

Pregrado

Carrera:

Asignatura (UIC): SEMINARIO DE FIN CARRERA

Trabajo de titulación previo a la obtención del

Título en: TECNÓLOGO SUPERIOR EN

PETRÓLEOS

Tema: INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN DEL POZO FANNY 100

EN EL BLOQUE 62, TARAPOA, MEDIANTE LA

IMPLEMENTACIÓN Y MEJORA DEL SISTEMA DE

LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL Y ESTIMULACIÓN MATRICIAL

EN EL AÑO 2025

Autor/s: CAMILA ANABEL VARGAS LEDESMA,

JAIRO JACINTO LEMA SALCEDO,

JAIME DARÍO MALLA MORAN.

Tutor: LUIS ALFERDO ALVAREZ LAZO

Fecha: 13/03/2025

Autor:



Camila Anabel Vargas Ledesma

Título a obtener: Tecnólogo Superior en Petróleos

Matriz: Sangolquí -Ecuador

Correo electrónico: camila.vargas@ister.edu.ec

Autor:



Jairo Jacinto Lema Salcedo

Título a obtener: Tecnólogo Superior en Petróleos

Matriz: Sangolquí -Ecuador

Correo electrónico: jairo.lema@ister.edu.ec

Autor:



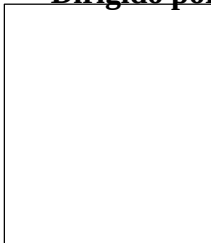
Jaime Darío Malla Moran

Título a obtener: Tecnólogo Superior en Petróleos

Matriz: Sangolquí -Ecuador

Correo electrónico: jaime.malla@ister.edu.ec

Dirigido por:



Luis Alfredo Alvarez Lazo

Título: Ingeniero en Petróleos

Matriz: Sangolquí -Ecuador

Correo electrónico: luis.alvarez@ister.edu.ec

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

Jairo Jacinto Lema Salcedo.

Camila Anabel Vargas Ledesma.

Jaime Darío Malla Moran

INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN DEL POZO FANNY 100 EN EL BLOQUE 62, TARAPOA, MEDIANTE LA IMPLEMENTACIÓN Y MEJORA DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL Y ESTIMULACIÓN MATRICIAL EN EL AÑO 2025

CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-2-2.2

Sangolquí, 13 de marzo del 2025

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, CAMILA ANABEL VARGAS LEDESMA declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: Ser autor del trabajo de titulación denominado **INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN DEL POZO FANNY 100 EN EL BLOQUE 62, TARAPOA, MEDIANTE LA IMPLEMENTACIÓN Y MEJORA DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL Y ESTIMULACIÓN MATRICIAL EN EL AÑO 2025**, 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,



Camila Anabel Vargas Ledesma
C.I: 2150248116

**CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE
TITULACIÓN**

Sangolquí, 13 de marzo del 2025

MSc. Elizabeth Ordoñez
DIRECTORA DE DOCENCIA

MSc. Mónica Loachamín
COORDINADORA DE TITULACIÓN

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

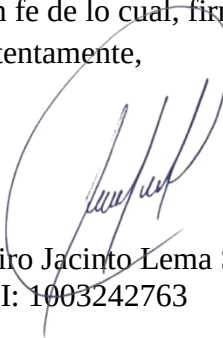
Presente

Por medio de la presente, yo, JAIRO JACINTO LEMA SALCEDO declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: Ser autor del trabajo de titulación denominado **INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN DEL POZO FANNY 100 EN EL BLOQUE 62, TARAPOA, MEDIANTE LA IMPLEMENTACIÓN Y MEJORA DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL Y ESTIMULACIÓN MATRICIAL EN EL AÑO 2025**, 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,



Jairo Jacinto Lema Salcedo
C.I: 1003242763

**CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE
TITULACIÓN**

Sangolquí, 13 de marzo del 2025

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, JAIME DARÍO MALLA MORAN declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: Ser autor del trabajo de titulación denominado **INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN DEL POZO FANNY 100 EN EL BLOQUE 62, TARAPOA, MEDIANTE LA IMPLEMENTACIÓN Y MEJORA DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL Y ESTIMULACIÓN MATRICIAL EN EL AÑO 2025**, 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,



Jaime Darío Malla Moran
C.I: 2100794326

MATRIZ SANGOLQUÍ: Av. Atahualpa 1701 y 8 de Febrero
Telf: 0960052734 / 023524576 / 022331628
f i t y c www.ister.edu.ec / info@ister.edu.ec

FORMULARIO PARA ENTREGA DE PROYECTOS EN BIBLIOTECA INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO

CT-ANX-2025-ISTER-3

CARRERA:

TECNOLOGÍA SUPERIOR EN PETRÓLEOS

AUTOR /ES:

JAIRO JACINTO LEMA SALCEDO.

CAMILA ANABEL VARGAS LEDESMA.

JAIME DARÍO MALLA MORAN

TUTOR: Ing. LUIS ALVAREZ

CONTACTO ESTUDIANTE:

0968809941

0981286102

0960582294

CORREO ELECTRÓNICO:

camila.vargas@ister.edu.ec

jairo.lemma@ister.edu.ec

jaime.malla@ister.edu.ec

TEMA: INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN DEL POZO FANNY 100 EN EL BLOQUE

62, TARAPOA, MEDIANTE LA IMPLEMENTACIÓN Y MEJORA DEL SISTEMA DE

LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL Y ESTIMULACIÓN MATRICIAL EN EL AÑO 2025

OPCIÓN DE TITULACIÓN: UNIDAD DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

RESUMEN EN ESPAÑOL:

El pozo Fanny 100, ubicado en el Bloque 62 Tarapoa, enfrenta desafíos operacionales que limitan su producción óptima. Esta investigación tiene como objetivo aumentar la energía del reservorio para poder llevar la columna de fluido hasta su destino en superficie evaluar e implementar mejoras en el sistema de levantamiento artificial ya que antes era por bombeo electro sumergible aprovechando los altos volúmenes de (BSW) para que serán inyectados e implementados en un sistema cerrado de bombeo hidráulico tipo JET como primera propuesta y la Estimulación Matricial como propuesta dos para incrementar la producción del pozo en el año 2025. Se realizará un análisis detallado de las condiciones actuales del pozo, considerando parámetros de presión, caudal y eficiencia del sistema de extracción. Este estudio propone la optimización de la producción del pozo Fanny 100 también se analizarán

las condiciones operativas actuales del pozo y se evaluarán los dos diferentes métodos de levantamiento artificial, con el objetivo de aumentar la permeabilidad del yacimiento y reducir las obstrucciones en la formación. A través de un análisis técnico y operativo, se determinará el impacto de estas intervenciones en el incremento de la producción del pozo. Los resultados esperados incluyen un incremento significativo en la producción del pozo, una mayor eficiencia y la optimización de costos operativos. Esta investigación contribuirá al a la implementación de estas dos propuestas y aumentar el índice de producción.

PALABRAS CLAVE:

Levantamiento artificial

Estimulación Matricial

Optimización de producción

Bomba hidráulica JET

Permeabilidad del yacimiento

ABSTRACT:

The Fanny 100 well, located in Block 62 Tarapoa, faces operational challenges that limit its optimal production. This investigation aims to increase the energy of the reservoir in order to deliver the fluid column to its destination on the surface, evaluate and implement improvements in the artificial lift system since previously it was by electro submersible pumping, taking advantage of the high volumes of (BSW) to be injected and implemented in a closed JET type hydraulic pumping system as the first proposal and Matrix Stimulation as the second proposal to increase the well's production in 2025. A detailed analysis of the current conditions of the well will be carried out, considering parameters of pressure, flow rate and efficiency of the extraction system. This study proposes the optimization of the production of the Fanny 100 well, the current operating conditions of the well will also be analyzed, and the two different artificial lift methods will be evaluated, with the objective of increasing the permeability of the reservoir and reducing obstructions in the formation.

Through a technical and operational analysis, the impact of these interventions on increasing well production will be determined.

The expected results include a significant increase in well production, greater efficiency, and optimized operating costs. This research will contribute to the implementation of these two proposals and increase the production rate.

PALABRAS CLAVE:

Artificial lift

Matrix stimulation

Production optimization

JET hydraulic pump

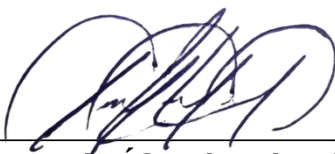
Reservoir permeability



CAMILA ANABEL VARGAS LEDESMA
C.I.: 2150248116



JAIRO JACINTO LEMA SALCEDO
C.I.: 1003242763



JAIME DARÍO MALLA MORAN
C.I.:2100794326

MATRIZ SANGOLQUÍ: Av. Atahualpa 1701 y 8 de Febrero

Telf: 0960052734 / 023524576 / 022331628

f i t y t v www.ister.edu.ec / info@ister.edu.ec

SOLICITUD DE PUBLICACIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

**CT-ANX-2025-ISTER-4
Sangolquí, 13 de Marzo del 2025**

Sres.-

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

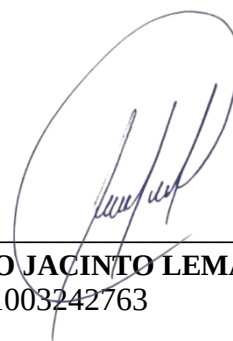
Presente

**Yo, CAMILA ANABEL VARGAS LEDESMA, con C.I 2150248116, JAIRO JACINTO
LEMA SALCEDO, con C.I 1003242763, JAIME DARÍO MALLA MORAN con C.I
2100794326 alumno de la Carrera TECNOLOGÍA SUPERIOR EN PETRÓLEOS, cedo
al INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE
UNIVERSITARIO, los derechos de publicaciones del presente trabajo de Titulación en
el Repositorio Institucional para hacer uso de todos los contenidos con fines estrictamente
académico o de investigación.**

Atentamente,



CAMILA ANABEL VARGAS LEDESMA
C.I.: 2150248116



JAIRO JACINTO LEMA SALCEDO
C.I.: 1003242763



JAIME DARÍO MALLA MORAN
C.I.:2100794326

DEDICATORIA

Madre mía te doy gracias por las enseñanzas, consejos, abrazos, y sobre todo esa motivación y aliento que me has dado, para poder seguir adelante, Dios permita tenerte junto a mí siempre, gracias le doy a él, por tenerte siempre a mi lado, te amo madre mía.

Camila Vargas

A mi familia, que ha sido un gran apoyo y motivación en cada paso de este camino. Sin su amor y dedicación, nada de esto hubiera sido posible.

A mis padres, que me enseñaron a soñar y a trabajar duro para alcanzar mis objetivos. Este logro es también de ellos.

A mi pareja, que me ha acompañado incondicionalmente en este proceso con su amor y paciencia han sido mi fuente de inspiración."

A mis amigos y compañeros, que me han brindado su apoyo y motivación en cada momento. Juntos hemos compartido risas, lágrimas y momentos de gloria."

mi asesor, que me ha guiado y orientado en este proceso. Su experiencia y sabiduría han sido fundamentales para mi crecimiento y aprendizaje."

A mi hija, mi mayor inspiración, por recordarme cada día la importancia de luchar por los sueños. Que este trabajo sea una muestra de que, con dedicación y constancia, todo es posible.

AGRADECIMIENTO

En este espacio de gratitud, quiero expresar mi más profundo agradecimiento a las personas que han sido fundamentales en este camino académico y profesional.

A mi madre, por ser mi ejemplo de fortaleza, dedicación y amor incondicional. Su apoyo inquebrantable y sus enseñanzas han sido la base sobre la que he construido mis sueños.

Gracias por cada sacrificio, por cada palabra de aliento y por demostrarme que con esfuerzo todo es posible.

A mi esposa, mi compañera de vida, por su paciencia, comprensión y motivación constante.

Gracias por estar a mi lado en cada desafío, por ser mi refugio en los momentos difíciles y por impulsarme a seguir adelante cuando las fuerzas flaqueaban. Sin su apoyo, este logro no habría sido posible.

A mi hija, mi mayor inspiración, quien con su sola presencia me recuerda la importancia de luchar por un mejor futuro. Cada paso que doy está guiado por el deseo de ser un ejemplo para ella y demostrarle que con determinación y esfuerzo se pueden alcanzar los sueños.

A todas ustedes, mi más sincero agradecimiento. Este logro también es suyo.

Con gratitud infinita.

RESUMEN

El pozo Fanny 100, ubicado en el Bloque 62 Tarapoa, enfrenta desafíos operacionales que limitan su producción óptima. Esta investigación tiene como objetivo aumentar la energía del reservorio para poder llevar la columna de fluido hasta su destino en superficie evaluar e implementar mejoras en el sistema de levantamiento artificial ya que antes era por bombeo electro sumergible aprovechando los altos volúmenes de (BSW) para que serán inyectados e implementados en un sistema cerrado de bombeo hidráulico tipo JET como primera propuesta y la Estimulación Matricial como propuesta dos para incrementar la producción del pozo en el año 2025. Se realizará un análisis detallado de las condiciones actuales del pozo, considerando parámetros de presión, caudal y eficiencia del sistema de extracción. Este estudio propone la optimización de la producción del pozo Fanny 100 también se analizarán las condiciones operativas actuales del pozo y se evaluarán los dos diferentes métodos de levantamiento artificial, con el objetivo de aumentar la permeabilidad del yacimiento y reducir las obstrucciones en la formación. A través de un análisis técnico y operativo, se determinará el impacto de estas intervenciones en el incremento de la producción del pozo.

Los resultados esperados incluyen un incremento significativo en la producción del pozo, una mayor eficiencia y la optimización de costos operativos. Esta investigación contribuirá al a la implementación de estas dos propuestas y aumentar el índice de producción.

ABSTRACT

The Fanny 100 well, located in Block 62 Tarapoa, faces operational challenges that limit its optimal production. This investigation aims to increase the energy of the reservoir in order to deliver the fluid column to its destination on the surface, evaluate and implement improvements in the artificial lift system since previously it was by electro submersible pumping, taking advantage of the high volumes of (BSW) to be injected and implemented in a closed JET type hydraulic pumping system as the first proposal and Matrix Stimulation as the second proposal to increase the well's production in 2025. A detailed analysis of the current conditions of the well will be carried out, considering parameters of pressure, flow rate and efficiency of the extraction system. This study proposes the optimization of the production of the Fanny 100 well, the current operating conditions of the well will also be analyzed, and the two different artificial lift methods will be evaluated, with the objective of increasing the permeability of the reservoir and reducing obstructions in the formation. Through a technical and operational analysis, the impact of these interventions on increasing well production will be determined. The expected results include a significant increase in well production, greater efficiency, and optimized operating costs. This research will contribute to the implementation of these two proposals and increase the production rate.

ÍNDICE

DEDICATORIA.....	XI
AGRADECIMIENTO	XII
RESUMEN.....	XIII
ABSTRACT	XIV
ÍNDICE	XV
ÍNDICE DE TABLAS.....	XVII
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XVII
CAPÍTULO 1	19
1. INTRODUCCIÓN	19
1.1 Planteamiento del Problema	19
1.2 Justificación	21
1.3 Objetivos	25
1.4 Alcance	¡Error! Marcador no definido.
1.5 Hipótesis.....	26
CAPÍTULO 2	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
2. MARCO TEÓRICO	27
2.1 Generalidades del campo	27
2.2 Producción de agua en los pozos.....	33
2.3 Levantamiento artificial	35
2.4 Estimulación matricial.....	40
CAPÍTULO 3	44
3. METODOLOGÍA.....	44
3.1 Información básica del pozo	44

3.2	Diseño de la solución propuesta 1.....	45
3.3	Diseño de la solución propuesta 2.....	51
CAPÍTULO 4		58
4.	RESULTADOS Y DISCUSIÓN	59
CAPÍTULO 5		63
5.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	63
BIBLIOGRAFÍA.....		66

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Características geológicas del Campo Fanny	29
Tabla 3.1 Características generales del Campo Fanny	44
Tabla 3.2 Características del Campo Fanny	45
Tabla 3.3 Parámetros operativos básicos de la bomba hidráulica tipo Jet.....	46
Tabla 3.4 Consideraciones en la Selección y Diseño	47
Tabla 3.5 parámetros de una bomba tipo jet.....	48
Tabla 3.6 ECUACIONES PARA DISEÑO DE UNA BOMBA TIPO JET	50
Tabla 3.7 Información preliminar	51
Tabla 4.1 tabla de resultados comparativa de antes y después de la bomba tipo jet ...	59
Tabla 4.2 Tabla comparativa de resultados ante y después de la inyección	60

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 <i>Mapa ubicación Bloque 62 Tarapoa</i>	27
--	----

Figura 2.2 <i>Estructura del Campo Fanny</i>	29
Figura 2.3 <i>Geología del Campo Fanny</i>	30
Figura 2.4 <i>Estructura del Campo Fanny</i>	32
Figura 2.5 <i>Clasificación del crudo según los grados API</i>	33
Figura 2.6 <i>Conificación y crestas de agua de formación</i>	35
Figura 2.7 <i>Esquema estimulación matricial reactiva</i>	43

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN

1.1 Planteamiento del Problema

La producción de hidrocarburos en campos de baja presión es un desafío continuo para la industria petrolera debido a que la eficiencia en la extracción del yacimiento disminuye a lo largo del tiempo.

Generalmente gran porcentaje de los pozos se producen mediante flujo natural en los inicios de su vida útil, cuando tiene la energía necesaria para mantener el flujo natural a una tasa rentable declina, se requiere implementar un sistema de levantamiento de crudo para que la infiltración de agua en el pozo, es uno de los principales factores de este tipo de problemática durante la producción de crudo.

Un pozo puede ser cambiante a medida que su vida útil avanza y se plantea el cambio de sistema de levantamiento artificial hacia uno que sea más rentable y eficiente, este es el caso de la bomba tipo JET donde su instalación es sumamente versátil y ganamos un gran tiempo en el procesos de armado, una de las ventajas es que no requiere de electricidad ya que la potencia es generada a través de la inyección de fluidos motriz ; hay que tener en cuenta que la profundidad no es un limitante y no se necesitan equipos adicionales para su instalación.

Al realizar el cambio BES a JET, una de las tantas ventajas que posee el Bombeo Hidráulico es que puede producir altos volúmenes y manejar rangos de producción. Por otra parte, la estimulación matricial reactiva es como una segunda propuesta, la que

también será aplicada para mejorar la producción mediante inyección de ácidos en el pozo para que penetren los poros de la roca a presiones inferiores a las de la fractura y mejorar el flujo o para eliminar daños considerando que es la técnica con un buen promedio de incremento en la producción.

Este Bloque 62 - Tarapoa, cuya producción de agua es de 500 mil barriles diarios aproximadamente (Obando, 2014), lo que ha obligado al cierre de un gran número de pozos en los últimos años debido a los altos cortes por agua y costos operativos. Uno de los ejemplos más notables es el pozo Fanny 100, que ha experimentado una reducción significativa en su producción BOPD (2008) (2014) A su vez, la cantidad de BWPD se incrementó un 98% esta disminución progresiva y significativa en su producción hace necesario implementar estrategias que permitan optimizar su rendimiento. La combinación de técnicas de levantamiento artificial y estimulación matricial se presenta como una alternativa viable para mejorar la recuperación de petróleo en este pozo y evitar su cierre.

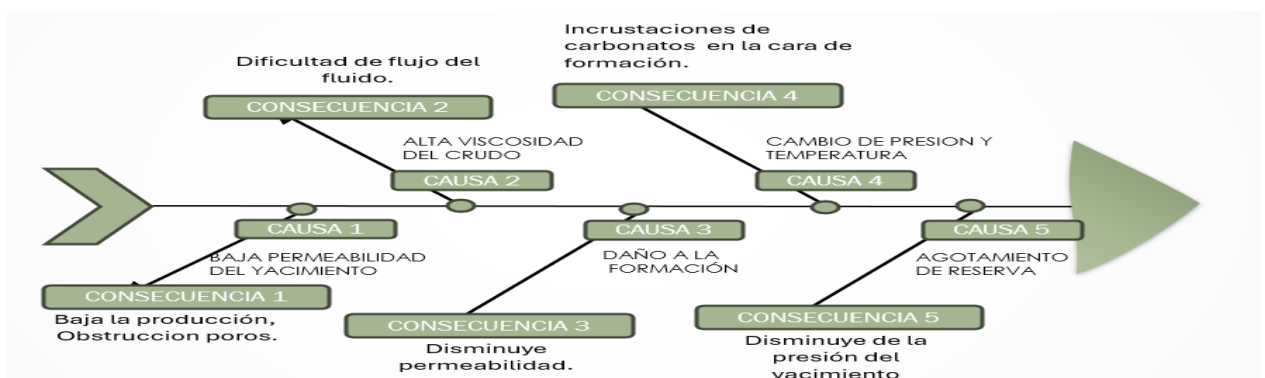


figura 1.1 Espina de pescado análisis causa y consecuencias

Nota: elaboración propia

Causa 1: Baja permeabilidad

Una baja permeabilidad natural en el yacimiento tiene un impacto significativo en la productividad de un pozo. Sin embargo, este problema puede mitigarse mediante técnicas de estimulación. En formaciones de areniscas, es posible mejorar la permeabilidad a través de procesos de fracturamiento hidráulico. Por otro lado, en formaciones de rocas carbonatadas, como dolomitas o calizas, se pueden aplicar estimulaciones ácidas para aumentar la permeabilidad original y optimizar el flujo de hidrocarburos. Estas técnicas son clave para maximizar la eficiencia en la extracción de recursos.

Consecuencias:

- Reducción en la tasa de producción: La baja permeabilidad limita el flujo de fluidos desde el yacimiento hacia el pozo, lo que resulta en tasas de producción más bajas y el daño de formación.
- Obstrucción de poros: evita el flujo del fluido

Causa 2: Alta Viscosidad del Crudo

Consecuencias:

- Reducción de la productividad: La alta viscosidad limita el flujo del crudo hacia el pozo, disminuyendo la tasa de extracción.
- Aumento del consumo energético: Se requiere mayor fuerza para mover el fluido viscoso, lo que incrementa el costo operativo.

Causa 3: Daño a la Formación

Consecuencia principal:

- Disminución de la permeabilidad: Obstrucción de poros por migración de finos (partículas sólidas) o precipitación de minerales, lo que reduce la capacidad de la formación para liberar hidrocarburos.

Causa 4: Cambios en Presión y Temperatura

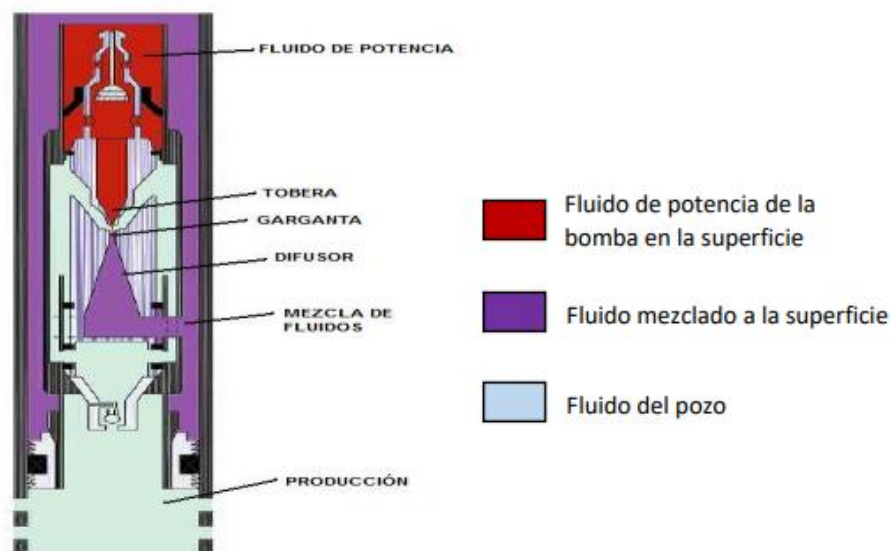
Consecuencias:

- Formación de incrustaciones de carbonatos: Alteraciones químicas (como la reducción de presión) favorecen la precipitación de minerales, bloqueando el flujo en la tubería o formación.
- Daño a la formación: La migración de finos y la precipitación de minerales reducen la permeabilidad cerca del pozo, afectando la producción a largo plazo.

Justificación

A pesar de que el sistema electro sumergible (BES) entrega una mayor y mejor eficiencia en recobro esto genera altas tasas de producción a comparación de los demás métodos de levantamiento artificial los altos costos y las desventajas en aspectos de adecuaciones en el pozo con equipos para su funcionamiento como fuentes de electricidad constantes y limitantes en cuanto a la profundidad a causa de altos costos en instalación de cables

conductores, el uso de workover también son motivos para que el cambio de sistema de levantamiento sea más rentable el cual es el bombeo hidráulico tipo JET el cual cumple con la misma función del bombeo mecánico pero en lugar de varillas de acero que llegan al sub suelo y se usa el principio de pascal que dice que la presión aplicada a la superficie de un fluido se transmite por todo el fluido a la misma intensidad generando así el bombeo hidráulico más eficiente, en nuestro proyecto nos enfocaremos únicamente en el bombeo Hidráulico Tipo Jet. El fluido motriz transmite hidráulicamente la energía para que la bomba pueda operar y levantar el fluido de producción hasta la superficie La bomba tipo Jet no tiene partes móviles y su funcionamiento es a través de un intercambio de energía entre las dos corrientes de fluidos (fluido de potencia inyectado y el petróleo a producir).



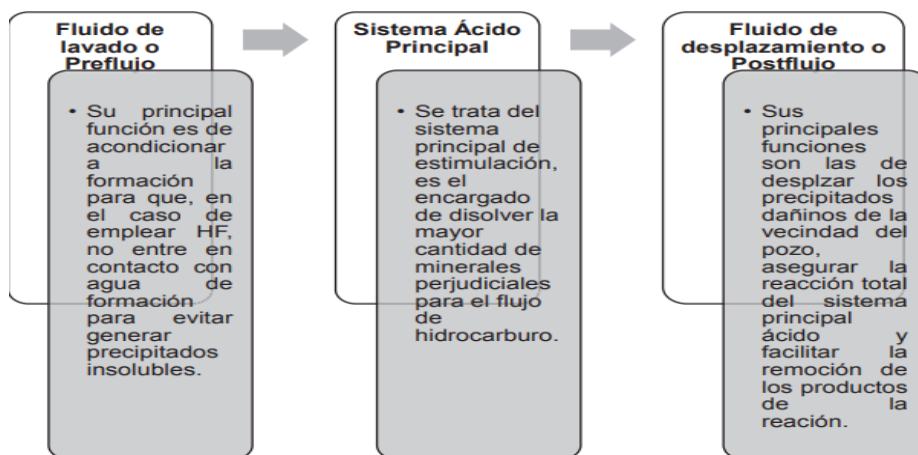
La estimulación es la segunda implementación esta consiste estimulación con ácido en las arenas realizando estudios del subsuelo considerando parámetros de pozo para realizar las estimulaciones

Tabla de datos aptos para las estimulaciones.

Tipo de Levantamiento	BPPD	BAPD	MSCF	BSW	GOR	GLR	WGR	API
BES	72,48	78,52	50	52	698,9	331,1	636,8	24,9
Hidráulico	8,2	41,8	0	83,6	0	0	0	28,2
Hidráulico	121,77	43,23	50	26,2	410,6	303	1156,6	26,6
BES	103,95	1',05	65	1	625,3	619,1	61905	28,9
BES	51,7	3,3	13	6	251,5	236,4	3939,4	28,5
Hidráulico	72.56	24.44	61	25.2	840.7	628.9	2495.5	28.5

Fuente: Halliburton

Elaboración:



Además, estas propuestas contribuirán al conocimiento técnico en el área de optimización de producción en pozos maduros, proporcionando información valiosa que podrá aplicarse en otros proyectos similares.

Desde un punto de vista ambiental y económico, el uso eficiente de estas tecnologías minimizará el impacto ambiental y optimizará los recursos disponibles, alineándose con los objetivos de sostenibilidad de la industria petrolera.

1.1.1. Justificación legal

ISO 45001: Mejora la seguridad y salud ocupacional, reduciendo riesgos laborales. ASME BPVC: Establece estándares de diseño, fabricación y pruebas para equipos bajo presión. Normas INEN: Promueven calidad y seguridad en productos y servicios, asegurando competitividad en el contexto ecuatoriano

1.2 Alcance

El presente estudio se enfocará en la optimización del pozo Fanny 100 mediante la implementación de dos técnicas, una la de levantamiento artificial del cambio de la BES por una bomba tipo Jet y de estimulación matricial. Para lo cual, se llevará a cabo un análisis detallado de las condiciones actuales del pozo, se recopilará información detallada sobre cada una de estas técnicas para una posterior evaluación del impacto en el incremento de la producción.

El estudio abarcará el periodo de implementación y monitoreo durante el año 2025, considerando variables operativas y de factibilidad técnica.

1.3 Objetivos

1.3.1. Objetivo General

Incrementar la producción del Pozo Fanny 100 Bloque 62 Tarapoa, mediante la optimización del sistema de levantamiento artificial y estimulación matricial reactiva año 2025.

1.3.2. *Objetivos específicos*

Analizar la situación operacional del Pozo Fanny 100 Bloque 62 haciendo énfasis en las variaciones del BOPD y BFPD durante los últimos años.

Implementar los métodos de producción ya sea por bombeo hidráulico tipo JET y también por estimulación acida mediante inyección de fluidos ácidos con el fin de mejorar las condiciones que nos permitan al pozo aportar un mayor potencial de producción.

1.4 Hipótesis

La combinación de un sistema de levantamiento artificial eficiente con estimulación matricial permitirá incrementar la producción, mejorar la rentabilidad de la operación y reducir costos asociados a la extracción en el pozo Fanny 100 del Bloque 62 Tarapoa.

Además, esta investigación contribuirá al conocimiento técnico sobre el comportamiento del yacimiento y las mejores prácticas en el uso de técnicas de estimulación y levantamiento artificial. Los resultados servirán como referencia para futuras aplicaciones más eficientes y rentables en otros pozos del campo y la región.

2. MARCO TEÓRICO

2.1 Generalidades del campo

2.1.1. Ubicación Geográfica

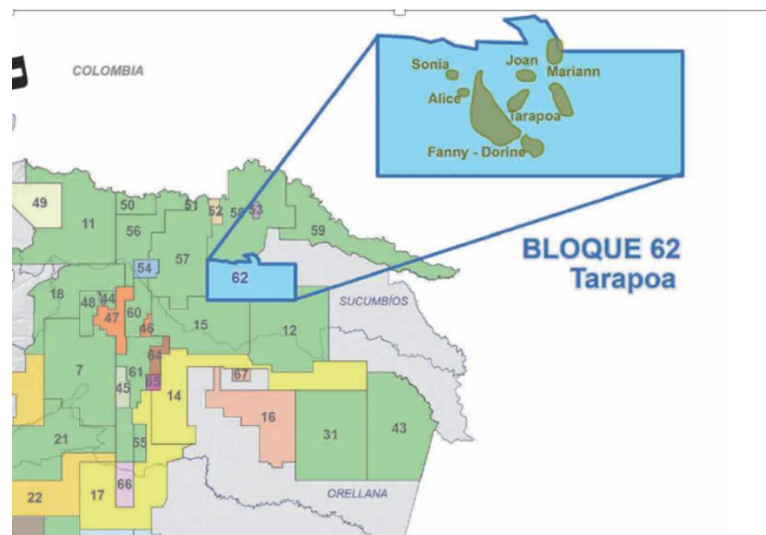
El Bloque Tarapoa abarca un área de 362 km², se encuentra ubicado (ver Figura 2.1):

- Región: Oriental
- Provincia: Sucumbíos
- Cantón: Cuyabeno

Parroquias: Aguas Negras y Tarapoa

Sus límites son: Norte: Campos Cuyabeno y Sansahuari, Sur: Bloque 15, Este: Reserva de Producción Faunística Cuyabeno y Oeste: Campo Shushufindi

Figura 2.1 Mapa ubicación Bloque 62 Tarapoa



Nota: Datos tomados de Ministerio de Energía y minas (2018).

2.1.2. Historia del bloque

El bloque 62, también conocido como campo Fanny, ha sido concesionado a diferentes empresas a lo largo de vida operativa. Tomando como punto de partida el periodo 1970-75 donde sus derechos de explotación fueron cedidos a la empresa Cayman Corporación, para una posterior venta a Sourthen Union Producción en 1976 (Bustillos, 2008).

Durante este periodo, pasó por manos de EnCana Ecuador Ltd. formada por AEC Ecuador y PanCanadian Energy Corporation. Hasta el año 2006 cuando es vendida a Andes Petroleum Company Ltd., quien lidera y gestiona sus operaciones hasta la actualidad (Obando, 2014). Es una de las áreas petroleras clave del país. Actualmente alberga tres campos petroleros: Marian, Fanny y NORWS.

2.1.3. Geología del campo Fanny

Este campo contiene a la formación Napo formada en el periodo Cretácico, compuesta por secuencias cíclicas que contienen arenas continentales, lutitas, calizas marinas, arcillas y marino-marginales (Carvajal, 2012). La estructura geográfica del Bloque 62 incluye (ver Figura 2.2):

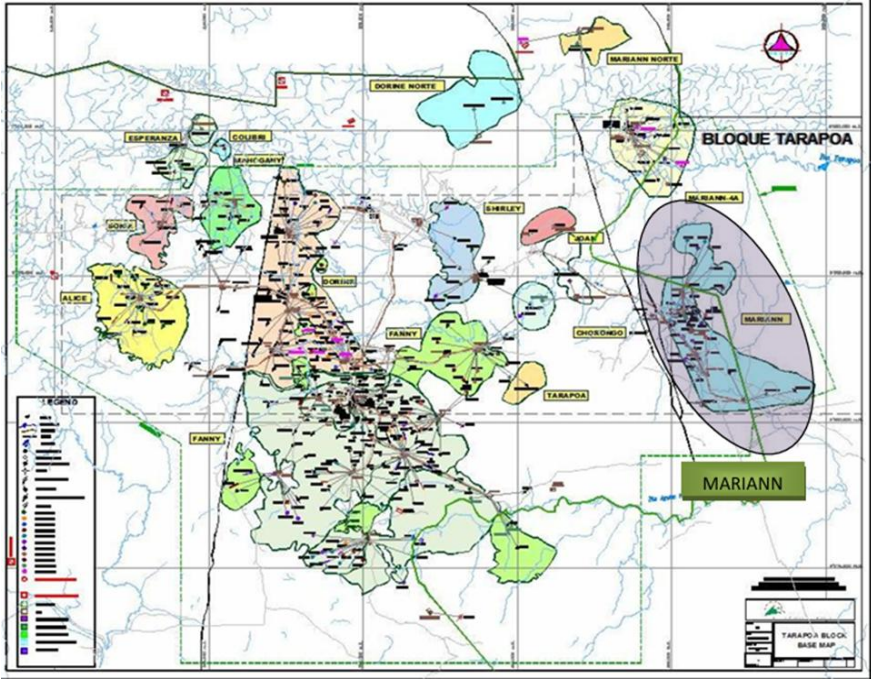
Terreno selvático: La mayor parte del bloque está cubierta por selva tropical, lo que presenta desafíos logísticos para la exploración y producción de petróleo.

Orografía variada: El terreno incluye tanto zonas llanas como montañosas, lo que exige el uso de tecnologías avanzadas para la perforación y el transporte de petróleo

Biodiversidad: La región es rica en biodiversidad, lo que implica la necesidad de prácticas sostenibles y responsables para minimizar el impacto ambiental. Ríos y masas de agua:

La región está atravesada por varios ríos y arroyos, que son cruciales para el ecosistema local pero también pueden complicar

Figura 2.2 Estructura del Campo Fanny



Nota: Datos tomados de Pérez (2015).

En la Figura 2.3 se muestra la composición estratigráfica de Fanny y sus características son detalladas en la Tabla 1.

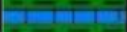
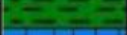
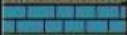
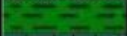
Tabla 1 Características geológicas del Campo Fanny

Arenística	Características	Espesor de arena (ft)	Permeabilidad (md)	Porosidad (%)
M-1	Arenística cuarzosa con una forma subangular a redonda y un tamaño de grano fino a mediano	15-100	1000-4500	27
U inferior	Arenística cuarzosa con una forma subredondeado a	20-140	50-400	18

	subangular y un tamaño de grano fino a medio			
U superior	Arenística cuarzosa con una forma subredondeado a subangular y un tamaño de grano fino a medio	30-130	50-400	18
T inferior	Arenística cuarzosa con una forma subangular a subredondeado y un tamaño de grano de medio a grueso	20-118	100-400	15
T superior	Arenística con una forma subangular a subredondeado y un tamaño de grano fino a muy fino	15-50	100-400	14

Nota: Datos tomados de Obando (2014).

Figura 2.3 Geología del Campo Fanny

ERA	PERIODO	EDAD	FORMACION	MIEMBRO	LITOLOGIA	DESCRIPCION LITOLOGICA	
MESOZOICO			TENA			ARCILLAS ROJAS	
				ARENISCA BASAL TENA		ARE. QZ. CEM. CALCAREO	
			NAPO	ARENISCA "M - 1"		ARE. QZ.	
				LUT. NAPO SUP.	CAL "M - 1" MARG. L. CAL "M - 2"		LUTITAS GRISES OSCURAS Y CALIZAS MICRITICAS
				ARENISCA "M - 2"			ARE. QZ. GLAUC.
				CALIZA "A"			CALIZA BIOMICRITICA
				ARENISCA "U"	SUPERIOR MEDIA INFERIOR		ARE. QZ. GLAUC.
				CALIZA "B"			ARE. QZ.
				ARENISCA "T"	SUPERIOR MEDIA INFERIOR		CALIZA Y LUTITA GRIS - OSC.
				CALIZA "C"			ARE. QZ. GLAUC.
				ARENISCA BASAL NAPO			ARE. QZ. GLAUC.
							CALIZA Y LUTITA GRIS - OSC.
							ARE. GLAUC. QZ.
			HOLLIN	PRINCIPAL		ARE. QZ.	
				INFERIOR			
PRE - CRETACICO							

Nota: Datos tomados de Obando (2014).

El crudo producido en el yacimiento M1 es de 23° API, mientras que para yacimiento de arena U inferior es de 19.6° API. Además, se han podido localizar pequeñas formaciones de Napo T y Basal Tena. Es importante mencionar que las areníscas M1 y U inferior son los yacimientos de mayor importancia en el campo Fanny (Bustillos, 2008).

En los yacimientos del campo Fanny se han diferentes tipos de pozos:

- Horizontales (M1)
- Verticales (M1, U)
- Direccionales (M1, U)

Además, se pueden identificar sedimentos importantes como (Condit, 2008):

Esquistos: Las pizarras son rocas sedimentarias compuestas por partículas de arcilla. A pesar de su baja permeabilidad, pueden funcionar como protectores que impiden la fuga de hidrocarburos, contribuyendo a la formación de trampas de petróleo.

Aglomerados: Los conglomerados son rocas sedimentarias compuestas por grandes fragmentos circulares de otras rocas unidas entre sí. Pueden poseer buena porosidad y permeabilidad, dependiendo del nivel de cementación y de la matriz que los une.

Calizas: Las calizas están formadas principalmente por carbonato cálcico como rocas sedimentarias. En algunos casos, pueden funcionar como yacimientos si presentan fracturas o evidencian porosidad secundaria.

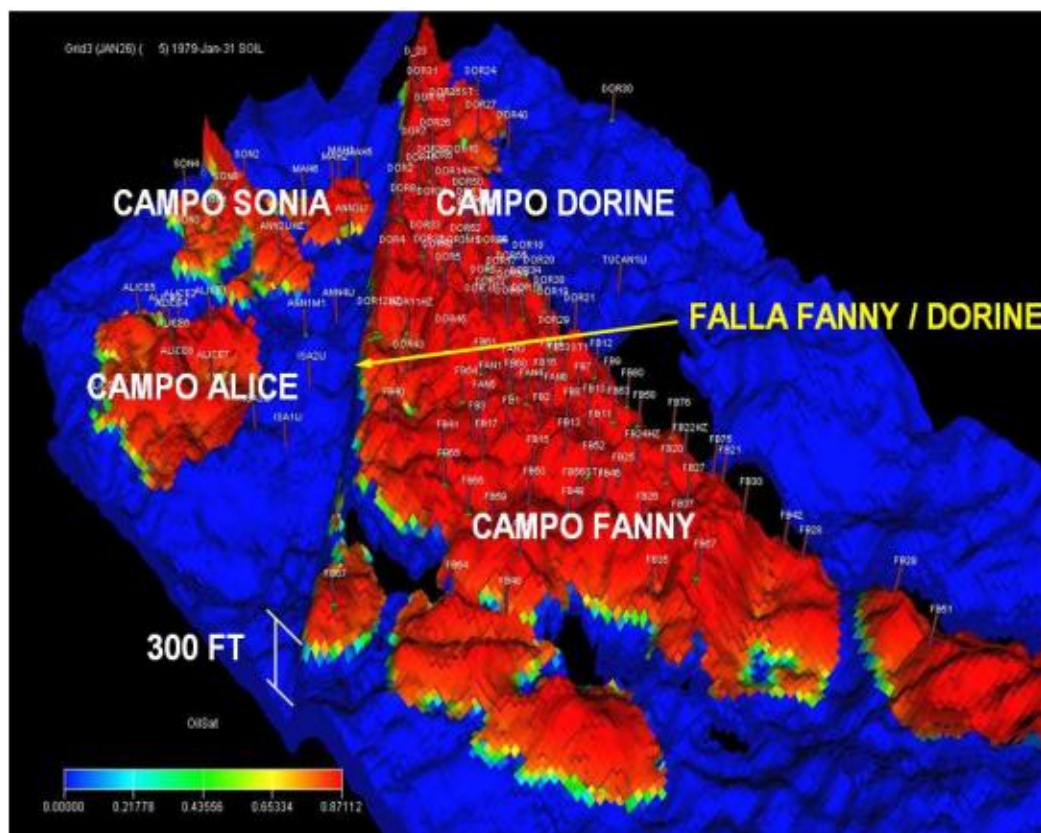
Estos sedimentos son cruciales para la formación y utilización de yacimientos en el Bloque 62, y su investigación exhaustiva facilita la optimización de las estrategias de producción y recuperación de hidrocarburos.

2.1.4. Estructura del campo Fanny

Como se puede observar en el campo Fanny se encuentra limitado con el campo Dorine, y son considerados diferentes debido a que presentan estructuras diversas.

A nivel estructural Fanny presenta en el Oeste una falla geográfica que lleva el mismo nombre con una altura de 300 ft aproximadamente.

Figura 2.4 Estructura del Campo Fanny



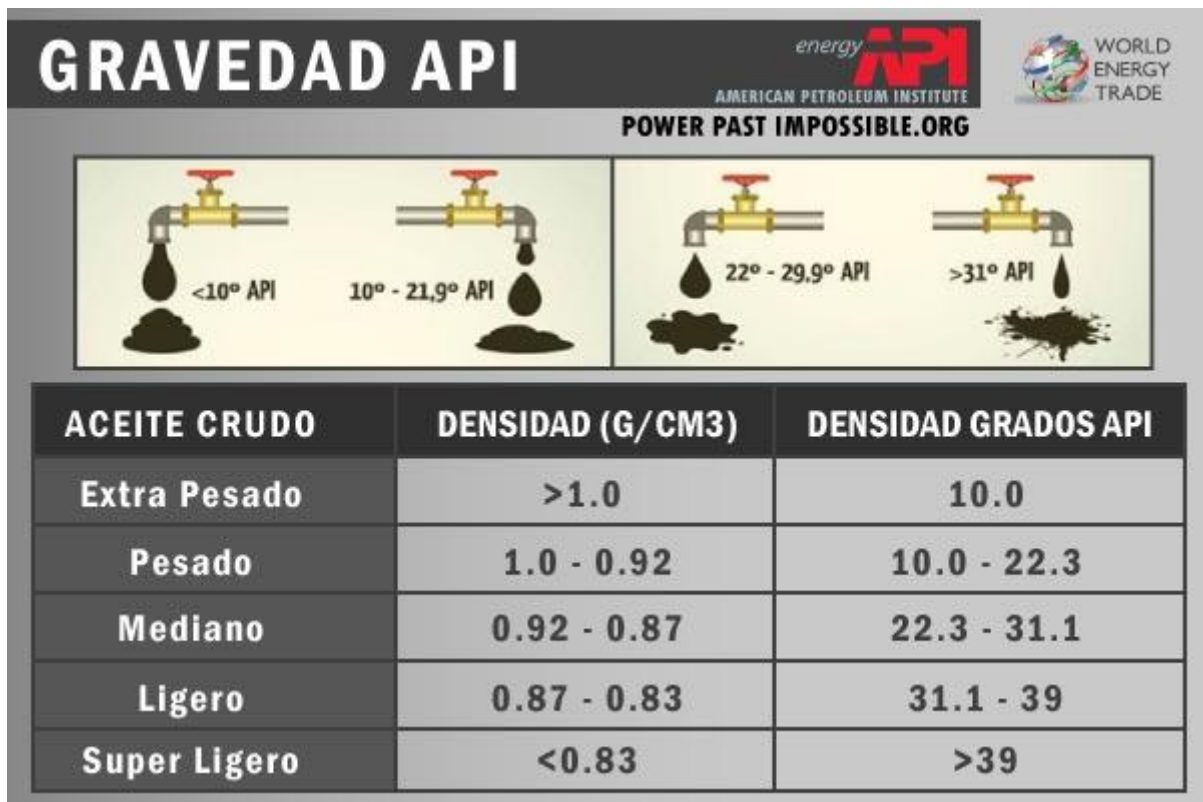
Nota: Datos tomados de Bustillos (2008).

2.1.5. Características de los crudos Campo Fanny

La región en la que se encuentra ubicado el campo Fanny es conocida por la producción de crudo de peso medio a pesado, cuya gravedad API varía entre los 18 a 24° (ver Figura

2.5). Una de las principales características es la elevada presencia de azufre y metales que provocan que el proceso de refinado sea más complejo. En términos de viscosidad suelen ser altamente viscosos lo que implica dificultades para el transporte y el procesamiento (Quan, Jincheng, & Good, 2017).

Figura 2.5 Clasificación del crudo según los grados API



Nota: Datos tomados de World Trade Energy (2019)

2.2 Producción de agua en los pozos

La producción de agua durante la extracción de crudo es tan importante ya que la cantidad de esta puede determinar en la viabilidad técnica, económica y ambiental de la producción. Se trata de un problema técnico-financiero de consecuencias realmente

severas, que puede conllevar al cierre de pozos debido a los elevados costos que implica mantenerlos activos.

Dentro de su investigación Ortega & Marín (2019) destacan que: “establecer metodologías para la tipificación, mitigación, control y en lo posible eliminación de las problemáticas que llevan a la intrusión de agua al pozo productor” (pág. 39), es fundamental para el éxito de las operaciones.

Los mecanismos de origen de esta elevada filtración suelen ser difíciles de identificar, por este motivo, Mosquera (2020) en su investigación los ha agrupado en 3 categorías:

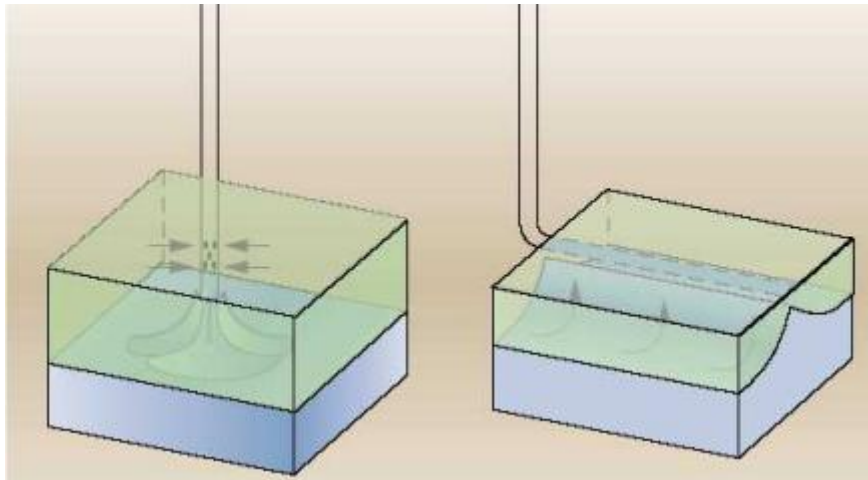
- Conificación de agua
- Canalización de varias capas
- Problemas cerca del pozo

2.2.1. Conificación o formación de cúspide

Se puede definir como el proceso en el cual el agua libre viaja a las perforaciones de producción en contra de las fuerzas de gravedad. Por lo general, ocurre en pozos verticales cuando el agua entra en contacto con el crudo cerca de la zona cañoneada.

Cuando se da en pozos horizontales se traduce en una considerable pérdida de presión cerca de la competición del pozo. Lo que, a su vez provoca un drenaje del agua hacia dicha zona lo que genera que el agua ingrese a la sección perforada y reemplace parcial o totalmente la producción de hidrocarburo (ver Figura 2.6).

Figura 2.6 Conificación y crestas de agua de formación



Nota: Datos tomados de Huilca (2007)

Cuando esto ocurre los costos de corte de agua no deseada se disparan y amenazan seriamente la producción. Por este motivo, se han desarrollado se han desarrollado diferentes metodologías de control de tipo mecánico y químico como es el caso (Ortega & Marin, 2019):

- Levantamiento artificial
- Estimulación matricial

2.3 Levantamiento artificial

Agrupar a todos los métodos, técnicas y herramientas empleadas para una producción asistida en pozos con baja energía del yacimiento y/o que requieran mayor producción. Su principio básico se basa en dos pilares (Roca & Perero, 2016): emplea un motor con una bomba centrífuga en el fondo del pozo para poder levantar la columna de fluidos desde el subsuelo hasta la superficie, posee una alta presión de succión generando que

maneeje altas tasas de producción que se asemeja mucho a otros métodos, es considerado como un método de levantamiento y extracción artificial para volúmenes relativamente altos, convirtiendo la energía proveniente del motor, en presión dentro del líquido que se bombea, este sistema es viable en reservorios que contienen empujes naturales de agua o con inyección de agua, esto debido a que la bomba emplea dicha presión extra para poder succionar todo el fluido posible y llevarlo hasta superficie.

- Disminución de la densidad del flujo
- Inyección de energía extra para el bombeo

2.3.1. Optimización del sistema de levantamiento artificial

La Bomba tipo Jet es un tipo especial de bomba hidráulica cuyo mecanismo de funcionamiento se fundamenta en la transferencia de energía entre el fluido de inyección y el fluido producido. Cuando el fluido inyectado pasa a través de la boquilla ubicada en el fondo del pozo, se produce una conversión de energía potencial en energía cinética, basada en el Principio de Venturi. Este proceso facilita la extracción de fluidos desde el yacimiento. A pesar de su amplia utilización, existen ciertos aspectos conceptuales y operativos que aún no están completamente claros y requieren un análisis detallado para asegurar la aplicación eficiente de esta tecnología.

Las Bombas Jet se emplean para reducir los tiempos no productivos, lo que a su vez disminuye los costos operativos. Además, se utilizan para la producción y optimización del flujo en pozos que no pueden influir de manera natural, así como para incrementar la producción en aquellos que sí tienen esta capacidad. El objetivo principal del diseño y la optimización de un sistema de Bombeo tipo Jet es reducir la presión de flujo en el fondo

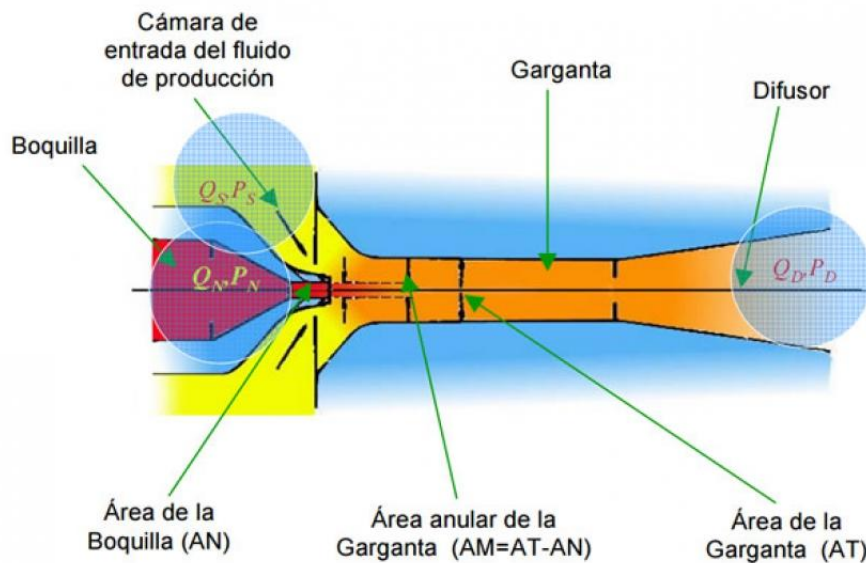
del pozo mediante el aumento de la presión, y retener una mayor cantidad de sedimentos y partículas sólidas gracias a sus cámaras de filtros integradas (Gómez, M. (2018) la explotación mediante el sistema de levantamiento hidráulico se encontró que la transmisión de presión mediante un fluido era más eficiente tiene un impacto en la economía porque la inversión es mucho menor.

El fluido motriz transmite hidráulicamente la energía para que la bomba reciprocante de subsuelo pueda operar y levantar el petróleo hasta la superficie, dicho fluido es bombeado desde un centro de fuerza donde se distribuye a través de líneas de alta presión para que sea transmitida a todos los pozos que estén produciendo bajo este método, inyectado hacia el fondo del pozo mediante una serie de equipos utilizados para otorgar la presión necesaria para que el fluido pueda mover la bomba reciprocante, el sistema de inyección está compuesta por tanques, bombas, líneas de presión, cabezales.

Partes de la bomba hidráulica tipo jet La Bomba Jet es una clase especial de bomba hidráulica cuyo principio de levantamiento se basa en la transferencia de energía entre el fluido de inyección y el fluido producido, cuando el fluido inyectado atraviesa la boquilla en el fondo del pozo, se produce la transformación de energía potencial en energía cinética (Principio de Bernoulli), lo que finalmente causa la producción de fluidos desde el reservorio. Está ubicada en el fondo del pozo y es introducida con la presión hidrostática del flujo motriz. La bomba está compuesta por trece piezas fácil de ensamblar



Operan bajo la acción de un fluido de alta presión y el efecto Venturi provoca pasar a través de un orificio a alta presión y baja velocidad lo cual es convertido en un fluido de baja presión y alta velocidad al pasar por el nozzle la presión en la garganta disminuye logrando que el fluido proveniente del reservorio ingrese a la succión de la bomba debido a la mayor presión del mismo luego se efectúa la mezcla en la cámara y comienza el bombeo de la mezcla entre fluido del reservorio y el fluido motriz.



Nota: Datos tomados de Sertecpet (2016)

Selección del tipo Bomba Jet El proceso de selección del tipo de bomba jet depende de parámetros muy importantes, entre los que están, el tamaño de la garganta, el tamaño de la boquilla, la relación entre los caudales de entrada y salida entre otros criterios a analizar a continuación. - Se debe tener presente que la bomba corresponda al diámetro del tubing que está instalado. La capacidad de bombeo abastezca la entrega de caudal por parte del pozo y, que su eficiencia corresponda a la indicada, es decir, que no sobrepase los límites de presión y caudal máximos. correctamente el tamaño de bomba es de suma importancia para que pueda ingresar y recorrer el tubing hasta el pie de asiento

Consideraciones en la Selección y Diseño - Escoger si el sistema a diseñar va a ser un sistema Fluido Motriz Abierto o un sistema Fluido Motriz Cerrado - Escoger la profundidad de asentamiento de la bomba - Elegir una bomba adecuada para las condiciones del pozo y para el tubing, caudal, profundidad, presiones. - Elegir una fuente

de poder en superficie - Escoger y diseñar la configuración de limpieza del fluido motriz

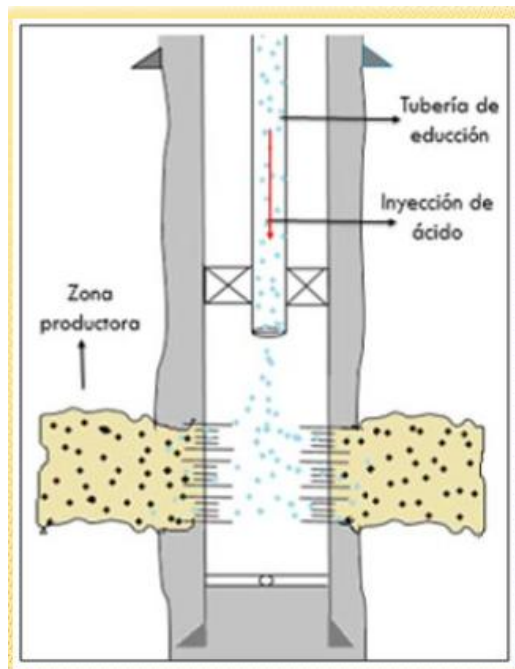
- Para una bomba KOBE en Ecuador se toman adicionalmente las siguientes consideraciones - Presión del yacimiento (P_r) - Presión de fondo fluyente (P_{wf}) - Producción del pozo (Q) - Profundidad de asentamiento - Profundidad de las perforaciones - Diámetro del tubing - Diámetro del casing - Gravedad API del fluido producido

2.4 Estimulación matricial

La estimulación de la matriz es un método utilizado en la industria petrolera para aumentar la productividad de un yacimiento. Consiste en inyectar ácidos o productos químicos en la matriz de la formación rocosa que rodea el pozo para disolver los minerales y elementos que obstruyen los poros de la roca. Como resultado, el petróleo puede fluir más fácilmente en el yacimiento. Para que una formación sea productiva se requieren tres condiciones:

- Que tenga fluido móvil
- Que el yacimiento tenga energía.
- Que la roca tenga capacidad de flujo.

ILUSTRACIÓN 2.1 YACIMIENTO CON ESTIMULACIÓN MATRICIAL



NOTA: CREACIÓN PROPIA

2.4.1. Estimulación de la matricial reactiva

Emplea ácidos que interactúan químicamente con los minerales presentes en la roca, eliminando obstáculos y mejorando la permeabilidad. Se suele utilizar para eliminar los daños causados por partículas sólidas y precipitaciones inorgánicas (ver Figura 2.7).

La estimulación matricial o también conocida como acidificación matricial es una técnica en la cual una solución ácida es inyectada dentro de la formación a tasas de presiones inferiores a la presión de fractura el objetivo principal es disolver los minerales presentes en la roca para aumentar la permeabilidad en las zonas cercanas al pozo y con eso incrementar la producción

**TABLA 2-3 REACCIONES QUÍMICAS PRIMARIAS EN
ACIDIFICACIÓN CON HCL**

HCl

Calcita: $2\text{HCl} + \text{CaCO}_3 \rightarrow \text{CaCl}_2 + \text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O}$

Dolomita: $4\text{HCl} + \text{CaMg}(\text{CO}_3)_2 \rightarrow \text{CaCl}_2 + \text{MgCl}_2 + 2\text{CO}_2 + 2\text{H}_2\text{O}$

**TABLA 2-4 REACCIONES QUÍMICAS PRIMARIAS EN
ACIDIFICACIÓN CON**

HF/HCL

HF/HCl

Cuarzo: $4\text{HF} + \text{SiO}_2 \rightarrow \text{SiF}_4 + 2\text{H}_2\text{O}$

$\text{SiF}_4 + 2\text{HF} \rightarrow \text{H}_2\text{SiF}_6$

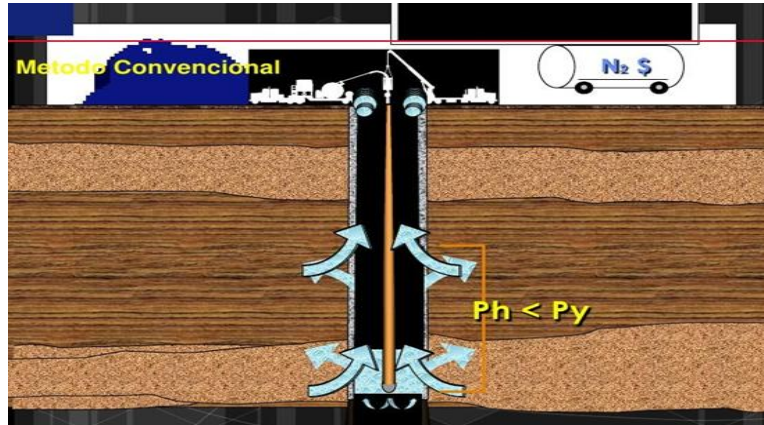
Feldespatos de Sodio: $\text{NaAlSi}_3\text{O}_8 + 14\text{HF} + 2\text{H}^+ \rightarrow \text{Na}^{++} + \text{AlF}_4^- + 3\text{SiF}_4 + 8\text{H}_2\text{O}$

Feldespatos de Potasio: $\text{KAlSi}_3\text{O}_8 + 14\text{HF} + 2\text{H}^+ \rightarrow \text{K}^{++} + \text{AlF}_4^- + 3\text{SiF}_4 + 8\text{H}_2\text{O}$

Caolinita: $\text{Al}_2\text{Si}_2\text{O}_5(\text{OH})_4 + 24\text{HF} + 4\text{H}^+ \rightarrow 2\text{AlF}_3 + 4\text{SiF}_4 + 18\text{H}_2\text{O}$

Montmorillonita: $\text{Al}_2(\text{Si}_4\text{Al})_2\text{O}_{20}(\text{OH})_4 + 40\text{HF} + 4\text{H}^+ \rightarrow 2\text{AlF}_3 + 8\text{SiF}_4 + 24\text{H}_2\text{O}$

Figura 2.7 Esquema estimulación matricial reactiva



Nota: Datos tomados de Pizarrelli (2014)

2.4.2. Estimulación del material no reactiva

Emplea fluidos que no reaccionan químicamente con la roca, como soluciones oleosas, alcoholes o disolventes mutuos. Se utiliza para eliminar obstrucciones de agua, aceite o emulsiones, así como daños causados por depósitos orgánicos.

2.4.3. ¿Cómo se utiliza?

Favorece la permeabilidad al disolver los materiales que bloquean la formación, se aumenta su permeabilidad, favoreciendo el paso del petróleo.

Minimiza el daño a la formación, lo que ayuda en la erradicación de daños causados por la perforación y otros procedimientos, restaurando la capacidad productiva del pozo.

Optimización de la producción de petróleo del pozo.

La aplicación de esta táctica puede ayudar a aumentar la producción del pozo y mejorar la eficacia operativa.

CAPÍTULO 3

3. METODOLOGÍA

3.1 Información básica del pozo

3.1.1. Antecedentes

Actualmente, el pozo Fanny 100 en el Bloque 62 - Tarapoa presenta una disminución en la permeabilidad del yacimiento, lo que afecta su productividad. Para abordar esta problemática, se requiere optimizar el sistema de levantamiento artificial e implementar una estrategia de estimulación matricial mediante acidificación controlada.

3.1.2. Datos generales

**PARA PODER APLICAR CUALQUIERA DE LAS PROPUESTAS A CONSIDERAR
ES NECESARIO CONOCER LOS DATOS MOSTRADOS EN LA Tabla 2 Y**

Tabla 3.

Tabla 2 *Características generales del Campo Fanny*

Diámetro del Casing	13 3/8 in
Diámetro y características del tubing	3 ½ in
Profundidad de los disparos	9 170- 9178 ft

Nota: Elaboración Propia

Tabla 3 *Características del Campo Fanny*

Presión de la cabeza del tubing (psi)	219
Presión de la cabeza del casing (psi)	187
Taza de producción de petróleo (BL/D)	38
GOR	173
Corte agua (%)	98,6
Salinidad (ppm Cl)	10 411
API (% a 60 °F)	18,7
Daño de formación	7,76
Índice de productividad	0,66

Nota: Elaboración Propia

Considerando los antecedentes detallados y valores promedio de las pruebas de producción en la sección previa, se han tomado en cuenta como posibles soluciones las siguientes alternativas.

3.2 Diseño de la solución propuesta 1

La primera solución para considerar es optimizar el sistema de levantamiento artificial ajustando los parámetros operativos, para tener un resultado de excelente calidad y/o efectividad.

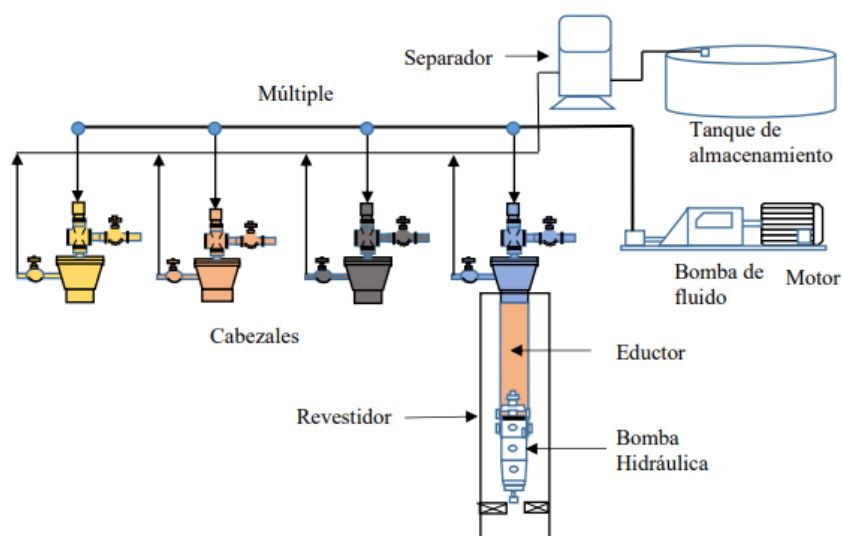


Figura 3.1 Diagrama de completación sistema de bombeo hidráulico

El diagrama de completación consiste en el bombeo hidráulico de un equipo superficial acoplado a una tubería, la cual está conectada directamente al pozo que transmite potencia con una profundidad determinada.

3.2.1. Parámetros básicos de operación

Para el éxito de la implementación es fundamental considerar los siguientes parámetros (ver Tabla 4)

Tabla 4 Parámetros operativos básicos de la bomba hidráulica tipo Jet

Profundidad	1000-18000 ft
Temperatura	50-500°F
Presencia de arena	< 200 ppm (ideal 0)

Completación	Vertical/Direccional con ángulo hasta 24°/100 ft
Límite de viscosidad	Alta viscosidad
Gravedad API	8-45° API
GOR	< 2000 pcs/bl

Nota: Elaboración Propia (Del Pezo, H. (2021))

Importancia de cada ítem de la tabla:

- Profundidad: para mover el fluido de una zona de menor presión a la de mayor presión.
- Temperatura: se podrán evitar cualquier tipo de daño en el transcurso del proceso.
- Presencia de arena: para recuperación de ácidos y solventes.

Identificación de equipos (ver Tabla 5)

Tabla 5 Consideraciones en la Selección y Diseño

Escoger si el diseño tendrá fluido motriz abierto o cerrado	Producción del pozo
Escoger la profundidad del asentamiento de la bomba	Profundidad de las perforaciones

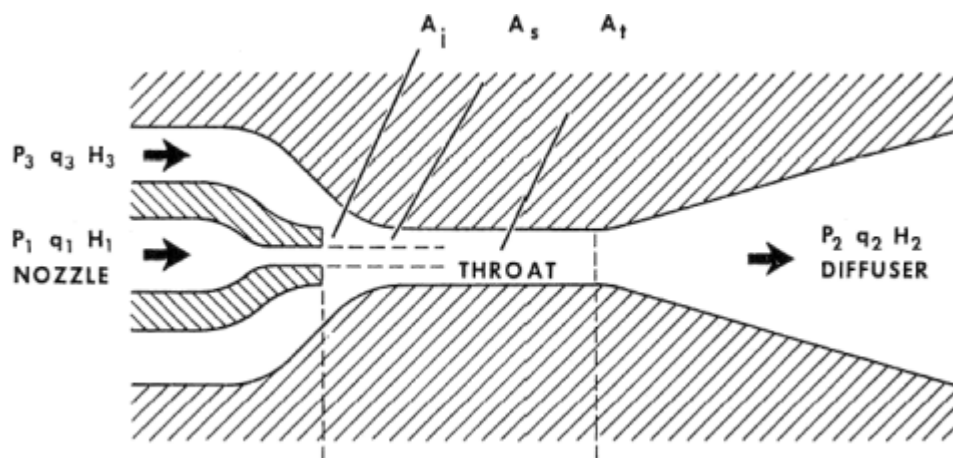
LA bomba adecuada se considerará de acuerdo con condiciones de tubería, presiones y profundidad	Gravedad API del fluido
Presión de yacimiento	Diámetro de tubing y casing

Nota: Elaboración Propia

3.2.2. Selección de la bomba Jet

Se consideran como parámetros base para la selección de este equipo, los siguientes aspectos visualizados en la Figura 3.1:

FIGURA 3.1 DIAGRAMA DEL SISTEMA DE UNA BOMBA JET



Nota: tomado de Brown. K. (1980)

Donde:

TABLA 6 PARÁMETROS DE UNA BOMBA TIPO JET

p1= presión de fluido motriz, psia	p2= presión de descarga, psia
q1= caudal del fluido motriz, (bbl/d)	q2= caudal de retorno= q1+q3, (bbl/d)
Aj= Área de la boquilla, in ²	R= área adimensional

As= Área de la garganta, in ²	H= presión adimensional
q3= caudal intake, (bbl/d)	

Nota: Elaboración Propia

3.2.3. Pasos para el diseño de una bomba tipo Jet

- Cálculo de Flujo de la Boquilla
- Razón adimensional de áreas, de flujo másico y presión
- Eficiencia de la bomba
- Área mínima para evitar la cavitación en la bomba
- Escoger un valor para la presión superficial de inyección
- Calcular la presión y el caudal en la boquilla
- Determinar las propiedades de la mezcla de fluidos
- Calcular la presión de descarga
- Calcular el área de la garganta y seleccionar el tamaño correcto
- Calcular el caballaje requerido en superficie para la bomba multiplex

3.2.4. Proceso y ecuaciones de implementación de diseño

Según lo mencionado por (Arcentales, 2011) en su investigación Para seleccionar el motor que accionara la bomba de levantamiento se considera los parámetros detallados en la Tabla:

TABLA 7 ECUACIONES PARA DISEÑO DE UNA BOMBA TIPO JET

Parámetro	Ecuación
Tasa de Flujo en la Boquilla (BPD)	$Q_N = 832 * A_N \sqrt{\frac{P_N - P_{PS}}{G_N}}$
Razón adimensional de áreas	$R = \frac{A_N}{A_T}$
Razón adimensional de flujo másico	$M = \frac{Q_S G_S}{Q_N G_N}$
Razón adimensional de presión	$N = \frac{P_D - P_{PS}}{P_N - P_D}$
Eficiencia	$E_{FF=N} * M = \frac{(P_D - P_{PS}) * Q_S G_S}{(P_N - P_D) * Q_N G_N}$
Área mínima para evitar la cavitación (in²)	$A_{SM} = \frac{Q_S}{691 \sqrt{P_{PS}/G_S}}$
Caballaje requerido en superficie	$HP_{SUB} = 1.7 * 10^{-5} Q_N P_S$

Nota: Elaboración propia

Determinar el gradiente de presión del fluido producido (succión) y el fluido motriz con la siguiente ecuación.

$$G_s = G_o(1 - W_c) + G_w W_c$$

Donde:

$G_o =$ gravedad específica del petróleo

$G_w =$ gravedad específica del agua

3.2.5. *Objetivos*

- Disminuir la presión en el fondo del pozo, lo que facilita la extracción de fluidos desde el yacimiento, especialmente en pozos con baja presión natural.
- Optimizar la producción de fluido por el principio de Venturi para transferir la energía y aumentar el flujo de producción
- Manejar fluidos con sólidos en suspensión
- Reducir tiempos no operativos y costos operativos

3.3 **Diseño de la solución propuesta 2**

La segunda solución para considerar es optimizar el sistema la estimulación matricial.

3.3.1. *Evaluación del daño*

Para el éxito de la implementación es fundamental conocer la siguiente información (ver TABLA 8) que permitan reconocer el daño

Tabla 8 *Información preliminar*

Tipo de arena
Permeabilidad
Porosidad
Saturación de agua
Grados API

Nota: Elaboración Propia

Tomando en cuenta también el cambio de presión por el daño:

$$\Delta P_{daño} = 141,2 * \frac{qB\mu}{kh} S$$

Donde:

q = caudal (bpm)

B = Factor volumétrico (bpm)

μ = viscosidad del fluido (cP)

h = espesor neto (ft)

k = permeabilidad (mD)

S = factor de daño

3.3.2. Selección del fluido acidificante

Se deben considerar los siguientes criterios

- Elegir un ácido (generalmente HCl para carbonatos o HF para areniscas) con la concentración adecuada para evitar daño a la formación.

Determinar la concentración de ácido clorhídrico (HCl) y aditivos para mejorar la penetración y disolución de obstrucciones.

Seleccionar el tipo y concentración de ácido adecuado para el yacimiento.

Ácido clorhídrico (HCl) 15-28%: Para formaciones carbonatadas (calizas y dolomitas).

Mezcla HCl/HF (9%/1.5%): Para formaciones areniscas con alta presencia de minerales arcillosos.

Seleccionar de aditivos:

Inhibidores de corrosión: Protegen los equipos de acero.

Surfactantes: Mejoran la penetración del ácido en la formación.

Agentes quelantes: Reducen la precipitación de productos de reacción.

3.3.3. Gasto y proyección de inyección

Se inyecta el ácido a baja presión para reaccionar con los minerales de la roca sin fracturarla, limpiando los poros obstruidos y aumentando la conectividad del yacimiento con el pozo.

Teniendo en cuenta el Caudal máximo para inyección con los siguientes parámetros de acuerdo con Hawkins (Muradov):

$$Q_{max} = \frac{141.2 * 10^{-6} k_{av} * h * (P_{FG} - P_e - \Delta P_s)}{\mu \left[\ln \left(\frac{r_b}{r_w} \right) + S \right]}$$

Donde:

Q_{max} = caudal máximo de inyección (bpm)

k_{av} = permeabilidad media bajo el daño (mD)

μ = viscosidad del fluido inyectado (cP)

h = espesor neto tratado (ft)

P_{FG} = presión de fractura (psi)

S = factor de daño

ΔP_s = margen de presión (200 – 500 psi)

P_e = presión del reservorio (psi)

r_b = radio del banco de ácido (ft)

r_w = radio del pozo (ft)

3.3.4. Cálculo del volumen

El intervalo para tratar es quien determina la cantidad de volumen a ser inyectado. Con base en la investigación de Guaigua (2016) es recomendable considerar como longitud de intervalo máximo 50 ft y 2-3 ft de penetración en la zona dañada. El cálculo es realizado empleando la ecuación (3.1)

$$V_{acido} = \frac{h \cdot \phi \cdot A}{EF} \quad (3.1)$$

Donde:

H = Altura de la zona productiva (ft)=50ft

Φ = Porosidad de la formación (fracción)=0.2

A= Área de drenaje del pozo (ft²) = 2.69ft².

EF = Eficiencia de fluido =0.8

V ácido= 50ft*0.2*2.69ft² / 0.8

V ácido= 33.62ft³

V ácido= 6 Barriles

Evaluación postratamiento

Es necesario medir la respuesta de producción después del tratamiento para validar su efectividad y determinar la necesidad de ajustes.

Cálculo con los datos de la inyección del acidificante

Densidad the fluido de tratamiento de adificación: 9.95gr/cc=7,93lb/gl

Viscosidad del fluido de tratamiento adecuado al proceso: 3,65cp

Presión de tratamiento: $4840.36\text{psi} - 0.052 * 7.93\text{lb/gal} \times 8997$

Presión de tratamiento: $4840.36\text{psi} - 0.052 * 15.44\text{lb/gal} \times 8997$

Presión de tratamiento: 1130.35 psi

DATOS:

Factor constante inicial: 4.917×10^{-6}

Permeabilidad (k): 550.85 md

Longitud del intervalo (h): 15 ft

Presión inicial (P1): 1130.35 psi

Presión final (P2): 1045 psi

Viscosidad del fluido (μ): 0.75 cp

Radio externo (r_e): 273ft

Radio interno (r_w): 0.340ft

Logaritmo natural $\ln(x)=6.677$

Caudal máximo de inyección:

$Q_{\text{máx}} = 4.917 \times 10^{-6} \times 550.85\text{md} \times 15\text{ft} \times (1130.35\text{psi} - 1045\text{psi}) / 0.75\text{cp} \times 6.677$

$Q_{\text{máx}} = 0.68 \text{ BPM}$

3.3.5. Objetivos

Eliminar o reducir los daños causados por la invasión de fluidos, incrustaciones, o bloqueos de poros, restaurando la permeabilidad natural de la formación.

Incrementar la permeabilidad en las zonas productoras para mejorar el flujo de hidrocarburos desde el yacimiento hacia el pozo.

Elevar las tasas de producción de petróleo (BOPD) y reducir la relación agua-petróleo (RAP), optimizando el rendimiento del pozo.

Extender la vida productiva del yacimiento al restaurar y mantener las condiciones óptimas de flujo, maximizando la recuperación de hidrocarburos.

3.3.6. *Personal y equipos necesarios*

La estimulación matricial en pozos de baja permeabilidad es una técnica utilizada para mejorar la producción al eliminar daños en la formación y aumentar la permeabilidad cerca del pozo. Para llevarla a cabo, se necesita un equipo especializado y personal calificado.

Personal Requerido:

- ✓ Ingeniero de producción o de estimulación: Diseña el tratamiento y supervisa la operación.

Ingeniero de campo o de servicio: Monitorea y ajusta parámetros en tiempo real.

Supervisor de operaciones: Coordina la logística y la seguridad del personal y equipos.

Operador de unidad de bombeo: Maneja los equipos de bombeo de fluidos de tratamiento.

Operador de laboratorio: Verifica la calidad de los fluidos y aditivos utilizados.

Personal de seguridad (HSE): Garantiza el cumplimiento de normas de seguridad y ambientales.

Ayudantes y personal de soporte: Asisten en el manejo de equipos y materiales.

Equipos y Materiales Necesarios:

Equipos principales:

Unidad de bombeo a alta presión: Inyecta los fluidos de estimulación en la formación.

Tanques de almacenamiento: Contienen los fluidos de pre-flush, tratamiento principal y post-flush.

Unidad de mezclado químico: Mezcla ácidos, surfactantes y otros aditivos en proporciones adecuadas.

Coil tubing o tubería de producción: Para colocar los fluidos de estimulación en la zona deseada.

Camión pumper (si se usa ácido a alta presión): Para inyección controlada del fluido.

Medidores de presión y caudal: Monitorean los parámetros del tratamiento.

Unidad de control y monitoreo: Recoge datos en tiempo real para ajustes operativos.

Fluidos y Materiales:

Ácidos (HCl, HF, mezclas orgánicas o inorgánicas): Para disolver obstrucciones y mejorar la permeabilidad.

Surfactantes: Reducen la tensión superficial y facilitan la penetración del fluido.

Inhibidores de corrosión: Protegen los equipos y tuberías del ataque ácido.

Solventes o agentes dispersantes: Ayudan a eliminar parafinas, asfaltenos o lodos de perforación.

Agua tratada o diésel: Base para la preparación de los fluidos de estimulación.

Procedimiento General:

Evaluación del pozo: Identificación del daño a la formación y selección del tratamiento adecuado.

Preparación del pozo: Limpieza y pruebas previas.

Pumping de pre-flush: Para acondicionar la formación antes del tratamiento.

Inyección del fluido de estimulación: Ácidos o solventes según el tipo de daño.

Desplazamiento y post-flush: Para remover residuos y evitar precipitados.

Monitoreo y prueba de producción: Evaluación del éxito del tratamiento.

Si el pozo es de muy baja permeabilidad, la estimulación matricial puede complementarse con fracturamiento ácido o técnicas avanzadas como inyección de nanopartículas o surfactantes especiales.

CAPÍTULO 4

4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Tras la implementación del sistema de levantamiento artificial mediante Bomba tipo Jet se obtuvieron los resultados descritos en la Tabla 4.1:

TABLA 9 TABLA DE RESULTADOS COMPARATIVA DE ANTES Y DESPUÉS DE LA BOMBA TIPO JET

Parámetros	Antes del cambio (BES)	Después del Cambio (Jet Pump)
Manejo de fluido con arena	Deficiente, causando desgaste	Mejora disminuyendo desgaste
Flexibilidad en selección de flujo	Limitada	Alta adaptabilidad
Mantenimiento	Alto costo y frecuente	Menor intervención mecánica
Consumo energético	Alto	Mejor eficiencia
Producción de petróleo	120-180 BPD	140.225 BPD (+25%)

Nota: Elaboración Propia

En cuanto a la estimulación matricial, se diseñó un tratamiento basado en la inyección de una solución ácida compuesta por Ácido Clorhídrico (HCl) al 9% y Ácido Fluorhídrico (HF) al 1.5%. Esta formulación fue seleccionada considerando las propiedades petrofísicas de la roca reservorio, así como las características químicas de los fluidos presentes en el yacimiento. La elección de estos ácidos se fundamenta en su capacidad para disolver los minerales dañinos (como arcillas y carbonatos) que obstruyen los poros

y reducen la permeabilidad efectiva de la formación, sin comprometer la integridad de la matriz rocosa.

Como resultado de la estimulación, se proyecta un incremento en la porosidad efectiva del yacimiento. Este aumento en la porosidad, junto con la mejora en la permeabilidad, contribuirá a una mayor conectividad entre los poros de la roca y el pozo, facilitando el flujo de hidrocarburos y optimizando la productividad del pozo llevando a un aumento.

En la Tabla 4.2 se presenta un cuadro comparativo de los parámetros fundamentales antes y después de la intervención de la estimulación matricial. Entre los parámetros que han experimentado un cambio significativo se incluyen:

Tasa de producción de petróleo (BOPD): Se observa un incremento sustancial debido a la mejora en la eficiencia del sistema de levantamiento y la estimulación de la formación.

Tasa de producción de agua (BWPD): Se espera una variación controlada, ya que la estimulación está dirigida a zonas específicas del yacimiento con alta saturación de hidrocarburos.

TABLA 10 TABLA COMPARATIVA DE RESULTADOS ANTE Y DESPUÉS DE LA INYECCIÓN

Parámetros	Antes de la Estimulación	Después de la estimulación
Permeabilidad	Baja	Aumento
Daño por minerales	Alto	Disminución considerable
Conectividad de poros	Deficiente	Mejorada

Caudal de producción de petróleo	100-200 BPD	130-260 BPD (+30%)
----------------------------------	-------------	--------------------

Nota: Elaboración Propia

Las propiedades petrofísicas de la roca reservorio y las características de los fluidos experimentaron cambios significativos tras la implementación de las intervenciones de estimulación matricial y la optimización de las facilidades en el pozo Fanny 18B. Uno de los resultados más destacados fue la reducción del corte de agua, el cual disminuyó de manera considerable en un 21,47% en comparación con las condiciones previas a la estimulación. Esta reducción se atribuye a la efectividad del tratamiento ácido en la disolución de los minerales que obstruían los poros, lo que permitió una mejor segregación de los fluidos y una mayor eficiencia en la producción de hidrocarburos. Como consecuencia, se logró una disminución en la producción de agua y un incremento en la recuperación de petróleo, optimizando así el balance de fluidos en el pozo.

Por otro lado, la salinidad del agua producida experimentó un aumento del 16,45%, lo cual es consistente con la inyección del estimulante ácido (HCl y HF) en la matriz rocosa. Este incremento en la salinidad se debe a la disolución de minerales salinos presentes en la formación, los cuales fueron movilizados hacia el pozo durante el proceso de estimulación. Este fenómeno confirma la efectividad del tratamiento ácido en la liberación de fluidos atrapados y en la mejora de la conectividad de los poros.

Finalmente, el (GOR) mostró una disminución del 70,31% después de la intervención. Esta reducción se debe principalmente a la optimización del sistema de levantamiento artificial y a la mejora en la eficiencia de la producción, lo que permitió un mayor control

sobre la liberación de gas asociado al crudo. Un GOR más bajo es indicativo de una mayor estabilidad en la producción y de una menor presencia de gas libre, lo que contribuye a una operación más eficiente y segura.

Estos resultados demuestran la efectividad de las intervenciones propuestas y respaldan la viabilidad técnica de las soluciones implementadas. Sin embargo, se recomienda realizar un monitoreo continuo de los parámetros operativos y de producción para validar el desempeño a largo plazo y realizar ajustes en caso de ser necesario. Adicionalmente, se sugiere llevar a cabo análisis periódicos de los fluidos producidos para evaluar la estabilidad química del yacimiento y garantizar la sostenibilidad de la operación.

CAPÍTULO 5

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones:

A partir del análisis de la situación operacional del Pozo Fanny 100 Bloque 62, se identificaron variaciones significativas en los indicadores de producción, específicamente en el BOPD y BWPD, durante los últimos años. Estas variaciones reflejan una tendencia de declinación en la productividad del pozo, lo cual sugiere la presencia de daño en la formación, disminución de la presión del yacimiento y/o problemas asociados al sistema de levantamiento artificial. Estos hallazgos justifican la necesidad de implementar estrategias de reacondicionamiento para recuperar y optimizar la producción. Mejorando la producción un 25% con la bomba tipo Jet.

La propuesta de estimulación de la matriz mediante acidificación controlada se presenta como una solución técnica viable para mitigar el daño en la formación y mejorar la permeabilidad en las zonas productoras, disminuyendo el daño y aumentando significativamente la permeabilidad. Este enfoque permitiría restaurar la conectividad entre el yacimiento y el pozo, incrementando el flujo de hidrocarburos. La selección de ácidos y aditivos específicos, junto con un diseño adecuado de la operación, aseguraría la efectividad del tratamiento y minimizaría riesgos operativos.

La optimización del sistema de levantamiento artificial con bombeo con tipo Jet representa una alternativa complementaria para mejorar la eficiencia de producción. Esta propuesta se enfoca en ajustar los parámetros operativos de la bomba, como la frecuencia

de operación, la profundidad de colocación, la selección de equipos y el incremento de etapas, para adaptarse a las condiciones actuales del pozo. La implementación de esta solución permitiría maximizar la extracción de fluidos, reducir el consumo energético y prolongar la vida útil del equipo. Con este método se incrementó un 25% la producción de petróleo.

La evaluación comparativa de ambas propuestas, basada en casos de éxito previos en pozos con problemáticas similares, indica que la implementación de la acidificación controlada podría incrementar significativamente la producción de petróleo, mientras que la optimización del sistema de levantamiento artificial mejoraría la eficiencia operativa y reduciría los costos asociados al levantamiento de fluidos. La combinación de ambas estrategias podría generar un impacto sinérgico, maximizando la recuperación de hidrocarburos y extendiendo la vida productiva del pozo con un aumento de la producción de petróleo promedio de 38 BOPD a 61 BOPD y también se vio reflejado la disminución significativa de agua de 2556 BL/D a 244 de promedio.

Recomendaciones:

Se recomienda implementar un plan integral que combine la acidificación controlada y la optimización del sistema de levantamiento artificial, previa evaluación económica y técnica detallada. Adicionalmente, se sugiere monitorear continuamente los indicadores de producción post-intervención para validar la efectividad de las propuestas y realizar ajustes operativos en caso de ser necesario. Estas acciones contribuirán a garantizar la sostenibilidad y rentabilidad del Pozo Fanny 100 Bloque 62 en el mediano y largo plazo.

Establecer un sistema de monitoreo en tiempo real que permita evaluar el desempeño del pozo después de la implementación de las propuestas de reacondicionamiento. Esto incluye la instalación de sensores de presión, temperatura y flujo, así como el análisis periódico de muestras de fluidos. Este enfoque facilitará la identificación temprana de problemas operativos y permitirá realizar ajustes proactivos para mantener la eficiencia del pozo.

Antes de llevar a cabo la acidificación controlada, se recomienda realizar pruebas de laboratorio para evaluar la compatibilidad química entre los fluidos de estimulación y la formación rocosa. Adicionalmente, se debe analizar el impacto geomecánico de la acidificación para evitar posibles colapsos o daños en la estructura del pozo. Estas precauciones garantizarán la seguridad y efectividad de la operación.

Es fundamental capacitar al personal técnico y operativo en las nuevas tecnologías y metodologías implementadas, como la acidificación controlada y la optimización del bombeo electro sumergible. Además, se recomienda establecer alianzas con expertos o empresas especializadas para transferir conocimiento y asegurar la correcta ejecución de las intervenciones. Esto fortalecerá las capacidades internas y reducirá los riesgos asociados a la implementación de nuevas técnicas.

BIBLIOGRAFÍA

- Ahmed, T. (2019). *Reservoir Engineering Handbook*. Gulf Professional Publishing.
- Arcentales, D. (2011). *"Aplicación del análisis nodal para la elevación del sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible".(Tesis de Grado)*. Guayaquil: Escuela Politécnica del Litoral.
- Bustillos, F. (2008). *"Análisis y selección para la mejor técnica de cañoneo para el bloque Tarapoa".(Tesis de Grado)*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- Carvajal, H. (2012). *"Optimización de la Producción Utilizando Análisis Nodal en el Campo Fanny 18B Operado por Andes Petroleum Ecuador Ltd". (Tesis de Grado)*. Guayaquil: ESPOL.
- Chanatásig, D., & Amaya, A. (2009). *PROGRAMA DE DISEÑO UNIFICADO DE BOMBEO HIDRÁULICO PARA LA SELECCIÓN DE BOMBAS JET Y PISTÓN USADAS EN LAS OPERACIONES DE PETROPRODUCCIÓN*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- Condit, G. (2008). *"Análisis de un fluido de completación y re-acondicionamiento de pozo para determinar el daño en formación del pozo Fanny y Dorine". (Tesis de Grado)*. Guayaquil: Escuela Superior Politécnica del Litoral.
- Guaigua, S. (2016). *Alternativas para la optimización de la producción de un campo maduro de la cuenca ecuatoriana; Fracturamiento Hidráulico y estimulación matricial. (Tesis Grado)*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.

- Huilca, F. (2007). *"Estudio para el control del incremento del agua del yacimiento M-1 en el Campo Dorine"*. (Tesis de Grado). Quito: Escuela Politecnica Nacional.
- Ministerio de Energía y Minas. (2018). *Mapa de Bloques e infraestructura Petrolera del Ecuador*. Cuyabeno: Ministerio de Energía y Minas.
- Mosquera, A. (2020). Enfrentando el desafío del alto corte agua en campos petroleros: causas, diagnóstico y mecanismo químico de control. *Fuentes, el reventón energético*, 18(2), 95-110.
doi:<https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistafuentes/article/view/11867>
- Moya, T. (2017). *"Evaluación de estrategias para la producción de crudo en el campo Tarapoa"*. (Tesis de Grado). Quito: Universidad Central del Ecuador.
- Obando, R. (2014). *"Análisis para la factibilidad técnico-económica para el cambio de elevamiento artificial de bombeo electrosurgible a bombeo mecánico en pozos con alto corte de agua y baja producción de producción de petróleo en el Bloque Tarapoa"*.(Tesis de Grado). Quito: Universidad Tecnológica Equinoccial.
- Ortega, A., & Marin, D. (2019). Revisión general de la producción elevada de agua en la industria del petróleo. *Fuentes: El Reventón Energético*, 17(2), 39-50.
- Perez, D. (2015). *"Análisis comparativo técnico-económico de la perforación Slim Hole con perforación convencional en el campo Fanny en el Bloque Tarapoa"*.(Tesis de Grado). Quito: Universidad Central del Ecuador.
- Pizarrelli, S. (2014). *"Estimulación matricial para el mejoramiento del factor recobro de producción en pozos de crudo pesado"*. (Tesis de Maestría). USA: Tecana American University.

- Quan, H., Jincheng, L., & Good, D. (2017). COMPLETACIÓN Y PRODUCCIÓN. *PETRÓLEO&GAS*, 38-43. Retrieved from https://issuu.com/aihecuador/docs/pge_septiembre_baja_ce734420bd978a
- Roca, R., & Perero, D. (2016). *Análisis técnico económico para el cambio de sistema de levantamiento artificial de bombeo hidráulico a bombeo electrosomergible.*(Tesis de Grado). Guayaquil: Escuela Superior Politécnica del Litoral.
- Tomalá, J., & Salvatierra, R. (2024). *Selección de pozos petroleros adecuados para el fracturamiento hidráulico en el campo Libertador.* La Libertad: Universidad Estatal Península de Santa Elena.
- Vallejo, K. (2019). *Optimización de tiempos de reacondicionamiento mediante la gestión por procesos y mejora continua.* Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- World Trade Energy. (2019). *Trading y precio del petróleo: un mercado internaciona.* Obtenido de <https://worldenergytrade.com/trading-y-precio-del-petroleo-un-mercado-internacional/>