de producción y determinará las pérdidas de presión a lo largo del sistema. Esto permitirá identificar las áreas con mayores restricciones al flujo.

**Optimización de sistemas ALS:** Basado en los resultados del análisis nodal, se podrá seleccionar el sistema de ALS más adecuado para cada pozo. PIPESIM permitirá evaluar diferentes escenarios, como el uso de bombas de subsuelo (bombas mecánicas, bombas electrocentrífugas) o el gas lift, comparando la eficiencia de cada método en función de las condiciones del pozo.

**Análisis de resultados:** Los resultados del análisis nodal proporcionarán un panorama claro sobre la necesidad de implementar un ALS y cuál es el más eficiente. Se evaluarán los incrementos potenciales de producción y las presiones óptimas de operación.

De este modo, el análisis nodal utilizando PIPESIM será clave para determinar las mejoras necesarias en la producción de los pozos y en la selección óptima del sistema de levantamiento artificial.

Algunos de los datos que se emplearon para la simulación son los siguientes:

Tabla 9. Parámetros petrofísicos del pozo muestra, .

Parámetro	Valor	Unidades
Intervalos perforados	9363 – 9392 9400 - 9414	Ft
Espesor neto	62	ft
Porosidad	17 - 18	%
Permeabilidad promedio	250	mD
K-i - j	250	md
K-k	50	md
Saturación de agua	21	%
Saturación de petróleo residual	10 - 30	%
BSW	70	%
Salinidad	13000	ppm
Presión del reservorio	3000	Psi
Presión en cabeza	180	psi
Temperatura de la formación	220	°F
Presión de burbuja	1100	Psi

Tabla 10. Propiedades de los fluidos a condiciones de reservorio, .

	Parámetro	Valor	Unidades
<b>Petróleo</b>	Gravedad específica del petróleo relativa al agua, $SG_{oil}$	26.6	API
	Solución relación gas-petróleo, $R_{sb}$	328.0	SCF/STB
	Densidad, $\rho_{oil}$	0.7417	g/cm <sup>3</sup>
	Factor volumétrico, $\beta_{oil}$	1.2722	bbLY/bblN
	Viscosidad de petróleo muerto, $\mu_{oil dead}$	1.81	cP
	Viscosidad del petróleo, $\mu_{oil}$	2.44	cP

### 3.4 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN

En el pozo de muestra se evalúa la respuesta de producción tanto por el sistema artificial de levantamiento que dispone como el que se recomienda a través del proceso del segundo filtrado o screening de ALS. Esto se realiza mediante una ecuación de declinación exponencial (ecuación 4) cuyo coeficiente de declinación por las características de la arena en que se encuentra el pozo es 0.0026 bpd-d (Enríquez Pabón & Feijóo Loayza, 2008).

$$Q_o = Q_{o_i}(1 - D)^t \quad (4)$$

Se considera la evaluación de producción durante un año, agregando otros aspectos para el análisis económico como los siguientes:

- Una tasa de actualización anual del 15% para este proyecto, siendo la tasa de actualización mensual igual a 1.25%.
- Un análisis simple y directo donde no se considera la devaluación de los equipos.
- De acuerdo al Banco Central del Ecuador y EP Petroecuador, el costo de llevar un barril a superficie por cualquier sistema ALS es un promedio de 35\$.

Para el cálculo del valor actual neto (NPV) que es una evaluación en base a los ingresos o ganancias considerando los descuentos, se define como:

$$NPV = NPV_R - \text{costo} \quad (5)$$

Donde

$$NPV_R = \sum_{n=1}^m \frac{\Delta R_n}{(1 + i)^n} \quad (6)$$

Donde  $m$  es la vida útil del sistema en años,  $i$  es la tasa de descuento. La ganancia incremental después de la optimización es expresada como:

$$\Delta R_n = (\$) \cdot \Delta N_p \quad (7)$$

Donde (\$) es el precio del petróleo o gas en el mercado actual y  $\Delta N_p$  es el incremental acumulado de producción entre un sistema (estado) y otro.

# CAPITULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

## 4.1 POZOS CANDIDATOS

La primera fase de filtro que corresponde al análisis del Índice de Heterogeneidad, se hizo en base a los 281 puntos de datos que fueron proporcionados por (Petroecuador, 2024).

El procedimiento se lo realizó por cada una de las 7 secciones que conforman este bloque 57. Lo ideal sería enfocarse en los pozos que se encuentren en los cuadrantes 1 y 2 del diagrama del índice de heterogeneidad. Estos cuadrantes presentan una "Alta producción de petróleo", lo cual indica que el recurso es abundante en esos pozos. Para este estudio se centró el primer filtro en los pozos que se ubiquen en el cuadrante 1, porque el problema más relevante sería el control de producción de agua que dependería del ALS.

El cuadrante 2 no se tomó en cuenta debido a que las condiciones de producción indican que los pozos no tienen problemas e incluso puede aseverarse que están en condición de "pozos nuevos" o pozos estimulados. Esto indica que no es necesario aplicar un sistema de levantamiento artificial, aunque se podría evaluar, pero económicamente se estaría recurriendo a un gasto innecesario. Además, el cuadrante 3 no es favorable de análisis para este problema de investigación porque ese comportamiento es cuando la producción del pozo no se trata de un problema mecánico sino de mejorar las condiciones de reservorio por medio de estimulación sea secundaria o terciaria.

Cuadrante 1: Alta producción de agua y alta producción de petróleo. En este cuadrante, aunque la producción de agua es alta, también se tiene una buena producción de petróleo, lo cual podría aprovecharse si se mejora la eficiencia de levantamiento.

Desde la figura 10 a la 16 se muestran los pozos preseleccionados del primer filtrado resaltados en el primer cuadrante, se contabilizó 48 pozos que cumplieron esta condición (algunos puntos se referían a un mismo pozo, pero diferente arena productora).

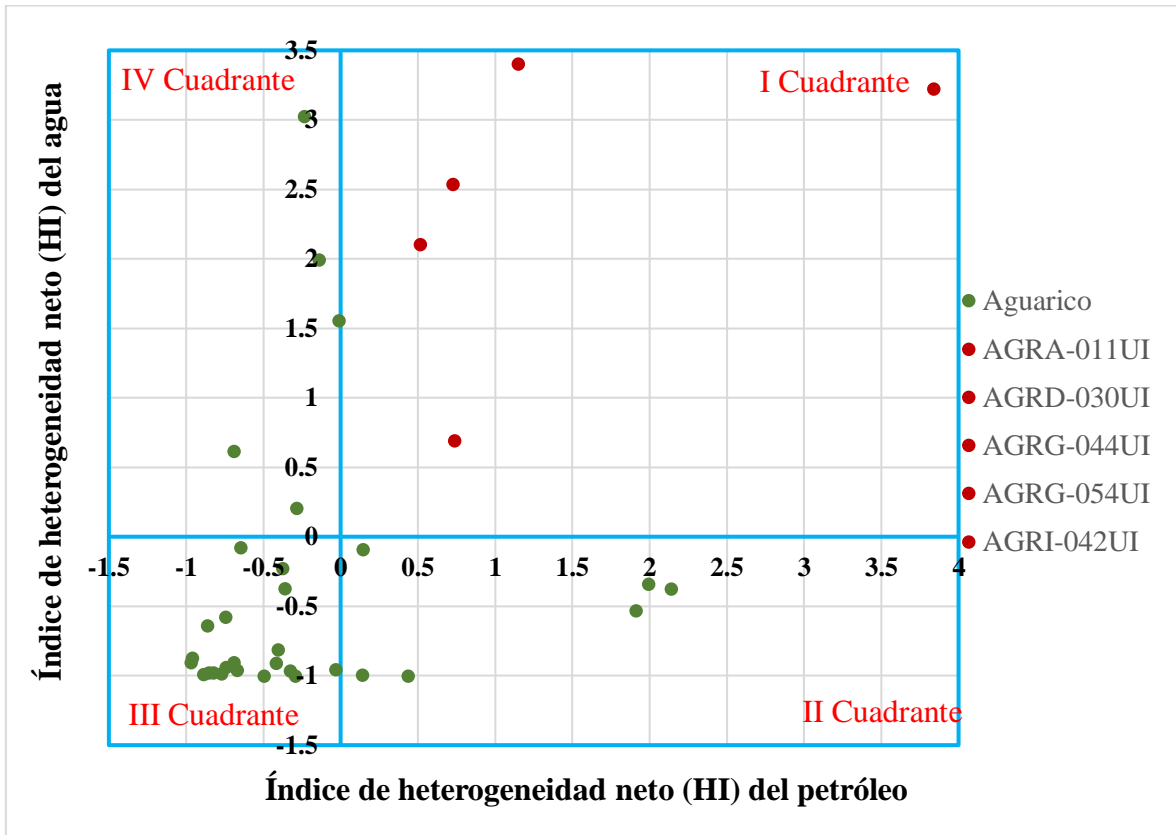


Figura 10. Filtro HI de la sección Aguarico, Elaboración propia.

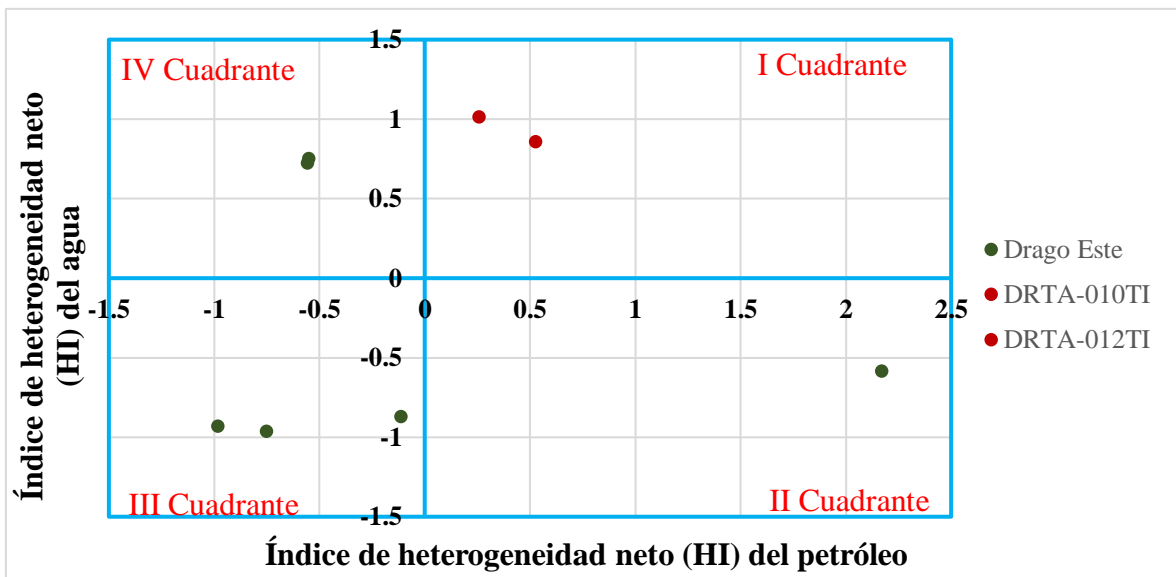


Figura 11. Filtro HI de la sección Drago Este, Elaboración propia.

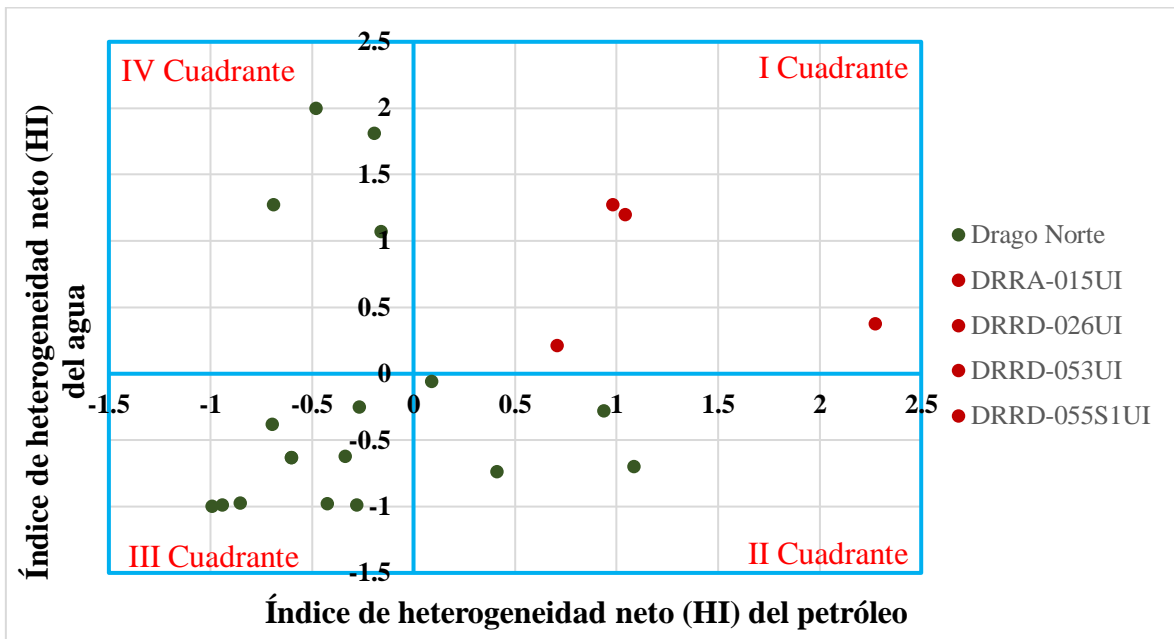


Figura 12. Filtro HI de la sección Drago Norte, Elaboración propia.

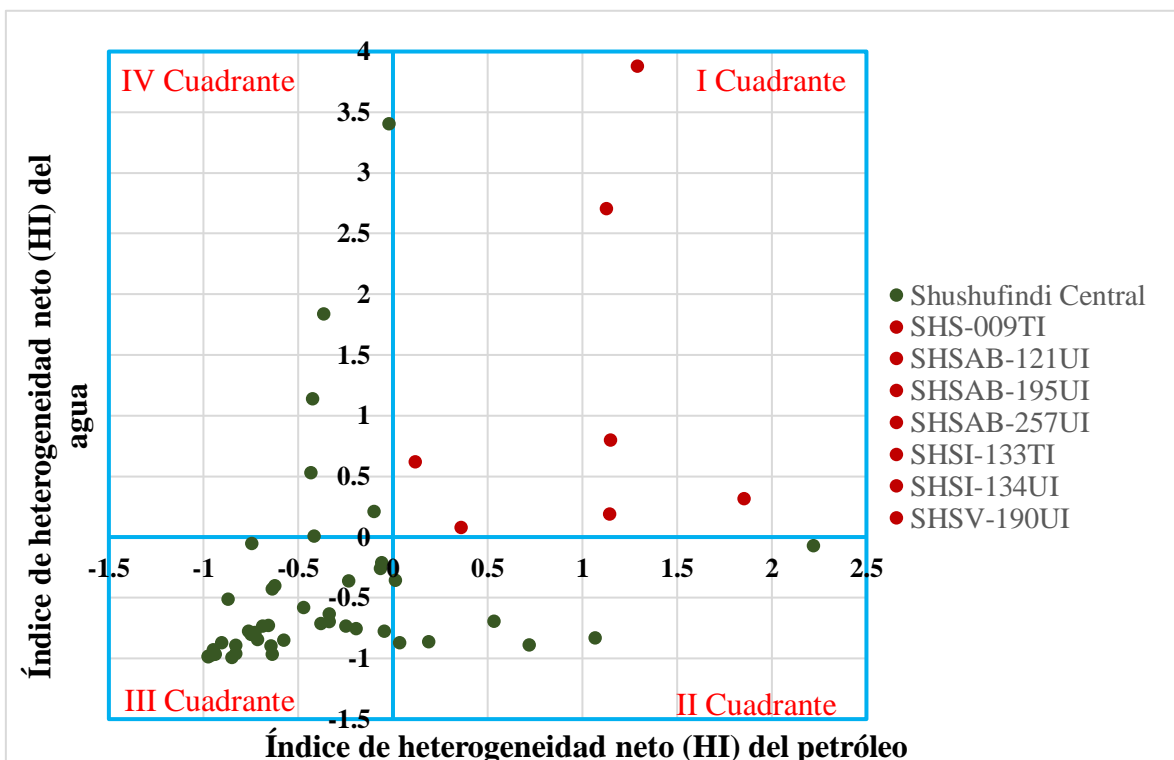


Figura 13. Filtro HI de la sección Shushufindi Central, Elaboración propia.

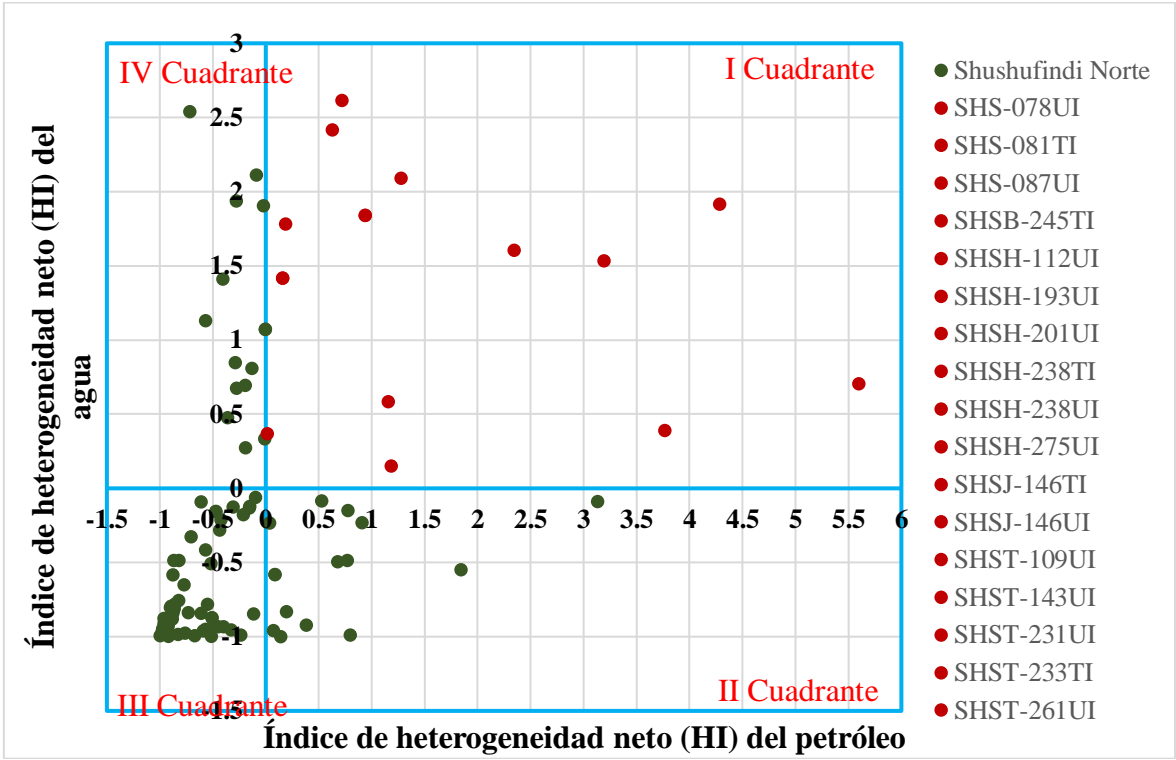




Figura 14. Filtro HI de la sección Shushufindi Norte, Elaboración propia.

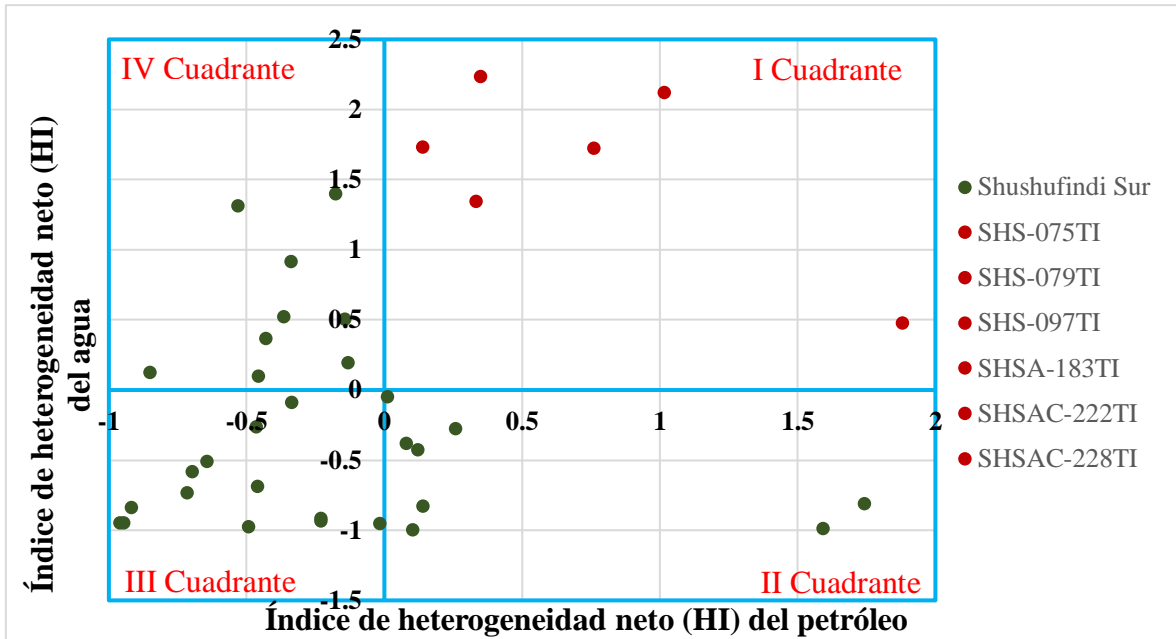


Figura 15. Filtro HI de la sección Shushufindi Sur, Elaboración propia.

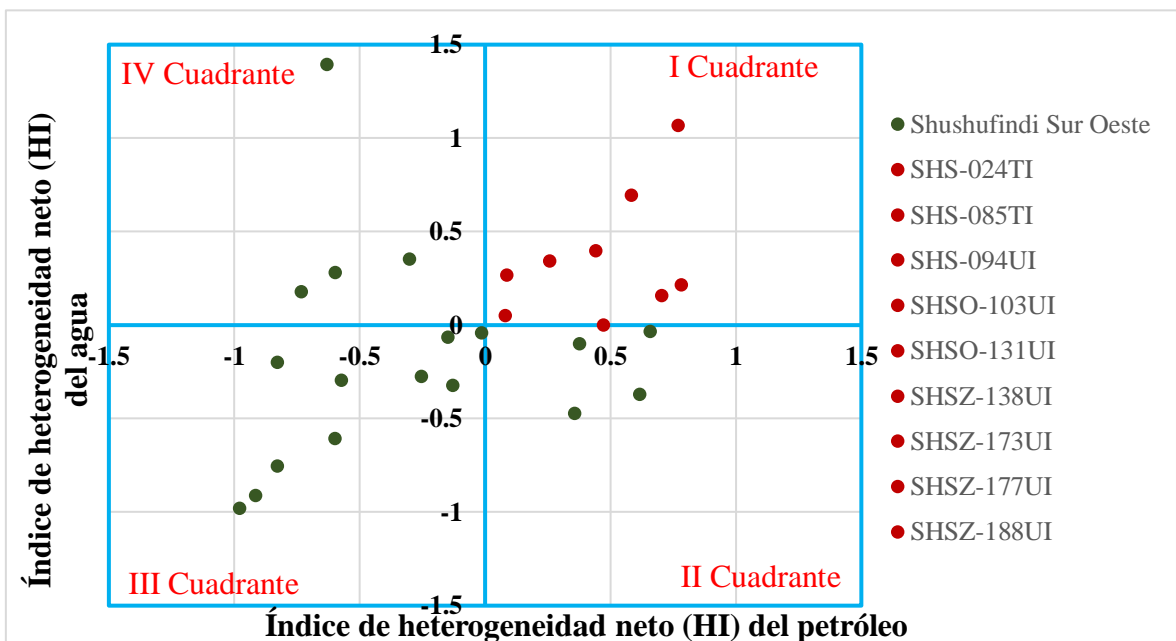


Figura 16. Filtro HI de la sección Shushufindi Sur-Oeste, Elaboración propia.

## 4.2 SCREENING DE ALS

Para la segunda fase se requirió los datos de; la tasa de petróleo, presión de reservorio y de fondo fluyente, y la profundidad del yacimiento para determinar el IP y el IPy. Algunos de estos fueron tomados como valores generales ante la indisponibilidad de los mismos, por ejemplo, la presión de reservorio inicial fue tomada como 2500 psi, la temperatura entre 200 a 250°F, la desviación de pozo 30°, dogleg máximo 50°, API entre 20 a 27 y la profundidad de los punzados de 9500 a 10000 ft.

Tabla 11. Cálculo de IP vs IPy para pozos de primer filtrado, elaboración propia.

Sección	Pozo	Qo	Pr	Pwf	TVD	IP	IPy
		bbld	psi	psi	ft	bbld-psi	Psi-ft
	AGRA-011UI	257.00	2500	902	9500	0.16	0.09
	AGRD-030UI	715.00	2500	984	9500	0.47	0.1
Aguarico	AGRG-044UI	223.80	2500	2000	9500	0.45	0.21
	AGRG-054UI	255.00	2500	2000	9500	0.51	0.21
	AGRI-042UI	317.40	2500	1,572	9500	0.34	0.17
	DRTA-010TI	94.68	2500	640	9500	0.05	0.07
Drago Este	DRTA-012TI	78.05	2500	600	9500	0.04	0.06
	DRRA-015UI	328.23	2500	838	9500	0.2	0.09
Drago Norte	DRRD-026UI	542.64	2500	180	9500	0.23	0.02

	DRRD-053UI	282.90	2500	1,085	9500	0.2	0.11
	DRRD-055S1UI	338.14	2500	524	9500	0.17	0.06
<hr/>							
	SHS-009TI	278.21	2500	947	9500	0.18	0.1
	SHSAB-121UI	438.90	2500	526	9500	0.22	0.06
	SHSAB-195UI	584.12	2500	319	9500	0.27	0.03
Shushufindi central	SHSAB-257UI	439.12	2500	319	9500	0.2	0.03
	SHSI-133TI	435.60	2500	1,057	9500	0.3	0.11
	SHSI-134UI	228.20	2500	544	9500	0.12	0.06
	SHSV-190UI	468.00	2500	481	9500	0.23	0.05
<hr/>							
	SHS-078UI	828.75	2500	440	9500	0.4	0.05
	SHS-081TI	249.60	2500	1,195	9500	0.19	0.13
Shushufindi Norte	SHS-087UI	426.36	2500	606	9500	0.23	0.06
	SHSB-245TI	294.90	2500	552	9500	0.15	0.06
	SHSH-112UI	1,309.76	2500	725	9500	0.74	0.08
<hr/>							

	SHSH-193UI	403.15	2500	478	9500	0.2	0.05
	SHSH-201UI	540.54	2500	385	9500	0.26	0.04
	SHSH-238TI	479.25	2500	239	9500	0.21	0.03
	SHSH-275UI	1,038.00	2500	645	9500	0.56	0.07
	SHSJ-146TI	285.67	2500	1,217	9500	0.22	0.13
	SHST-109UI	532.48	2500	718	9500	0.3	0.08
	SHST-143UI	1,633.00	2500	332	9500	0.75	0.03
	SHST-231UI	1,180.26	2500	712	9500	0.66	0.07
	SHST-233TI	399.77	2500	518	9500	0.2	0.05
	SHST-261UI	562.88	2500	416	9500	0.27	0.04
<hr/>							
	SHS-075TI	363.72	2500	1,240	9500	0.29	0.13
Shushufindi	SHS-079TI	359.04	2500	1,096	9500	0.26	0.12
Sur	SHS-097TI	776.43	2500	410	9500	0.37	0.04
	SHSA-183TI	543.60	2500	590	9500	0.28	0.06

	SHSAC-222TI	474.30	2500	850	9500	0.29	0.09
	SHSAC-228TI	306.96	2500	714	9500	0.17	0.08
	SHS-024TI	2,989.00	2500	200	9500	1.3	0.02
	SHS-085TI	4,380.00	3500	1,385	9500	2.07	0.15
	SHS-094UI	4,710.00	3500	1,068	9500	1.94	0.11
	SHSO-103UI	3,980.00	3500	851	9500	1.5	0.09
Shushufindi	SHSO-131UI	3,000.00	2500	289	9500	1.36	0.03
Sur Oeste	SHSZ-138UI	4,930.00	3500	881	9500	1.88	0.09
	SHSZ-173UI	4,066.00	3500	626	9500	1.41	0.07
	SHSZ-177UI	3,470.00	2500	375	9500	1.63	0.04
	SHSZ-188UI	4,896.00	3500	300	9500	1.53	0.03

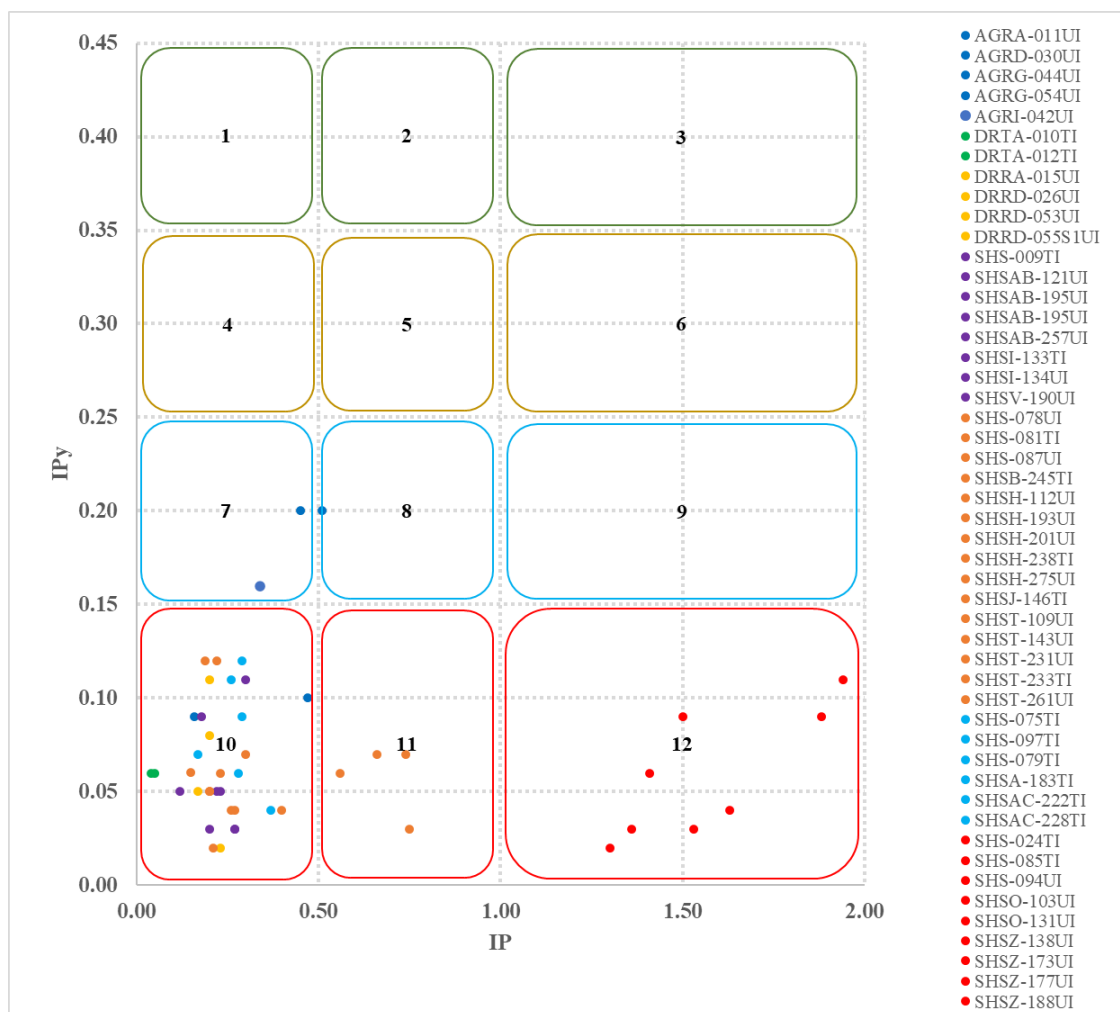


Figura 17. Segundo filtro aplicando el criterio de IP vs IPy, Elaboración propia.

Conforme a los lineamientos de preselección de ALS (Tabla 5), todos los pozos preevaluados requieren de un sistema ALS, porque se ubican en las áreas 7, 8, 10, 11 y 12. Siendo así que se valoraron de acuerdo a los criterios de la Tabla 8 los cuales indican que sistemas ALS son favorables para aplicar (por mayor puntuación).

Tabla 12. Puntuación de criterios para selección de ALS, elaboración propia.

Sección	Pozo	BM	BGL	BH	BES	BCP
Aguarico	AGRA-011UI	11	14	12	13	10
	AGRD-030UI	11	14	12	13	10

	AGRG-044UI	11	14	12	13	10
	AGRG-054UI	11	14	12	13	10
	AGRI-042UI	11	14	12	13	10
<hr/>						
Drago Este	DRTA-010TI	11	14	12	13	10
	DRTA-012TI	11	14	12	13	10
<hr/>						
Drago Norte	DRRA-015UI	11	14	12	13	10
	DRRD-026UI	11	14	12	13	10
	DRRD-053UI	11	14	12	13	10
	DRRD-055S1UI	11	14	12	13	10
<hr/>						
Shushufindi central	SHS-009TI	11	14	12	13	10
	SHSAB-121UI	11	14	12	13	10
	SHSAB-195UI	11	14	12	13	10
	SHSAB-257UI	11	14	12	13	10

	SHSI-133TI	11	14	12	13	10
	SHSI-134UI	11	14	12	13	10
	SHSV-190UI	11	14	12	13	10
<hr/>						
	SHS-078UI	11	14	12	13	10
	SHS-081TI	11	14	12	13	10
	SHS-087UI	11	14	12	13	10
	SHSB-245TI	11	14	12	13	10
Shushufindi	SHSH-112UI	11	14	12	13	10
Norte	SHSH-193UI	11	14	12	13	10
	SHSH-201UI	11	14	12	13	10
	SHSH-238TI	11	14	12	13	10
	SHSH-275UI	11	14	12	13	10
	SHSJ-146TI	11	14	12	13	10
<hr/>						



	SHST-109UI	11	14	12	13	10
	SHST-143UI	10	14	12	13	10
	SHST-231UI	11	14	12	13	10
	SHST-233TI	11	14	12	13	10
	SHST-261UI	11	14	12	13	10
<hr/>						
	SHS-075TI	11	14	12	13	10
	SHS-079TI	11	14	12	13	10
Shushufindi	SHS-097TI	11	14	12	13	10
Sur	SHSA-183TI	11	14	12	13	10
	SHSAC-222TI	11	14	12	13	10
	SHSAC-228TI	11	14	12	13	10
<hr/>						
Shushufindi	SHS-024TI	10	14	12	13	9
Sur Oeste	SHS-085TI	10	14	11	13	9

SHS-094UI	10	14	11	13	9
SHSO-103UI	10	14	12	13	9
SHSO-131UI	10	14	12	13	9
SHSZ-138UI	10	14	11	13	9
SHSZ-173UI	10	14	11	13	9
SHSZ-177UI	10	14	12	13	9
SHSZ-188UI	10	14	11	13	9

---

### 4.3 OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN

Analizando los resultados de la tabla 12, indican que los sistemas por bombeo de Gas Lift (1) y por Electro-sumergible (2) son los de mayores puntuaciones, respectivamente en el orden de prioridad en que se muestran. Ahora bien, algunos pozos ya poseen instalaciones BES, es una característica de los pozos del oriente ecuatoriano, entonces se realizó una simulación de análisis nodal para los dos ALS en el software Pipesim.

Considerando que todos los pozos seleccionados probablemente tengan instalaciones para bombeo electro-sumergible, y se analiza el cambio a gas lift, entonces se tomó un pozo de muestra (AGRD-030UI), debido a lo anterior, además que no es posible en este trabajo abarcar cada pozo por la indisponibilidad y privacidad de la información por parte de las operadoras petroleras. Parte de la información del pozo mencionado se encuentra en la tabla

9 y 10, además de los anexos para los diagramas mecánicos (Gutierrez & Venegas, 2020) (Enríquez Pabón & Feijóo Loayza, 2008) (García Hidalgo, 2016).

Se inició con la calibración de las condiciones de producción mediante simulación para posicionar a las condiciones actuales, como en la figura 18 que se simuló a varias presiones estáticas debido a una corrección de los datos tomados, puesto que no se conoce la presión inicial de reservorio o con precisión la presión actual del mismo.

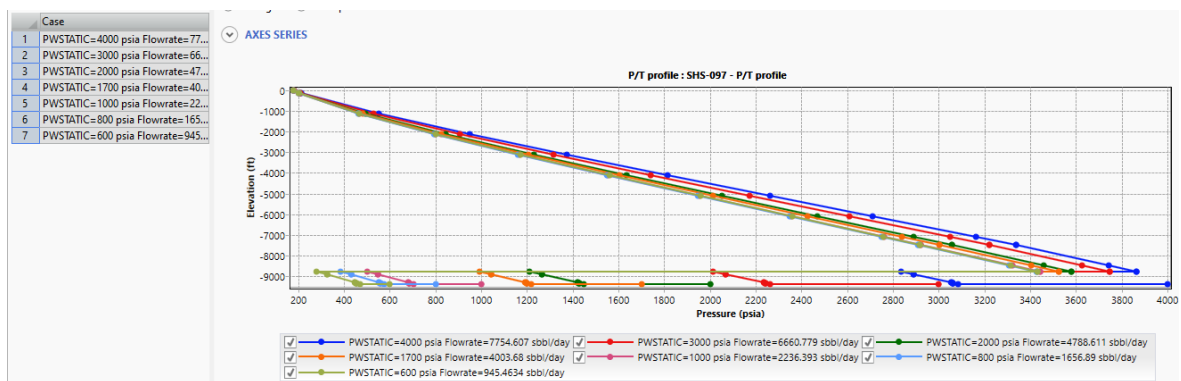


Figura 18. Calibración de la presión estática en la arena productora, Elaboración propia.

Así mismo, las condiciones de operación del equipo de bombeo electro-sumergible requirió algunas iteraciones para entregar la tasa de flujo o una aproximación del registrado en los datos. Estas iteraciones fueron basadas en las etapas de la unidad de bombeo, corte de agua, y presión de reservorio actual.

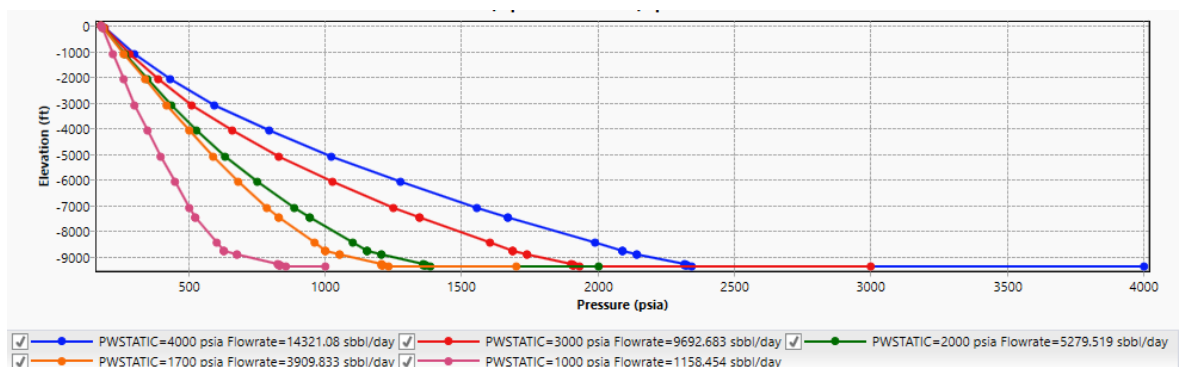


Figura 19. Calibración de la presión estática en la arena productora por instalación de gas lift, Elaboración propia.

Como se esperaba, el rendimiento de ambos sistemas podría ser similar con ligeras diferencias, lo que se podría analizar es dos cuestiones, la primera sería que costo conlleva un equipo del otro, y el empleo de energía, mientras uno es en base a energía eléctrica, el otro es la inyección del gas. Para gas lift, debe inyectarse a una tasa de 2 a 3 mmscfd para alcanzar una tasa de máximo 4000 stbd y controlando a un corte de agua del 50%.

Para determinar el petróleo incremental se hace uso del siguiente cálculo (Carvajal, 2012):

$$Q_{o_+} = bfpd_f(1 - w_{cut}) - bfpd_i(1 - w_{cut})$$

$$Q_{o_+} = 4000(1 - 0.5) - 3600(1 - 0.7) = 920bpd$$

También se dispuso a obtener la proporción incremental, conociendo que con BES se producía 780 bpd sumando al incremental:

$$Q_{o_+} = \frac{1700}{780} = +2.18$$

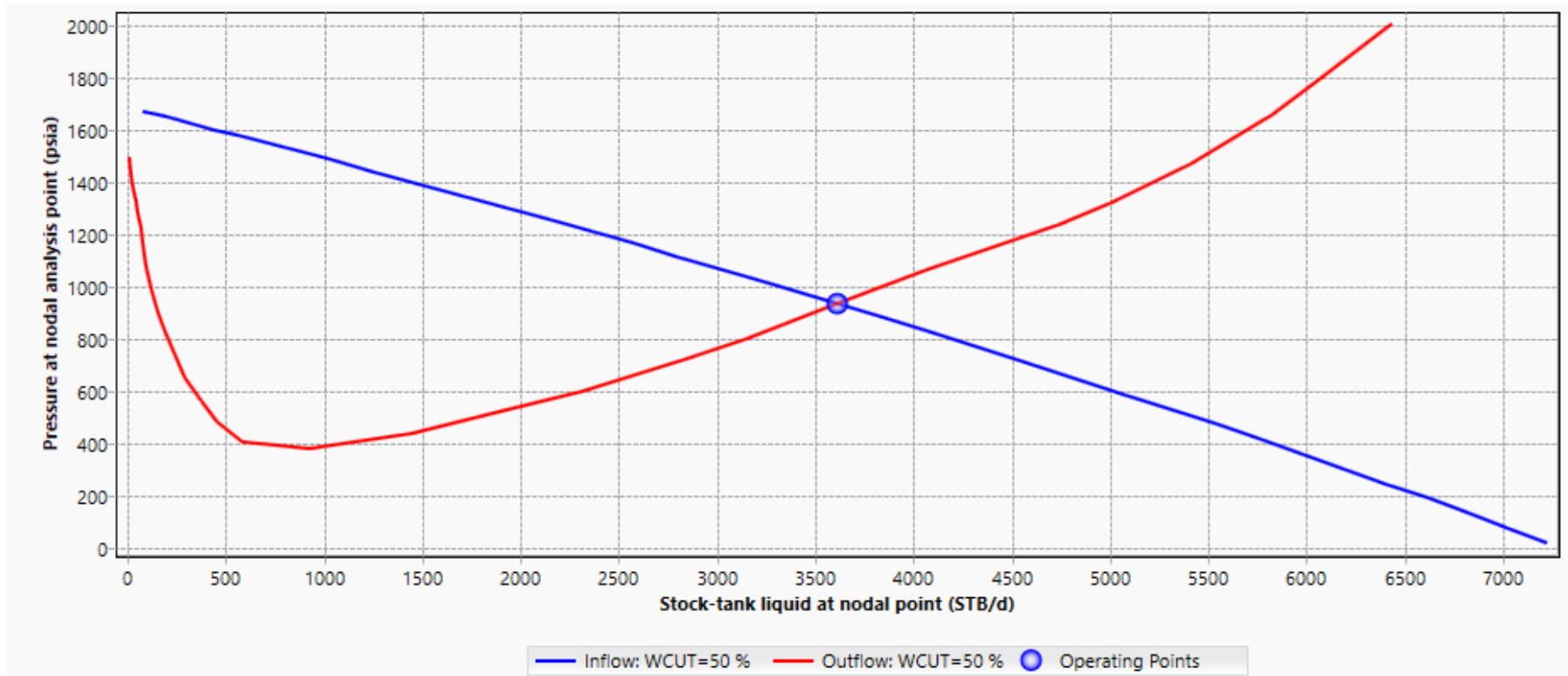


Figura 20. Análisis nodal del sistema BES en el pozo muestra, Elaboración propia.

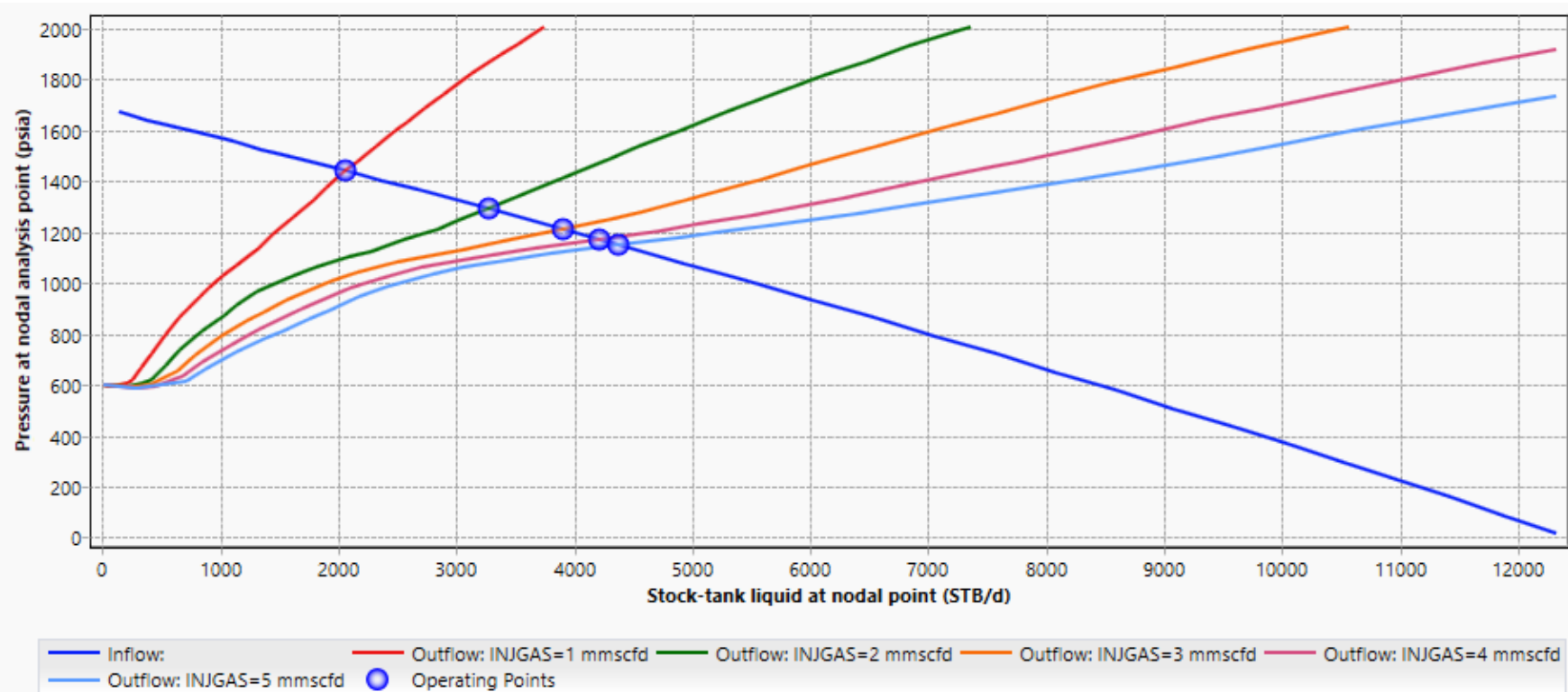


Figura 21. Análisis nodal del sistema Gas lift en el pozo muestra, Elaboración propia.

## 4.4 ANÁLISIS ECONÓMICO

De acuerdo a las ecuaciones 4, 5, 6, 7 y al incremental en la tasa de producción se resume en una evaluación de los sistemas seleccionados durante un año en el pozo de muestra AGRD-030UI. Se consideran costos de operación por sistema de levantamiento como un valor promedio de 35\$ por barril y una inversión inicial por el cambio de sistema en tres escenarios (óptimo \$ 400000, medio \$ 1000000 y pésimo \$1500000), agregando el cálculo del petróleo acumulado producido por cada sistema evaluado con las ecuaciones mencionadas. Se evaluó el valor actual por cada mes de producción para obtener el valor actual neto del año establecido con un precio de barril al mercado de 71\$ (Datosmacro, 2024).

Mediante el análisis económico en la tabla 13, indica que la propuesta de cambio de sistema ALS de bombeo electro-sumergible a gas lift por un año de evaluación se podría obtener ganancias de 2.2 millones de dólares que significa una tasa interna de retorno TIR del 69% si el escenario es óptimo, 21% si es normal, que comparándose con la tasa de actualización del 15 %, resulta en una factibilidad económica positiva. Para el escenario pésimo, donde el cambio de sistema ALS es más costoso, la TIR es menor a la tasa actualizada, por lo que el proyecto NO es económicamente rentable.

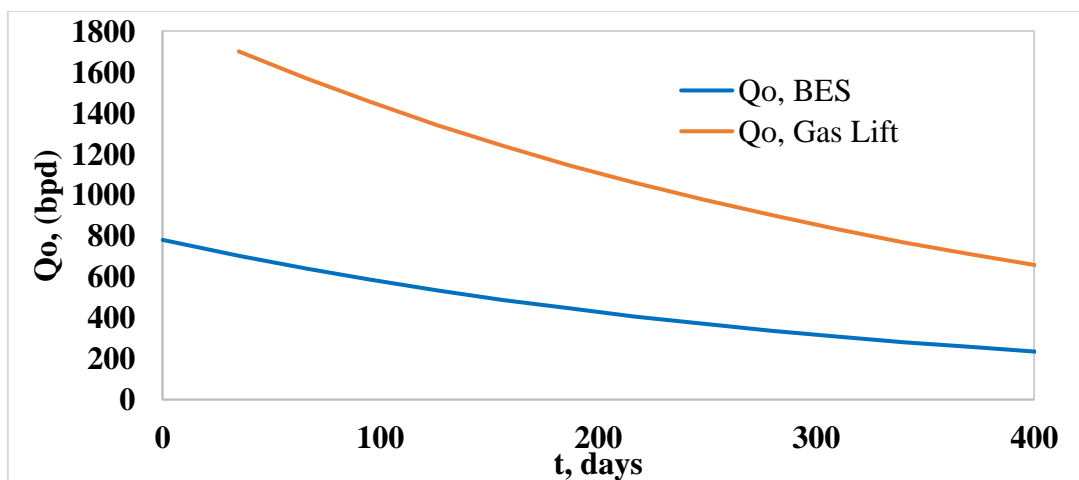


Figura 22. Curvas de producción al evaluar diferentes sistemas ALS durante un año, Elaboración propia.

Tabla 13. Evaluación económica del cambio de sistema ALS aplicado al pozo AGRD-030UI durante un año, elaboración propia.

Fecha	Qo, stbd		Np, stb		$\Delta R_n, USD$	$NPV_n, USD$	Costo, USD	Flujo caja, USD	
	BES	BGL	BES	BGL					
2023-11-27	780	780	0	0	0	0			
2024-01-01	702	1700	27300	27300	0	0			
2024-02-01	640	1568	21762	52700	2196598	2169480	1844500	324979.5	
2024-03-01	586	1454	18560	45472	1910752	1863864	1591520	272344.2	
2024-04-01	534	1341	18166	45074	1910468	1840580	1577590	262989.9	
2024-05-01	488	1241	16020	40230	1718910	1635585	1408050	227534.6	
2024-06-01	445	1144	15128	38471	1657353	1557542	1346485	211057.3	
2024-07-01	406	1058	13350	34320	1488870	1381932	1201200	180731.7	
2024-08-01	370	976	12586	32798	1435052	1315535	1147930	167605	
2024-09-01	337	901	11470	30256	1333806	1207626	1058960	148665.9	
2024-10-01	308	833	10110	27030	1201320	1074245	946050	128195.2	
2024-11-01	281	768	9548	25823	1155525	1020538	903805	116732.6	
2024-12-01	257	711	8430	23040	1037310	904822.1	806400	98422.13	
2025-01-01	234	656	7967	22041	999254	860865.9	771435	89430.92	
					$\Sigma$	16832614	14603925		
					<b>VAN, USD</b>	<b>2,228,689</b>		<b>TIR %</b>	<b>69 (óptimo)</b>
								<b>21 (normal)</b>	
								<b>9 (pésimo)</b>	



# **CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

## **5.1 CONCLUSIONES**

De los 281 puntos de datos evaluados en el índice de heterogeneidad, se seleccionaron 48 pozos en el primer filtro, ubicados en el cuadrante con alta producción de petróleo y agua. Estos pozos mostraron índices de productividad (IP) en un rango de 0.15 a 0.75, lo que indica la necesidad de implementar un sistema de levantamiento artificial (ALS) para la optimización mediante ALS.

La comparación entre bombeo electro-sumergible (BES) y Gas Lift demostró que el Gas Lift podría generar una tasa de producción de hasta 1,700 barriles por día (bpd), frente a los 780 bpd alcanzados con BES, lo que representa un incremento neto de 920 bpd. Este incremento equivale a un factor de mejora en la producción de +2.18 veces en comparación con el sistema actual.

Con un costo operativo promedio de 35 USD por barril y una inversión inicial que varía entre 400,000 USD (escenario óptimo) y 1,500,000 USD (escenario pesimista), el análisis financiero reveló; en el escenario óptimo, una ganancia neta acumulada de 2.2 millones de USD en un año, con una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 69%, superando ampliamente la tasa de descuento del 15%. En el escenario normal (inversión de 1,000,000 USD), la TIR fue del 21%, manteniéndose por encima del umbral de rentabilidad. En el escenario pesimista, con un costo inicial de 1,500,000 USD, la TIR cayó al 9%, siendo inferior a la tasa de descuento, lo que lo hace económicamente inviable

El cambio a Gas Lift generaría un incremento acumulado de producción de 254158 barriles en un año, considerando la tasa de declinación exponencial y el corte de agua estabilizado en 50%. Con un precio promedio del petróleo de 71 USD por barril, los ingresos brutos adicionales serían de aproximadamente 2.2 millones de USD, de los cuales se deben descontar la inversión inicial para evaluar el flujo de caja neto.

## 5.2 RECOMENDACIONES

Aunque el índice de heterogeneidad y los índices de productividad (IP e IPy) identificaron 48 pozos prioritarios, se recomienda realizar estudios más exhaustivos de las propiedades petrofísicas del yacimiento (porosidad, permeabilidad, saturación de agua) para cada pozo seleccionado. Como implementar registros eléctricos avanzados y pruebas de presión para validar los parámetros iniciales. Los pozos en el cuadrante 1 presentan un BSW (corte de agua) promedio del 70%. Optimizar la gestión del agua puede reducir este indicador en al menos un 20% más, lo que mejoraría la eficiencia del levantamiento artificial y la rentabilidad económica adicional, según experiencias de campo.

El análisis nodal mostró que el sistema Gas Lift puede manejar eficientemente tasas de producción de 1,700 bpd con un corte de agua del 50%. Por lo tanto, los pozos en los cuadrantes con  $IP < 1.00$  deberían ser los primeros en implementar este sistema, estableciendo un cronograma de implementación gradual, iniciando con los pozos de mayor rendimiento incremental proyectado. Cada pozo con Gas Lift podría incrementar la producción neta, generando ingresos importantes, descontando costos operativos.

Crear un equipo dedicado al análisis nodal y simulaciones periódicas, incluyendo variables como variación de precios de petróleo, declinación de presión, y cambios en la composición de fluidos. Mejorando el monitoreo puede anticipar problemas operativos y optimizar el rendimiento. Un ajuste continuo basado en simulaciones podría mejorar la eficiencia energética de los pozos, reduciendo costos operativos anuales para el bloque 57.

Aunque el escenario óptimo es rentable, el análisis mostró que la TIR cae por debajo del umbral aceptable (15%) en un escenario pesimista (1.5 millones USD de inversión inicial). Se recomienda ajustar los costos iniciales a través de una investigación más detallada, porque normalmente ese tipo de datos suele ser privado entre negociaciones con proveedores. Reducir el costo inicial a 1 millón de USD incrementa la TIR al 21%, lo que asegura viabilidad económica incluso con fluctuaciones en los precios del petróleo o imprevistos operativos.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Al-Hamzah, A., Sharafaddin, O., & Sirajuddin, M. (1 de 2023). *Artificial Lift Method Selection and Design to Enhance Well Production Optimization: A Field case study* (Vol. 65).
- Allen, T. O., Roberts, A. P., Barry, P., Ewing, S. P., Fast, C. R., McCune, C. C., . . . Visher, G. (2018). *Production Operations: Well Completions, Workover and Stimulation, Volume 2, Sixth Edition*. PetroSkills, LLC. Obtenido de <https://books.google.com.ec/books?id=VQszswEACAAJ>
- Almeida Campana, D. E., & Cárdenas Cárdenas, D. R. (2010). *Optimización de la perforación de pozos direccionales de los principales campos de Petroproducción en la Cuenca Oriente en base a su caracterización litológica*. Quito, Ecuador: Escuela Politécnica Nacional .
- AL-Muftah, A., Hameed, M., & Mansoor, M. (3 de 2019). *Reservoir Optimization and Monitoring Challenges in Nahr Umr Reservoirs of Bahrain Field*. Society of Petroleum Engineers (SPE). Obtenido de [https://www.researchgate.net/publication/331981660\\_Reservoir\\_Optimization\\_and\\_Monitoring\\_Challenges\\_in\\_Nahr\\_Umr\\_Reservoirs\\_of\\_Bahrain\\_Field](https://www.researchgate.net/publication/331981660_Reservoir_Optimization_and_Monitoring_Challenges_in_Nahr_Umr_Reservoirs_of_Bahrain_Field)
- Al-Safran, E., & Darren , W. (2019). Assessment of artificial lift methods for a heavy oil field in Kuwait. *Journal of Petroleum Science and Engineering*.
- Arcenales, D., Apolo Aguilar, B. J., & Manrique Pincay, R. B. (2018). *Análisis y Evaluación Del Sistema De Levantamiento Artificio Utilizado En El Campo Pucuna Mediante La Gráfica De Índice De Presión Del Yacimiento VS Índice De Productividad*. ESPOL. FICT. Obtenido de <http://www.dspace.espol.edu.ec/handle/123456789/46876>
- Armijo, I., Aspillaga, C., Bustos, C., Calderón, A., Cortés, C., Fossa, P., . . . Vivanco, A. (2021). Manual de metodología de la investigación. En *Diseño de la investigación* (págs. 24-40). Concepción, Chile: Universidad del Desarrollo.

- Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragán, R. (October de 2004). *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo*. Petroecuador. doi:10.4000/BOOKS.IFEA.2984
- Baby, Patrice; Rivadeneira, Marco; Barragan, Roberto. (2014). *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo*. Lima: IFEA, IRD, Petroamazonas.
- Beggs, H. D. (1991). *Production Optimization: Using NODAL Analysis*. Tulsa, Oklahoma: OGCI Publications.
- Brown, K. (1 de 1977). *Technology of artificial lift methods. Volume 1. Inflow performance, multiphase flow in pipes, the flowing well*. Petroleum Publishing Co.,Tulsa, OK.
- Brown, K. (10 de 1982). *Overview of Artificial Lift Systems* (Vol. 34). OnePetro. Obtenido de <https://dx.doi.org/10.2118/9979-PA>
- Bucaram, S., & Patterson, J. (4 de 1994). *Managing Artificial Lift* (Vol. 46). OnePetro. Obtenido de <https://dx.doi.org/10.2118/26212-PA>
- Canfield, R., Rosania, G., & Martín, H. (1982). *Geologia de los Campos Gigantes del Oriente Ecuatoriano [PAPER IN SPANISH] Geology of the Giant Fields of Eastern Ecuador*. Asociación Colombiana de Geólogos y Geofísicos del Petróleo (ACGGP).
- Carvajal, H. (2012). *Optimización de la producción utilizando análisis nodal en el campo fanny 18b operado por andes petroleum Ecuador ltd*. Obtenido de <https://api.semanticscholar.org/CorpusID:162055119>
- CASTRO VÉLEZ, L. M., & MARCELO CAMACHO, S. S. (2019). *EVALUACIÓN DEL CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE A BOMBEO HIDRAULICO PARA LA OPTIMIZACION ENERGETICA EN UN CAMPO PETROLERO:TESIS*. BOGOTÁ,D.C.
- Cinco-Ley, H., & Samaniego-V., F. (September de 1981). Transient Pressure Analysis for Fractured Wells. *Journal of Petroleum Technology*, 33, 1749-1766. doi:10.2118/7490-PA

- Enríquez Pabón, J. R., & Feijóo Loayza, M. R. (2008). *Actualización De Las Reservas En Base A Los Nuevos Factores De Recobro Del Campo Shushufindi*. Quito: Escuela Politécnica Nacional. Obtenido de <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/1001>
- Espín, J. (2019). *Análisis técnico para el cambio de sistema de levantamiento artificial de bombeo hidráulico a bombeo mecánico en pozos del Campo Lago Agrio [Tesis de pregrado]*. Universidad Central del Ecuador (UCE).
- Galarza Santana, B., & Hernández Bravo, K. (3 de 2023). *Análisis factorial del tiempo medio entre fallas en sistemas de levantamiento artificial de pozos petroleros del campo Shushufindi*. La Libertad: Universidad Estatal Península de Santa Elena, 2023. Obtenido de <https://repositorio.upse.edu.ec/handle/46000/9067>
- García Hidalgo, D. A. (2016). *Estudio Técnico De Los Modificadores De Permeabilidad Relativa Para Reducir El Corte De Agua Y Mejorar La Tasa De Producción De Petróleo En El Campo Shushufindi*. Quito: Universidad Tecnológica Equinoccial. Obtenido de <https://es.scribd.com/document/459243070/Estudio-Tecnico-de-los-modificadores-de-permeabilidad-relativa-para-reducir-el-corte-de-agua>
- Guo, B., Liu, X., & Tan, X. (March de 2017). Petroleum production engineering: Second Edition. *Petroleum Production Engineering: Second Edition*, 1-740.
- Gutierrez, C., & Venegas, J. (1 de 2020). *Nodal Analysis to decide the optimal point of operation between oil production and LPG production to maximize the energy resource of the Petroleum Production Station, Aguarico* (Vol. 16). Operador Nacional de Electricidad. Obtenido de [http://scielo.senescyt.gob.ec/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S2602-84922020000100060&lng=es&nrm=iso&tlng=es](http://scielo.senescyt.gob.ec/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S2602-84922020000100060&lng=es&nrm=iso&tlng=es)
- Harami, K., Bolanos, N., Sharma, S., Slimani, K., Abdel-Basset, M., Pimentel, J., . . . Mufarrej, M. (10 de 2013). *Heterogeneity Index and Fast Screening Processes Used in a Large Mature Field Designed for Quick Production Gains*. OnePetro. Obtenido de <https://dx.doi.org/10.2118/167350-MS>

- Kefford, P., & Gaurav, M. (9 de 2016). *Well Performance Calculations for Artificial Lift Screening* (Vols. 2016-January). OnePetro. Obtenido de <https://dx.doi.org/10.2118/181344-MS>
- Lake, L. (2007). *Petroleum Engineering Handbook* (Vols. I-VII). Obtenido de <https://store.spe.org/Petroleum-Engineering-Handbook-Volumes-I-VII-Print-Set-P126.aspx>
- Lopez, F., Biedma, D., & Suter, A. (11 de 2015). *Optimizing the Reservoir Management of a Mature Oil Field: The Challenge of Shushufindi*. OnePetro. Obtenido de <https://dx.doi.org/10.2118/177197-MS>
- Maggiolo Ricardo. (7 de 2008). *Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal* (ESP OIL ed.). Lima, Perú: ESP OIL Engineering Consultants. Obtenido de [https://www.academia.edu/5955754/Optimizaci%C3%B3n\\_de\\_la\\_Producci%C3%B3n\\_mediante\\_An%C3%A1lisis\\_Nodal](https://www.academia.edu/5955754/Optimizaci%C3%B3n_de_la_Producci%C3%B3n_mediante_An%C3%A1lisis_Nodal)
- Malave , k., & Montoya , E. (2013). Aplicacion de cambio de sistema de levantamiento artificial a bombeo mecanico en campo sacha. *Escuela superior politecnica del litoral*.
- Maulidani, O., Maldonado, V., Gallardo, J., Zurita, V., Giol, C., Vega, J., . . . Guaman, J. (12 de 2021). *Comparison of Water Treatment Plant and Water Source Well: Field Evaluation of Waterflooding Project in Shushufindi-Aguarico Field*. OnePetro. Obtenido de <https://dx.doi.org/10.2118/208017-MS>
- Naranjo, M., Freire, J., Lafournère, J., Pastrana, W., Hurtado, J., Bourge, J., . . . Izurieta, A. (5 de 2017). *Tackling the Challenges of a Mature Field with Multiple Oil-Water Contacts Generated in Major Reservoir Hydraulic Units: Case Study in the Shushufindi-Aguarico Field, Oriente Basin, Ecuador* (Vol. 0). OnePetro. Obtenido de <https://dx.doi.org/10.2118/185491-MS>
- Navarrete, J., Gordon, C., Garcia, M., Bolanos, M., Vega, J., Lafournere, J., . . . Badillo, V. (11 de 2015). *Fluid Logging and Analysis in Real Time, an Application for Shushufindi-Aguarico*. OnePetro. Obtenido de <https://dx.doi.org/10.2118/177108-MS>

- Nguyen, T. (2020). *Artificial Lift Selection Methodology for Vertical and Horizontal Wells in Conventional and Unconventional Reservoirs*. Springer, Cham. Obtenido de [https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-030-40720-9\\_7](https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-030-40720-9_7)
- Nguyen, T. (2020). *Review*. (T. Nguyen, Ed.) Cham: Springer International Publishing. Obtenido de [https://doi.org/10.1007/978-3-030-40720-9\\_1](https://doi.org/10.1007/978-3-030-40720-9_1)
- Paredes, M., da Silva, L., Del Rosario Egas, L., Endara, E., Escalona, P., Maulidani, O., . . . Villamar, F. (10 de 2021). *A Novel Chemical Treatment and Well Completion Strategy to Prevent Scale and Production Losses in Shushufindi Aguarico Field*. OnePetro. Obtenido de <https://dx.doi.org/10.2118/205815-MS>
- Petroamazonas. (2017). *Plan de Desarrollo Campo Lago Agrio 2017-2031*. Quito: Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables.
- Reese, R. (10 de 1996). *Completion Ranking Using Production Heterogeneity Indexing* (Vol. Pi). OnePetro. Obtenido de <https://dx.doi.org/10.2118/36604-MS>
- Rodriguez, J., Dutan, J., Serrano, G., Sandoval, L., Arevalo, J., & Suter, A. (5 de 2014). *Compact Intelligent Completion: A Game Change for Shushufindi Field* (Vol. 3). OnePetro. Obtenido de <https://dx.doi.org/10.2118/169483-MS>
- Zhao, R., Zhang, X., Liu, M., Shi, J., Su, L., Shan, H., . . . Zhang, M. (November de 2016). Production Optimizaton and Application of Combined Artificial-Lift Systems in Deep Oil Wells. *Society of Petroleum Engineers - SPE Middle East Artificial Lift Conference and Exhibition 2016*, 426-435. doi:10.2118/184222-MS
- Zhao, R., Zhang, X., Liu, M., Shi, J., Su, L., Shan, H., . . . Zhang, M. (11 de 2016). *Production Optimizaton and Application of Combined Artificial-Lift Systems in Deep Oil Wells*. OnePetro. Obtenido de <https://dx.doi.org/10.2118/184222-MS>

## ANEXO A. Screening de ALS

Anexo A1. Matriz de screening bombeo mecánico.												Anexo A2. Matriz de screening bombeo gas lift.												
Sección	Pozo	API	Corrosión	M. Gas	M. Sólidos	Qo	Prof. Lev.	Temp.	C. Ang.	Incl.	Total	Sección	Pozo	API	Corrosión	M. Gas	M. Sólidos	Qo	Prof. Lev.	Temp.	C. Ang.	Incl.	Total	
Aguarico	AGRA-011UI	1	3	2	2	1	1	1	0	0	11	Aguarico	AGRA-011UI	1	3	3	2	1	1	1	1	1	1	14
	AGRD-030UI	1	3	2	2	1	1	1	0	0	11		AGRD-030UI	1	3	3	2	1	1	1	1	1	1	14
	AGRG-044UI	1	3	2	2	1	1	1	0	0	11		AGRG-044UI	1	3	3	2	1	1	1	1	1	1	14
	AGRG-054UI	1	3	2	2	1	1	1	0	0	11		AGRG-054UI	1	3	3	2	1	1	1	1	1	1	14
	AGRI-042UI	1	3	2	2	1	1	1	0	0	11		AGRI-042UI	1	3	3	2	1	1	1	1	1	1	14
Drago Este	DRTA-010TI	1	3	2	2	1	1	1	0	0	11	Drago Este	DRTA-010TI	1	3	3	2	1	1	1	1	1	1	14
	DRTA-012TI	1	3	2	2	1	1	1	0	0	11		DRTA-012TI	1	3	3	2	1	1	1	1	1	1	14
	DRRA-015UI	1	3	2	2	1	1	1	0	0	11		DRRA-015UI	1	3	3	2	1	1	1	1	1	1	14
Drago Norte	DRRD-026UI	1	3	2	2	1	1	1	0	0	11	Drago Norte	DRRD-026UI	1	3	3	2	1	1	1	1	1	1	14
	DRRD-053UI	1	3	2	2	1	1	1	0	0	11		DRRD-053UI	1	3	3	2	1	1	1	1	1	1	14
Shushufindi central	DRRD-055S1UI	1	3	2	2	1	1	1	0	0	11	DRRD-055S1UI	1	3	3	2	1	1	1	1	1	1	14	
	SHS-009TI	1	3	2	2	1	1	1	0	0	11	SHS-009TI	1	3	3	2	1	1	1	1	1	1	14	
	SHSAB-121UI	1	3	2	2	1	1	1	0	0	11	SHSAB-121UI	1	3	3	2	1	1	1	1	1	1	14	
	SHSAB-195UI	1	3	2	2	1	1	1	0	0	11	SHSAB-195UI	1	3	3	2	1	1	1	1	1	1	14	
	SHSAB-257UI	1	3	2	2	1	1	1	0	0	11	SHSAB-257UI	1	3	3	2	1	1	1	1	1	1	14	
	SHSI-133TI	1	3	2	2	1	1	1	0	0	11	SHSI-133TI	1	3	3	2	1	1	1	1	1	1	14	
	SHSI-134UI	1	3	2	2	1	1	1	0	0	11	SHSI-134UI	1	3	3	2	1	1	1	1	1	1	14	
	SHSV-190UI	1	3	2	2	1	1	1	0	0	11	SHSV-190UI	1	3	3	2	1	1	1	1	1	1	14	
	SHS-078UI	1	3	2	2	1	1	1	0	0	11	SHS-078UI	1	3	3	2	1	1	1	1	1	1	14	
	SHS-081TI	1	3	2	2	1	1	1	0	0	11	SHS-081TI	1	3	3	2	1	1	1	1	1	1	14	
Shushufindi Norte	SHS-087UI	1	3	2	2	1	1	1	0	0	11	Shushufindi Norte	SHS-087UI	1	3	3	2	1	1	1	1	1	1	14
	SHSB-245TI	1	3	2	2	1	1	1	0	0	11		SHSB-245TI	1	3	3	2	1	1	1	1	1	1	14



	SHSH-112UI	1	3	2	2	1	1	1	0	0	11		SHSH-112UI	1	3	3	2	1	1	1	1	1	1	14
	SHSH-193UI	1	3	2	2	1	1	1	0	0	11		SHSH-193UI	1	3	3	2	1	1	1	1	1	1	14
	SHSH-201UI	1	3	2	2	1	1	1	0	0	11		SHSH-201UI	1	3	3	2	1	1	1	1	1	1	14
	SHSH-238TI	1	3	2	2	1	1	1	0	0	11		SHSH-238TI	1	3	3	2	1	1	1	1	1	1	14
	SHSH-275UI	1	3	2	2	1	1	1	0	0	11		SHSH-275UI	1	3	3	2	1	1	1	1	1	1	14
	SHSJ-146TI	1	3	2	2	1	1	1	0	0	11		SHSJ-146TI	1	3	3	2	1	1	1	1	1	1	14
	SHST-109UI	1	3	2	2	1	1	1	0	0	11		SHST-109UI	1	3	3	2	1	1	1	1	1	1	14
	SHST-143UI	1	3	2	2	0	1	1	0	0	10		SHST-143UI	1	3	3	2	1	1	1	1	1	1	14
	SHST-231UI	1	3	2	2	1	1	1	0	0	11		SHST-231UI	1	3	3	2	1	1	1	1	1	1	14
	SHST-233TI	1	3	2	2	1	1	1	0	0	11		SHST-233TI	1	3	3	2	1	1	1	1	1	1	14
	SHST-261UI	1	3	2	2	1	1	1	0	0	11		SHST-261UI	1	3	3	2	1	1	1	1	1	1	14
	SHS-075TI	1	3	2	2	1	1	1	0	0	11		SHS-075TI	1	3	3	2	1	1	1	1	1	1	14
	SHS-079TI	1	3	2	2	1	1	1	0	0	11		SHS-079TI	1	3	3	2	1	1	1	1	1	1	14
Shushufindi	SHS-097TI	1	3	2	2	1	1	1	0	0	11	Shushufindi	SHS-097TI	1	3	3	2	1	1	1	1	1	1	14
Sur	SHSA-183TI	1	3	2	2	1	1	1	0	0	11	Sur	SHSA-183TI	1	3	3	2	1	1	1	1	1	1	14
	SHSAC-222TI	1	3	2	2	1	1	1	0	0	11		SHSAC-222TI	1	3	3	2	1	1	1	1	1	1	14
	SHSAC-228TI	1	3	2	2	1	1	1	0	0	11		SHSAC-228TI	1	3	3	2	1	1	1	1	1	1	14
	SHS-024TI	1	3	2	2	0	1	1	0	0	10		SHS-024TI	1	3	3	2	1	1	1	1	1	1	14
	SHS-085TI	1	3	2	2	0	1	1	0	0	10		SHS-085TI	1	3	3	2	1	1	1	1	1	1	14
	SHS-094UI	1	3	2	2	0	1	1	0	0	10		SHS-094UI	1	3	3	2	1	1	1	1	1	1	14
Shushufindi	SHSO-103UI	1	3	2	2	0	1	1	0	0	10	Shushufindi	SHSO-103UI	1	3	3	2	1	1	1	1	1	1	14
Sur-Oeste	SHSO-131UI	1	3	2	2	0	1	1	0	0	10	Sur-Oeste	SHSO-131UI	1	3	3	2	1	1	1	1	1	1	14
	SHSZ-138UI	1	3	2	2	0	1	1	0	0	10		SHSZ-138UI	1	3	3	2	1	1	1	1	1	1	14
	SHSZ-173UI	1	3	2	2	0	1	1	0	0	10		SHSZ-173UI	1	3	3	2	1	1	1	1	1	1	14
	SHSZ-177UI	1	3	2	2	0	1	1	0	0	10		SHSZ-177UI	1	3	3	2	1	1	1	1	1	1	14
	SHSZ-188UI	1	3	2	2	0	1	1	0	0	10		SHSZ-188UI	1	3	3	2	1	1	1	1	1	1	14

Anexo A3. Matriz de screening bombeo hidráulico.												Anexo A4. Matriz de screening bombeo electrosumergible.												
Sección	Pozo	API	Corrosión	M. Gas	M. Sólidos	Qo	Prof. Lev.	Temp.	C. Ang.	Incl.	Total	Sección	Pozo	API	Corrosión	M. Gas	M. Sólidos	Qo	Prof. Lev.	Temp.	C. Ang.	Incl.	Total	
Aguarico	AGRA-011UI	1	3	2	2	1	1	1	0	1	12	Aguarico	AGRA-011UI	1	3	2	2	1	1	1	1	1	1	13
	AGRD-030UI	1	3	2	2	1	1	1	0	1	12		AGRD-030UI	1	3	2	2	1	1	1	1	1	1	13
	AGRG-044UI	1	3	2	2	1	1	1	0	1	12		AGRG-044UI	1	3	2	2	1	1	1	1	1	1	13
	AGRG-054UI	1	3	2	2	1	1	1	0	1	12		AGRG-054UI	1	3	2	2	1	1	1	1	1	1	13
Drago Este	AGRI-042UI	1	3	2	2	1	1	1	0	1	12	Drago Este	AGRI-042UI	1	3	2	2	1	1	1	1	1	1	13
	DRTA-010TI	1	3	2	2	1	1	1	0	1	12		DRTA-010TI	1	3	2	2	1	1	1	1	1	1	13
	DRTA-012TI	1	3	2	2	1	1	1	0	1	12		DRTA-012TI	1	3	2	2	1	1	1	1	1	1	13
Drago Norte	DRRA-015UI	1	3	2	2	1	1	1	0	1	12	Drago Norte	DRRA-015UI	1	3	2	2	1	1	1	1	1	1	13
	DRRD-026UI	1	3	2	2	1	1	1	0	1	12		DRRD-026UI	1	3	2	2	1	1	1	1	1	1	13
	DRRD-053UI	1	3	2	2	1	1	1	0	1	12		DRRD-053UI	1	3	2	2	1	1	1	1	1	1	13
	DRRD-055S1UI	1	3	2	2	1	1	1	0	1	12		DRRD-055S1UI	1	3	2	2	1	1	1	1	1	1	13
Shushufindi central	SHS-009TI	1	3	2	2	1	1	1	0	1	12	Shushufindi central	SHS-009TI	1	3	2	2	1	1	1	1	1	1	13
	SHSAB-121UI	1	3	2	2	1	1	1	0	1	12		SHSAB-121UI	1	3	2	2	1	1	1	1	1	1	13
	SHSAB-195UI	1	3	2	2	1	1	1	0	1	12		SHSAB-195UI	1	3	2	2	1	1	1	1	1	1	13
	SHSAB-257UI	1	3	2	2	1	1	1	0	1	12		SHSAB-257UI	1	3	2	2	1	1	1	1	1	1	13
	SHSI-133TI	1	3	2	2	1	1	1	0	1	12		SHSI-133TI	1	3	2	2	1	1	1	1	1	1	13
	SHSI-134UI	1	3	2	2	1	1	1	0	1	12		SHSI-134UI	1	3	2	2	1	1	1	1	1	1	13
	SHSV-190UI	1	3	2	2	1	1	1	0	1	12		SHSV-190UI	1	3	2	2	1	1	1	1	1	1	13
	SHS-078UI	1	3	2	2	1	1	1	0	1	12		SHS-078UI	1	3	2	2	1	1	1	1	1	1	13
	SHS-081TI	1	3	2	2	1	1	1	0	1	12		SHS-081TI	1	3	2	2	1	1	1	1	1	1	13
	Shushufindi Norte	SHS-087UI	1	3	2	2	1	1	1	0	1		12	Shushufindi Norte	SHS-087UI	1	3	2	2	1	1	1	1	1
SHSB-245TI		1	3	2	2	1	1	1	0	1	12	SHSB-245TI	1		3	2	2	1	1	1	1	1	1	13
SHSH-112UI		1	3	2	2	1	1	1	0	1	12	SHSH-112UI	1		3	2	2	1	1	1	1	1	1	13
	SHSH-193UI	1	3	2	2	1	1	1	0	1	12		SHSH-193UI	1	3	2	2	1	1	1	1	1	1	13

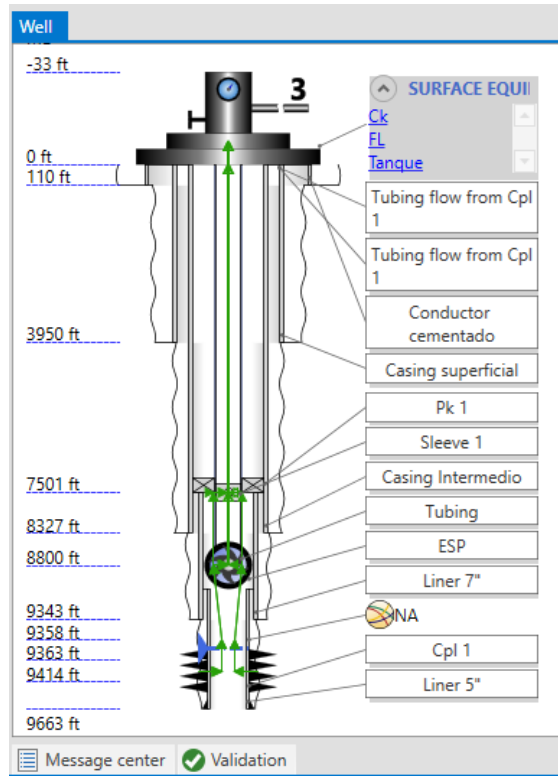
	SHSH-201UI	1	3	2	2	1	1	1	0	1	12		SHSH-201UI	1	3	2	2	1	1	1	1	1	1	13
	SHSH-238TI	1	3	2	2	1	1	1	0	1	12		SHSH-238TI	1	3	2	2	1	1	1	1	1	1	13
	SHSH-275UI	1	3	2	2	1	1	1	0	1	12		SHSH-275UI	1	3	2	2	1	1	1	1	1	1	13
	SHSJ-146TI	1	3	2	2	1	1	1	0	1	12		SHSJ-146TI	1	3	2	2	1	1	1	1	1	1	13
	SHST-109UI	1	3	2	2	1	1	1	0	1	12		SHST-109UI	1	3	2	2	1	1	1	1	1	1	13
	SHST-143UI	1	3	2	2	1	1	1	0	1	12		SHST-143UI	1	3	2	2	1	1	1	1	1	1	13
	SHST-231UI	1	3	2	2	1	1	1	0	1	12		SHST-231UI	1	3	2	2	1	1	1	1	1	1	13
	SHST-233TI	1	3	2	2	1	1	1	0	1	12		SHST-233TI	1	3	2	2	1	1	1	1	1	1	13
	SHST-261UI	1	3	2	2	1	1	1	0	1	12		SHST-261UI	1	3	2	2	1	1	1	1	1	1	13
	SHS-075TI	1	3	2	2	1	1	1	0	1	12		SHS-075TI	1	3	2	2	1	1	1	1	1	1	13
	SHS-079TI	1	3	2	2	1	1	1	0	1	12		SHS-079TI	1	3	2	2	1	1	1	1	1	1	13
Shushufindi	SHS-097TI	1	3	2	2	1	1	1	0	1	12	Shushufindi	SHS-097TI	1	3	2	2	1	1	1	1	1	1	13
Sur	SHSA-183TI	1	3	2	2	1	1	1	0	1	12	Sur	SHSA-183TI	1	3	2	2	1	1	1	1	1	1	13
	SHSAC-222TI	1	3	2	2	1	1	1	0	1	12		SHSAC-222TI	1	3	2	2	1	1	1	1	1	1	13
	SHSAC-228TI	1	3	2	2	1	1	1	0	1	12		SHSAC-228TI	1	3	2	2	1	1	1	1	1	1	13
	SHS-024TI	1	3	2	2	1	1	1	0	1	12		SHS-024TI	1	3	2	2	1	1	1	1	1	1	13
	SHS-085TI	1	3	2	2	0	1	1	0	1	11		SHS-085TI	1	3	2	2	1	1	1	1	1	1	13
	SHS-094UI	1	3	2	2	0	1	1	0	1	11		SHS-094UI	1	3	2	2	1	1	1	1	1	1	13
Shushufindi	SHSO-103UI	1	3	2	2	1	1	1	0	1	12	Shushufindi	SHSO-103UI	1	3	2	2	1	1	1	1	1	1	13
Sur-Oeste	SHSO-131UI	1	3	2	2	1	1	1	0	1	12	Sur-Oeste	SHSO-131UI	1	3	2	2	1	1	1	1	1	1	13
	SHSZ-138UI	1	3	2	2	0	1	1	0	1	11		SHSZ-138UI	1	3	2	2	1	1	1	1	1	1	13
	SHSZ-173UI	1	3	2	2	0	1	1	0	1	11		SHSZ-173UI	1	3	2	2	1	1	1	1	1	1	13
	SHSZ-177UI	1	3	2	2	1	1	1	0	1	12		SHSZ-177UI	1	3	2	2	1	1	1	1	1	1	13
	SHSZ-188UI	1	3	2	2	0	1	1	0	1	11		SHSZ-188UI	1	3	2	2	1	1	1	1	1	1	13

Anexo A5. Matriz de screening bombeo de cavidades progresivas.

Sección	Pozo	API	Corrosión	M. Gas	M. Sólidos	Qo	Prof. Lev.	Temp.	C. Ang.	Incl.	Total
Aguarico	AGRA-011UI	1	1	2	3	1	0	1	0	1	10
	AGRD-030UI	1	1	2	3	1	0	1	0	1	10
	AGRG-044UI	1	1	2	3	1	0	1	0	1	10
	AGRG-054UI	1	1	2	3	1	0	1	0	1	10
	AGRI-042UI	1	1	2	3	1	0	1	0	1	10
Drago Este	DRTA-010TI	1	1	2	3	1	0	1	0	1	10
	DRTA-012TI	1	1	2	3	1	0	1	0	1	10
	DRRA-015UI	1	1	2	3	1	0	1	0	1	10
Drago Norte	DRRD-026UI	1	1	2	3	1	0	1	0	1	10
	DRRD-053UI	1	1	2	3	1	0	1	0	1	10
	DRRD-055S1UI	1	1	2	3	1	0	1	0	1	10
Shushufindi central	SHS-009TI	1	1	2	3	1	0	1	0	1	10
	SHSAB-121UI	1	1	2	3	1	0	1	0	1	10
	SHSAB-195UI	1	1	2	3	1	0	1	0	1	10
	SHSAB-257UI	1	1	2	3	1	0	1	0	1	10
	SHSI-133TI	1	1	2	3	1	0	1	0	1	10
	SHSI-134UI	1	1	2	3	1	0	1	0	1	10
	SHSV-190UI	1	1	2	3	1	0	1	0	1	10
	SHS-078UI	1	1	2	3	1	0	1	0	1	10
	SHS-081TI	1	1	2	3	1	0	1	0	1	10
	SHS-087UI	1	1	2	3	1	0	1	0	1	10
Shushufindi Norte	SHSB-245TI	1	1	2	3	1	0	1	0	1	10
	SHSH-112UI	1	1	2	3	1	0	1	0	1	10
	SHSH-193UI	1	1	2	3	1	0	1	0	1	10

	SHSH-201UI	1	1	2	3	1	0	1	0	1	10
	SHSH-238TI	1	1	2	3	1	0	1	0	1	10
	SHSH-275UI	1	1	2	3	1	0	1	0	1	10
	SHSJ-146TI	1	1	2	3	1	0	1	0	1	10
	SHST-109UI	1	1	2	3	1	0	1	0	1	10
	SHST-143UI	1	1	2	3	1	0	1	0	1	10
	SHST-231UI	1	1	2	3	1	0	1	0	1	10
	SHST-233TI	1	1	2	3	1	0	1	0	1	10
	SHST-261UI	1	1	2	3	1	0	1	0	1	10
	SHS-075TI	1	1	2	3	1	0	1	0	1	10
	SHS-079TI	1	1	2	3	1	0	1	0	1	10
Shushufindi Sur	SHS-097TI	1	1	2	3	1	0	1	0	1	10
	SHSA-183TI	1	1	2	3	1	0	1	0	1	10
	SHSAC-222TI	1	1	2	3	1	0	1	0	1	10
	SHSAC-228TI	1	1	2	3	1	0	1	0	1	10
	SHS-024TI	1	1	2	3	0	0	1	0	1	9
	SHS-085TI	1	1	2	3	0	0	1	0	1	9
	SHS-094UI	1	1	2	3	0	0	1	0	1	9
	SHSO-103UI	1	1	2	3	0	0	1	0	1	9
Shushufindi Sur-Oeste	SHSO-131UI	1	1	2	3	0	0	1	0	1	9
	SHSZ-138UI	1	1	2	3	0	0	1	0	1	9
	SHSZ-173UI	1	1	2	3	0	0	1	0	1	9
	SHSZ-177UI	1	1	2	3	0	0	1	0	1	9
	SHSZ-188UI	1	1	2	3	0	0	1	0	1	9

## ANEXO B. Pipesim



Anexo B1. Ingreso completo y validado de datos del pozo muestra para sistema BES, software Pipesim.

General	Deviation survey	Heat transfer	Tubulars	Downhole equipment	Artificial lift	Completions	Surface equipment
Dimension option: <input type="radio"/> OD <input checked="" type="radio"/> Wall thickness							
<input checked="" type="checkbox"/> CASINGS/LINERS							
Section type	Name	From MD ft	To MD ft	ID in	Wall thickness in	Roughness in	
1 Casing	Conductor ce...	0	110	19.124	0.438	0.001	...
2 Casing	Casing superfi...	0	3950	12.415	0.48	0.001	...
3 Casing	Casing Intern...	0	8327	8.681	0.472	0.001	...
4 Liner	Liner 7"	7501	9343	6.276	0.362	0.001	...
5 Liner	Liner 5"	8937	9663	4.408	0.296	0.001	...
<input checked="" type="checkbox"/> TUBINGS							
Name	To MD ft	ID in	Wall thickness in	Roughness in			
1 Tubing	8800	2.992	0.254	0.001	...		
<b>TUBING</b>							
Name:	Tubing						
Grade:	L80						
Density:	511.4677	lbm/ft3					
Thermal conductivity:	27.75	Btu/(h.degF.ft)					

Anexo B2. Datos de completación del pozo muestra, software Pipesim.

General | Deviation survey | Heat transfer | Tubulars | Downhole equipment | Artificial lift | Completions | Surface equipment

COMPLETIONS

Name	Geometry pro...	Fluid entry	Top MD	Middle MD	Bottom MD	Type	Active	IPR model
1 Cpl 1	Horizontal	Distributed	9363	/	9414	Perforation	<input checked="" type="checkbox"/>	Joshi (Stea...

Reservoir | Sand | Skin | Fluid model

Reservoir pressure: 4000 psia

Reservoir temperature: 220 degF

IPR basis:  Liquid  Gas

Radius of reservoir extent: 1 ft

Reservoir thickness: 30 ft

Permeability X (Perpendicular to well): 300 mD

Permeability Y (Parallel to Well): 150 mD

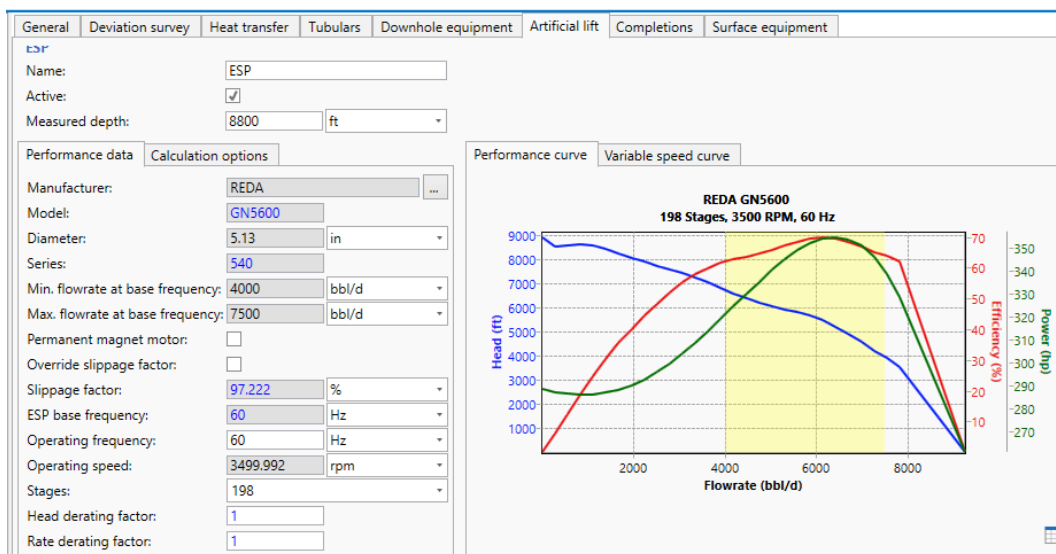
Parameter option:  Ratio  Absolute

Permeability anisotropy (kv/k): 0.2 fract.

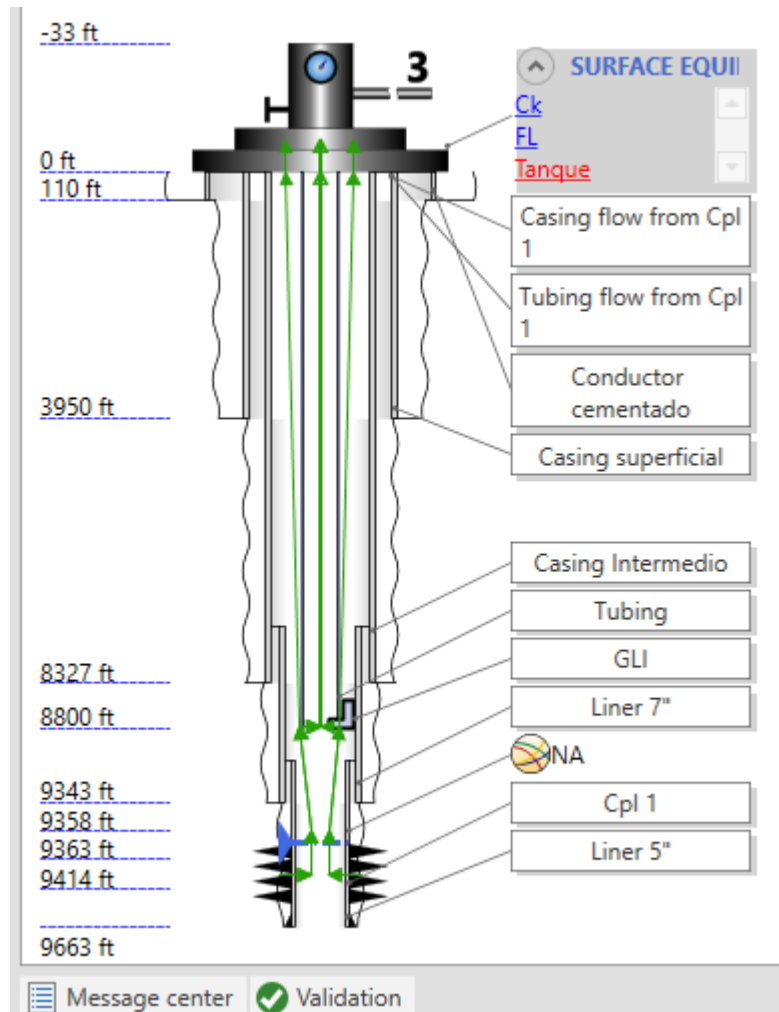
Well radius: 3.1 in

Well eccentricity: 0.4 ft

Anexo B3. Puntos de perforados en la arena productora, software Pipesim.



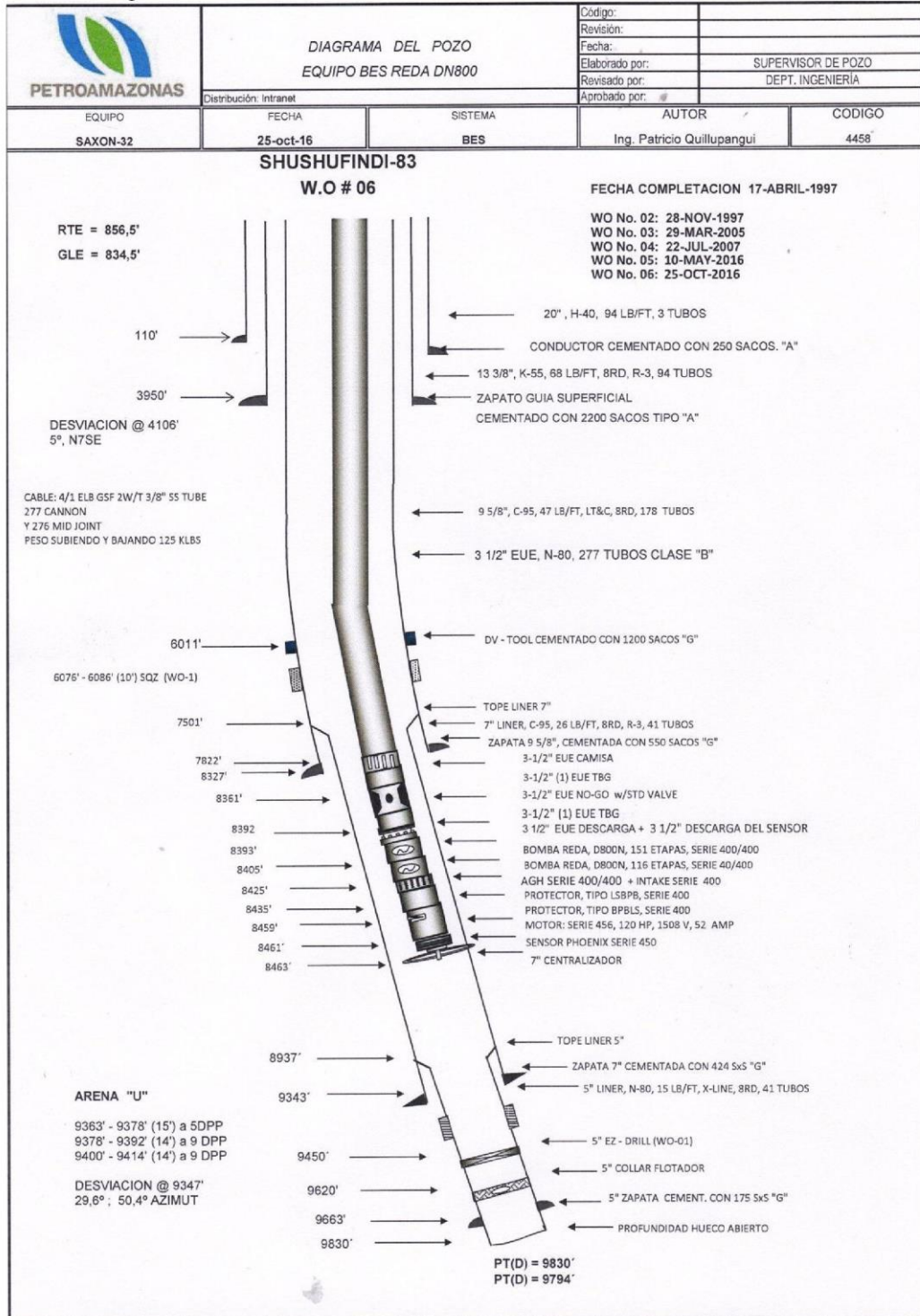
Anexo B4. Especificación de la unidad de BES utilizada, software Pipesim.



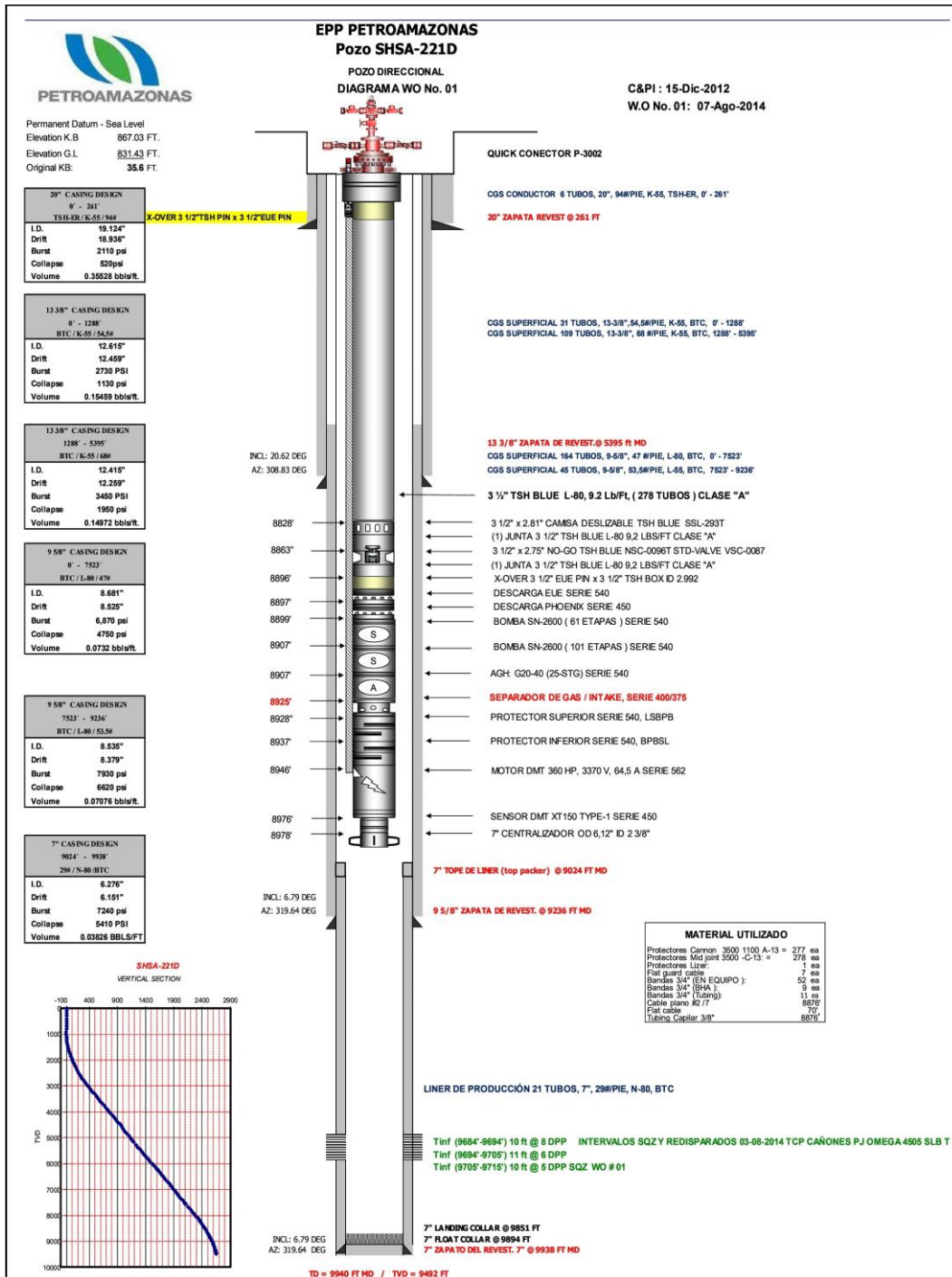
Anexo B5. Ingreso completo y validado de datos del pozo muestra para sistema BGL, software Pipesim.



# ANEXO C. Diagramas de completación



Anexo C1. Diagrama mecánico 1 del pozo muestra.



Anexo C2. Diagrama mecánico 2 de pozo muestra.