

Pregrado

Carrera: TECNOLOGIA SUPERIOR EN PETROLEOS

Asignatura (UIC):

Trabajo de titulación previo a la obtención del

Título en: TECNOLÓGO SUPERIOR EN PETRÓLEOS

Tema: “Optimizar el Sistema de Levantamiento artificial a través del análisis nodal de bombeo electrosumergible y bombeo hidráulico tipo jet en el pozo BS-109 del Campo Bermejo bloque 49 en el año 2024.”

Autor/s: Pérez Carrillo Franklin Adrián

Autor/s: Fuel Játiva Edwin Santiago

Autor/s: Gaona Cárdenas Raúl Ernesto



Tutor: Ing. Luis Alfredo Álvarez Laso

Fecha: 18 de agosto 2024

Autor/s: Pérez Carrillo Franklin Adrián, Fuel Játiva Edwin Santiago, Gaona Cárdenas Raúl Ernesto.



Título a obtener: Tecnología Superior en Petróleos

Matriz: Sangolquí -Ecuador

Correo electrónico:

Dirigido por: Ing. Luis Alfredo Álvarez Laso



Título a obtener: Tecnología Superior en Petróleos

Matriz: Sangolquí -Ecuador

Correo electrónico:

Dirigido por: Ing. Luis Alfredo Álvarez Laso



Título a obtener: Tecnología Superior en Petróleos

Matriz: Sangolquí -Ecuador

Correo electrónico:

Dirigido por: Ing. Luis Alfredo Álvarez Laso

Todos los derechos reservados.

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la Ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

©2024 Tecnológico Universitario Rumiñahui

SANGOLQUÍ – ECUADOR

Autor/s: Pérez Carrillo Franklin Adrián,

Autor/s: Fiel Játiva Edwin Santiago

Autor/s: Gaona Cárdenas Raúl Ernesto

(TEMA DE UNIDAD DE INTEGRACIÓN CURRICULAR)

CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2024-ISTER-6-6.2

Sangolquí, 03 de noviembre de 2024

MSc. Elizabeth Ordoñez
DIRECTORA DE DOCENCIA

MSc. Mónica Loachamín
COORDINADORA DE TITULACIÓN

**INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE
UNIVERSITARIO**

Presente

Por medio de la presente, yo, FUEL JATIVA EDWIN SANTIAGO, declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: Ser autor del trabajo de titulación denominado, OPTIMIZAR EL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL A TRAVES DEL ANALISIS NODAL DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE Y BOMBEO HIDRAULICO TIPO JET EN EL POZO BS-109 DEL CAMPO BERMEJO BLOQUE-49 EN EL AÑO 2024, de la Tecnología Superior en Petróleos; y a su vez manifiesto mi voluntad de ceder al Instituto Superior Tecnológico Rumiñahui con condición de Universitario los derechos de reproducción, distribución y publicación de dicho trabajo de titulación, en cualquier formato y medio, con fines académicos y de investigación.

Esta cesión se otorga de manera no exclusiva y por un periodo indeterminado. Sin embargo, conservo los derechos morales sobre mi obra.

En fe de lo cual, firmo la presente.

Atentamente,



C.I.: 1003583281

CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2024-ISTER-6-6.2

Sangolquí, 31 de octubre del 2024

MSc. Elizabeth Ordoñez
DIRECTORA DE DOCENCIA

MSc. Mónica Loachamín
COORDINADORA DE TITULACIÓN

**INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE
UNIVERSITARIO**

Presente

Por medio de la presente, yo, RAÚL ERNESTO GAONA CÁRDENAS declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: Ser autor del trabajo de titulación denominado, OPTIMIZAR EL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL A TRÁVES DEL ANÁLISIS NODAL DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE Y BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET EN EL POZO BS-109 DEL CAMPO BERMEJO BLOQUE 49 EN EL AÑO 2024, de la Tecnología Superior en Petróleos; y a su vez manifiesto mi voluntad de ceder al Instituto Superior Tecnológico Rumiñahui con condición de Universitario los derechos de reproducción, distribución y publicación de dicho trabajo de titulación, en cualquier formato y medio, con fines académicos y de investigación.

Esta cesión se otorga de manera no exclusiva y por un periodo indeterminado. Sin embargo, conservo los derechos morales sobre mi obra.

En fe de lo cual, firmo la presente.

Atentamente,



RAÚL ERNESTO GAONA CÁRDENAS
C.I.: 1002502373

CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2024-ISTER-6-6.2

Sangolquí, 04 de noviembre de 2024

MSc. Elizabeth Ordoñez
DIRECTORA DE DOCENCIA

MSc. Mónica Loachamín
COORDINADORA DE TITULACIÓN

**INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE
UNIVERSITARIO**

Presente

Por medio de la presente, yo, **PÉREZ CARRILLO FRANKLIN ADRIÁN**, declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: Ser autor del trabajo de titulación denominado: **“OPTIMIZAR EL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL A TRAVÉS DEL ANÁLISIS NODAL DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE Y BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET EN EL POZO BS-109 DEL CAMPO BERMEJO BLOQUE 49 EN EL AÑO 2024 ”**de la Tecnología Superior en Petróleos; y a su vez manifiesto mi voluntad de ceder al Instituto Superior Tecnológico Rumiñahui con condición de Universitario los derechos de reproducción, distribución y publicación de dicho trabajo de titulación, en cualquier formato y medio, con fines académicos y de investigación.

Esta cesión se otorga de manera no exclusiva y por un periodo indeterminado. Sin embargo, conservo los derechos morales sobre mi obra.

En fe de lo cual, firmo la presente.

Atentamente,



FRANKLIN ADRIÁN PÉREZ CARRILLO
C.I. 1500877533

FORMULARIO PARA ENTREGA DE PROYECTOS EN BIBLIOTECA INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE UNIVERSITARIO

CT-ANX-2024-ISTER-1

CARRERA:

TECNOLOGÍA SUPERIOR EN PETRÓLEOS.

AUTOR /ES:

GAONA CÁRDENAS RAÚL ERNESTO
PÉREZ CARRILLO FRANKLIN ADRIÁN
FUEL JATIVA EDWIN SANTIAGO

TUTOR:

ÁLVAREZ LAZO LUIS ALFREDO

CONTACTO ESTUDIANTE:

0995814275
0988039183
0980025309

CORREO ELECTRÓNICO:

raul.gaona@ister.edu.ec
franklin.perez@ister.edu.ec
edwin.fuel@ister.edu.ec

TEMA:

OPTIMIZAR EL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL A TRÁVES DEL ANÁLISIS NODAL DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE Y BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET EN EL POZO BS-109 DEL CAMPO BERMEJO BLOQUE 49 EN EL AÑO 2024.

OPCIÓN DE TITULACIÓN:

UNIDAD DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

RESUMEN EN ESPAÑOL:

El pozo BS-109 enfrenta problemas operativos graves, como obstrucciones en el flujo de fluidos, cavitación en la bomba y corrosión debido a altas concentraciones de salmuera, lo que reduce la eficiencia y aumenta los costos de mantenimiento de la unidad MTU. La propuesta de rediseñar la bomba hidráulica JET de tipo A, a tipo 2B promete una mejora en la eficiencia del 26%, pero solo incrementa la producción en 40 barriles adicionales, con un costo de \$268,750. En contraste, el sistema electrosumergible REDA DN-1800, con un motor REDA PEDMT, muestra un aumento significativo en la producción, alcanzando 628 barriles de petróleo con una eficiencia del 74%, lo que representa un incremento de 208 barriles adicionales. Aunque el costo de implementación del sistema electrosumergible es de \$300,300, mayor que el del JET, el notable aumento en la producción justifica la inversión. El sistema electrosumergible también enfrenta desafíos ambientales debido al consumo de diésel y debe cumplir con estrictas regulaciones políticas en Ecuador. En conclusión, el sistema electrosumergible es la opción preferida debido a su capacidad superior para incrementar la producción de petróleo, a pesar de los costos más altos y los retos ambientales.

PALABRAS CLAVE:

Geometría, cavitación, electro sumergible, exponencial, bomba.

ABSTRACT:

The BS-109 well faces serious operational issues such as fluid flow obstructions, pump cavitation, and corrosion due to high concentrations of brine, which reduce efficiency and increase the maintenance costs of the MTU unit. The proposal to redesign the hydraulic pump JET from type A to type 2B promises a 26% improvement in efficiency but only increases production by an additional 40 barrels, with a cost of \$268,750. In contrast, the REDA DN-1800 electric submersible system, with a REDA PEDMT motor, shows a significant increase in production, reaching 628 barrels of oil with a 74% efficiency, representing an additional 208 barrels. Although the implementation cost of the electric submersible system is

\$300,300, higher than that of the JET, the notable increase in production justifies the investment. The electric submersible system also faces environmental challenges due to diesel consumption and must comply with strict political regulations in Ecuador. In conclusion, the electric submersible system is the preferred option due to its superior capacity to increase oil production, despite higher costs and environmental challenges.

PALABRAS CLAVE:

Geometry, cavitation, electric submersible, exponential, pump.

SOLICITUD DE PUBLICACIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2024-ISTER-2
Sangolquí, 31 de octubre del 2024

**Sres.-
INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE
UNIVERSITARIO**

Presente

A través del presente me permito aceptar la publicación del trabajo de titulación de la Unidad de Integración Curricular en el repositorio digital “DsPace” del estudiante: GAONA CÁRDENAS RAÚL ERNESTO con CI 1002502373, PÉREZ CARRILLO FRANKLIN ADRIÁN con CI 1500877533, FUEL JATIVA EDWIN SANTIAGO, con CI 1003583281 alumnos de la Carrera TECNOLOGÍA SUPERIOR EN PETRÓLEOS

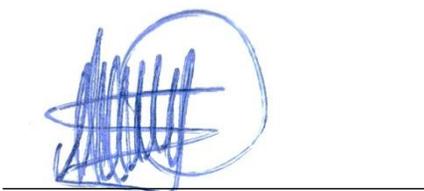
Atentamente,



Firma del Estudiante
C.I.: 1002502373



Firma del Estudiante
C.I.: 1500877533



Firma del Estudiante
C.I.: 1003583281

Dedicatoria:

Dedicamos este trabajo con profundo agradecimiento y amor a quienes han sido nuestras mayores fuentes de apoyo e inspiración.

Edwin Fuel agradece a Dios, por ser su guía y fortaleza en cada paso de este camino; a su amada esposa, Ruth Márquez, por su incondicional amor y comprensión; a sus hijos, Byron, Leandro, y Evelyn, por ser su mayor orgullo y motivación diaria; y a sus padres, por haberle inculcado los valores que lo han llevado a alcanzar este logro.

Adrián Carrillo dedica este logro a su querida esposa, Estefanía Quezada, por su paciencia, amor y constante apoyo; a sus hijos, por ser la luz que guía su camino; y a sus padres, por su sacrificio y enseñanzas que le han permitido llegar hasta aquí.

Raúl Gaona dedica y agradece a Dios, porque siempre le acompaña y guía en el largo camino de la vida; a su amada esposa, Gabriela Mendoza, y a sus hijos, Axel y Mía Gaona, por su amor incondicional y por ser su mayor fuente de motivación e inspiración diaria junto con su Madre María Lidia.

A todos ustedes, gracias por ser nuestra fuerza y por hacer posible este logro.

Edwin Fuel, Adrián Carrillo & Raúl Gaona

Agradecimientos:

Queremos expresar nuestro más sincero agradecimiento al Instituto Tecnológico Rumiñahui, por proporcionarnos un entorno enriquecedor que ha sido clave para nuestro crecimiento académico y profesional.

Nos sentimos profundamente agradecidos con el Ing. Luis Álvarez, cuya sabiduría, guía y apoyo han sido invaluable en cada etapa de este proyecto. Su disposición para compartir su conocimiento y su paciencia al responder nuestras dudas hicieron posible la culminación exitosa de este trabajo.

A la Ing. Erika Quinapallo, le extendemos nuestra gratitud por su constante motivación y su fe en nuestras capacidades. Su orientación meticulosa y su dedicación han sido cruciales en nuestro proceso de aprendizaje, permitiéndonos superar desafíos y alcanzar nuestras metas.

A todos ustedes, gracias por su confianza, por ser mentores excepcionales y por inspirarnos a dar lo mejor de nosotros mismos

Edwin Fuel, Adrián Carrillo & Raúl Gaona

Resumen

El pozo BS-109 enfrenta problemas operativos graves, como obstrucciones en el flujo de fluidos, cavitación en la bomba y corrosión debido a altas concentraciones de salmuera, lo que reduce la eficiencia y aumenta los costos de mantenimiento de la unidad MTU. La propuesta de rediseñar la bomba hidráulica JET de tipo A, a tipo 2B promete una mejora en la eficiencia del 26%, pero solo incrementa la producción en 40 barriles adicionales, con un costo de \$268,750. En contraste, el sistema electrosumergible REDA DN-1800, con un motor REDA PEDMT, muestra un aumento significativo en la producción, alcanzando 628 barriles de petróleo con una eficiencia del 74%, lo que representa un incremento de 208 barriles adicionales. Aunque el costo de implementación del sistema electrosumergible es de \$300,300, mayor que el del JET, el notable aumento en la producción justifica la inversión. El sistema electrosumergible también enfrenta desafíos ambientales debido al consumo de diésel y debe cumplir con estrictas regulaciones políticas en Ecuador. En conclusión, el sistema electrosumergible es la opción preferida debido a su capacidad superior para incrementar la producción de petróleo, a pesar de los costos más altos y los retos ambientales.

Palabras clave: Geometría, cavitación, electro sumergible, exponencial, bomba.

ABSTRACT

The BS-109 well faces serious operational issues such as fluid flow obstructions, pump cavitation, and corrosion due to high concentrations of brine, which reduce efficiency and increase the maintenance costs of the MTU unit. The proposal to redesign the hydraulic pump JET from type A to type 2B promises a 26% improvement in efficiency but only increases production by an additional 40 barrels, with a cost of \$268,750. In contrast, the REDA DN-1800 electric submersible system, with a REDA PEDMT motor, shows a significant increase in production, reaching 628 barrels of oil with a 74% efficiency, representing an additional 208 barrels. Although the implementation cost of the electric submersible system is \$300,300, higher than that of the JET, the notable increase in production justifies the investment. The electric submersible system also faces environmental challenges due to diesel consumption and must comply with strict political regulations in Ecuador. In conclusion, the electric submersible system is the preferred option due to its superior capacity to increase oil production, despite higher costs and environmental challenges.

Keywords: Geometry, cavitation, electric submersible, exponential, pump.

ÍNDICE

<i>CAPITULO I</i>	1
<i>INTRODUCCIÓN</i>	1
<i>Planteamiento del problema</i>	2
<i>Problema científico</i>	3
<i>Preguntas científicas o directrices</i>	3
<i>Objetivos específicos</i>	4
<i>Justificación</i>	4
<i>CAPÍTULO II</i>	6
<i>MARCO TEÓRICO</i>	6
<i>Campo Bermejo ubicación</i>	6
<i>Geología estructural</i>	6
<i>Problemas operativos del pozo BS-109</i>	7
<i>Problemas Operativos del Bombeo tipo jet</i>	7
<i>Problemas de succión</i>	7
<i>Necesidad de ajuste constante</i>	8
<i>Sensibilidad a la calidad del agua</i>	8
<i>Requiere fuente de energía constante</i>	8
<i>Riesgo de cavitación</i>	8

Costos de mantenimiento y operación	8
Daño de formación	8
<i>Factores que Influyen en la Salinidad de una Formación</i>	9
<i>Sistemas de producción</i>	9
<i>Bombeo hidráulico</i>	10
Bomba de Superficie	11
Bomba de Fondo	11
Fluido de Potencia.....	11
Producción de Fluidos	11
<i>Ventajas del Bombeo Hidráulico</i>	11
Adaptabilidad	11
Eficiencia.....	12
Flexibilidad operativa.....	12
Durabilidad.....	12
<i>Bomba tipo Jet</i>	12
Principio de Operación	12
Inyección de Agua.....	12
Formación del Vacío	13
Mezcla y Elevación	13
<i>Sistema electro sumergible</i>	14
Motor.....	15

Bomba Centrífuga	15
Cable de Alimentación	15
Protector de Cable:	15
Tubing de Producción:	15
<i>Funcionamiento del Sistema de Bombeo Electrosumergible</i>	<i>16</i>
Generación de Energía	16
Accionamiento de la Bomba.....	16
Elevación de Fluidos	16
Separación y Tratamiento	16
<i>Análisis nodal</i>	<i>16</i>
Componentes del Sistema de Producción	17
Pozo.....	17
Reservorio	17
Sistema de Levantamiento Artificial	17
<i>Inflow Performance Relationship IPR.....</i>	<i>17</i>
<i>Componentes de la IPR</i>	<i>17</i>
Eje Vertical (Q)	17
Eje Horizontal (Pwf).....	17
<i>Curva de demanda OPR.....</i>	<i>18</i>
<i>Ley de Darcy.....</i>	<i>19</i>
<i>Índice de productividad.....</i>	<i>20</i>

<i>Curva declinación exponencial</i>	21
Declinación Exponencial	21
<i>CAPÍTULO III</i>	23
<i>METODOLOGÍA</i>	23
<i>Tipo de Investigación</i>	23
<i>Diseño de investigación</i>	23
<i>Selección muestral</i>	23
<i>Recolección de datos</i>	23
<i>Instrumentos</i>	24
<i>Análisis de Datos</i>	24
<i>Reporte de Investigación</i>	24
<i>Estado Actual del pozo BS-109</i>	24
Estado mecánico.....	24
Registros eléctricos.....	24
Prueba de build up.....	25
Prueba de producción y análisis PVT	26
<i>Optimización de la producción</i>	27
Rediseño de la geometría de la bomba	30
Ensamblaje de fondo	30
Metodología de diseño geometría hidráulica.....	31
Geometría de la bomba hoja de cálculo Excel.....	34
Interpretación del diseño geométrico de la bomba	35

Sistema de circulación	36
Equipo MTU	36
Diseño del Sistema electrosumergible	37
Diagrama mecánico del pozo.....	37
Curva IPR	38
Capacidad de producción.....	39
Selección del equipo electrosumergible	40
Motor seleccionado	41
Selección del cable	42
Parámetros de la bomba REDA DN-1800.....	43
Producción del pozo BS-109	45
Declinación de producción	46
<i>CAPÍTULO IV</i>	48
<i>PROPUESTA DEL DESARROLLO DEL PROYECTO TÉCNICO</i>	48
Selección de la propuesta adecuada	48
<i>CAPÍTULO V</i>	50
<i>CONCLUSIONES</i>	50
<i>RECOMENDACIONES</i>	52
<i>Bibliografía</i>	54

Índice de Figuras

Figura 1 Campo bermejo ubicación.....	6
Figura 2 Clasificación de los sistemas de producción. ECONOMIDES, 2012.....	10
Figura 3 Esquema del sistema de bombeo hidráulico	13
Figura 4 Esquema de la bomba tipo jet, (G., 2014).....	14
Figura 5 Bomba electrosumergible, Schlumberger - REDA.....	14
Figura 6 Diagrama típico de una curva IPR	18
Figura 7 Curva IPR vs VLP.....	19
Figura 8 Índice de productividad constante.....	20
Figura 9 Representación q vs t con Declinación Exponencial	22
Figura 10 Curva de oferta pozo BS-109	27
Figura 11 Geometría diseñada.....	30
Figura 12 Esquema mecánico pozo BS-109.....	38
Figura 13 Curva de oferta pozo BS-109.....	39
Figura 14 Capacidad de producción pozo BS-109	39
Figura 15 Eficiencia, etapas, potencia REDA DN1800	40
Figura 16 Producción a distintas frecuencias	45
Figura 17. Curva de declinación del pozo BS-109	47

Índice de Tablas

Tabla 1 Condiciones de aplicación optima de los sistemas de producción	10
Tabla 2 Propuestas de optimización de producción pozo BS-109	29
Tabla 3 Ensamblaje hidráulico	30
Tabla 4 Propiedades hidráulicas del pozo BS-109	31
Tabla 5 Metodología de diseño de la geometría hidráulica.....	31
Tabla 6 Relación de áreas	33
Tabla 7 selección geometría de la bomba.....	35
Tabla 8 Ensamblaje de fondo electrosumergible.....	37
Tabla 9 Bomba REDA DN 1800.....	40
Tabla 10 Parámetros de producción REDA DN- 1800	41
Tabla 11 Selección del motor	42
Tabla 12 Selección del cable	43
Tabla 13 Características del equipo electrosumergible	43
Tabla 14 Precios ESP	45
Tabla 16 Producción de fluidos pozo BS-109	46
Tabla 15 Comparación de las propuestas técnicas	49

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

En el bloque 49 se encuentra el Campo Bermejo el cual está ubicado en la zona oriental del Ecuador. La producción del pozo BS-109 tiende a declinar por el alto porcentaje de agua y sedimentos (bsw) presentes que equivalen al 60%. Por medio del reservorio Hollín principal la cual es su arena de aporte lo que con lleva a una problemática existente ocasionada por la migración de finos que afectan de manera directa al sistema de levantamiento artificial tipo jet el cual está instalado.

En la presente investigación se evaluará las causas principales de la migración de finos y como afecta al sistema hidráulico jet, además de sus consecuencias y lo que implica acarrear una alta distribución de recursos económicos en el monitoreo y mantenimiento de las unidades Mobile test Unit (MTU). Por tanto, se determinará los aportes científicos para la instalación de un sistema de levantamiento artificial eléctrico, para ello se indicará los efectos de la implementación de este sistema lo cual se detallará durante la recopilación de la información con la finalidad de aplicar estudios teóricos en la parte práctica.

Posteriormente se analizará el escenario de dos propuestas técnicas que representa un incremento de producción por la sustitución de un sistema BES o el diseño de una geometría hidráulica optima. Como universo se sitúa al Campo Bermejo y como análisis de el pozo BS-109. Donde se evidencie los recursos y materiales que se utilizan como el uso de una hoja de cálculo Excel y el uso de un software que permita determinar la selección de la geometría de la bomba jet y el equipo BES respectivamente según las características de diseño, por consiguiente, simular la producción del pozo con la finalidad de identificar la producción total.

Cabe mencionar que se establecerá una composición química que permita remover el daño de formación. Finalmente se realizará una evaluación de las dos propuestas en función del incremento de petróleo. En la última sección por medio de un análisis cuantitativo se presentará la tasa de declinación estimada a un año de la intervención.

Planteamiento del problema

La producción del Bloque 49 Campo Bermejo presenta un incremento de producción de agua al estar en contacto con el acuífero de fondo de Hollín principal, razón por la cual se ve afectado de manera directa la bomba hidráulica instalada en el pozo BS-109, por lo tanto, se dificulta manejar altos volúmenes de fluido desarrollándose así distintas fallas en el sistema de producción hidráulico. Como la obstrucción existente en los filtros de fondo, provocado por una extensa migración de finos desde la cara de la formación hacia la garganta del sistema jet, generando cavitación y desgaste afectando un taponamiento de los jets de una manera abrupta.

El incremento de la producción de agua afecta de manera general al sistema, generando corrosión en los elementos móviles de la bomba ya que al manejar altas concentraciones de salmuera afecta de manera directa con valores de 32858 ppm. Los problemas de rendimiento se ven reflejados en la pérdida económica de recursos por el mantenimiento y optimización de unidades de Mobile Test Unit (MTU) generando altos costos. Cabe recalcar que el pozo contiene un porcentaje de agua y sedimentos (bsw) del 60%, al ser una tasa muy alta la capacidad de producción excesiva no permite un rendimiento óptimo en la recuperación de fluidos, por más que se incremente la geometría de la bomba el exceso de Draw Down imposibilita la recuperación total de fluidos. Al utilizar un fluido motriz de la formación el costo de tratamiento químico y limpieza tiende a ser demasiado costoso en comparación a otros sistemas. De igual

manera el excesivo empuje hidráulico desata un desequilibrio de la bomba ocasionando bajas velocidades de circulación.

Problema científico

¿Cuáles son las causas técnico económicas que disminuyen la producción de petróleo del pozo BS-109 completado con bombeo electrosumergible del campo Bermejo?

Preguntas científicas o directrices

¿Cuáles son los efectos que produce la migración de finos en la producción de hidrocarburos?

¿Qué es el Draw Down para optimizar la producción.?

¿Cuáles son los sistemas de producción?

¿Qué tanto es el incremento de producción que experimenta un nuevo sistema de producción?

¿Cuáles son los factores mecánicos y variables de producción que intervienen al incrementar la tasa del pozo B-S109?

¿Cómo influye económicamente la instalación de un sistema electrosumergible?

¿Qué tipo de componentes se establecen en la configuración del BHA de fondo con la bomba?

¿Cuáles son las características del equipo de levantamiento hidráulico y electrosumergible?

¿Cuál es la producción del sistema implementado en un año?

Objetivo general

- Determinar la factibilidad del cambio de sistema de producción hidráulico a electro sumergible mediante un análisis técnico.

Objetivos específicos

- Determinar los problemas operacionales en el sistema de producción artificial hidráulico del pozo BS-109.
- Rediseñar la geometría de la bomba y seleccionar el equipo electrosumergible adecuado en función del índice de productividad y recuperación de hidrocarburos.
- Realizar un análisis técnico comparativo del cambio de Sistema hidráulico al Sistema Electro sumergible por medio del incremento de producción.

Justificación.

La presente investigación se realiza para que se logre una optimización de la producción de hidrocarburos en el pozo BS-109, pues al tener un alto potencial de recuperación el sistema de levantamiento artificial hidráulico instalado no permite aumentar el Draw Down por más que se analicen distintas geometrías de bomba tipo jet. Por esta razón se va implementar el sistema electrosumergible que ayude a evitar un desgaste en los equipos de subsuelo originados por la corrosión y el exceso de presiones que experimenta la tubería por el fluido utilizado. De igual manera es de vital importancia ya que permite manejar altos valores de producción con un manejador de gas e inyección de químicos por capilares que permiten evitar la corrosión de manera directa hacia los equipos. Cabe recalcar que el proyecto se fundamenta en un incremento de recursos económicos pues al extraer de manera controlada los fluidos del pozo se analiza el beneficio costo de implementar este nuevo sistema. Según el artículo 49 de actividades explotación del reglamento de operaciones de la ley de hidrocarburos acuerdo No. MH-MH-2018-0001-AM estipula que constituyen actividades de explotación, la completación y pruebas iniciales: reacondicionamiento de pozos (con torre o sin torre) que afecte o no al yacimiento:

cambio de arena productora, producción conjunta de yacimientos: instalación de sistemas de levantamiento artificial: construcción y operación de facilidades de producción; uso y quema de gas se realizara el cambio del sistema de levantamiento artificial de hidráulico a electrosumergible para incrementar la producción del campo Bermejo bloque 49.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

Campo Bermejo ubicación

El Campo se sitúa en la región oriental de la Amazonia Ecuatoriana, a 60 kilómetros (km) de la ciudad de Lago Agrio la mayor parte del área se encuentra. Dentro del Bloque 49 se encuentran 4 campos productores, el Rayo Bermejo Norte, Bermejo este, Bermejo sur, El rayo como se indica en la ilustración 1. (Perez, 2019)

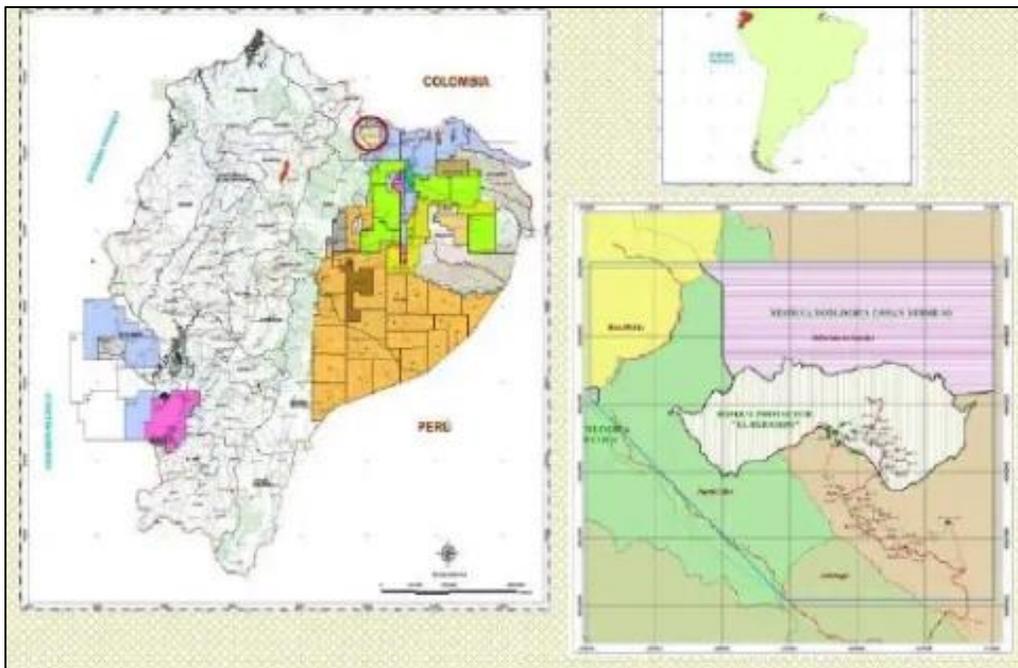


Figura 1 Campo bermejo ubicación

Geología estructural

Estructuralmente el Campo está conformado por varias fallas inversas secundarias cuyas direcciones son este oeste y norte sur E-O y N-S las cuales forman barras impermeables. El anticlinal Bermejo Sur posee un doble cierre ubicado en dirección desde el oeste hasta el sur del siguiente anticlinal que consta en el norte de bermejo. Tiene un eje Norte 70grados Oeste a Norte

40 grados oeste la estructura tiene una extensión super mayor que en el Norte de Bermejo. La acumulación de disantos hidrocarburos no se ve afectado por la falla normal longitudinal que posee un ángulo enorme.

Problemas operativos del pozo BS-109

A continuación, se indican los problemas existentes en el pozo los cuales afectan de una manera directa la producción de hidrocarburos por medio del sistema tipo jet hidráulico.

Problemas Operativos del Bombeo tipo jet

Es, también conocido como bomba jet, es un tipo de bomba utilizada para la extracción de agua subterránea. Aunque es una tecnología ampliamente utilizada debido a su simplicidad y bajo costo inicial, presenta algunos problemas operativos que pueden afectar su eficiencia y durabilidad. Aquí te menciono algunos de estos problemas:

Obstrucción del jet: Los jets o inyectores en el sistema pueden obstruirse por materia orgánica, sedimentos, distintos minerales. Esto puede reducir significativamente la eficiencia del sistema al disminuir el flujo de agua bombeada.

Desgaste de los componentes: Los componentes del sistema jet, bomba, el motor y los jets, están sujetos a desgaste debido a la fricción y la operación continua. Esto puede llevar a pérdidas de eficiencia con el tiempo y requerir mantenimiento frecuente o reemplazo de partes.

Problemas de succión

Si el nivel freático baja tiende un valor bajo de lo que es la capacidad de succión, puede perder su capacidad para extraer agua eficientemente. Esto puede ocurrir en períodos de sequía o si hay una sobreexplotación del acuífero.

Necesidad de ajuste constante

La eficiencia del bombeo jet puede verse afectada por pequeños cambios en la profundidad del nivel freático o en la calidad del agua. Esto puede requerir ajustes frecuentes en la configuración y el mantenimiento del sistema para mantener un rendimiento óptimo.

Sensibilidad a la calidad del agua

Algunos tipos de bombas jet son sensibles a la calidad del agua, especialmente si contiene sedimentos abrasivos o partículas que pueden dañar los componentes internos de la bomba.

Requiere fuente de energía constante

El bombeo jet depende de una fuente de energía constante, ya sea eléctrica o motriz (por ejemplo, mediante un motor a gasolina). Interrupciones en el suministro eléctrico pueden detener la operación de la bomba.

Riesgo de cavitación

En situaciones de succión insuficiente o funcionamiento incorrecto, puede ocurrir cavitación dentro de la bomba. Este fenómeno puede dañar los impulsores y otras partes internas de la bomba.

Costos de mantenimiento y operación

Aunque inicialmente es económico, el bombeo jet puede requerir costos significativos en términos de mantenimiento regular, reparaciones y consumo de energía a largo plazo, los cuales dependen del acuífero y como se opere.

Daño de formación

Se refiere a la disminución natural de flujo de hidrocarburos de una formación geológica debido a la interferencia o alteración que ocurre durante las operaciones de perforación, completación o producción del pozo. Este fenómeno es causado por distintos factores adversos que afectan la permeabilidad y el flujo de fluidos del reservorio hacia el pozo.(Bennion, 2002)

Factores que Influyen en la Salinidad de una Formación

La salinidad de una formación puede variar dependiendo del origen del agua subterránea. Puede ser agua de mar antigua que ha sido atrapada en la formación durante millones de años, o puede ser agua dulce que ha interactuado con minerales en la roca y ha adquirido cierto nivel de salinidad. Los minerales presentes en el reservorio y la capacidad intercambiarla carga iónica de las rocas presentes pueden influir en la salinidad del agua. Por ejemplo, las formaciones arcillosas o yesíferas tienden a tener aguas más salinas debido a la liberación de iones de sodio, calcio y magnesio. Procesos geológicos como la evaporación, la infiltración y la circulación de aguas subterráneas pueden concentrar sales en una formación, aumentando así su salinidad. (Ezeukwu, 1998)

Sistemas de producción

Un sistema de producción en la industria petrolera se refiere a técnicas y equipos utilizados para elevar los fluidos (generalmente petróleo, pero también gas y agua) desde un pozo hasta la superficie cuando la presión natural de la formación no es suficiente para llevarlos por sí misma. Estos sistemas son fundamentales para mantener y optimizar la producción en pozos de petróleo y gas la elección del sistema de producción adecuado depende de múltiples factores, incluyendo las cualidades del pozo, el tipo de fluido y las condiciones operativas específicas. Cada sistema tiene sus ventajas y limitaciones, y es crucial seleccionar el método más apropiado para maximizar la producción y optimizar la operación del pozo. (Capacho & Grosso, 2001) cómo se ilustra en la tabla 1 y la figura 2.

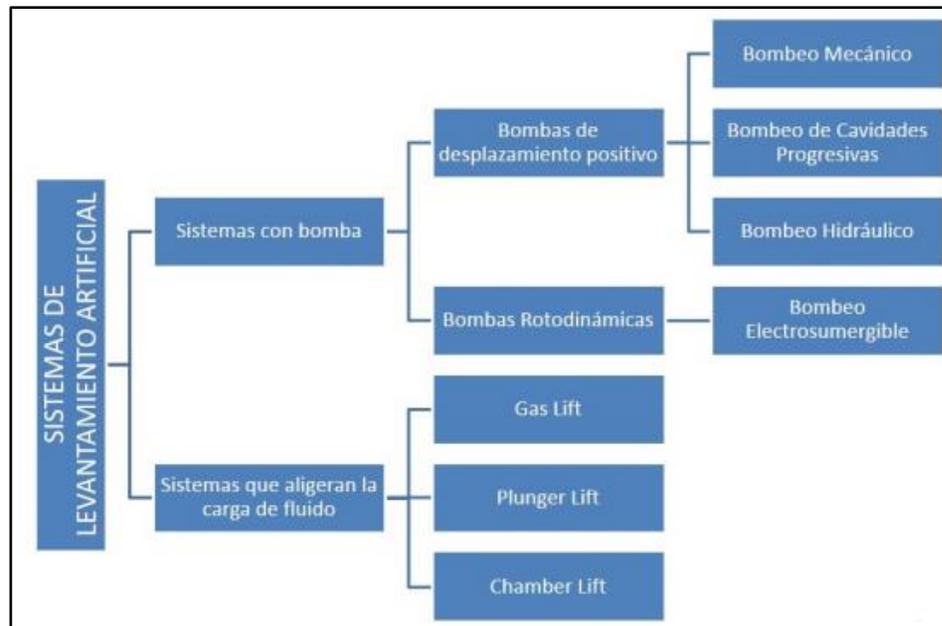


Figura 2 Clasificación de los sistemas de producción. ECONOMIDES, 2012.

Tabla 1 Condiciones de aplicación óptima de los sistemas de producción

CARACTERÍSTICA	BM	PCP	BHJ	BHP	BES	GL
Número de pozos	>1	>5	>2	>2	>10	>25
Tasa de producción (Bls/día)	10 a 300	>500	<600	<600	>1000	>1000
Profundidad de aplicación (ft)	<3000	<2500	>5000	>5000	>5000	>5000
Diámetro del revestimiento (in)	>4-1/2	>4-1/2	>4-1/2	>4-1/2	>7	>7
Inclinación del pozo (grados)	<5	<5	<10	<20	<40	<45
Severidad del dogleg (ft/100ft)	<5	<5	<3	<3	<5	<50
Temperatura (°F)	<250	<150	<150	<150	<300	<150
Presión de fondo fluyente (psi)	<300	<500	>500	<800	>500	>1000
Tipo de completamiento	Sencillo	Sencillo	Sencillo	Sencillo	Sencillo	Sencillo
Corte de agua (%)	<25	<10	<10	<10	<90	<10
Viscosidad del fluido (cp)	<500	>500	<10	<50	<50	<200
Contenido de arena (ppm)	<50	<200	<2	<2	<5	<200
Relación gas aceite (scf/STB)	<100	<50	<100	<30	<50	>1000
Tratamientos aplicados	Ninguno	Ninguno	Solventes	Inhibidores	Ninguno	Ninguno
Tipo de locación	Onshore	Onshore	Onshore	Onshore	Cualquiera	Cualquiera
Energía eléctrica	Comprada	Comprada	Generada	Generada	Comprada	Cualquiera
Espacio disponible	Amplio	Cualquiera	Cualquiera	Cualquiera	Cualquiera	Cualquiera

Bombeo hidráulico

Es un método de producción utilizado para extraer fluidos, principalmente petróleo y agua, por medio de pozos petroleros. Este método aprovecha la energía hidráulica para movilizar el fluido desde la vecindad del pozo hasta la superficie del mismo. (Wilson, 1976)

Se fundamenta su el principio en utilizar la presión hidráulica generada en la vecindad del pozo para elevar el fluido a la superficie. Consiste típicamente en los siguientes componentes:

Bomba de Superficie

En la superficie, se instala una bomba que puede ser accionada eléctricamente o mediante un motor a combustión interna. Esta bomba genera presión en un fluido (generalmente aceite o agua) que se conduce a través de una línea de alta presión hacia la vecindad del pozo.

Bomba de Fondo

Se coloca una bomba de fondo de pozo (BFP) que opera bajo la presión hidráulica generada por la bomba de superficie. La BFP está diseñada para manejar el fluido específico del pozo y puede ser de diferentes tipos, como bombas de émbolo o de pistón, dependiendo de las condiciones de los fluidos y del pozo.

Fluido de Potencia

Este fluido potencia (aceite o agua) es bombeado desde la superficie hasta la BFP a través de la línea de alta presión. Este fluido de potencia actúa sobre la BFP, generando movimiento y presión suficiente para levantar el fluido del pozo.

Producción de Fluidos

La BFP impulsa el fluido producido (petróleo, agua u otros) a través del tubing del pozo hasta la superficie, donde se separa y se trata según su composición.

Ventajas del Bombeo Hidráulico

Adaptabilidad

Puede tener una adaptación a distintos fluidos y condiciones de pozo, incluyendo alta viscosidad y presencia de sólidos.

Eficiencia

Puede manejar altas tasas de producción y es eficiente energéticamente

Flexibilidad operativa

Permite ajustes en la presión y el caudal desde la superficie para optimizar la producción.

Durabilidad

Las bombas de fondo de pozo son robustas y diseñadas para operar en condiciones severas de temperatura y presión. (Espinoza, 2001)

Bomba tipo Jet

El bombeo tipo jet, también conocido como bomba jet, es un método de levantamiento artificial utilizado principalmente para la extracción de hidrocarburos. A diferencia de las metodologías de producción, este bombeo utiliza bombas sumergibles o de superficie, el bombeo tipo jet funciona aprovechando la presión del agua para elevar el fluido desde el subsuelo hasta la superficie.

Principio de Operación

El bombeo tipo jet se fundamenta en la creación de un vacío parcial o una presión reducida en el interior de un tubo ascendente (tubing) ubicado dentro del pozo. Esto se logra mediante la inyección de agua a alta presión en un chorro (jet) a través de una boquilla colocada en la parte inferior del tubing.

Inyección de Agua

Un motor, típicamente una bomba centrífuga o un equipo similar, suministra agua desde la superficie a alta presión a través de una tubería (línea de inyección) hacia la boquilla de la bomba instalada.

Formación del Vacío

Al salir el agua a alta velocidad por la boquilla, crea una zona de baja presión o vacío en el interior del tubing. Esto genera un efecto de succión que eleva el agua subterránea junto con el agua inyectada hacia la superficie.

Mezcla y Elevación

El agua inyectada y el crudo subterránea se combinan en el interior del tubing y son elevadas hacia la superficie por la presión de la bomba de inyección. Una vez en la superficie, el agua subterránea y el agua de inyección pueden separarse mediante un separador de agua y posteriormente tratarse si es necesario. Para ello se evalúa cómo funciona el sistema en la figura 3 y la configuración en la figura 4 (G., 2014)

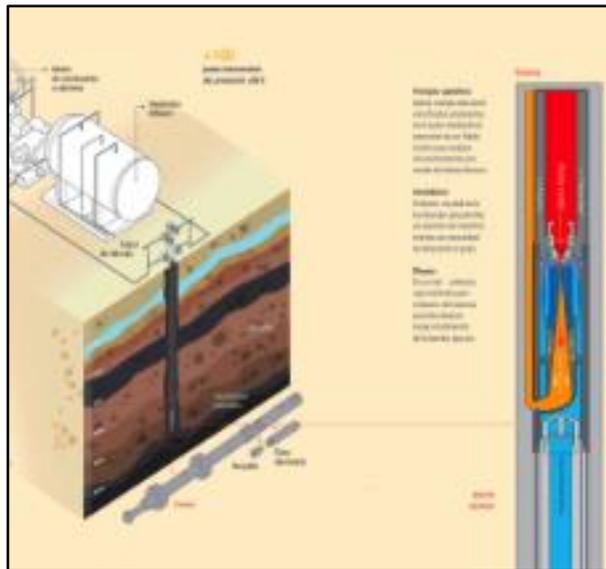


Figura 3 Esquema del sistema de bombeo hidráulico

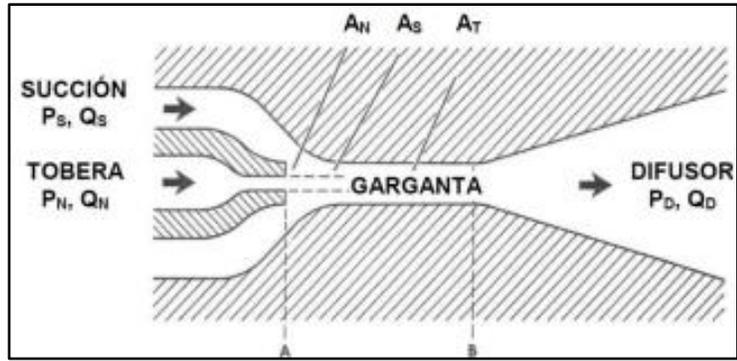


Figura 4 Esquema de la bomba tipo jet, (G., 2014)

Sistema electro sumergible

El sistema BES es un método de recuperación de hidrocarburos ampliamente utilizado en la industria petrolera para extraer fluidos, principalmente petróleo y agua, desde pozos de producción. Este sistema emplea dentro del pozo una bomba centrífuga, accionada por un motor eléctrico a distintos valores de potencia, voltaje y amperaje. (Capacho & Grosso, 2001) La figura 5 indica las partes internas el impulsor y difusor.

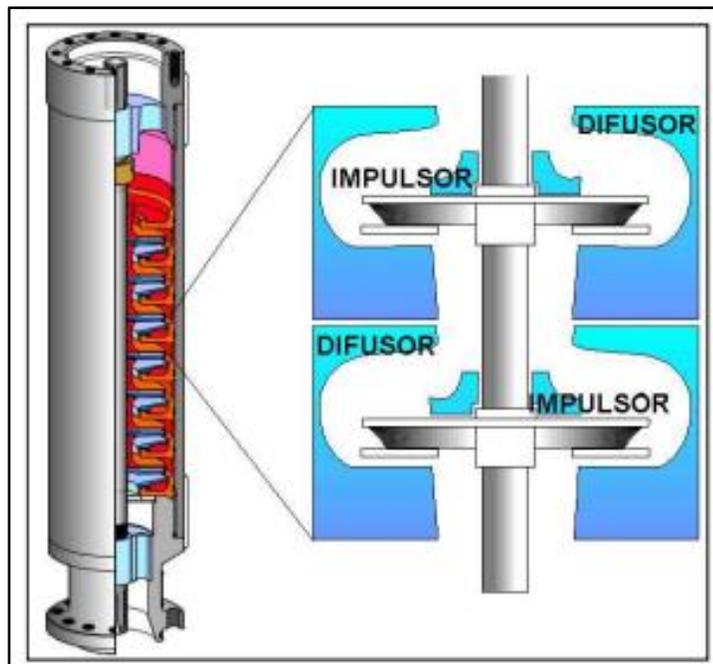


Figura 5 Bomba electrosumergible, Schlumberger - REDA

Motor

El motor eléctrico está instalado en la parte superior de la bomba, completamente sumergido en el fluido del pozo. Este motor convierte la energía eléctrica suministrada desde la superficie en energía mecánica para accionar la bomba. (Sandoval, 2020)

La capacidad de selección del motor viene dada por la siguiente ecuación:

$$HP \text{ totales} = \frac{0,47}{etapa} * \#etapas \text{ bomba}$$

Bomba Centrífuga

La bomba BES consiste en una serie de etapas de impulsores y difusores dispuestos en serie dentro de un alojamiento metálico. Estos componentes están diseñados para convertir la energía rotacional del motor en energía cinética, aumentando la presión y elevando los fluidos hacia la superficie.” (Schlumberger, 2008)

Cable de Alimentación

Conecta el motor eléctrico sumergido con la fuente de energía en la superficie. Este cable debe ser adecuadamente sellado y protegido para resistir las condiciones ambientales del pozo. (Consultants, 2004)

Protector de Cable:

Protege al cable de alimentación contra daños mecánicos y químicos, asegurando la integridad del sistema eléctrico en el entorno del pozo.

Tubing de Producción:

El fluido producido, junto con el fluido de producción, es elevado desde el fondo del pozo a través del tubing de producción hacia la superficie.

Funcionamiento del Sistema de Bombeo Electrosumergible

Generación de Energía

La energía requerida para la bomba se da por medio de un cable eléctrico el cual este seleccionado en función de los valores de voltaje el cual conecta desde la superficie hasta el fondo del pozo.

Accionamiento de la Bomba

Por medio de la transformación de energía dentro del motor existe un cambio de energía de tipo eléctrica a mecánica rotacional.

Elevación de Fluidos

La bomba BES impulsa los fluidos desde el fondo hacia la superficie a través del tubing de producción. Esto se logra mediante la creación de una diferencia de presión que empuja los fluidos hacia arriba.

Separación y Tratamiento

Una vez en la superficie, los fluidos producidos son separados, tratados y almacenados según su composición (petróleo, agua, gas).

Análisis nodal

Se considera una herramienta fundamental en la estimación de producción de petróleo que se utiliza para evaluar y optimizar el desempeño de pozos de producción. Este análisis sea enfoca en la determinación de los componentes de un sistema de producción, como el pozo, la formación, el sistema de producción y las instalaciones de superficie, con la finalidad de determinar el flujo a una determinada condición óptima y maximizar la producción de petróleo. (Granado, 2012).

Componentes del Sistema de Producción

Pozo

Incluye la geometría del pozo, el tipo de completación, la ubicación de la bomba (en caso de sistemas artificiales), la tubería de producción, entre otros.

Reservorio

Características del yacimiento como permeabilidad, espesor del pay zone, presión de la formación, como se comporta el flujo de los fluidos (petróleo, gas, agua).

Sistema de Levantamiento Artificial

Si se utiliza, se consideran los tipos de sistemas como el bombeo electrosumergible (BES), el bombeo mecánico convencional (BMC), entre otros.

Inflow Performance Relationship IPR

Llamada también IPR (Inflow Performance Relationship) es una curva que relaciona la variación de la presión de fondo fluyente versus el cambio de la tasa de producción con la finalidad de indicar la relación existente. Esta curva es fundamental en la ingeniería de producción de petróleo para entender cómo varía la producción del pozo bajo diferentes condiciones de presión y para optimizar la operación del mismo.

Componentes de la IPR

Eje Vertical (Q)

Representa el caudal de producción, medida en barriles de fluido (generalmente petróleo) por día (BFPD) o en unidades de volumen estándar.

Eje Horizontal (Pwf)

Representa la variación de la presión de fondo fluyente (Bottomhole Pressure, BHP), medida en psi o en unidades de presión. (Abarca, 2015) Tal como se indica en la figura 6. Optimización de

Producción: Permite a los ingenieros de producción evaluar cómo cambios en la presión de fondo del pozo pueden afectar la producción del pozo y optimizar la operación para maximizar la producción. La curva de oferta IPR generalmente tiene una forma hiperbólica o parabólica, lo que indica que a medida que la presión en el fondo del pozo (P_{wf}) disminuye, la tasa de producción (Q) aumenta hasta cierto punto.

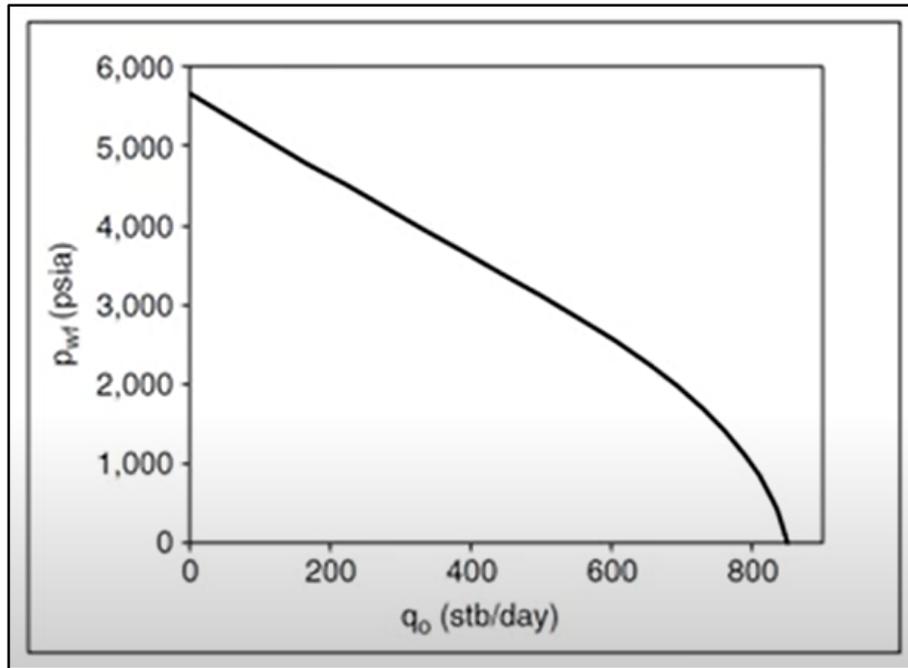


Figura 6 Diagrama típico de una curva IPR

Curva de demanda OPR

La "curva OPR" se refiere a la "Curva de Rendimiento del tubing de Producción", que es un recurso utilizado en la industria petrolera para evaluar y entender el rendimiento del tubing en un pozo de petróleo o gas. Esta curva es fundamental para determinar cómo varía la producción del pozo con respecto a la presión en el fondo fluyente (P_{wf}) y el caudal de producción. La curva VLP típicamente tiene una forma hiperbólica o parabólica, similar a la curva IPR (Inflow Performance Relationship), pero se centra específicamente en el rendimiento del tubing en lugar de la capacidad

de la tasa total del pozo La curva VLP típicamente tiene una forma hiperbólica o parabólica, similar a la curva IPR (Inflow Performance Relationship), pero se centra específicamente en el rendimiento del tubing en lugar de producción total del pozo. (Abarca, 2015). La figura 7 nos muestra un punto en común de producción entre las curvas de oferta y demanda.

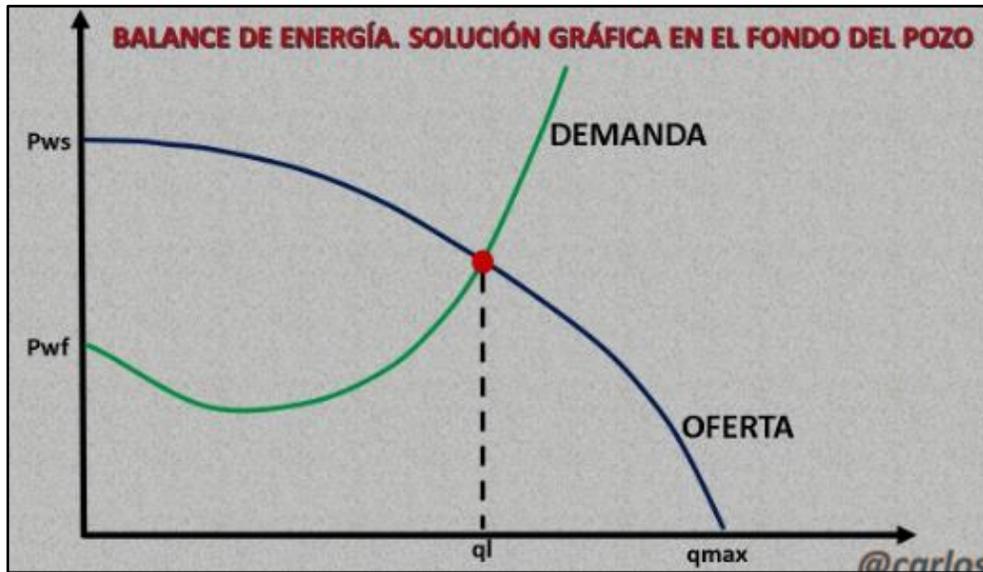


Figura 7 Curva IPR vs VLP

Ley de Darcy

La construcción de la curva de oferta IPR por medio de la ley de Darcy se fundamenta en tomar las variables petrofísicas del reservorio para lo cual se toma en cuenta la permeabilidad, el espesor el daño de formación el radio de drenaje el radio del pozo la constante de 0,00708 y la variación de producción con los datos de la viscosidad del petróleo y el factor volumétrico del mismo tal como se indica en la siguiente ecuación. (Abarca, 2015)

$$q_o = \frac{0.00708 K.h}{\left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + S + a' q_o \right]} \int_{P_{wf}}^{P_{ws}} \frac{K r_o}{\mu_o \cdot \beta_o} dp$$

Dónde:

- K: Permeabilidad en mili darcys

- q_0 : Caudal de producción bppd
- h : Intervalo o espesor en pies.
- s : Daño de formación
- $a'q_0$: Caudal en la vecindad del Pozo
- U_0 : Viscosidad del crudo cp
- $Bo\mu$: Factor volumétrico by/bn.
- K_{ro} : Permeabilidad relativa
- K_o : Permeabilidad efectiva se mide en mili darcys
- P_{ws} : Presión del reservorio en psi
- P_{wfs} : Presión de fondo fluyente en psi

La IPR utiliza los principios de la Ley de Darcy para modelar cómo varía la tasa de petróleo en función de la presión en el fondo. Los ingenieros deben tomar ideas sobre la operación y el diseño del pozo para optimizar la producción de petróleo y gas. (Abarca, 2015)

Índice de productividad

El "IP" en la industria petrolera se refiere a una medida que evalúa la eficiencia y capacidad de un pozo para producir hidrocarburos, principalmente petróleo y gas. Este índice es crucial para los ingenieros de producción y operadores de yacimientos, ya que les permite comparar y optimizar el desempeño de diferentes pozos. La ilustración 8 indica el cambio de la presión y el caudal.

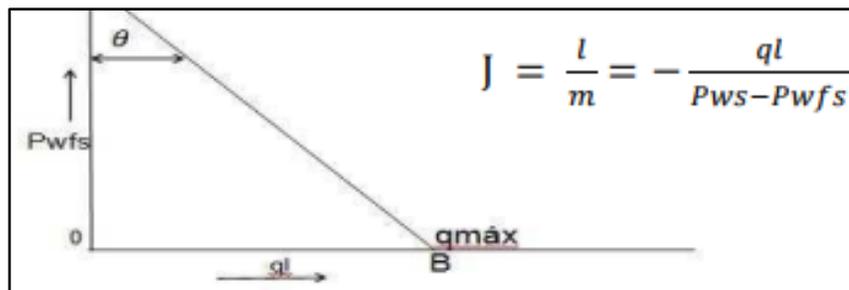


Figura 8 Índice de productividad constante

Dónde:

- q_o : Caudal de petróleo bppd
- q_w : Caudal de agua bapd
- P_{wfs} : Presión fondo fluyendo psi
- P_{ws} : Presión de reservorio psi

Curva declinación exponencial

La curva de declinación exponencial es una herramienta utilizada en la industria petrolera para modelar y predecir cómo disminuye la producción de petróleo (u otros recursos) con el tiempo en un yacimiento. Esta curva es fundamental para evaluar la vida útil de un campo petrolero y planificar estrategias de producción a largo plazo. (Pionce, 2020)

Declinación Exponencial

La curva de declinación exponencial es una herramienta utilizada en la industria petrolera para modelar y predecir cómo disminuye la producción de petróleo (u otros recursos) con el tiempo en un yacimiento. Esta curva es fundamental para evaluar la vida útil de un campo petrolero y planificar estrategias de producción a largo plazo (Pionce, 2020). Mientras que la figura 9 indica el comportamiento de la función.

$$D = D_i = \text{constante}$$
$$Np = \frac{q_i[1-(1-d)^t]}{-\ln(1-d)}$$
$$t_a = \frac{1}{D} \ln\left(\frac{q_i}{q_a}\right) = \frac{\ln\left(\frac{q_i}{q_a}\right)}{-\ln(1-d)}$$

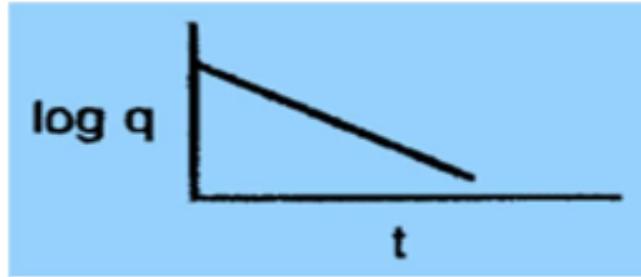


Figura 9 Representación q vs t con Declinación Exponencial

La curva de declinación exponencial es una herramienta utilizada en la industria petrolera para modelar y predecir cómo disminuye la producción de petróleo (u otros recursos) con el tiempo en un yacimiento. Esta curva es fundamental para evaluar la vida útil de un campo petrolero y planificar estrategias de producción a largo plazo.

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA

Tipo de Investigación

La siguiente investigación es un tipo correlacional ya que se realiza una evaluación entre dos propuestas técnicas que permitan seleccionar la geometría del equipo hidráulico jet y la implementación de un sistema de levantamiento artificial para su aplicación.

Diseño de investigación

Dentro del diseño investigativo tiene un carácter experimental ya que se realiza una relación entre las principales causas que se presentan en el pozo y sus efectos positivos al rediseñar los sistemas de levantamiento artificial. Además, es de vital importancia que presente un diseño transversal pues se recolectan distintos datos en una misma línea de tiempo. Con la finalidad de describir distintas variables y su consecuencia en la producción del pozo BS-109.

Selección muestral

Para el presente estudio investigativo la muestra que se evaluara es el pozo BS-109 del Campo Bermejo con el objetivo de seleccionar la técnica más adecuada para manejar distintos volúmenes de fluido con un porcentaje de bsw alto y una relación gas petróleo alta.

Recolección de datos

Dentro de la recopilación de datos como fuentes primarias se fija en la suministrada por proyectos petroleros que abarquen un rediseño del sistema de producción de tipo jet hidráulico y electro sumergible.

Mientras que la recolección de fuentes secundarias se fundamentara en un procesamiento de la información por medio de artículos científicos e información importante del pozo en mención

como, datos del reservorio, análisis pvt, pruebas de producción, completación e historiales de producción.

Instrumentos

El instrumento utilizado en la presente investigación es la revisión documentada ya que por medio de documentos existentes se identifica el estado actual del pozo por medio de documentación pública y privada de registros oficiales de las empresas operadoras del Campo Bermejo.

Análisis de Datos

Se determina uno de tipo cuantitativo el cual se efectúa utilizando una matriz de datos del pozo, reservorio, estado mecánico y análisis de producción.

Reporte de Investigación

Finalmente, los resultados habrán de presentarse a un comité de sustentación de tesis relacionados al desarrollo de proyectos de levantamiento artificial.

Estado Actual del pozo BS-109

A continuación, se describe el estado actual del pozo BS-109 analizando sus características petrofísicas, de producción, diagrama mecánico, análisis pvt y pruebas de producción.

Estado mecánico

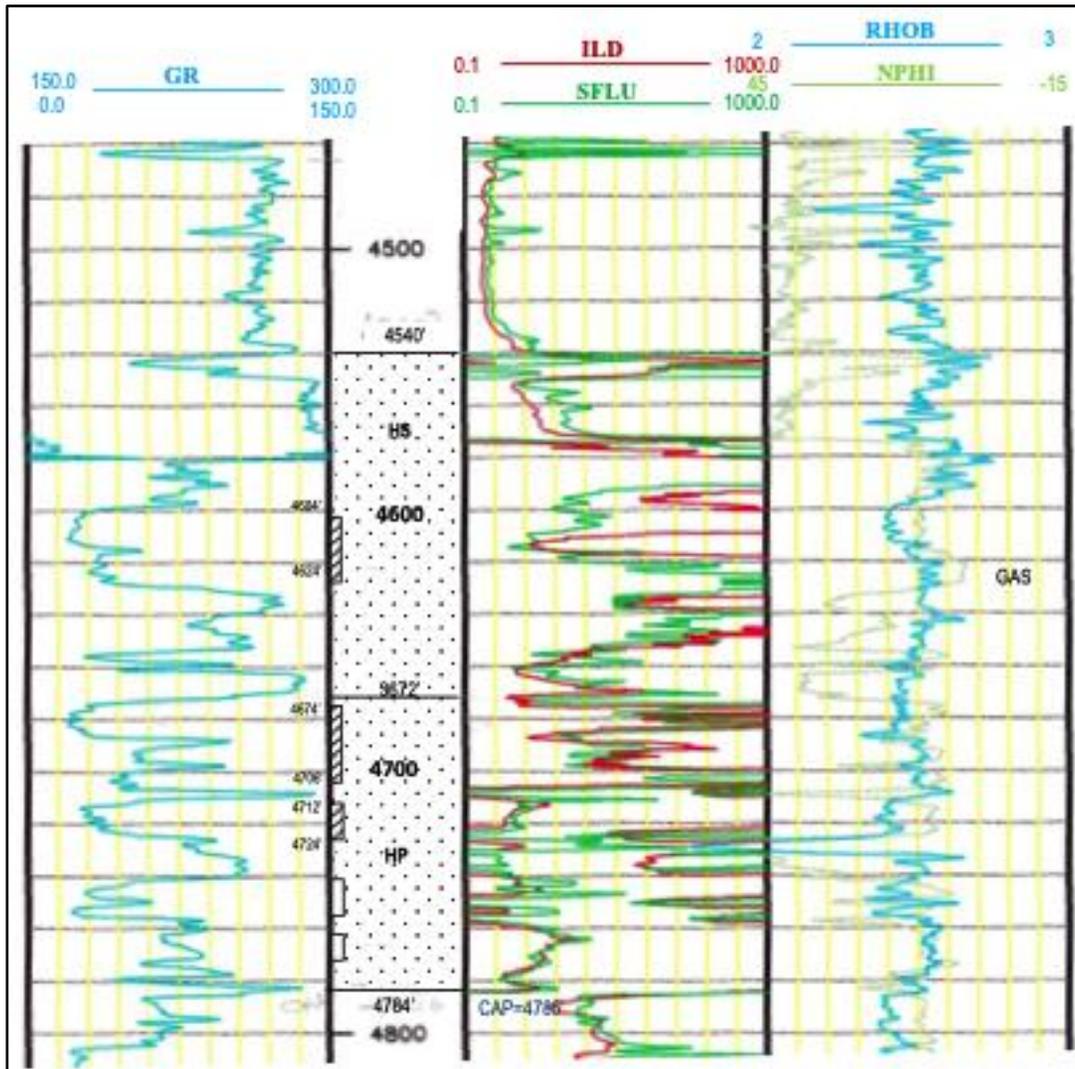
El pozo se encuentra completado con una bomba hidráulica tipo jet A con una camisa de circulación a una profundidad de 5000 pies que sirve para el asentamiento del ensamblaje de fondo.

La configuración del tubing es de 8,6 lb/ft clase B cuyo diámetro exterior equivale a 2,375 pulgadas y el interior de 1,995 pulgadas con una presión de inyección de 2700 psi.

Registros eléctricos

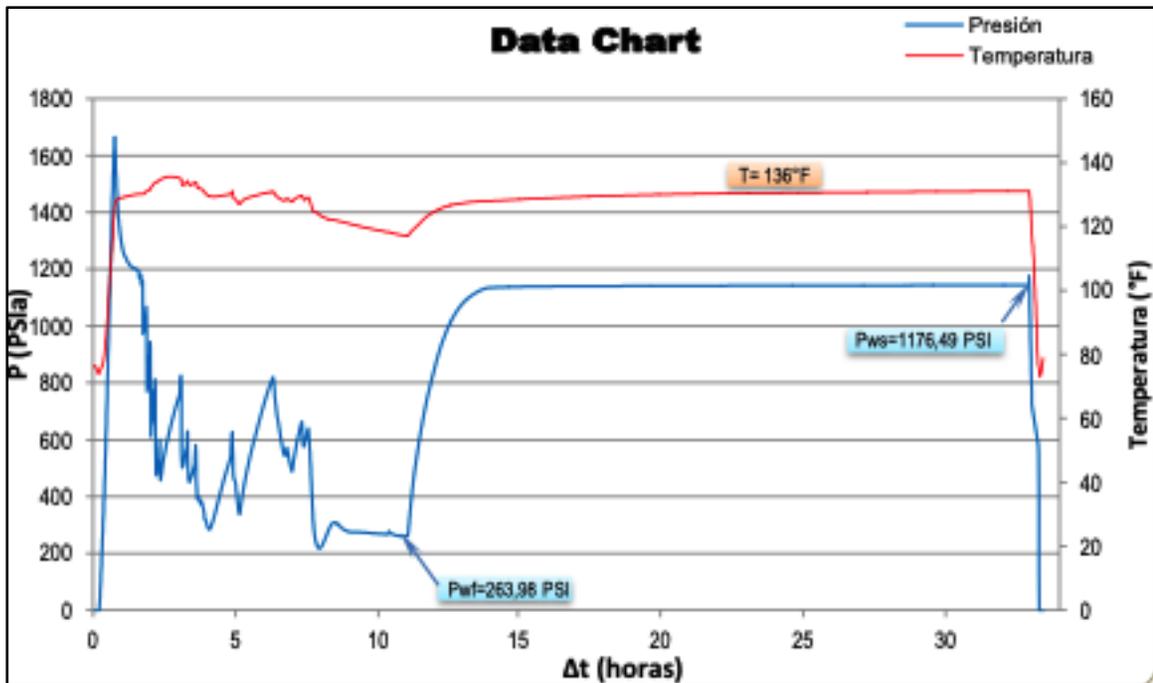
La imagen indica la zona de interés evaluada en la formación Hollín principal la cual posee los siguientes intervalos productores en los intervalos 4672 a 4706 y 4710 a 4723 pies con un espesor

neto de 49 pies, además cabe recalcar que tiene una alta concentración de salinidad equivalente a 32858 ppm los valores de porosidad equivalen al 11 & un 25 por ciento de minerales arcillosos y una saturación de crudo del 23%, tal como se aprecia en el registro eléctrico



Prueba de build up

La imagen presente a continuación indica la restauración de presión del pozo BS-109 el cual evidencia un daño deformación equivalente a 16 ocasionado por la presencia minerales arcillosos en gran cantidad con una reducción de permeabilidad cercana a 43 mili darcys con una presión de reservorio de 4000 psi y la presión de fondo equivalente a 1000 psi



Prueba de producción y análisis PVT

El pozo actualmente está produciendo a una tasa de 1050 bfpd con un porcentaje de agua y sedimentos del 60% a una presión de reservorio de 4000 psi y una presión de fondo fluente de 1000 psi cuyo índice de productividad equivale a 0,38 bfpd/psi

$$IP = \frac{Q}{Pr - Pwf}$$

$$IP = \frac{1050 \text{ bfpd}}{(4000 - 1000)}$$

$$IP = 0,35 \text{ bfpd/psi}$$

El fluido motriz que se inyecta es petróleo con una densidad API de 30 cuya viscosidad equivale a 2,5 centipoise (cp), mientras que la viscosidad del agua equivale a 0,55 centipoise (cp), el gradiente fluido motriz de la mezcla equivale a 0,3794 y la fracción de agua presente es de 0,3 cabe recalcar que las pérdidas por fricción basadas en el valor adimensional M equivalen a 1.

La relación gas petróleo tiene una equivalencia de 600 scf/stb y una presión de burbuja de 1500 psi.

Optimización de la producción.

A continuación, se indican las propuestas que se implementan para el manejo de alto porcentaje agua petróleo con una producción de fluidos con altos valores de relación gas petróleo equivalentes a una tasa de producción de 1150 barriles de fluido por día con un bsw del 60% la figura 10 indica la producción actual del pozo a una presión de fondo dada. En la tabla número 2 indica la comparación de las propuestas en función de la problemática que acarrea el pozo como son altos cortes de agua, declinación de la presión, altas relaciones gas petróleo, altas tasas de producción, valores altos de concentración de salmuera que provoca corrosión y presencia de escala que van relacionados con altos costos de mantenimiento.

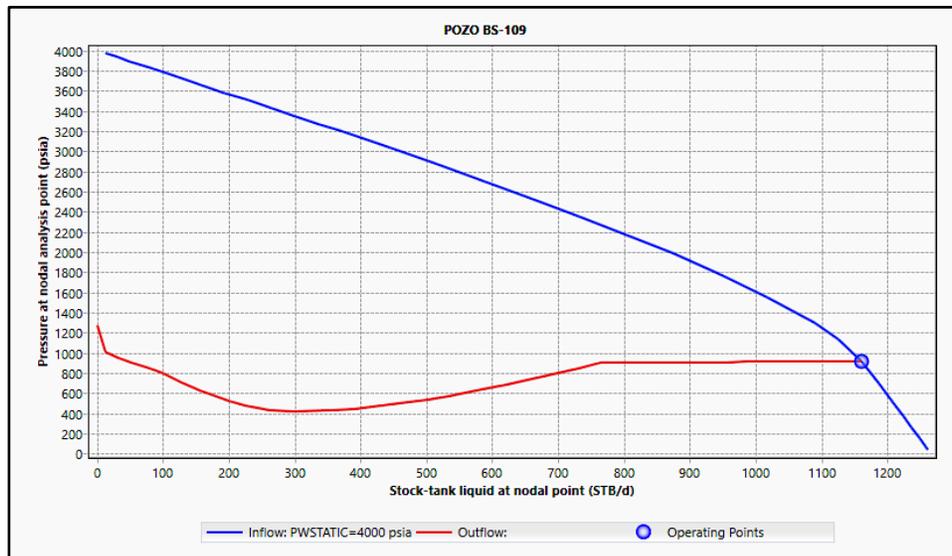


Figura 10 Curva de oferta pozo BS-109

Tabla 2 Propuestas de optimización de producción pozo BS-109

	OPTIMIZACIÓN GEOMÉTRICA		BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE			
	Actividad	Aplicación	Actividad	Aplicación	Diseño	
Altos cortes de agua	Altas tasas de fluido motriz	Desencadena una contaminación del crudo y se maneja caudales mayores a 600 barriles por día	Incremento del corte de agua	Permite que exista un control del fluido y la velocidad de la bomba	Parámetros de selección del sistema electrosumergible	Seleccionar la bomba en función de las etapas, potencia y caudal
Declinación de la presión	Incremento de presión en superficie	Se debe manejar valores mayores a 3000 psi	Producción sobre el punto de burbuja	Se produce a una presión mayor a la de burbuja con un asentamiento de la bomba en función de la presión de succión con un factor de seguridad de 200 psi		Selección del motor en función del rendimiento
Altas relaciones gas petróleo	Problemas de cavitación	La aparición de cavidades de vapor que se encuentran en el fluido, que implosionan cuando se comprimen, causando un característico ruido de golpeteo, conllevando a consecuencias graves en el sistema.	Control de la relación gas petróleo	La instalación de un separador para evitar cavitación de la bomba		Selección del protector y función. Del diámetro de la bomba
Altas tasa de producción	Rediseño de la geometría de la bomba	En algunos casos se cuadruplica el área de la cámara versus la tobera	Variación de producción	Control de la velocidad de la bomba para tener mayor eficiencia y aumentar la producción		Seleccionar el separador de gas en función del gas libre.
Altas concentraciones de salmuera que provoca corrosión Y presencia de escala	Corrosión	Desgaste en las partes móviles y mecánicas de la bomba	Control	Control situaciones de corrosión, escala y parafina con la inyección de químico		Selección del cable de potencia, camisa, caja de venteo, sensores, centralizadores
Altos costos de mantenimiento de la Unidad MTU	Altos costos de unidad MTU Fluido inyector Operación lenta por		Viabile	El sistema electrosumergible se alquila y comparado a la mtu económicamente es rentable		Selección y pruebas del variador por medio de la variación de frecuencia en la producción

Rediseño de la geometría de la bomba

Para el diseño de la geometría de la bomba optima se fundamenta en los valores establecidos de producción, análisis de presión volumen y temperatura, detalles mecánicos de la completación hidráulica presiones de inyección y valores de diseño para el sistema hidráulico tal como se presenta en la tabla 3, mientras que en la ilustración 11 se indica un bosquejo de la geometría diseñada.

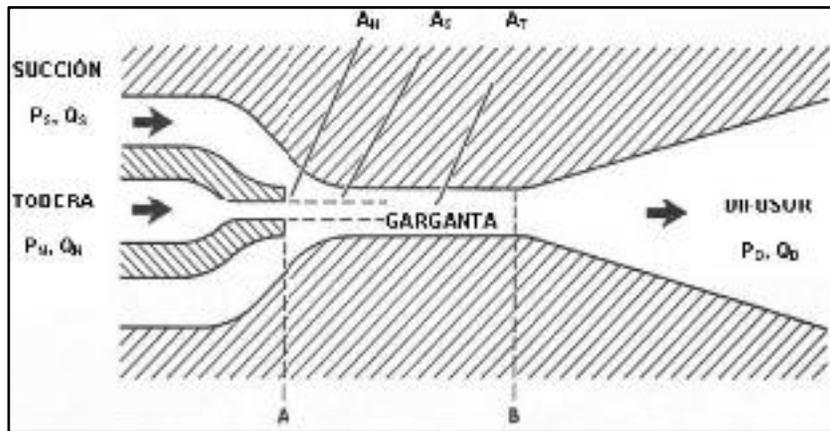


Figura 11 Geometría diseñada

Ensamblaje de fondo

La tabla 3 se indica el ensamblaje hidráulico de fondo del pozo cuyas características muestran el componente y los diámetros internos y externos.

Tabla 3 Ensamblaje hidráulico

Componentes	OD (in)	ID (in)
Tubing N80	3 ½	2,992
Camisa	3 ½	2,81
Tubing N80	3 ½	2,992
No-go	3 ½	2,81
Tubing N80	3 ½	2,992
Unión on-off	3 ½	2,81
Tubing N80	3 ½	2,992
Packer	7x3 ½	2,992
Tubing N80	3 ½	2,992

Tabla 4 Propiedades hidráulicas del pozo BS-109

Profundidad	h (ft)	5000
Longitud tubería de producción	L (ft)	6000
Diámetro exterior tubería de producción	Dotp (in)	2,375
Diámetro interior tubería de producción	Dotp (in)	1.9950
Diam. interior tubing retorno	Ditg (in)	4,892
Presión de cabeza	pwh (psi)	100
Tipo de fluido	oíl	
Grado del petróleo	API	30
Gradiente de agua	Gw	0.450
Viscosidad del petróleo	Uo (cp)	2.50
Viscosidad del agua	Uw (cp)	0.550
RGP	GOR	600
Relación de agua	Fw	0.30
Caudal de petróleo	Bppd	460
Tasa de producción	Bfpd	1150
P. de fondo	Psi	1000
P. de operación superficie	PS (psi)	3000
Factor M	Perdidas de fricción	1
Gradiente fluido motriz	GN (Petróleo)	0,3794

Metodología de diseño geometría hidráulica

Para seleccionar la geometría de la bomba se fundamenta en la siguiente metodología que describe paso a paso los cálculos requeridos que se basan en la determinación de gradientes, caudales y presiones de inyección además de relaciones de secciones para lo cual se realizó en una hoja de cálculo Excel con la finalidad de obtener la geometría óptima para la producción de 1570 barriles de fluido por día la tabla 4 indica el cálculo de una geometría hidráulica.

Tabla 5 Metodología de diseño de la geometría hidráulica

1. Se fija la presión en superficie	Equivalente a 3000 psi
2. Calcula el gradiente de oíl	$G_0 = \frac{0.433 \times 141.5}{131.5 + \text{°API}}$
3. Calcula el gradiente de la mezcla de los fluidos	$G_s = F_w \times G_w + F_o \times G_o$

4. Se calcula el factor volumétrico	$B_T = \left[1 + 2.8 \left(\frac{GOR}{P_S} \right)^{1.2} \right] F_O + F_W$
5. Se calcula el caudal del fluido motriz	$Q_N = \frac{G_S \times Q_S \times B_T}{G_N \times M}$
6. Se determina las perdidas por fricción	$P_F = \left[\frac{2.02 \times 10^{-6} \times L \times ((D_1 + D_2) \times \mu)^{0.21}}{C \times G^{0.21}} \right] G \times Q^{1.79}$
7. Se calcula la presión en la boquilla del fluido motriz	$P_N = P_T + G_N \times D - P_{FN}$
8. Se determina el caudal del fluido de retorno	$Q_D = Q_N + Q_S$
9. Se calcula la fracción de agua	$F_{WD} = \frac{Q_N + Q_S \times F_W}{Q_D}$
10. Se determina la relación gas líquido	$GLR = \frac{Q_S \times F_G \times GOR}{Q_D}$
11. Se calcula el valor de la viscosidad del fluido al retornar	$\mu_D = F_{WD} \times \mu_W + (1 - F_{WD}) \times \mu_O$
12. Presión de descarga de la bomba	$P_D = P_{WH} + G_D \times D + P_{FD}$
13. Comportamiento de convergencia M	$M = \frac{C_3 - \sqrt{C_2 \times C_3 + C_3 \times C_1 - C_2 \times C_1 + \frac{C_4 (C_2 - C_3) H}{H+1}}}{C_2 - C_3}$

14. Cálculo del límite de cavitación	$M_L = \frac{(1-R)}{R} \sqrt{\frac{P_s}{1.3(P_N - P_s)}}$
15. Cálculo del área de la boquilla	$A_N = \frac{Q_N}{823 \sqrt{\frac{P_N - P_s}{G_N}}}$
16. Cálculo del área de mezclado	$R = \frac{A_N}{A_T}$

Posteriormente para determinar los valores de la relación del área se debe utilizar la siguiente tabla 5 que permite determinar la relación entre el difusor y la garganta.

Tabla 6 Relación de áreas

RELACIÓN DE	RANGO DE RELACIÓN DE
0.60	2.930 – 1.300
0.50	1.300 – 0.839
0.40	0.839 – 0.538
0.30	0.538 – 0.380
0.25	0.380 – 0.286
0.20	0.286 – 0.160
0.15	0.160

Geometría de la bomba hoja de cálculo Excel

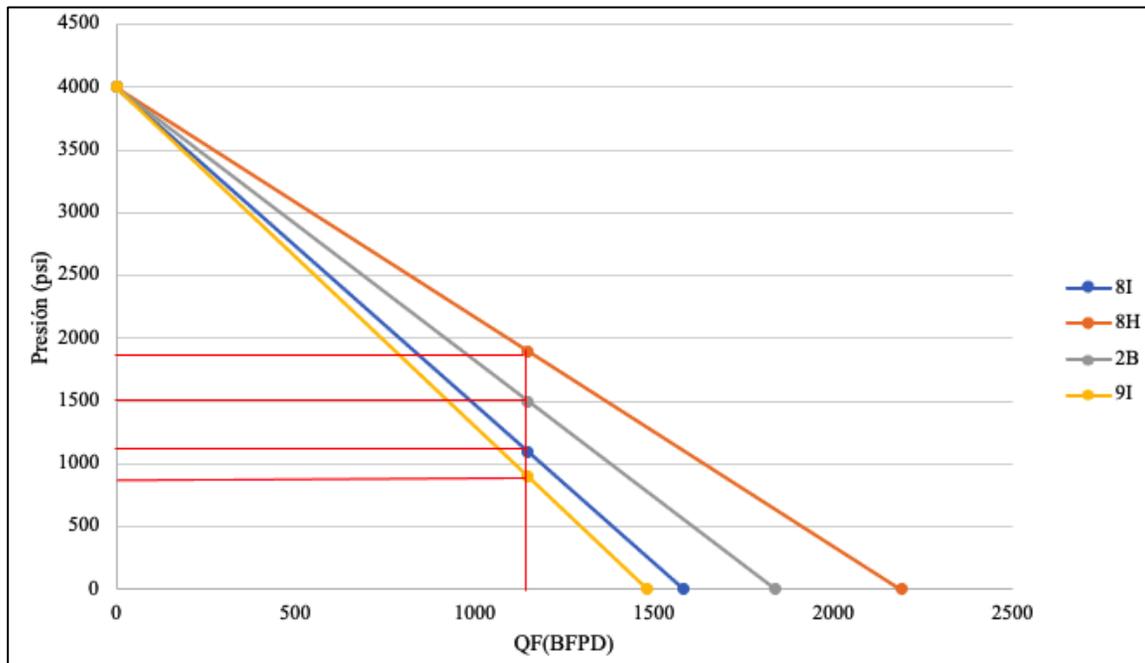
Geometría de la bomba																											
Profundidad	h (ft)	5000	Gradiente depresion del petroleo	0,37964056		Tabla 1. Relaciones de áreas óptimas <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>RELACIÓN DE</th> <th>RANGO DE RELACIÓN DE</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>0.60</td><td>2.930 – 1.300</td></tr> <tr><td>0.50</td><td>1.300 – 0.839</td></tr> <tr><td>0.40</td><td>0.839 – 0.538</td></tr> <tr><td>0.30</td><td>0.538 – 0.380</td></tr> <tr><td>0.25</td><td>0.380 – 0.286</td></tr> <tr><td>0.20</td><td>0.286 – 0.160</td></tr> <tr><td>0.15</td><td>0.160</td></tr> </tbody> </table>		RELACIÓN DE	RANGO DE RELACIÓN DE	0.60	2.930 – 1.300	0.50	1.300 – 0.839	0.40	0.839 – 0.538	0.30	0.538 – 0.380	0.25	0.380 – 0.286	0.20	0.286 – 0.160	0.15	0.160	CLAW			
RELACIÓN DE	RANGO DE RELACIÓN DE																										
0.60	2.930 – 1.300																										
0.50	1.300 – 0.839																										
0.40	0.839 – 0.538																										
0.30	0.538 – 0.380																										
0.25	0.380 – 0.286																										
0.20	0.286 – 0.160																										
0.15	0.160																										
Longitud tubería de producción	L (ft)	6000	Fraccion de petroleo	Fo	0,7			Tobera Garganta																			
Diámetro exterior tubera de producción	Dotp (in)	2,375	Gradiente de presion de fluido	Gs	0,40074839			No	Área	No	Área																
Diámetro interior tubería de producción	Diotp (in)	1,995	Factor voluetrico de formacion	Bo	2,51820947			1	0,0018	A	0,0046																
diámetro interior de la tubería de retorno	Ditr (in)	4,892						2	0,0030	B	0,0072																
presión de cabeza fluido motriz	pwh (psi)	100	Caudal fluido motriz	Qn (bfpd)	3058,89207			3	0,0038	C	0,0104																
densidad del petróleo	API	30	Factor C		31,601995			4	0,0054	D	0,0142																
gradiente de agua	Gw	0,45	Caida de presion del fluido motriz	PF (psi)	433,501149			5	0,0074	E	0,0187																
viscosidad del petróleo	Uo (cp)	2,5	Presion de fluido en la tobera	Pn (psi)	4732,52966			6	0,0094	F	0,0239																
viscosidad del agua	Uw (cp)	0,55	Caudal de fluido de retorno	Qd	1052,22302			7	0,0108	G	0,0311																
RGP	GOR	600	Gradiente de fluido de retorno	Gd	1,54093217			8	0,0122	H	0,0376																
Fracción de agua	Fw	0,3	Fraccion de agua del fluido de retorno	Fwd	0,32787726			9	0,0148	I	0,0447																
Tasa de producción	bfpd	1150	Relacion gas liquido del fluido	GLR	459,028164			10	0,0175	J	0,0526																
Presión de fondo	psi	1000	Viscocidad fluido de retorno	cp	1,86063934			11	0,0239	K	0,0654																
Presión de operación superficie	PS (psi)	3000						12	0,0311	L	0,0796																
Factor M	Perdidas de fri	1	Presion de fluido de retorno	psi	2778,7906			13	0,0450	M	0,0957																
Gradiente fluido motriz	GN (Petroleo)	0,3794	Presion de descarga de la bomba	psi	3902,33043			14	0,0658	N	0,119																
Porcentaje de agua y sedimentos	BSW	60%	Relacion de presiones	H	3,49594448																						
								R	segun la tabla		0,25																
								c1			0,5																
								c2			0,05555556																
								c3			0,075																
								c4			1,03																
								M			2,4																
								ML			1,361908544																
								An			0,075062659																
								AT	Area Tobera		0,003002506																

Interpretación del diseño geométrico de la bomba

Según el cálculo realizado en la hoja de cálculo Excel se obtiene un área de la tobera equivalente a 0,0030 por lo cual se selecciona una bomba tipo 2B cuya área de la garganta tiene una relación de 0,0072 de igual manera los valores de producción e inyección con las presiones requeridas se evidencian en la tabla 7, donde indica valores similares determinados con el software Syal.

Tabla 7 selección geometría de la bomba

Geometría	P inyección	Q inyección	Q fluido	PWF	P entrada	P descarga	Q cavitación	eficiencia
	Psi	BFPD	stb/d	PSI	PSI	PSI	BFPD	%
8I	3000	1123	1150	1900	1865	3875	1161	19
8H	3000	1161	1150	1500	1500	3881	777	22
2B	3000	1200	1150	1095	1009	3902	450	26
9I	3000	1474	1150	900	900	3700	682	20



Sistema de circulación

Tanque de Reserva El tanque contiene el fluido motriz petróleo y proporciona una reserva de líquido para la bomba.

Filtración: Es esencial filtrar el fluido para eliminar contaminantes que puedan dañar la bomba y otros componentes del sistema hidráulico.

Retorno: El sistema debe estar diseñado para permitir que el fluido regrese al tanque después de haber realizado el trabajo, cerrando el ciclo.

Equipo MTU

Las características técnicas de una MTU (Mobile Testing Unit) en el contexto de bombeo hidráulico pueden variar según el modelo y la aplicación específica.

El tipo de bomba que se utilizara es una tríples ya que el caudal de flujo que se maneja es de 165,6 l/min el cual cumple los estándares y una eficiencia del 26%.

Características	Bomba Tríples
Número de cilindros	3
Flujo	Hasta 200 l/min
Presión	hasta 5000 psi
Pulsaciones	Moderadas
Potencia	500 kW
Eficiencia	30%

Si tomamos los valores intermedios en los costos de su implementación tenemos los siguientes valores

- Sistema Hidráulico Jet: \$40,000
- Motor MTU: \$175,000
- Instalación y Mano de Obra: \$20,000
- Costos de Importación e Impuestos (15%): \$33,750

Costo Total Aproximado: \$268.750

Diseño del Sistema electrosumergible

A continuación, se presenta el diseño del sistema electrosumergible cuyo ensamble de fondo se indica uno a uno cada componente en la tabla 8.

Tabla 8 Ensamblaje de fondo electrosumergible

Componentes	OD (in)	ID (in)
Tubing N80	3 ½	2,992
Camisa	3 ½	2,81
Tubing N80	3 ½	2,992
No-go	3 ½	2,81
Tubing N80	3 ½	2,992
Unión on-off	3 ½	2,81
Tubing N80	3 ½	2,992
Packer	7x3 ½	2,992
X over+acopple	3 ½	2,992
Bomba	Equipo BES	
separador de gas		
Protector		
Motor		
Sensores		
Centralizador		

Diagrama mecánico del pozo

La figura 12 que se indica a continuación muestra el diagrama mecánico del pozo donde se analiza la producción de la formación Hollín Principal.

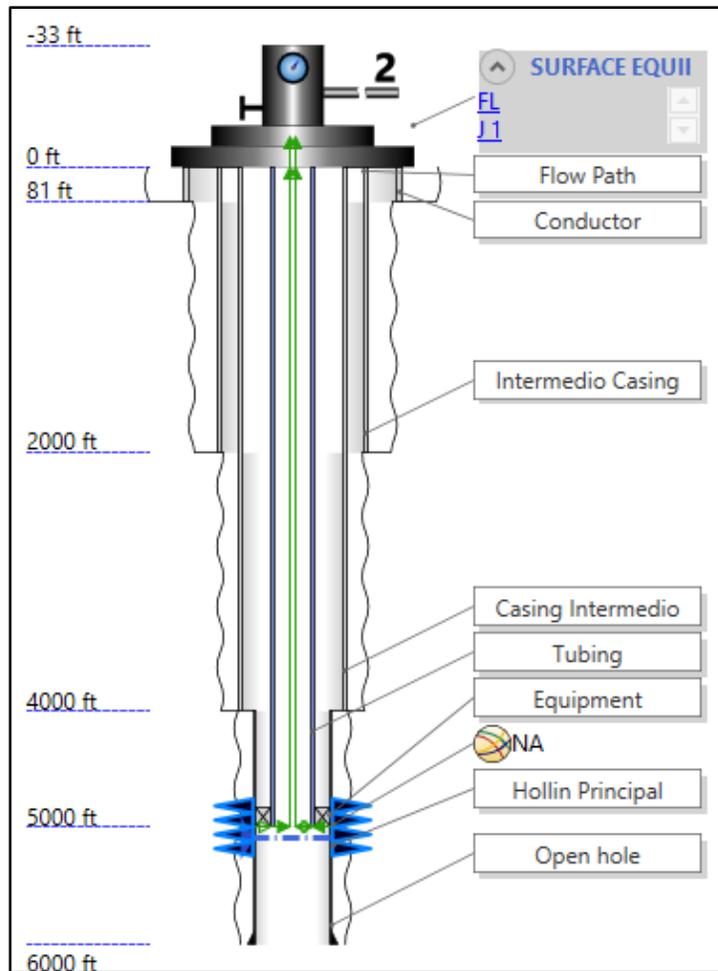


Figura 12 Esquema mecánico pozo BS-109

Curva IPR

La curva de oferta IPR se desarrolló mediante el modelo que establece de Darcy la cual se obtiene con los siguientes valores de presión de reservorio 4000 psi, espesor de la zona saturada de hidrocarburos igual a 49 pies con un valor de permeabilidad de 43 mili darcys, un daño skin de 16 y un radio de drenaje de 2000 pies. En la figura 13 se indica la construcción de la curva de oferta.

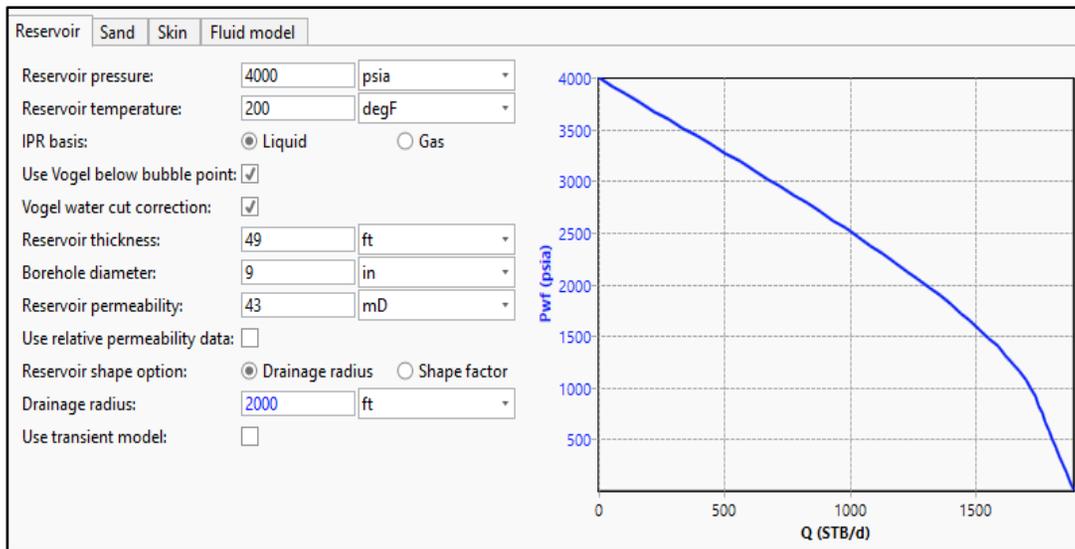


Figura 13 Curva de oferta pozo BS-109

Capacidad de producción

La ilustración 14 indica los parámetros de producción que debe levantar la bomba que se seleccione a una presión de 1545 psi se obtendrá un valor de 1570 bfpd, con un porcentaje de agua y sedimentos correspondiente al 60% y una producción de petróleo de 628 barriles con una fracción volumétrica de gas correspondiente al 22,52 % y un índice de producción de 0,64 bfpd/psi

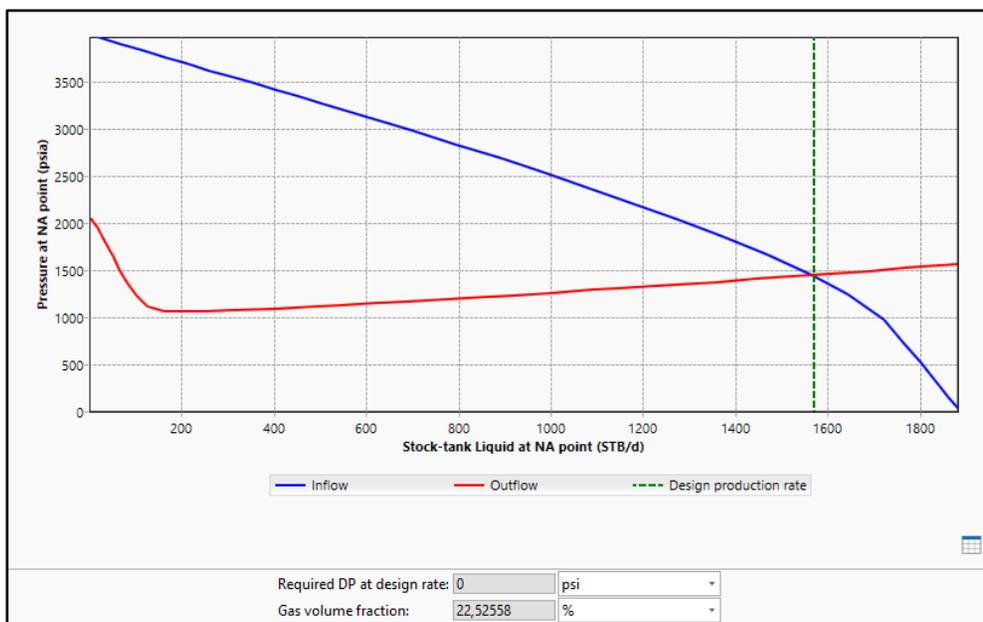


Figura 14 Capacidad de producción pozo BS-109

Selección del equipo electrosumergible

Con la tasa de producción de 1570 barriles de fluido por día se prosigue a seleccionar el equipo electrosumergible REDA DN1800 cuyas características se indican en la tabla 9, mientras que la figura 15 indica la eficiencia del 70%, una potencia de 9,37 hp, con 30 etapas la cual opera a una frecuencia de 60 Hz.

Tabla 9 Bomba REDA DN 1800

PUMP PARAMETERS			
Pump:	REDA DN1800		
Stages:	30		
Speed:	3499,992	rpm	
Efficiency:	70,43026	%	
Power:	9,377076	hp	
Head:	582,8532	ft	
Differential pressure:	222,4663	psi	
Discharge pressure:	1767,71	psia	
Fluid temperature rise:	0,3958631	degF	

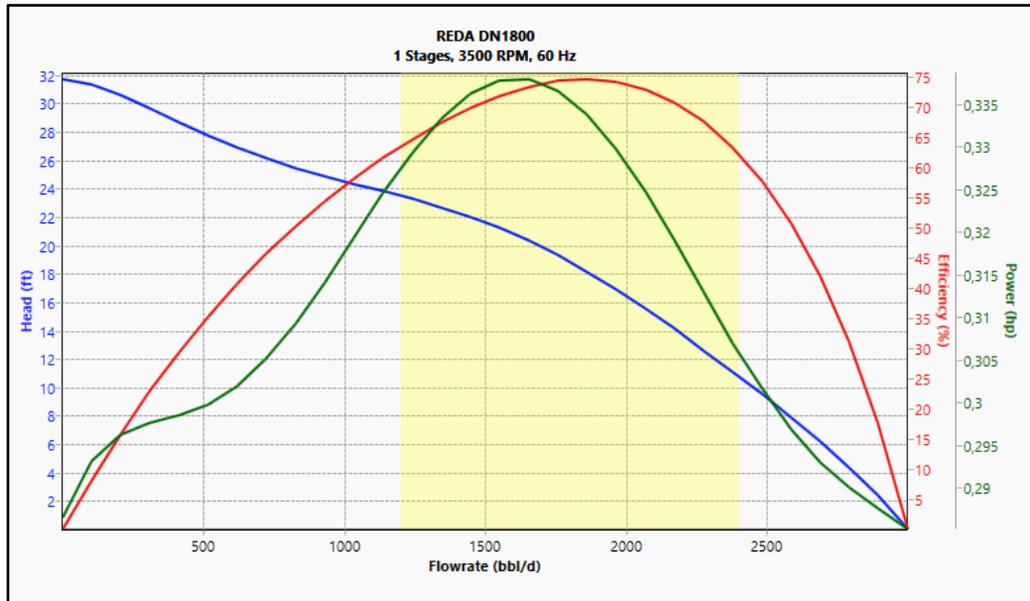


Figura 15 Eficiencia, etapas, potencia REDA DN1800

La tabla 10 indica los parámetros de operación la cual levanta un caudal de fluido de 1570 barriles hacia una presión de cabeza (pwh) equivalente a 100 psi. Con una presión intake de 1545, 24 psi y una altura dinámica de 528,85 pies.

Tabla 10 Parámetros de producción REDA DN- 1800

DESIGN PARAMETERS		
Design flowrate:	1570	STB/d
Design frequency:	60	Hz
OPERATING CONDITIONS		
Operating flowrate:	1570,418	STB/d
Outlet pressure:	100	psia
Total dynamic head:	582,8532	ft
INTAKE CONDITIONS		
Intake pressure:	1545,243	psia
Intake liquid rate:	1719,54	bbl/d
Intake gas rate:	0,0002496456	mmcf/d

Motor seleccionado

Se calcula la potencia total cuya ecuación relaciona una constante con el número de etapas de la bomba el valor resultante será la potencia mínima que debe poseer el motor seleccionado, a continuación, se indica la ecuación y la potencia requerida.

$$HP \text{ totales} = \frac{0,47}{etapa} * \#etapas \text{ bomba}$$

$$HP \text{ totales} = \frac{0,47}{etapa} * 30$$

$$HP \text{ totales} = 14,1 \text{ hp}$$

Mediante el uso de la tabla 11 se selecciona el motor REDA de serie 103 modelo PEDMT, cuya potencia equivale a 35,4 hp un voltaje de 840 voltios y un amperaje de 27,7 amperios.

Tabla 11 Selección del motor

	Manufacturer	Series	Model	Configuration	Diameter in	NP power hp	NP voltage V	NP amperage A
1	REDA	103	PEDMT	S	4,05	25,74762	720	23,5
2	REDA	103	PEDMT	S	4,05	35,40298	840	27,7
3	REDA	103	PEDMT	S	4,05	35,40298	720	32,7
4	REDA	103	PEDMT	S	4,05	45,05834	1020	29
5	REDA	103	PEDMT	S	4,05	45,05834	816	36,8
6	REDA	103	PEDMT	S	4,05	51,49524	1080	31,3
7	REDA	103	PEDMT	S	4,05	51,49524	1020	33,6
8	REDA	103	PEDMT	S	4,05	64,36906	1260	33,6
9	REDA	103	PEDMT	S	4,05	72,41519	1476	32,3
10	REDA	103	PEDMT	S	4,05	72,41519	1272	37,9
11	REDA	103	PEDMT	S	4,05	80,46132	1560	33,9
12	REDA	103	PEDMT	S	4,05	90,11668	1680	35,3
13	REDA	103	PEDMT	S	4,05	90,11668	1560	38,5
14	REDA	103	PEDMT	S	4,05	101,3813	1860	35,8
15	REDA	103	PEDMT	S	4,05	101,3813	1680	40,2
16	REDA	103	PEDMT	S	4,05	112,6458	2100	35,3
17	REDA	103	PEDMT	S	4,05	112,6458	1776	42,2
18	REDA	103	PEDMT	S	4,05	128,7381	2280	37,1
19	REDA	103	PEDMT	S	4,05	128,7381	1860	45,5
20	REDA	103	PEDMT	S	4,05	144,8304	1860	51,8
21	REDA	103	PEDMTS	T	4,05	144,8304	2640	36,06356

Selección del cable

El cable seleccionado para el equipo electrosumergible es un #10Cu de cobre debido a su alta conductividad de policloruro de vinilo que resiste la humedad y corrosión con un número de conductores de 3 para alimentación trifásica y una tierra.

La sección del conductor es de 6 mil metros cuadrados con un diámetro externo de 12 a 14 mil metros con un grado de inmersión continua de agua IP68 con una característica peso por metro de 0,15 kg y una resistencia de 3,08 ohm/km el cual permita operar a un amperaje de 27,7 amperios tal como indica la tabla 12.

Tabla 12 Selección del cable

Motor NP amperage: 27,7		A	
Show all cables: <input type="checkbox"/>			
	Name	Vdrop/1000ft	Max amps
1	#4/0 Cu	0,085	194
2	#3/0 Cu	0,11	166
3	#4/0 Al	0,13	149
4	#2/0 Cu	0,13	149
5	#3/0 Al	0,17	126
6	#1/0 Cu	0,17	126
7	#2/0 Al	0,21	110
8	#1 Cu	0,21	110
9	#1/0 Al	0,27	95
10	#2 Cu	0,27	95
11	#4 Cu	0,43	70
12	#1 Al	0,34	70
13	#6 Cu	0,68	55
14	#2 Al	0,43	55
15	#8 Cu	1,09	40
16	#4 Al	0,68	40
17	#10 Cu	1,73	30
18	#6 Al	1,08	30

Parámetros de la bomba REDA DN-1800

La tabla 13 presenta los resultados del nuevo equipo electrosumergible una bomba REDA DN-1800 cuyo motor es un REDA PEDMET con un rendimiento de potencia de 35,4 hp, además de un valor de un voltaje equivalente a 840 V una intensidad de corriente eléctrica de 27,7 Amperios, seguido de un cable #10Cu de cobre el cual suministrara la energía necesaria con una longitud de 5100 pies y un separador de gas que opera con una eficiencia del 90%

Tabla 13 Características del equipo electrosumergible

Motor:	REDA PEDMT	...
NP power:	35,40298	hp
NP voltage:	840	V
NP amperage:	27,7	A
Cable:	#10 Cu	...
Cable length below pump:	100	ft
Cable length:	5100	ft
Gas separator present:	<input checked="" type="checkbox"/>	
Separator efficiency:	90	%
Recombine gas at wellhead:	<input checked="" type="checkbox"/>	
Stage by stage calculation:	<input checked="" type="checkbox"/>	

Dimensiones del variador

Al poseer un voltaje de 8,4 kW se sugiere instalar un variador cuyo modelo es un Siemens SINAMICS V20 cuyo rango de potencia de tres fases es de 850 KW, 50/60 Hz y una interfaz de comunicación profinet, cuyas medidas son una altura de 120 mm de altura, 100 mm de ancho y una profundidad de 155 mm. El cual opera con un rango de temperatura de -10 a 50 grados centígrados.

Condiciones remotas de operación

Los generadores de diésel para estaciones petroleras en campos remotos ayudan a determinar la energía necesaria de operación en esta etapa se calcula la energía necesaria para que opere en 24 horas:

$$*Energia (KWh) = Potencia(kW) x horas de operación*$$

$$*Energia (KWh) = 8,4 kW x 24 horas*$$

$$*Energia (KWh) = 201,6 kWh*$$

La eficiencia de un generador diésel también afecta la cantidad de energía que puede generar. Un generador diésel típico consume 0,3 litros de combustible por kWh producido. En este caso se necesita 16 galones de diésel para operar el sistema de producción.

$$*Consumo de combustible = \left(0,3 \frac{\text{litros}}{\text{kWh}}\right) x 201,6 kWh*$$

$$*Consumo de combustible = 60,48 litros*$$

$$*Consumo de combustible = 60,48 litros*$$

$$*Consumo de combustible = 16 galones de diésel*$$

Según la presente tabla 14 realizar el rediseño del sistema electrosumergible tendría un costo total de \$ 300.300 dólares.

Tabla 14 Precios ESP

SERVICIO	INVERSIÓN
MOVIMIENTO DE LA TORRE	\$ 16.000,00
TRABAJO DE LA TORRE (6 días)	\$ 42.000,00
FLUIDO DE CONTROL	\$ 25.000,00
MISCELANEOS PAM	\$ 5.000,00
SLICKLINE	\$ 2.000,00
VACCUM	\$ 3.000,00
TUBERIA PAM	\$ 120.000,00
SUPERVISIÓN E INSTALACIÓN BES	\$ 60.000,00
CONTINGENCIAS (10%)	\$ 27.300,00
TOTAL	\$ 300.300,00

Producción del pozo BS-109

La imagen 16 indica BS-109 con el incremento de producción del pozo con la implementación del equipo electrosumergible REDA DN-1800 a varios valores de frecuencia desde escenarios donde se opera a 40, 50, 60 y 70 Hz respectivamente.

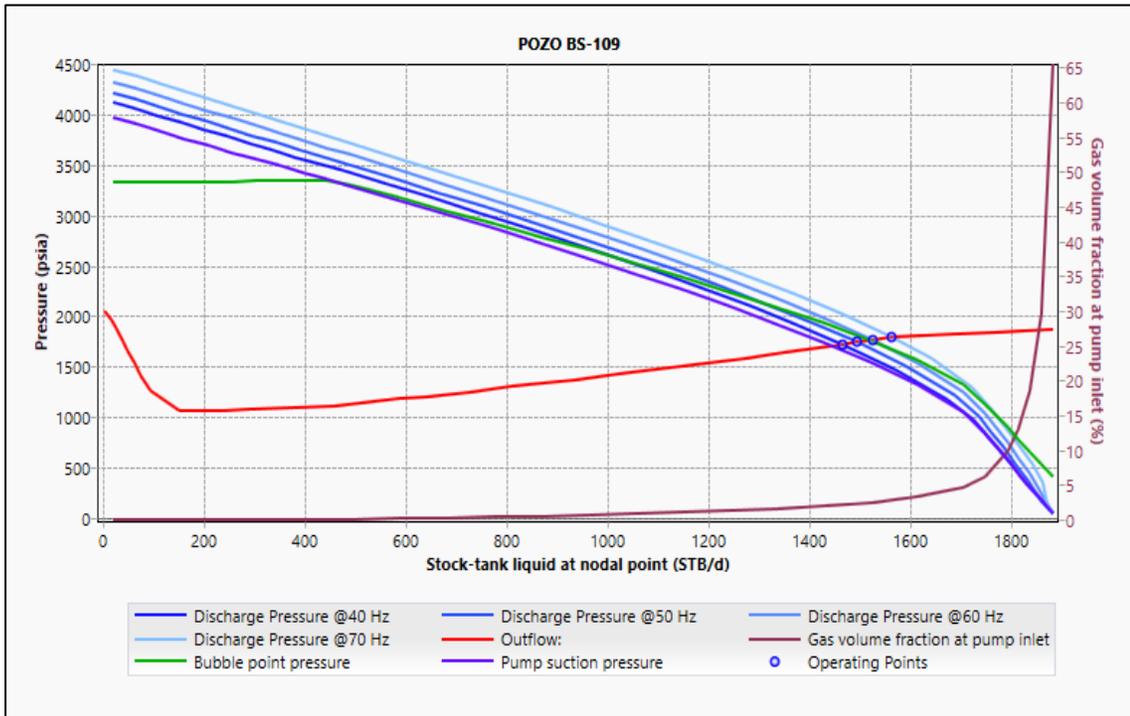


Figura 16 Producción a distintas frecuencias

Declinación de producción

Por medio del modelo exponencial con una tasa b de 0,011 la tabla 15 y la figura 17 indica la declinación de producción de barriles de fluido, agua y petróleo del pozo BS-109 en un periodo de 12 meses.

Tabla 15 Producción de fluidos pozo BS-109

Tiempo	Caudal de fluidos	Caudal de agua	Caudal de petróleo
(mes)	BFPD	BWPD	BPPD
1	1570	942	628
2	1535,84	921,50	614,34
3	1519,04	911,42	607,62
4	1502,42	901,45	600,97
5	1485,99	891,59	594,40
6	1469,74	881,84	587,89
7	1453,66	872,20	581,46
8	1437,76	862,65	575,10
9	1422,03	853,22	568,81
10	1406,48	843,89	562,59
11	1391,09	834,65	556,44
12	1375,87	825,52	550,35

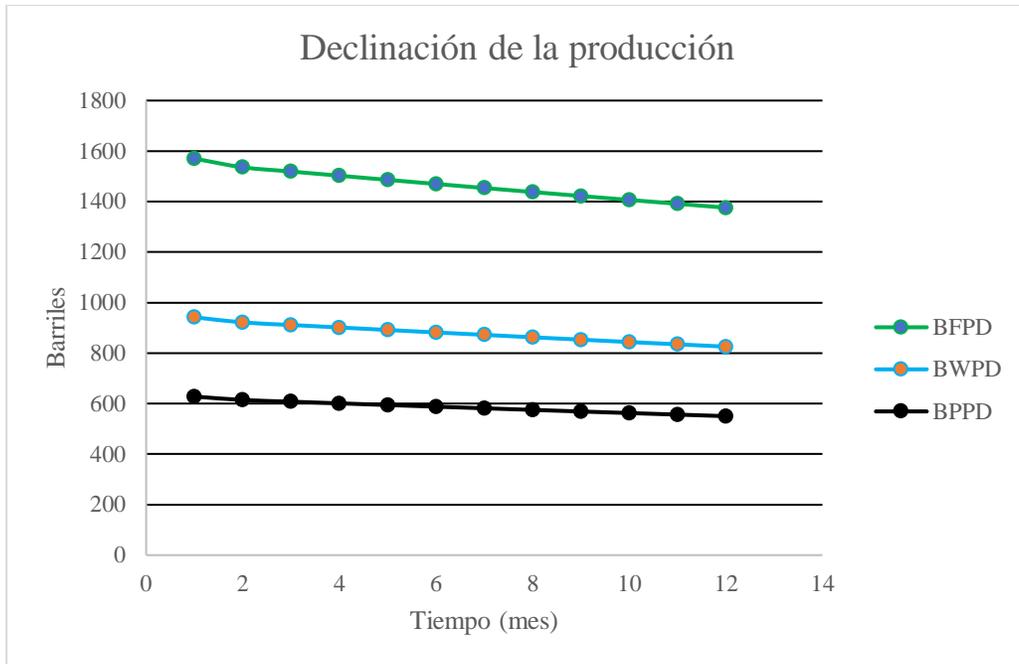


Figura 17. Curva de declinación del pozo BS-109

CAPÍTULO IV

PROPUESTA DEL DESARROLLO DEL PROYECTO TÉCNICO

A continuación, se presenta el análisis de las propuestas evaluadas en el presente estudio basados en el incremento de producción del pozo BS-109

Selección de la propuesta adecuada

La tabla 14 proporciona evidencia de la comparación de las dos propuestas sugeridas para incrementar la producción del pozo BS-109. En primera instancia el rediseño de la geometría de la bomba hidráulica JET tipo A; a JET tipo 2B con una presión de inyección de 3000 psi levanta 1150 bfpd con una presión en la entrada de la bomba de 1000 psi, un bsw del 60%, una producción de petróleo de 460 barriles evidenciando un incremento de hidrocarburos equivalente a 40 barriles con un índice de productividad de 0,38 y una eficiencia del 26%; 6 puntos más que el diseño actual. La implementación del rediseño de la geometría del bombeo hidráulico tendría un costo de \$268.750

Mientras que al rediseñar un sistema electrosumergible que costa de un equipo REDA DN-1800 con un motor REDA PEDMT, un cable #10 de cobre, y en superficie un variador tipo Sinamics que requiere una potencia de 8,4 kw que se generaría por medio de un transformador de energía que requeriría 16 galones de diésel para su operación eficiente del sistema eléctrico. La tasa de fluidos igual a 1570 barriles con una producción de hidrocarburos de 628 barriles evidenciando un incremento de 208 barriles de petróleo a una presión en la entrada de la bomba de 1545,23 y una eficiencia del 74% con un índice de productividad de 0,64 bfpd/psi. La implementación del rediseño del sistema electrosumergible tendría un costo de \$300.300 dólares. Al poseer un incremento de producción de petróleo optimo y una eficiencia mayor del sistema

electrosumergible se establece implementar el cambio de sistema hidráulico a electrosumergible en el pozo en mención.

Tabla 16 Comparación de las propuestas técnicas

Parámetros	Unidades	Condiciones actuales	Rediseño de la geometría de la bomba Jet	Equipo electrosumergible
Presión reservorio	PSI	4000	4000	4000
BSW	%	60%	60%	60%
QF	BFPD	1050	1150	1570
QW	BWPD	630	690	942
QO	BPPD	420	460	628
IP	PSI/BFPD	0,35	0,38	0,64
Incremento de producción de petróleo	BPPD	0	40	208
Equipo de levantamiento artificial		JET TIPO A	JET TIPO 2B	REDA DN-1800
Presión inyección (psi)	PSI	2700	3000
Presión Intake	PSI	900	1000	1545,23
Eficiencia	%	20%	26%	74%
Etapas		30
Motor		REDA PEDMT
Voltaje	V	840
Amperaje	A	27,7
Potencia	HP	840
Cable		#10Cu
Separador de Gas	%	90
COSTOS \$			\$268.750	\$300.300

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES

El pozo BS-109 enfrenta problemas significativos, como obstrucciones en el flujo de fluidos y cavitación en la bomba, que reducen la eficiencia y aumentan el daño de la formación. La migración de finos y las altas concentraciones de salmuera, que causan corrosión, agravan los problemas operacionales, mientras que los altos costos de mantenimiento de la unidad MTU afectan la producción. La propuesta de rediseñar la bomba hidráulica JET, de tipo A a tipo 2B, promete mejorar la eficiencia y aumentar la producción, con un incremento notable en la producción de petróleo y una mejora en la eficiencia del 26%. No obstante, el rediseño implica un costo significativo de \$268,750. Desde una perspectiva ambiental el aumento en la producción podría generar beneficios económicos, pero también debe evaluar cómo estos cambios afectan la calidad del agua y la salud del suelo, minimizando el impacto ambiental. Las políticas locales pueden influir en los costos operativos y de mantenimiento, además de dictar normativas ambientales estrictas que deben cumplirse. La implementación del rediseño también podría verse afectada por las prioridades políticas relacionadas con el desarrollo sostenible y el manejo de recursos naturales.

La revisión del pozo BS-109 revela varios problemas críticos que afectan la producción, como obstrucción del flujo de fluidos, cavitación en la bomba actual, y un alta relación gas petróleo. La propuesta de cambiar a un sistema electrosumergible, con un equipo REDA DN-1800 y motor REDA PEDMT, muestra un notable incremento en la producción, alcanzando 628 barriles de hidrocarburos con una eficiencia del 74%. La nueva bomba opera a una presión de entrada de 1545,23 psi, lo que supera las limitaciones del sistema hidráulico actual. Aunque el costo de implementación es de \$300,300, el aumento en la tasa de producción y la eficiencia del

sistema justifican la inversión desde una perspectiva económica. Sin embargo, es esencial considerar los impactos ambientales, como el consumo de diésel para el generador, y alinearse con las regulaciones políticas del País para asegurar el cumplimiento de las normativas y obtener las aprobaciones necesarias. Este enfoque integral garantiza que el rediseño no solo mejore la producción, sino que también sea sostenible y viable a nivel local.

Comparando los sistemas para el pozo BS-109, el sistema electrosumergible REDA DN-1800 destaca por su capacidad superior en producción y eficiencia frente al sistema hidráulico JET tipo 2B. El sistema electrosumergible incrementa la producción en 208 barriles de petróleo, alcanzando un total de 628 barriles con una eficiencia del 74%. En contraste, el JET tipo 2B mejora la producción en un 26%, lo que resulta en un incremento menor de 40 barriles de petróleo. Aunque la implementación del sistema electrosumergible tiene un costo de \$300,300, frente a los \$268,750 del JET, el significativo aumento en la producción justifica la inversión desde una perspectiva económica. No obstante, el electrosumergible implica mayores desafíos ambientales debido al consumo de diésel y requiere cumplir con estrictas regulaciones políticas en Ecuador. En conclusión, el sistema electrosumergible ofrece una mejora operativa considerable, pero su implementación debe equilibrar el impacto ambiental y el cumplimiento normativo para asegurar una solución sostenible y eficiente a largo plazo.

RECOMENDACIONES

Para abordar los desafíos del pozo BS-109, se recomienda implementar el rediseño de la bomba hidráulica JET tipo 2B, que ofrece mejoras significativas en eficiencia y producción. Sin embargo, es crucial realizar un análisis exhaustivo de los impactos ambientales antes de proceder, asegurando que las nuevas operaciones minimicen la contaminación y gestionen adecuadamente los residuos. Además, se debe evaluar el costo total del rediseño en relación con los beneficios a largo plazo, considerando los costos operacionales y de mantenimiento. Desde una perspectiva política, es importante alinear el proyecto con las políticas energéticas y ambientales del Ecuador, obteniendo las aprobaciones necesarias para cumplir con las normativas. La combinación de estas estrategias garantizará no solo una mejora en la producción, sino también la sostenibilidad y aceptación del proyecto en el contexto local.

Se recomienda proceder con el rediseño del sistema electrosumergible en el pozo BS-109, dada su capacidad para aumentar significativamente la producción de hidrocarburos y mejorar la eficiencia operativa. A pesar del alto costo inicial de \$300,300, el incremento en la producción de 208 barriles adicionales y una eficiencia del 74% hacen que la inversión sea justificable. Sin embargo, es crucial llevar a cabo una evaluación ambiental exhaustiva para mitigar el impacto del consumo de diésel y asegurar la gestión adecuada de residuos. Además, se debe obtener la aprobación de las autoridades políticas locales para cumplir con las normativas y regulaciones vigentes en Ecuador. Implementar estas medidas garantizará que el cambio no solo mejore el rendimiento del pozo, sino que también sea sostenible y conforme con los requisitos legales y ambientales.

Se recomienda la implementación del sistema electrosumergible REDA DN-1800 para el pozo BS-109 debido a su capacidad para incrementar la producción de petróleo en 208 barriles

adicionales. Sin embargo, es esencial abordar los desafíos ambientales, particularmente el impacto del uso de diésel para el generador. Se debe desarrollar un plan de manejo ambiental que minimice las emisiones y el impacto del consumo de combustible. Además, es fundamental cumplir con las estrictas regulaciones políticas y ambientales del Ecuador, asegurando que el proyecto obtenga las aprobaciones necesarias y se alinee con las políticas de desarrollo sostenible del país. Esta recomendación garantiza que el sistema electrosumergible no solo mejore la eficiencia operativa, sino que también sea una opción viable y respetuosa con el entorno local y las normativas vigentes.

Bibliografía

- Abarca, I. A. (2015). *Producción de Hidrocarburos 1*. Maracaibo: Instituto Universitario Politecnico Santiago Mariño.
- Bennion, D. B. (Noviembre de 2002). An Overview of Formation Damage Mechanisms Causing a Reduction in the Productivity and Injectivity of Oil and Gas Producing Formations. *Petroleum Technology*.
- Capacho, R. P., & Grosso, J. L. (2001). *Criterio para la selección del sistema de levantamiento artificial para crudos pesados y extrapesados*. ECOPETROL.
- Consultants, E. o. (2004). Bombeo electrosumergible: Analisis, Diseño, Optimización y. 15.
- Espinoza, Q. (2001). *Levantamiento Neumático e Hidráulico tipo pistón y tipo jet*. Bucaramanga : ECOPETROL.
- Ezeukwu, T. (1998). Fines-Migration Control in High-Water-Cut Nigerian Oil Wells, Problems and Solutions.
- Faruk Civan, F. C. (14 de February de 2007). Reservoir Formation Damage.
- G., V. M. (2014). *Levantamiento Artificial*. Quito, Ecuador.
- Granado, G. Y. (2012). *Determinación de parámetros de producción de los pozos del campo pacoa-bloque 1, mediante la aplicación de la técnica de análisis nodal para la optimización de la producción*. Universidad Estatal Peninsula de Santa Elena.
- Pionce, R. M. (2020). *ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO PARAHUACU APLICANDO CURVAS DE DECLINACIÓN*. La Libertad: UPSE.
- Sandoval, E. M. (2020). Aplicacion del Cambio de Sistema de Levantamiento Artificial a Bombeo Mecánico en el Campo Sacha. 4-7.

Schlumberger. (2008). Artificial lift Application Engineering Reference Manual. 109-110.

Wilson, P. (1976). *Introduction to Hydraulic Pumpin.*