

Pregrado

Carrera:
Tecnología en Petróleo

Asignatura (UIC): .Seminario de Carrera

**Trabajo de titulación previo a la obtención del
Título en: Tecnólogo Superior en Petróleo**

Tema:

**Optimizar la productividad del campo
Shushufindi, Bloque 57, pozo SHS 254, en la
Formación “UI” por baja producción a través
del Fracturamiento Hidráulico y Estimulación
Matricial en el año 2025.**

Autor/s

**Zurita Yela Jonny Xavier
Moreira González Oscar Miguel
Silva Yaguana Wilson Jhomar**

Tutor:

Ing. Álvarez Luis

Fecha: Sangolquí, 24 marzo del 2025.



AUTOR



Apellidos y nombres: Zurita Yela Jonny Xavier

Título a obtener: Tecnólogo Superior en
Petróleos

Matriz: Sangolquí- Ecuador

Correo electrónico: jonny.zurita@ister.edu.ec

AUTOR



Apellidos y nombres: Moreira González Oscar
Miguel

Título a obtener: Tecnólogo Superior en
Petróleos

Matriz: Sangolquí- Ecuador

Correo electrónico: oscar.moreira@ister.edu.ec

AUTOR



Apellidos y nombres: Silva Yaguana Wilson Jhomar

Título a obtener: Tecnólogo Superior en Petróleos

Matriz: Sangolquí- Ecuador

Correo electrónico: wilson.silva@ister.edu.ec

DIRIGIDO POR:



Álvarez Lazo Luis Alfredo

Título: Magister

Matriz Sangolquí- Ecuador

Correo electrónico: luis.alvaez@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

Zurita Yela Jonny Xavier

Moreira González Oscar Miguel

Silva Yaguana Wilson Jhomar

Optimizar la productividad del campo Shushufindi, Bloque 57, pozo SHS 254, en la Formación “UI” por baja producción a través del Fracturamiento Hidráulico y Estimulación Matricial en el año 2025.

CARTA DE CESION DE DERECHOS DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-2-2.2

Sangolquí, 24 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 **Zurita Yela Jonny Xavier**, declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: Ser autor del trabajo de titulación denominado **“Optimizar la productividad del campo Shushufindi, Bloque 57, pozo SHS 254, en la Formación “UI” por baja producción a través del Fracturamiento Hidráulico 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,



Zurita Yela Jonny Xavier
C.I.: 2200223036

CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-2-2.2

Sangolquí, 24 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 **Moreira González Oscar Miguel**, declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: Ser autor del trabajo de titulación denominado **“Optimizar la productividad del campo Shushufindi, Bloque 57, pozo SHS 254, en la Formación “UI” por baja producción a través del Fracturamiento Hidráulico 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,



Moreira González Oscar Miguel
C.I.: 1723056964

CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-2-2.2

Sangolquí, 24 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 **Silva Yahuana Wilson Jhomar**, declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: Ser autor del trabajo de titulación denominado **“Optimizar la productividad del campo Shushufindi, Bloque 57, pozo SHS 254, en la Formación “UI” por baja producción a través del Fracturamiento Hidráulico 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



Silva Yaguana Wilson Jhomar
C.I.: 2100670021

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

CT-ANX-2025-ISTER-3

CARRERA:

TECNOLOGIA EN PETROLEOS

AUTOR /ES:

ZURITA YELA JONNY XAVIER

MOREIRA GONZALEZ OSCAR MIGUEL

SILVA YAGUANA WILSON JHOMAR

TUTOR (METODOLÓGICO Y ACADÉMICO)

ALVAREZ LUIS

CONTACTO ESTUDIANTE:

0969666988

0997324827

0967795795

CORREO ELECTRÓNICO:

jonny.zurita@ister.edu.ec

osacar.moreira@ister.edu.ec

wilson.silva@ister.edu.ec

TEMA:

“Optimizar la productividad del campo Shushufindi, Bloque 57, pozo SHS 254, en la Formación “UI” por baja producción a través del Fracturamiento Hidráulico y Estimulación Matricial en el año 2025.”

OPCIÓN DE TITULACIÓN:

UNIDAD DE INTEGRACIÓN CURRICULAR: TRABAJO DE TITULACIÓN

RESUMEN EN ESPAÑOL:

El trabajo de estudio tiene el propósito analizar, interpretar y comparar dos propuestas de técnicas de estimulación que permitan optimizar la producción el pozo Shushufindi 254, localizado en el Oriente Ecuatoriano, con el objetivo elevar la eficiencia y rendimiento. Para este caso se analizarán dos técnicas la una será el Fracturamiento Hidráulico y la segunda la técnica de Estimulación Matricial, examinando parámetros y características

primordiales como alta permeabilidad, caudal máximo, índice de productividad, complejidad de y operación duración de los efectos. Para el desarrollo

del proyecto se utilizó un enfoque comparativo que permite analizar diferentes pruebas, análisis, comparaciones, costos e impacto ambiental.

Luego de la ejecución de la propuesta se obtuvo resultados que evidencian que la técnica de Estimulación Matricial es más factible para el problema de baja producción esto se debe a que proporciona un aumento en la permeabilidad pasando de 70mD de inicio a 215mD y llegando a obtener un caudal elevado de 1690 BFPD resultado significativo frente a la técnica de Fracturamiento Hidraulico. Cabe mencionar que la Estimulación Matricial Además representa menos costos operativos al igual que menos impacto ambiental lo que la hace la técnica más eficaz, eficiente y viable. También cabe decir que el Fracturamiento hidraulico da una solución al problema, pero de forma más duradera es decir a largo plazo, pero sus costos operativos y su complejidad son mayores.

En si podemos decir que la técnica de estimulación matricial da lugar a la alternativa más dable para dar solución a la problemática de baja producción del pozo Shushufindi 254 por sus bajos costos operativos y poco impacto ambiental, pero sin dejar de lado que la otra propuesta también ayuda mejor el problema solo que con otros factores. Por tal manera el presente trabajo proporciona bases sólidas para decisiones futuras.

PALABRAS CLAVE:

Porosidad. Presión de fondo fluente, permeabilidad, Presión Hidrostática

ABSTRACT

The purpose study is to analyze, interpret, proposed stimulation techniques to optimize the production of the Shushufindi 254 well, Ecuadorian Amazon, with the goal of increasing efficiency and performance. For this case, two techniques will be analyzed: and characteristics will be examined, such as high.

For the development o, to analyze various tests, analyses, comparisons, costs, and environmental impact. After implementing the proposals, the results showed that the Matrix Stimulation technique is more feasible for the low production issue. This is because it provides an increase in permeability, from 70mD initially to 215mD, and achieves a higher flow rate of 1690 BFPD, which is a significant result compared to Hydraulic Fracturing. It is also worth mentioning that Matrix Stimulation represents effective, efficient, and viable technique. Additionally, Hydraulic Fracturing provides a solution to the problem, but it is more durable, meaning it offers long-term results, though operational greater. In conclusion, we can say that the technique is the most feasible alternative to solve the low production problem of the operational minimal, it is important to note that the other proposal also helps to address the problem, albeit with different factors involved. Therefore, foundations for future decision-making.

KEYWORDS: Porosity, formation damage, permeability, productivity index



Jonny Xavier Zurita Yela
C.I.: 2200223036



Oscar Miguel Moreira González
C.I.: 1723056964



Silva Yahuana Wilson Jhomar
C.I.: 2100670021



SOLICITUD DE PUBLICACIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-4

Sangolquí, 24 de marzo del 2025

Sres.-

INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE UNIVERSITARIO

Presente

Yo, **Jonny Xavier Zurita Yela** con C.I.: 2200223036 alumno de la Carrera **TECNOLOGIA SUPERIOR EN PETROLEOS**, 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,

Jonny Xavier Zurita Yela
CI. 2200223036

SOLICITUD DE PUBLICACIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-4

Sangolquí, 24 de marzo del 2025

Sres.-

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

Presente

Yo, Oscar Miguel Moreira González **con** C.I.: 1723056964 alumno de la Carrera TECNOLOGIA SUPERIOR EN PETROLEOS, 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,



Oscar Miguel Moreira González
CI. 1723056964

SOLICITUD DE PUBLICACIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-4

Sangolquí, 24 de marzo del 2025

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

Presente

Yo, Silva Yahuana Wilson Jhomar con C.I.: 2100670021 alumno de la Carrera TECNOLOGIA SUPERIOR EN PETROLEOS, 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,



Silva Yahuana Wilson Jhomar
CI. 2100670021

DEDICATORIA

Con humildad y profundo agradecimiento, dedicamos este trabajo de titulación a cada una de las personas que hicieron parte de trayectoria académica profesional. Sin su apoyo, este logro no habría sido posible.

A nuestras familias, por su amor, sacrificios y confianza inquebrantable en nosotros. Gracias por ser nuestra mayor fuente de fortaleza y por creer en nuestra capacidad para alcanzar este sueño.

Al Instituto Tecnológico Universitario Rumiñahui, por brindarnos una educación de calidad, un ambiente enriquecedor y las pautas principales desenvolvernó para forjar nuestro camino profesional.

A los profesores que, con su dedicación y sabiduría, nos guiaron en cada etapa del proceso, enseñándonos no solo conocimientos técnicos, sino también los valores que nos acompañarán a lo largo de nuestra vida profesional.

Y a Dios, por su guía y protección. Gracias por darnos la sabiduría, la fuerza y la determinación necesarias para llegar hasta aquí.

Este trabajo es un reflejo de todo el apoyo, amor y esfuerzo recibido.

Jonny Xavier Zurita Yela

Oscar Miguel Moreira González

Wilson Jhomar Silva Yahuana

AGRADECIMIENTO

Deseamos expresar nuestro agradecimiento aquellas personas que nos dieron su apoyo moral en el proceso académico han hecho posible la culminación de este trabajo de titulación. Todo este largo camino de aprendizaje llego a si fin gracias a su apoyo, dedicación y colaboración de ustedes.

En primer lugar, queremos agradecer a nuestras familias, quienes han sido nuestra principal fuente de motivación y fuerza. Gratitud siempre por su apoyo incondicional, por confiar y creer en nosotros y acompañarnos en esta trayectoria que empezó como un sueño y hoy se ve realizado. Su confianza, paciencia y sacrificio fue el motor que nos inspiraba para vencer los obstáculos que se nos presentaban en el proceso de formación.

A nuestro tutor, por ser pilar fundamental de enseñanza y apoyo constante durante todo el proceso. Su dedicación, compromiso y visión nos permitieron avanzar de manera clara y efectiva, guiándonos siempre con su sabiduría y experiencia.

A todos quienes conforman el Tecnológico Universitario Rumiñahui, docentes, personal administrativo quienes nos brindarnos una educación de calidad y compartieron sus conocimientos y crearon un ambiente académico que fomentó nuestro crecimiento profesional y personal. Su compromiso con nuestra formación ha dejado una huella profunda en nosotros.

A nuestros compañeros, por ser una fuente de motivación y apoyo mutuo. Juntos compartimos retos, aprendizajes y momentos que han hecho este camino más llevadero.

Finalmente, queremos agradecer a todas aquellas personas que, aunque no mencionadas de manera individual, han sido parte de nuestra historia y han contribuido a que este proyecto llegara a buen término. Su apoyo, de cualquier forma, ha sido fundamental y siempre lo llevaremos en nuestro recuerdo.

RESUMEN

El trabajo de estudio tiene el propósito analizar, interpretar y comparar dos propuestas de técnicas de estimulación que permitan optimizar la producción el pozo Shushufindi 254, localizado en el Oriente Ecuatoriano, con el objetivo elevar la eficiencia y rendimiento. Para este caso se analizarán dos técnicas la una será el Fracturamiento Hidraulico y la segunda la técnica de Estimulación Matricial, examinando parámetros y características primordiales como alta permeabilidad, caudal máximo, índice de productividad, complejidad de operación y duración de los efectos. Para el desarrollo del proyecto se utilizó un enfoque comparativo que permite analizar diferentes pruebas, análisis, comparaciones, costos e impacto ambiental.

Luego de la ejecución de la propuesta se obtuvo resultados que evidencian que la técnica de Estimulación Matricial es más factible para el problema de baja producción esto se debe a que proporciona un aumento en la permeabilidad pasando de 70mD de inicio a 215mD y llegando a obtener un caudal elevado de 1690 BFPD resultado significativo frente a la técnica de Fracturamiento Hidráulico. Cabe mencionar que la Estimulación Matricial Además representa menos costos operativos al igual que menos impacto ambiental lo que la hace la técnica más eficaz, eficiente y viable. También cabe decir que el Fracturamiento hidraulico da una solución al problema, pero de forma más duradera es decir a largo plazo, pero sus costos operativos y su complejidad son mayores.

En si podemos decir que la técnica de estimulación matricial da lugar a la alternativa más dable para dar solución a la problemática de baja producción del pozo Shushufindi 254 por sus bajos costos operativos y poco impacto ambiental, pero sin dejar de lado que la otra propuesta también ayuda mejor el problema solo que con otros factores. Por tal manera el presente trabajo proporciona bases sólidas para decisiones futuras.

PALABRAS CLAVE:

Porosidad. Daño de formación, permeabilidad, índice de productividad

Abstract

The purpose study is to analyze, interpret, proposed stimulation techniques to optimize the production of the Shushufindi 254 well, Ecuadorian Amazon, with the goal of increasing efficiency and performance. For this case, two techniques will be analyzed: parameters and characteristics will be examined, high. For the development of the project, a to analyze various tests, analyses, comparisons, costs, and environmental impact.

After implementing the proposals, the results showed that the Matrix Stimulation technique is more feasible for the low production issue. This is because it provides an increase in permeability, from 70mD initially to 215mD, and achieves a higher flow rate of 1690 BFPD, which is a significant result compared to Hydraulic Fracturing. It is also worth mentioning that Matrix Stimulation represents less, effective, efficient, and viable technique. Additionally, Hydraulic Fracturing provides a solution to the problem, but it is more durable, meaning it offers long-term results, though operational costs and greater, we can say that the technique is the most feasible alternative to solve the low production problem of the operational costs and minimal important to note that the other proposal also helps to address the problem, albeit with different factors involved. Therefore, foundations future decisión.

KEYWORDS: Porosity, formation damage, permeability, productivity index

INDICE

CAPITULO I	20
1. INTRODUCCIÓN	20
1.1. Planteamiento de problema	20
1.2 Justificación	21
1.3. Aumento de producción.....	21
1.4 Justificación Legal.....	21
1.5 Normativa	22
1.6 Alcance	22
1.7 Objetivo	23
1.7.1 Objetivo General	23
1.7.2 Objetivos Específicos	23
CAPITULO II	24
2. MARCO TEORICO	24
2.1 Ubicación campo Sacha.....	24
2.2 Antecedente	25
2.3 Historial de producción	25
2.4 Geología campo.....	26
2.5. Estructura del Campo Shushufindi	27
2.5.1 Dimensión estructural.....	27
2.6 Formaciones Productoras del Campo	28
2.7 Propiedades PVT	29
2.8 Sistema de Levantamiento Artificial del Campo.....	29
2.8.1 Elementos del Bombeo Electrosurgible.....	31
2.9 Daño de Formación	32
2.11.1 Reducción del daño en la formación (estimulación)	33
2.11.2 Aplicación del Fracturamiento Hidráulico	33
2.11.3 Procedimiento del Fracturamiento Hidráulico.....	34
2.11.4 Fases del Fracturamiento	35
2.11.5 Fluido de Fractura.....	36
2.11.6 Componentes de un proceso de fracturación	36
2.12 Estimulación Matricial	37
2.12.1 Ácido Clorhídrico	37
2.12.2 Ácido Fluorhídrico.....	38

12.2.3 Retorno de permeabilidad.....	38
2.12.4 Componentes para proceso de Estimulación Matricial	38
CAPITULO II	40
3. DISEÑO E IMPLEMETACIÓN	40
3.1. Historia de Producción Pozo Shushufindi 254.....	40
3.2. Registro Eléctrico	40
3.3. Prueba de presión.....	41
3.4. Pruebas de producción.....	41
3.6. Propiedad PVT pozo 254S	42
3.2.1 Característica del Yacimiento.....	43
3.2.2 Propiedades del Apuntalante	43
3.2.3 Características de la Formación.....	43
3.2.4 Diseño del Fracturamiento Hidráulico	44
3.2.5 Permeabilidad de la fractura	46
3.2.7. Equipos del Fracturamiento Hidráulico.....	49
3.2.8 Personal Requerido para la Operación de Fracturamiento Hidráulico	49
3.2.9. Procedimiento de Fracturamiento Hidráulico.....	50
3.3 Estimulación Matricial	50
Disolución de minerales con HCl.....	50
3.3.2 Diseño estimulación acida	51
3.3.3 Solución Química Inyectada.....	52
3.3.4 Diseño del Sistema BES Post-Estimulación.....	54
3.3.5 Equipo de Estimulación matricial.....	56
3.3.6 Personal en proceso de técnica de Estimulación Matricial.....	56
3.3.7 Proceso de técnica de Estimulación Matricial	57
CAPITULO IV	58
4. PRUEBAS, RESULTADOS	58
4.1 Resultados del Técnica Fracturamiento Hidráulico.....	58
4.2. Resultado de propuesta de Estimulación Matricial	58
CAPITULO V	60
5. CONCLUSIO Y RECOMENDACION	60
5.1 Conclusión	60
BIBLIOGRAFÍA	61

INDICE FIGURAS Y TABLAS

Figura 1. Plantamiento de Problema.....	20
Figura 2. Ubicación pozo Sacha	25
Figura 3. Historial de Produccion	26
Figura 4. Geologia campo.....	28
Figura 5. Estructural del campo.....	29
Figura 6. Esquema de un sistema de completacion	32
Figura 7. Partículas de los poros	34
Figura 8. Daño de formación	34
Figura 9. Aumento de producción	35
Figura 10. Proceso de fracturación	36
Figura 11. Orientación de fractura	37
Figura 12. Equipo de fracturación	38
Figura 13. Equipo de fracturación	39
Figura 14. Historia de producción pozo Shushufindi 254	42
Figura 15. Diagrama de pruebas de producción pozo 254.....	43
Figura 16. Curva IPR del pozo	45
Figura 17. Curva IPR del pozo	56
Tabla 1: Resumen de Pozo del campo Shushufindi.....	26
Tabla 2.. Formaciones productoras	29
Tabla 3. Propiedades PVT del campo.....	30
Tabla 4. Diagrama de propiedades de fractura	37
Tabla 5. Equipos de Fracturamiento Hidráulico	38
Tabla 6. Diagrama de Registro Eléctrico.....	41
Tabla 7. Diagrama Prueba de presión.....	42
Tabla 8. Diagrama de pruebas de producción.....	42
Tabla 9. Propiedades PVT pozo.....	43
Tabla 10. Características del Pozo.....	44
Tabla 11. Propiedades de Apuntalante.....	44
Tabla 12. Características de Formación	45
Tabla 13. Diseño Sistema BES Pos- fractura	49
Tabla 14. Equipo utilizados en el Fracturamiento	51
Tabla 15. Proceso de Fracturación Hidráulica	52
Tabla 16. Disolución de Minerales con HCl.....	52
Tabla 17. Disolución de Minerales con HF	53
Tabla 18. Datos del pozo Shushufindi 254.....	53
Tabla 19. Solución química inyectada	54
Tabla 20. Retorno de Permeabilidad del pozo	56
Tabla 21. Diseño del Sistema Electrosumergible	58
Tabla 22. Equipos de Estimulación Matricial.....	60
Tabla 23. Equipo de Estimulación Matricial	60
Tabla 24. Personal de técnica de Estimulación Matricial	61
Tabla 25. Proceso de Estimulación Matricial	62
Tabla 26. Resultados de la Técnica de Fracturamiento Hidráulico	63
Tabla 27. Resultados del técnico de Estimulación Matricial	63

CAPITULO I

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Planteamiento de problema

En el bloque 57S, pozo Shushufindi 254 de crudo se ha convertido en la fuente ingresos más significativo para el Ecuador. Pero en la actualidad, este campo a evidenciado desafíos considerables que han repercutido negativamente a la producción. Si bien esta situación se presenta como un obstáculo que incide de manera adversa en la producción y rentabilidad del pozo. Los factores principales que contribuyen a este problema son cuatro: en primer lugar, el sistema de levantamiento que se emplea en el yacimiento ya que ha mostrado dificultades al momento de extraer los fluidos del yacimiento; en segundo lugar, el daño a la formación, que podría haber sido causado por situaciones de perforación, completación o producción , lo cual ha reducido significativamente la permeabilidad y, en consecuencia, a este factor obstaculiza el flujo del fluido hacia el pozo; otro factor que se atribuye al problema la disminución de temperatura en el yacimiento que impacta en las propiedades físicas de hidrocarburo, dando lugar al aumentando de la viscosidad del petrolero lo que favorece la formación de asfalto y parafinas; por último la dificultad de movilización de los fluidos dentro del yacimiento que causa que la formación de emulsiones, atrapamiento de sólidos y alta relación agua-aceite son factores que también limitan la producción

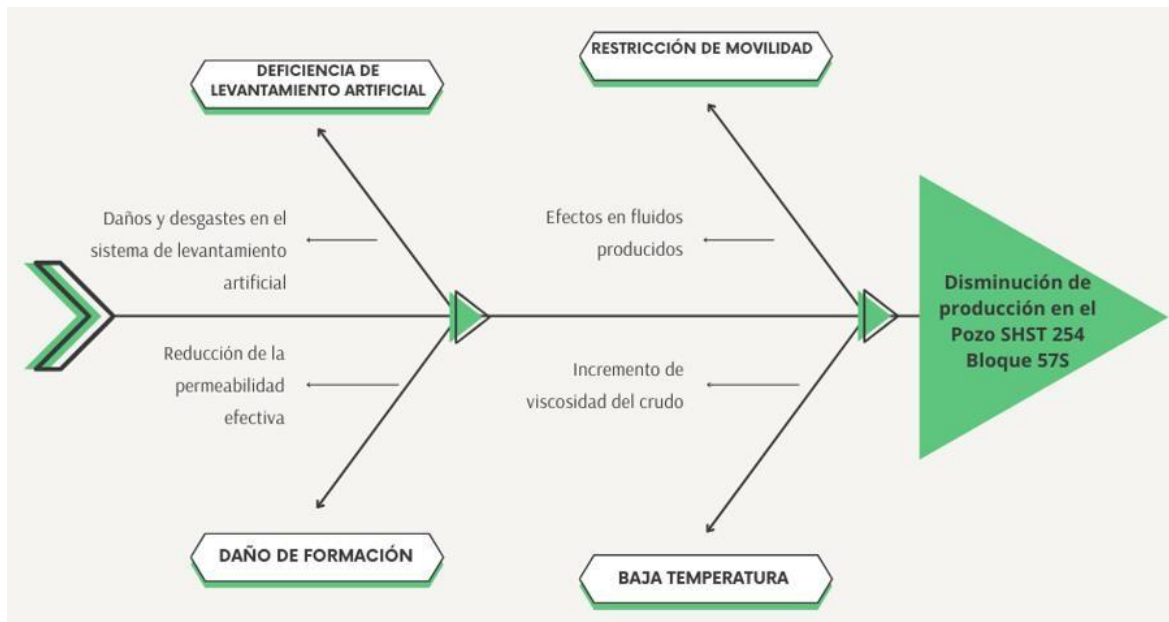


Figura 1. Diagrama Plantamiento del Problema
Fuente: Zurita, Silva, Yahuana

1.2 Justificación

La optimización de la producción en los yacimientos de crudo es primordial al mantener la rentabilidad y viabilidad de las operaciones y actividades de extracción a largo. Para este caso particular nos referimos al pozo Shushufindi 254 como referente en la formación UI inferior, donde se evidencia niveles de producción bajos.

Hipótesis

"La aplicación integrada de dos técnicas de Fracturamiento Hidráulico y Estimulación Matricial para incrementar la productividad del pozo SHST 254, con el objetivo aumentar la eficiencia operativa y minimizando la baja de producción en el Bloque 57S."

1.3. Aumento de producción

EL aumento de producción hacer referencia a un incremento en los barriles de petróleo y gas del pozo Shushufindi 254, su proceso de extracción radica en mejorar las dos técnicas en el proceso de extracción y optimización de los sistemas empleados. Esta investigación se basa en dar solución a la problemática planteada en relación a dos propuestas, la de Fracturamiento Hidráulico y Estimulación Matricial, herramientas clave en el incremento de producción. Esta estrategia contribuirá a la mejora de la conductividad de la fractura, lo que reducirá los daños en la formación, por lo tanto, mejorar la formación productora en la arena UI reduciendo la presión interna del pozo Shushufindi 254. El aumentar la producción de crudo, se lo puede lograr optimizado a través de mejoras en la infraestructura existente, esto permitirá bajar los costos de operación por cada unidad de producción. Al optimizar el sistema artificial y elevar la producción del yacimiento a través del Fracturamiento hidráulico, generando más rentabilidad y maximizando los ingresos generados. De este modo, la aplicación de estas dos técnicas en el pozo Shushufindi 254, evidenciara el aumento de producción de petróleo. Con esta propuestas no solo se quiere optimizar la área operativa si no también aumentar su proceso de extracción y por ende minimizar posible perdidas de producción, empleando nuevas tecnologías que contribuyan ala rentabilidad y de la operaciones del pozo

1.4 Justificación Legal

Las dos soluciones propuestas como el Fracturamiento Hidráulico y Estimulación Matricial, se basan en técnicas solidas que se respaldan en normas y estándares tanto

legales con de calidad siendo nacionales o internacionales. Este proyecto quedara como un referente académico para próximas investigaciones.

1.5 Normativa

API RP 19D - Práctica Recomendada para Fracturamiento Hidráulico

Esta norma de la American Petroleum Institute (API) establece las mejores prácticas y directrices para realizar Fracturamiento hidráulico en pozos de petróleo y gas. Cubre aspectos clave como el diseño de la fractura, la elección de los fluidos de Fracturamiento, y la evaluación de la efectividad de la fractura, entre otros. La implementación de estas prácticas asegura que el proceso de Fracturamiento hidráulico se lleve a cabo de manera segura y eficiente.

API RP 60 -Práctica Recomendada para Estimulación Matricial

La API RP 60 proporciona directrices para la estimulación matricial, un proceso utilizado para mejorar la productividad de un pozo sin causar fracturas grandes. Esta práctica abarca el diseño, ejecución y monitoreo de la estimulación matricial, asegurando que la operación se realice de acuerdo con las mejores prácticas industriales y cumpliendo con los estándares de seguridad y eficiencia.

1.6 Alcance

Esta propuesta se enfocará en aumentar la producción del pozo Shushufindi 254, específicamente en la formación productora "UI". Esta propuesta de solución se enfocará en aumentar la producción del yacimiento mediante la aplicación de las dos tecnias.

Análisis de producción del pozo Shushufindi 254: Se realizará un análisis y estudio de la producción del yacimiento, para lo cual se identificarán causas y consecuencias que ocasionan la baja productividad en la formación “UI”. Los parámetros de este análisis se basará en las propiedades petrofísicas del pozo, parámetros operativos y limitaciones del sistema del levantamiento.

- **Evaluación de la factibilidad de implementar el Fracturamiento hidráulico:**
Se debe evaluar si es factible aplicar esta técnica en las formaciones del

reservorio como zonas rocosas y de baja permeabilidad se debe realizar un estudio geológico del yacimiento.

- **Evaluar la implementación de Estimulación Matricial:** Esta técnica implica usar el método de inyección de ácidos en la formación del reservorio para eliminar las obstrucciones comunes como arcilla o lodo. De este modo, se mejora el conducto de los poros rocosos eliminando la migración de finos.
- **Evaluación de los resultados de las intervenciones:** Una vez que se implementen las dos técnicas se llevará a cabo un monitoreo continuo del aumento de la producción del yacimiento. Esto abarcará una serie de mediciones de parámetros para comprobar la efectividad de las intervenciones, comparando los niveles de mejora obtenidos tras la aplicación de las técnicas.
- **Plan de monitoreo y mantenimiento:** Se debe establecer una estrategia de monitoreo permanente, con el fin de asegurar los aumentos en la producción y, al mismo tiempo, preservar la eficiencia operativa a largo plazo.

1.7 Objetivo

1.7.1 Objetivo General

Erradicar el daño en la formación utilizando dos técnicas de estimulación, como el Fracturamiento Hidráulico y la Estimulación Matricial, su objetivo de aumentar la producción del pozo Shushufindi 254. Estas técnicas mejorarán el proceso de extracción de crudos, reducirán los costos operativos y garantizarán la solvencia, rentabilidad

1.7.2 Objetivos Específicos

- Realizar un diagnóstico detallado sobre los daños en la formación y condiciones actuales de operación del yacimiento
- Mejorar el Sistema de levantamiento artificial mediante ajuste de los factores de operación.
- Optimizar la gestión térmica del yacimiento para eliminar los efectos por bajas temperaturas.
- Reducir la producción de agua mediante la implementación de un plan preventivo de manejo de fluidos, con el objetivo de minimizar la cantidad de agua producida en el pozo.

CAPITULO II

2. MARCO TEORICO

2.1 Ubicación campo Sacha

El campo Shushufindi, Bloque 57S está ubicada dentro de la amazonia del Ecuador. Este campo se encuentra dentro de campo Sacha-Shushufindi. Su extensión geográfica está delimitada por las coordenadas 00° 06' 39" a 00° 17' 58" de latitud Este y 75° 37' 56" longitud (Oeste). El campo alberga áreas de explotación clave, donde los yacimientos están estratégicamente ubicados para permitir la extracción de crudo.

Límites del Bloque 57S :

- **Norte:** Limita con el país vecino, Colombia, y el Bloque 51.
- **Sur:** Bloque 15.
- **Este:** Bloques 52, 58 y 62.
- **Oeste:** Bloques 56, 54 y 60.



Figura 2. Ubicación pozo Sacha
Fuente: PETRO-ECUADOR

2.2 Antecedente

El campo 57S inicio su actividad en 1953 y su producción extracción en 1974 con la intervención del primer pozo llamados Shushufindi 01. Desde entonces, es crucial para la economía de Ecuador, ya que en los primeros años alcanzó su máxima producción de 121,000 bl de petroleo En sus primeros años de operación, el campo contenía 6,238 millones BPPD y una producción acumulada de 1,323 millones de barriles de petróleo. El Bloque 57S alberga varios pozos petroleros, cada uno con sus propias características. Debido a su madurez, este campo es considerado uno de los más importantes para la economía petrolera de Ecuador. Actualmente, el campo Shushufindi tiene un total de 161 pozos perforados, de los cuales 95 están en producción, 14 reinyectores, 39 están cerrados y 13 han sido abandonados. Es importante señalar que no existen pozos inyectoros activos en el yacimiento.

Detalle de Campos	
Pozos	Cantidad
Productores	96
Inyectores	0
Reinyectores	14
Cerrados	39
Abandonados	13
Total	162

Tabla 1: Resumen de Pozo del campo Shushufindi
Fuente: Zurita,Moreira.Yaguana

2.3 Historial de producción

Su etapa de producción empezó en septiembre de 1974 con 11 pozos, logrando una tasa de 11,000 BPPD en julio de ese mismo año, cuando ya operaban 21 pozos. En marzo de 1976, se añadieron 11 pozos adicionales, lo que permitió aumentar la producción a 100,000 BPPD, una cifra que se mantuvo hasta 1989. Sin embargo, a partir de 1991, se observó una disminución de petróleo, acompañada de un incremento significativo en la producción de agua. En 1998, la producción de petróleo se había reducido a 85,100 BPPD, mientras que la producción de agua había alcanzado los 43,000 (BAPD).

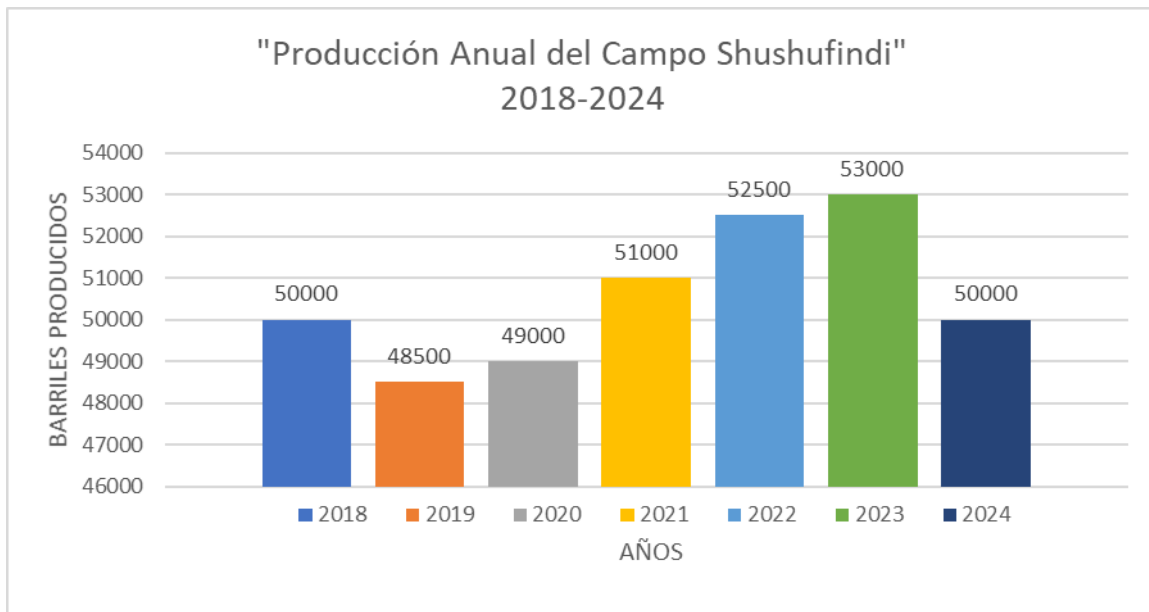


Figura 3. Historial de Produccion
Fuente: PETRO-ECUADOR

Actualmente, la producción de barriles de agua en el en los yacimientos ha superado los hidrocarburos, lo que representa un desafío significativo para la industria. Este fenómeno se debe a que los pozos, en muchos casos, tienden a inundarse rápidamente. Un factor clave es el uso de sistemas de Bombeo Electrosumergible, que en muchos casos están sobredimensionados, lo que resulta en la producción de elevados niveles de agua.

2.4 Geología campo

El Bloque 57S, cuya geología está compuesta por formaciones sedimentarias de diversos niveles donde se aloja el petróleo, muy comúnmente en la formación "UI". Los yacimientos en esta área este compuesto por crudos pesados, lo que exige el uso de la aplicación de técnicas avanzadas como sistemas de levantamiento artificial. Las trampas geológicas y las estructuras tectónicas son factores cruciales para la acumulación de petróleo, por lo que es vital llevar a cabo una evaluación continua de las propiedades petrofísicas para maximizar el proceso de produccion

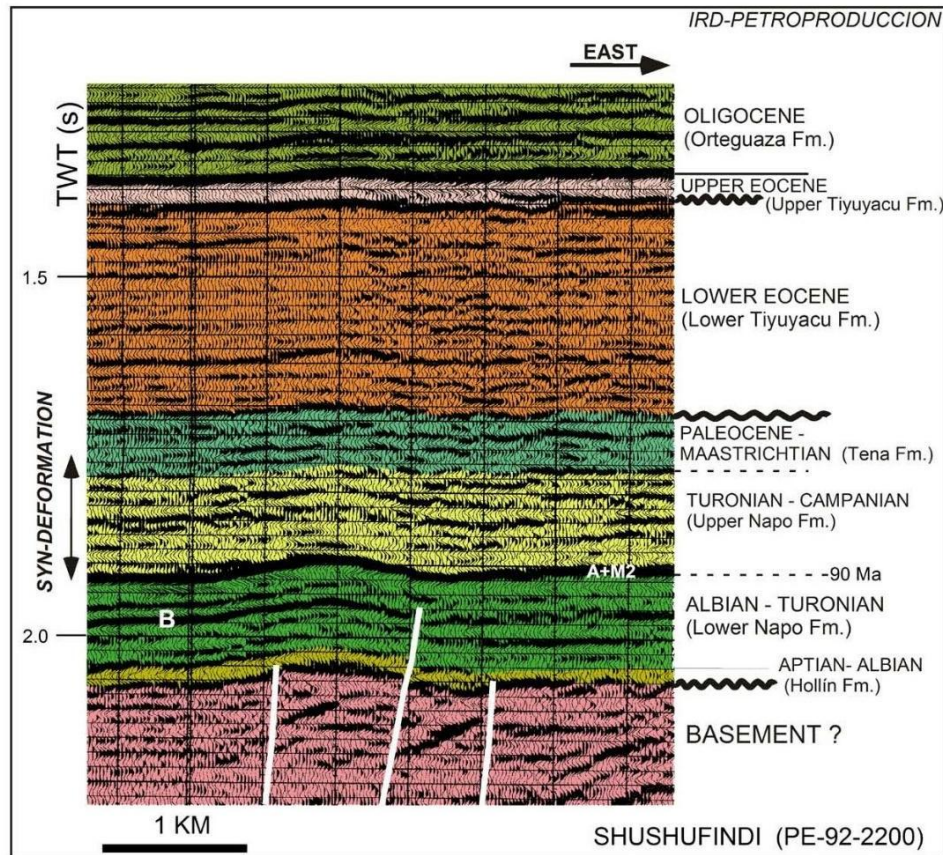


Figura 4. Esquema de Geología campo
Fuente. Caiza, 2010

2.5. Estructura del Campo Shushufindi

La estructura geológica del campo Shushufindi sigue una dirección de Norte -Sur, lo que implica que su eje principal se extiende en esa dirección. Esta configuración forma un pliegue geológico, donde las capas de roca más jóvenes rodean a las rocas más antiguas, creando trampas geológicas que retienen el petróleo.

2.5.1 Dimensión estructural

La estructura geológica del campo abarca una extensión de 33 km de superficie, lo que le otorga un tamaño considerable. El punto más elevado esta el Alto Shushufindi Sur, esta zona se distingue por su gran acumulación de hidrocarburos representando la zona. A continuación, el Alto identificamos al alto Shushufindi Norte y por ultimo tenemos el Alto Aguarico que muestra un cierre más bajo.

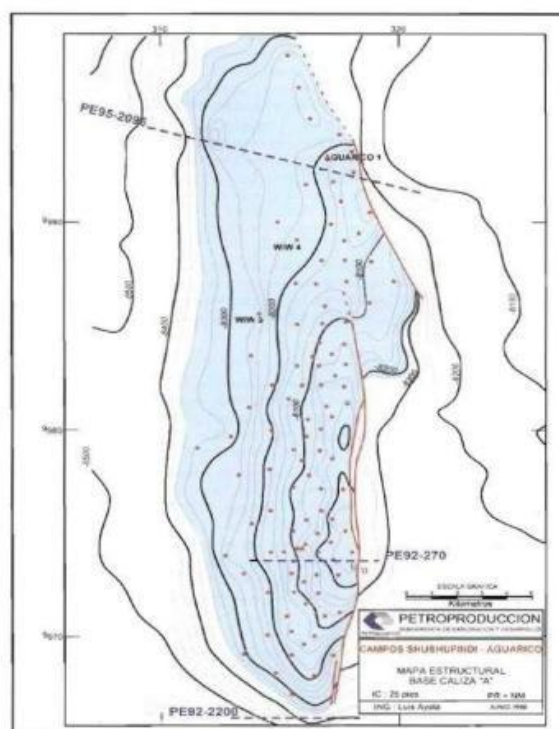


Figura 5. Esquema Estructural del campo
Fuente: Mendez. 2012

2.6 Formaciones Productoras del Campo

El campo Shushufindi está compuesto por las siguientes formaciones:

Formación	Descripción	Profundidad	Tipo de Producción
Cretácica (Serranía)	Compuesta por rocas sedimentarias como areniscas, lutitas y calizas, con grandes reservorios de petróleo.	2,000 a 3,000 metros	Crudo intermedio a pesado
Hollín	Formación terciaria, con alto contenido de petróleo asociado a fracturas y porosidades.	1,800 a 2,500 metros	Crudo ligero y pesado
Napo	Contiene rocas sedimentarias y capas de areniscas con petróleo en grandes cantidades.	2,000 a 2,800 metros	Crudo ligero y pesado
Ucayali	Formación geológicamente compleja y antigua, presente en el sur del campo.	2,500 a 3,500 metros	Crudo pesado (requiere estimulación)

Tabla 2.. Formaciones productoras
Fuente: Hernandez, 2018

2.7 Propiedades PVT

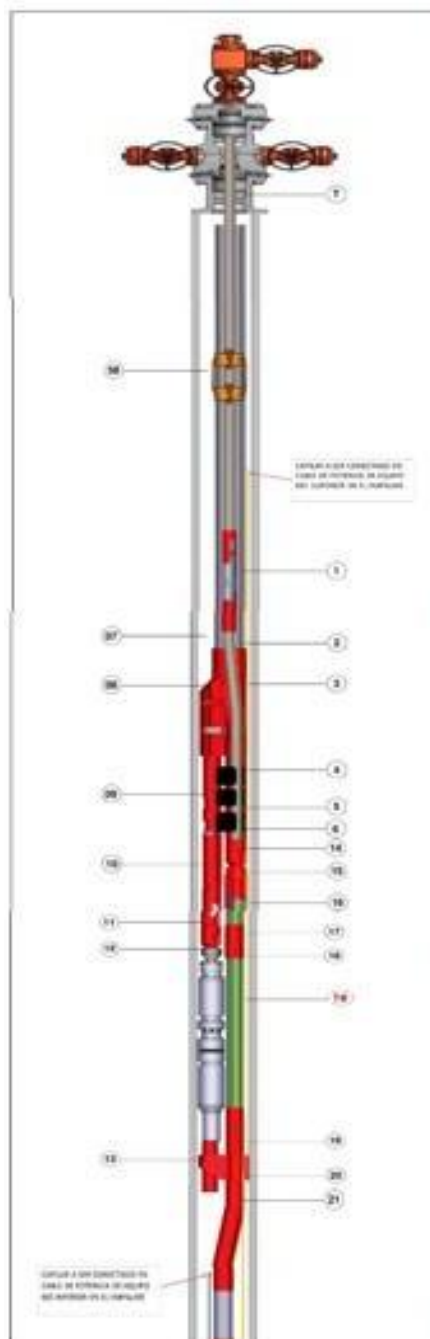
Estas propiedades permiten la comprensión del comportamiento de los fluidos que se encuentran del yacimiento. De tal manera que el campo Shushufindi está dentro de la cuenta Oriente del Ecuador.

Parámetros	BT	U	T
Pres. Inicial	2.940	3.867	4.050
Pres. Burbuja	870	1.170	1.050
°API	24	27.3	31.1
Factor Volumétrico	1.1508	1.267	1.217
Factor Volumétrico	1.1749	1,297	1.2476
Permeabilidad	321.166	310.174	520.642
Viscosidad Inicial de petroleo	4.959	2.471	1.081
Viscosidad del OIL	3.959	1.924	0.7958
Viscosidad agua	0.43	0.47	0.46
Temperatura	185	215	218
GOR	187	307	384
Densidad	0.8103	0.7663	0.7402
Salinidad del agua	34.750	55.017	13.557

Tabla 3. Propiedades PVT del campo
Fuente: Garcia, 2019

2.8 Sistema de Levantamiento Artificial del Campo

En el campo Shushufindi se emplea el Bombeo Electrosumergible. Este sistema es especialmente adecuado para extraer crudos pesados, especialmente en condiciones donde la presión del yacimiento no abastece para movilizar el fluido hacia la superficie. Dado que Shushufindi produce crudo pesado, el Bombeo Electrosumergible se presenta como una opción efectiva para manejar fluidos de alta viscosidad en yacimientos profundo



No.	DESCRIPCION
	Elevacion de la Mesa Rotaria a la seccion inferior
	Colgador 11" 5000 psi x 2-7/8" 6.5# N-80 EUE Box x Box
T	Tubos corto 2-7/8" 6.5# EUE Pin x Pin
T	Tubos cortos 2-7/8" 6.5# EUE Box x Pin
T	Tuberia de Produccion 2-7/8" 6.5# EUE Box x Pin
1	CAMISA CIRCULACION TYPE XD SLIDING SIDE DOOR S50, 2.31" 2-7/8 EUE
T	Tuberia de Produccion 2-7/8" 6.5# EUE Box x Pin
2	ADAPTADOR: ADAPTERS, BOX X PIN ADPTR, 2-7/8 API-NUE X 2-7/8 API-EUE, ALY
3	ADAPTADOR: 2-7/8 6.5# N-80 NU Box x 2-11/16-12 UNS Pin
4	EXTENSIONES: SEAL ASSEMBLY EXTENSION SEAL UNIT EXT, 3.000 X 26.70, 2-11/16-12
5	UNIDAD DE SELLOS: SEAL ASSEMBLY SEAL UNIT, CONT, SEAL ASSY, 3.000 X 2-11/16-12 UNS
6	PATA MULA: SEAL ASSEMBLY MULE SHOE GUIDE, 2-11/16-12 UNS BOX

	Elevacion de la Mesa Rotaria a la seccion inferior
	Colgador 11" 5000 psi x 5-1/2" 17# N-80 BTC Box x Box
T	Tubo corto 5-1/2" 17# N-80 BTC Pin x BTC Pin
T	Tubos corto 5-1/2" 17# N-80 BTC Box x Pin
T	Tuberia de Produccion 5-1/2" 17# N-80 BTC Box x Pin
7	TUBO CORTO: PUP JOINT 5-1/2" 17# N-80 BTC Box x Pin
8	Y-TOOL: Y-TOOL PARA CASING DE 9 5/8" 2-7/8" EUE / BLANK

9	ADAPTADOR: ADAPTERS, BOX X PIN ADPTR, 2-7/8 API-EUE X 2-7/8 4.4 API-NUE
10	TELESCOPICA, JUNTA TELESCOPICA CON SWIVEL DE 2-7/8" 6.5# N-80 EUE B-P
11	CHECK VALVE: STANDING VALVE OTIS STD VALV, 2.313, 1 1/4-12 UN, BOX, SCR, H2S
12	DESCARGA: 400, RLOY, 2-3/8 OD BPD EUE
13	BOMBA: CR-1100 CR-CT 100 STD 400-400 RLOY
14	BOMBA: CR-1100 CR-CT 100 STD 400-400 RLOY
15	BOMBA: CR-1100 CR-CT 112 STD 400-400 RLOY
16	INTAKE: VSSA 600-60, 400-400 RLOY
17	SELLOS PROTECTOR MAXIMUS, LSRP-SLT, 400-400, NTRBL, 37 INC T18, RLOY, AFL, M TRM
18	SELLOS PROTECTOR MAXIMUS, LSRP-SLT, 400-400, NTRBL, 37 INC T18, RLOY, AFL, M TRM
19	MOTOR MAXIMUS 656-120HP, 1500V-52 RA-5-PLOY AG
20	SENSOR: BASE GAUGE, XT158 TYPE 1
21	PRONG

22	SECCION PULIDA, SEAL BORE, PBR, 3.0250, SCR-160
23	ADAPTADOR: ADAPTERS, BOX X PIN REDCG ADPTR, 3-1/2 API-NUE X 2-7/8 6.5
24	SWIVEL: TUBING SAFETY JOINTS TRV JT-SWIVEL 2-7/8" 6.5 LSRP/E API EUE
25	ADAPTADOR: ADPTR 2-7/8" 6.5# EUE BOX X SEC PIN
26	TUBO CORTO: PUP JOINT 2-7/8" 6.5# N-80 SEC BOX X S-TL PIN
27	TUBERIA BYPASS: FLOW COUPLINGS FLO CPL 38 ALY 2-7/8 6.5 BLNK B-P
28	TUBO CORTO: PUP JOINT 2-7/8" 6.5# N-80 ST-L BOX X NU PIN
29	BLOQUE SOPORTE: 2-7/8" 6.5# N-80 NU BOX X BOX X 2-1/2" ACME BOX
30	TUBO CORTO: PUP JOINT 2-7/8" 6.5 6.5# N-80 UN PIN X EUE PIN
31	TUBERIA DE PRODUCCION DE 2-7/8" 6.5# EUE BOX X PIN
32	ADAPTADOR: ADPTR 2-7/8" 6.5# EUE BOX X 2-3/8 EUE PIN
33	CAMISA CIRCULACION TYPE XD SLIDING SIDE DOOR S50, 1.87" 2-3/8 EUE
34	ADAPTADOR: ADPTR 2-3/8" 4.7# EUE BOX X 2-7/8 EUE PIN
35	TUBERIA DE PRODUCCION 2-7/8" 6.5# EUE BOX X PIN
36	TUBO CORTO: FLOW COUPLINGS FLO CPL 38 ALY 2-7/8 6.4 API-BUT B-B
37	TAPA CAPSULA: POD 7" 26# N-80 BTC PIN X 2-7/8" 6.5# P113 UN BOX X BOX X 1/4 X 3/8"

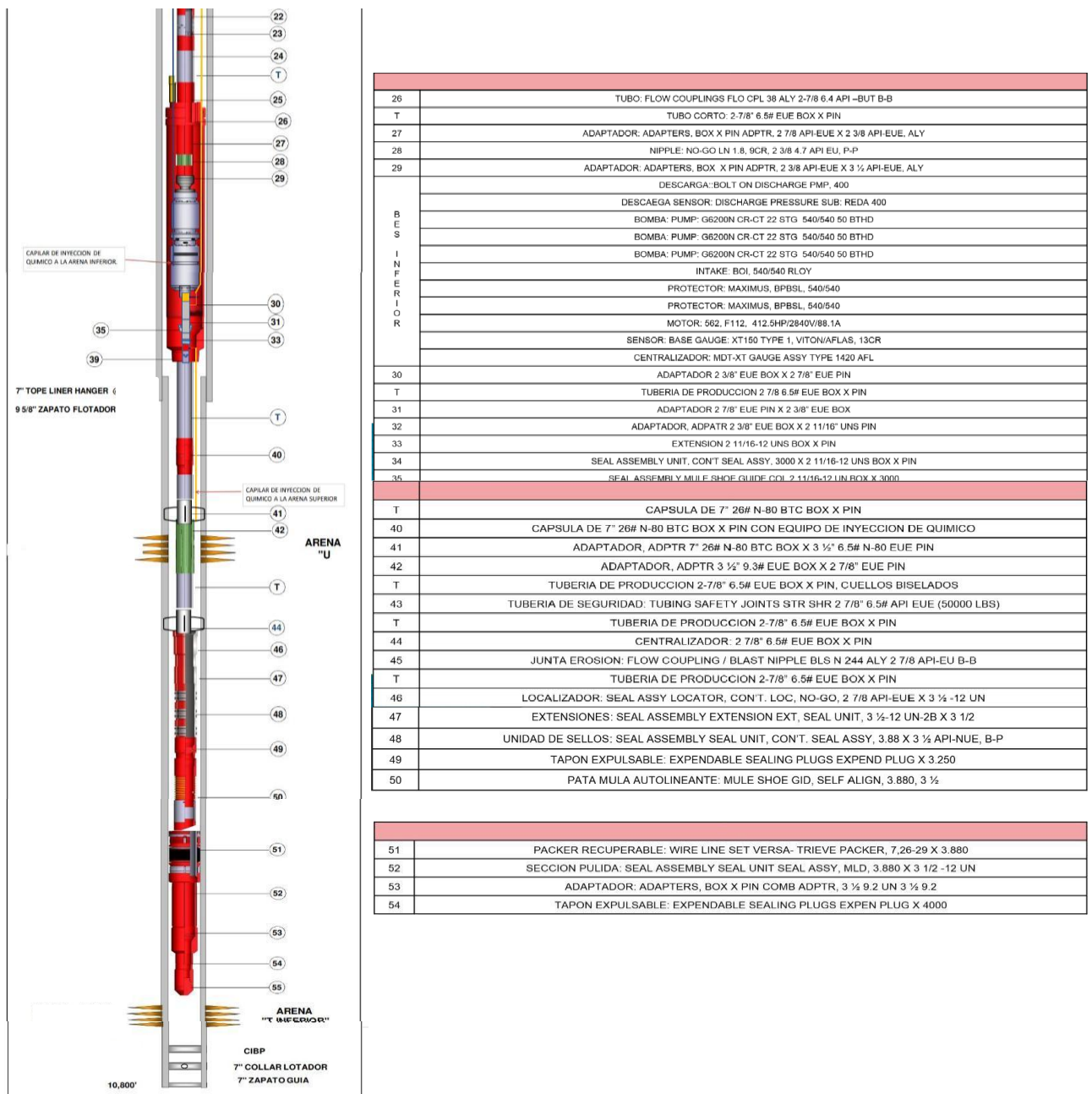


Figura 6. Esquema de un sistema de completacion
Fuente: Zurita, Moreira, Yaguana

2.8.1 Elementos del Bombeo Electrosumergible:

- **Motor eléctrico:** permite el funcionamiento de una bomba centrífuga la misma que se encarga de trasladar el crudo a la superficie.
- **Bomba Centrífuga:** Situada dentro del pozo, la bomba está compuesta por impulsores que aumentan la presión, facilitando el flujo del crudo hacia la superficie.

- **Cable eléctrico:** permite el paso de energía por medio de un cable que sale desde la superficie, permitiendo el funcionamiento del sistema Electrosumergible.
- **Operación del Sistema de Bombeo Electrosumergible:**
- **Motor y bomba:** estos dos elementos son ubicados en el interior de pozo, funcionan con una bomba centrífuga que permite q mediante el accionar el fluido salga a la superficie.
- **Incremento de presión:** La bomba centrífuga está formada por varias etapas en las cuales la presión juega un papel primordial ya que su control permite que los fluidos salgan con facilidad.
- **Control y monitoreo:** desde la superficie se evalúa y controla las velocidades de la bomba para realizar cualquier ajuste si así lo amerita la situación.

Ventajas del sistema Electrosumergible

- Las bombas centrífugas del sistema ESP son eficaces para bombear crudos pesados, como son los crudos del campo Shushufindi, aunque presentan algunas limitaciones por ser crudos de alta viscosidad.
- Este sistema es muy utilizado en pozos profundos, tal es el caso del Campo Shushufindi. Por lo que sirve para profundidades relativas, siendo este sistema muy apto para pozos profundos y de crudos viscosos.
- La implementación de un sistema ESP aumenta la producción, optimizando el crudo que se extrae del yacimiento

2.9 Daño de Formación

El evaluar la condición de un pozo depende en gran medida del estado de la formación cercana al pozo. Cualquier alteración en la permeabilidad de esta zona se refleja en un parámetro conocido como "factor skin" o "factor daño". Este factor es crucial para identificar y medir el impacto de los daños en la formación, que pueden generar restricciones en el flujo de fluidos. Un valor elevado del factor skin indica un daño mayor, lo que afecta negativamente la eficiencia de la producción.

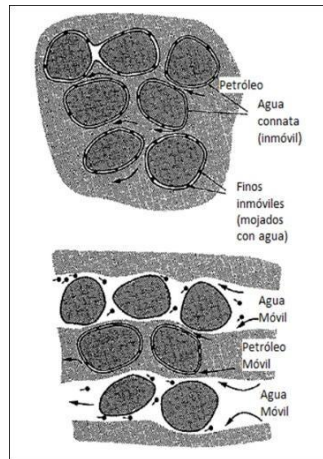


Figura 7. Partículas de los poros
Fuente.

2.11.1 Reducción del daño en la formación (estimulación)

Durante la perforación, así como en la instalación y cementación del revestimiento, puede ocurrir daño en el yacimiento debido a la infiltración de los fluidos en la formación. Este daño tiene el potencial de afectar negativamente yacimiento. La estrategia para reducir este daño se centra en minimizar o mitigar estos efectos..

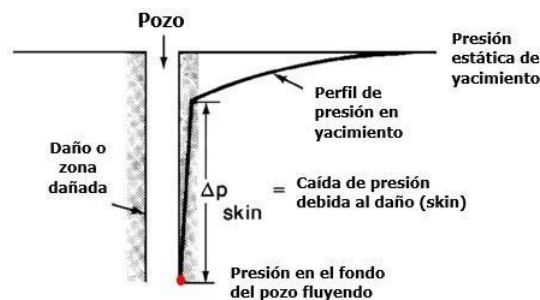


Figura 8. Esquema Daño de formación
Fuente. Mendez,2013

2.11.2 Aplicación del Fracturamiento Hidráulico

Inyección de fluidos a la formación

Cuando se presenta una disminución de presión en los pozos, es necesario instalar pozos inyector para equilibrar la presión del yacimiento. La aplicación de este método consiste en la inyección de fluidos a alta presión en la formación.

Aumento de la producción

Según Méndez (2008), el crear canales de flujo a través de las fracturas generadas en las zonas dañadas de la formación incrementa el flujo de hidrocarburos y, por lo tanto, la producción. En yacimientos recientes, este incremento es inmediato y puede llegar a ser hasta cien veces superior a la producción inicial. En yacimientos de más tiempo, el aumento puede ser de hasta once veces la tasa de producción original.

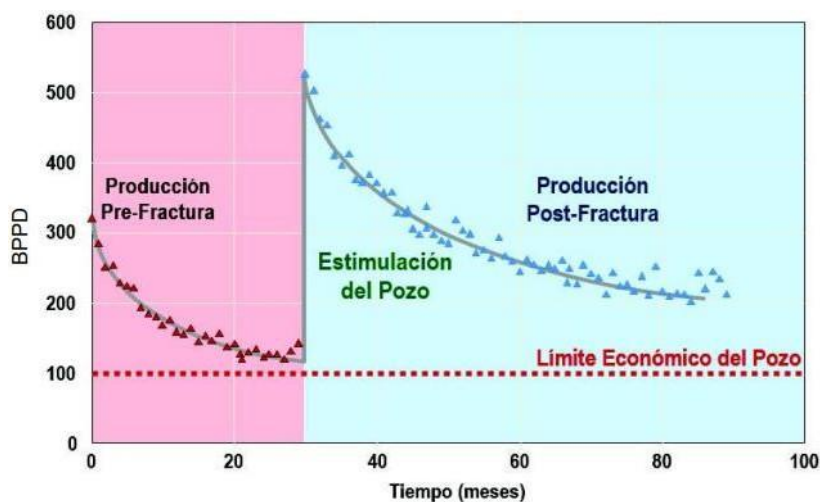


Figura 9. Diagrama de aumento de producción
Fuente. García, 2008

2.11.3 Procedimiento del Fracturamiento Hidráulico

De acuerdo con Lopez (2015), el Fracturamiento hidráulico es la inyección de fluido a una presión alta con el propósito de fracturar la roca del reservorio. La eficacia de esta técnica depende de la extensión y dirección de las fracturas creadas, lo que facilita la entrada al yacimiento de petróleo y gas natural. La figura 10 ilustra el proceso de Fracturamiento de un yacimiento. Primero, se recoge el componente principal, el agua, que luego se mezcla con aditivos químicos y apuntalantes. Después, el fluido fracturante se bombea a alta presión, creando fracturas en las rocas y facilitando la liberación del crudo. Finalmente, una vez realizada la fractura, se elimina el fluido utilizado, permitiendo que comience la producción de hidrocarburos en el pozo.

En la figura 10 se ilustra un ejemplo de este proceso aplicado a un pozo.

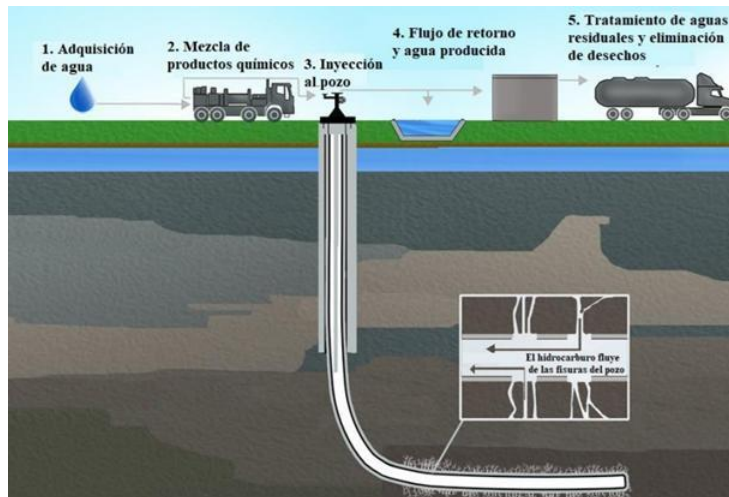


Figura 10. Diagrama de un proceso de fracturación
Fuente. Hernandez, 2018

2.11.4 Fases del Fracturamiento

Según López (2015), el Fracturamiento hidráulico se lleva a cabo en cuatro etapas:

Propiedades mecánicas de la roca

Las propiedades mecánicas de las rocas son fundamentales para la creación y propagación de fracturas. Entre estas propiedades se incluyen la permeabilidad, la deformabilidad, la resistencia y la orientación de fractura. Estos esfuerzos, junto con las características de las fracturas resultantes, dependen de diversos factores, como el régimen geológico local, la profundidad del yacimiento, propiedades y características de la roca.



Figura 11. Diagrama de orientación de fractura
Fuente. Garcia, 2020

2.11.5 Fluido de Fractura

Según López (2019), en las operaciones de Fracturamiento hidráulico, es esencial emplear fluidos con propiedades particulares para asegurar su eficacia. Los fluidos utilizados en este proceso pueden clasificarse en tres tipos: agua, espuma y aceite. Cada uno de estos fluidos debe cumplir con características específicas para optimizar el proceso de fracturación en el yacimiento:

Propiedades de los fluidos de fracturas
1. Bajo coeficiente de pérdida
2. Capacidad de transporte apuntalante.
3. Fácil remoción después de la operación
4. Mínimo daño a la formación.
5. Compatibilidad con los fluidos de la formación
6. Pérdidas bajas de presión por fricción en las tuberías y las altas en la fractura

*Tabla 4. Diagrama de propiedades de fractura
Fuente. Gomez,2010*

2.11.6 Componentes de un proceso de fracturación

Sus componentes son:

Equipos de fracturamiento hidráulico		
1. Cabezal del pozo	7. Camiones de bombeo	13. C. monitoreo y control de fractura
2. Línea de flujo	8. Depósito de arena	14. Embalse de agua potable
3. Separador de arena	9. Camiones para el transporte de arena	15. Tubería de abastecimiento de agua
4. Tanques de contraflujo	10. C. para el transporte de ácido	16. Tanques adicionales
5. Calentadores de línea	11. Camiones con aditivos químicos	18. Separador deslizante
6. Quemadores	12. Mezcladora	19. Colector de producción.

*Tabla 5. Componentes, equipo y partes de Fracturamiento Hidráulico
Fuente. Pérez 2015*



Figura 12. Diagrama de un equipo de fracturación
Fuente. Sánchez, 2017

2.12 Estimulación Matricial

La estimulación matricial es un procedimiento común en la industria petrolera que se utiliza para aumentar la producción y la permeabilidad de las formaciones rocosas del yacimiento. Este se logra por la inyección controlada de fluidos específicos en la formación para disolver los materiales que bloquean el paso de los hidrocarburos, como los finos y los depósitos minerales. La diferencia clave con el Fracturamiento hidráulico es que la estimulación matricial no busca crear fracturas en la roca matriz, sino simplemente mejorar la circulación del fluido a través de la roca, abriendo canales entre los poros saturados por minerales. El fluido utilizado generalmente en este tipo de estimulación incluye ácidos que reaccionan con los minerales obstructivos presentes en la formación. Este procedimiento tiene la ventaja de ser más económico en comparación con otras técnicas como el Fracturamiento hidráulico y tiene menor impacto sobre la integridad del reservorio, siempre y cuando se utilicen los fluidos adecuados para la roca en cuestión.

2.12.1 Ácido Clorhídrico

Son los compuestos más utilizados en la técnica de estimulación matricial, especialmente en la disolución de minerales carbonatados como la caliza y la dolomita. Estos minerales suelen obstruir los poros y fisuras dentro del reservorio, dificultando el flujo de hidrocarburos. El HCl actúa de manera eficiente para disolver las acumulaciones de

carbonatos, mejorando la permeabilidad del yacimiento y facilitando el flujo de crudo hacia el pozo. Sin embargo, su manejo debe realizarse con precaución, ya que es altamente corrosivo y presenta riesgos para la salud (Fernández, 2017).

12.2.2 Ácido Fluorhídrico

El ácido fluorhídrico es otro fluido importante en la estimulación matricial, utilizado principalmente para disolver minerales como la sílice, que es resistente a muchos otros disolventes. El ácido fluorhídrico actúa sobre los granos de sílice y cuarzo, disolviéndolos y, por ende, incrementando la permeabilidad del reservorio. A diferencia del ácido clorhídrico, que actúa sobre los minerales carbonatados, el ácido fluorhídrico es especialmente útil para formaciones con alta presencia de sílice. Sin embargo, debido a su alta toxicidad y corrosividad, su uso debe ser cuidadosamente controlado y su compatibilidad con la roca debe ser evaluada antes de su aplicación en el campo (Sánchez, 2023).

12.2.3 Retorno de permeabilidad

La prueba de retorno de permeabilidad es crucial para evaluar la efectividad de la estimulación matricial. Este análisis se lleva a cabo en un laboratorio para medir la velocidad con la que va el flujo del fluido inyectado a través de la roca del reservorio bajo condiciones controladas de presión y temperatura. Esta prueba proporciona información valiosa sobre la compatibilidad de los fluidos con la formación y permite evaluar cómo los tratamientos químicos afectan la permeabilidad de la roca.

2.12.4 Componentes para proceso de Estimulación Matricial

Para realizar la estimulación matricial de forma efectiva, se requieren equipos especializados, entre los cuales se destaca la bomba de alta presión, que es esencial para inyectar los fluidos de manera controlada. Esta bomba debe ser capaz de operar a presiones elevadas, y su rendimiento se monitorea continuamente para asegurar que la tasa de inyección se mantenga constante. Además, se utilizan sistemas como el coiled tubing, una tubería flexible que facilita la inyección de los fluidos a tasas controladas. Los fluidos utilizados en la estimulación matricial incluyen ácidos clorhídrico y fluorhídrico, que disuelven los minerales obstructivos y mejoran la circulación de los hidrocarburos.

El rastreo y control en tiempo real de parámetros como presión, temperatura y caudal es esencial lograr el éxito de la intervención y evitar daños en la formación (Martínez, 2015).

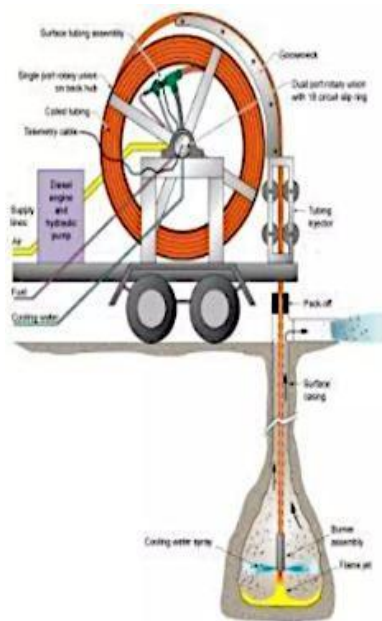


Figura 13. Diagrama de un equipo de fracturación

Fuente. Torres. 2018.

CAPITULO II

3. DISEÑO E IMPLEMETACIÓN

La metodología PMI aplicada al estudio del pozo Shushufindi 254 tiene como propósito incrementar la eficiencia en la producción de hidrocarburos, optimizando los procesos de extracción y mejorando la permeabilidad del reservorio UI.

3.1. Historia de Producción Pozo Shushufindi 254

En los últimos años, el pozo Shushufindi 254 ha experimentado una caída en su producción. Actualmente, la producción total es de 520 (BFPD), de los cuales 416 son (BPPD) y 104 (BAPD). Esta cifra representa una disminución significativa en comparación con los 701 BFPD registrados en 2017, de los cuales 561 BPPD eran de petróleo y 143 BAPD de agua.

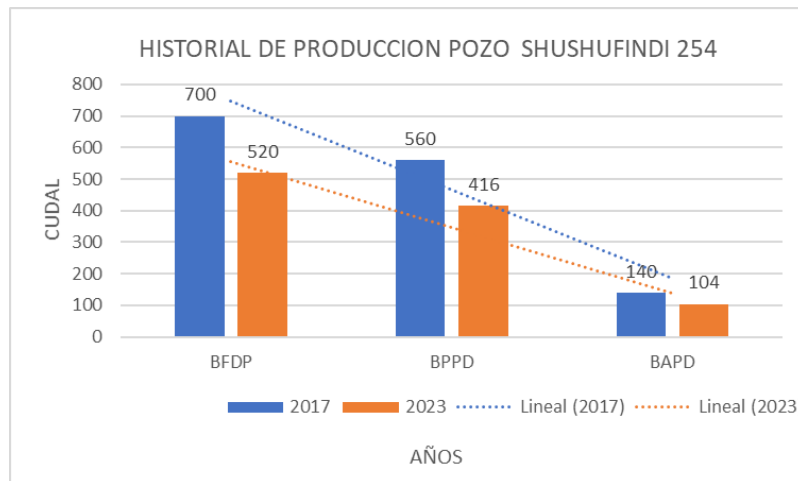


Figura 14. Historia de producción pozo Shushufindi 254
Fuente. Zurita, Moreira, Yaguana

3.2. Registro Eléctrico

El registro eléctrico de este pozo cubre el rango de 9045 a 9201 pies en la arena UI del reservorio, proporcionando los siguientes datos:

Parámetros	Cant.
Espesor	40 pies
Vol. de arcilla	40%
Densidad de la roca	2.4 gr/cm ³
Porosidad	17%
Satur. de agua	22%

Tabla 6. Diagrama de Registro Eléctrico
Fuente. Zurita, Moreira, Yaguana

En la Tabla 7, el yacimiento muestra una moderada aparición de arcillas lo que influye en la permeabilidad del reservorio

3.3. Prueba de presión

Los resultados de las pruebas de presión son:

Parámetros	Cant.
Pres. de yacimiento	1600
Daño de formación	7.5
Permeabilidad	75 mD
Movilidad	2400

Tabla 7. Diagrama Prueba de presión
Fuente. Zurita, Moreira, Yaguana

De acuerdo con la tabla 8, aunque el yacimiento presenta una permeabilidad moderada, el daño en la formación sugiere que es necesario llevar a cabo intervenciones para optimizar el flujo de los fluidos.

3.4. Pruebas de producción

Los datos obtenidos de las pruebas de producción del pozo son los siguientes:

Propiedad	Valor
Presión del reservorio	2600 PSI
Presión de fondo fluyente	1650 PSI
Caudal de fluido	520 BFPD
Caudal al punto de burbuja	1040 BFPD
Caudal máximo	1250 BFPD
Índice de productividad	0.55 BFPD/PSI

Tabla 8. Diagrama de pruebas de producción
Fuente. Zurita, Moreira, Yaguana

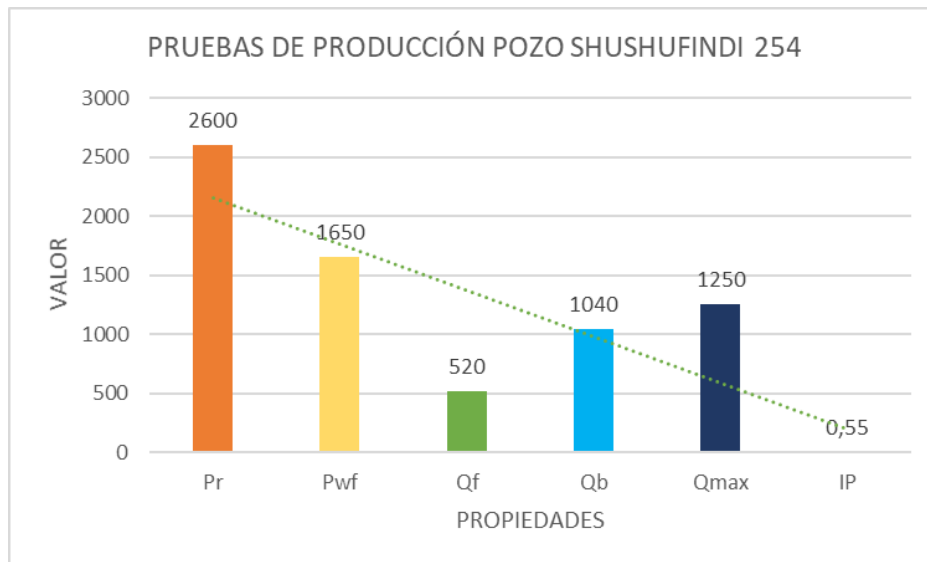


Figura 15. Diagrama de pruebas de producción
Fuente. Zurita, Moreira, Yaguana

La figura 15 muestra que el caudal máximo es considerablemente superior al caudal actual, lo que indica que el yacimiento todavía tiene un gran potencial sin explotar.

3.6. Propiedad PVT pozo 254S

La siguiente tabla 9 presenta las propiedades de los fluidos del pozo.

Propiedad	Detalle	Cant.
Pozo	Shushufindi 254	-
formación	UI	-
Pr	Presión de reservorio	2600
Pb	Presión de burbuja	900
U0	Viscosidad de petróleo	2.1
B0	Factor volumétrico de petróleo	1.46
GRO	Relación gas-petróleo	120

Tabla 9. Propiedades PVT
Fuente. Zurita, Moreira, Yaguana

3.2 Fracturamiento Hidráulico

El Fracturamiento Hidráulico es una técnica utilizada para mejorar la producción de pozos, para lo cual se crea fisuras en las rocas y facilita el flujo de hidrocarburos hacia el pozo. Esta técnica aumenta la permeabilidad de la roca, permitiendo un mayor flujo de petróleo o gas, y se utiliza principalmente en yacimientos no convencionales o en formaciones con baja permeabilidad. Aunque es efectiva para incrementar la producción, implica un mayor costo y puede generar impactos ambientales debido a los químicos utilizados y el riesgo de contaminación

3.2.1 Característica del Yacimiento

característica	Cantidad
Presión máxima	9100 psi
Diámt interior de tubería de producción	2,3 pulgadas
Diámt exterior de tubería de producción	4 pulgadas
Diámt interior de revestimiento	7 pulgadas
Profundi. del intervalo	2000 m (6562 pies)

Tabla 10. Características de yacimiento
Fuente: Zurita, Moreira, Yaguana

3.2.2 Propiedades del Apuntalante

Características	Cantidad
Densidad de fluido de fractura	0.85 gr/cm ³
Índice comportamiento flujo	0,25
Tipo de apuntalante	Arena 15/30
Densidad de apuntalante	2,76 gr/cm ³
Resistencia a compresión del apuntalante	650 kg/cm ²
Conductiv. del apuntalante	1,16 d/ft
Concentra. del apuntalante	2,8 lb/gal
Viscosidad del fluido de fractura	0,08 Pa.s

Tabla 11. Propiedades de Apuntalante
Fuente: Zurita, Moreira, Yaguana

3.2.3 Características de la Formación

Parámetro	Cantidad
Esfz. horizontal	3100 psi
Esfz vertical	2500 psi
Profun intervalo	9300 pies
Coefficiente de Poisson	0,27
Caudal de inyeccion	23 barriles/min
Permeabilidad	70 mD
Porosidad	19%
Satr. de petróleo	71%
Satr. de agua	35%
Satr. crítica de agua	22%
Presión del Pozo	2500 psi
Temperatura	220 °F
Espesor de la formación	56 pies
Modulo Elasticidad	4,600,000 lb/in ²

Tabla 12. Datos de Características de la formación
Fuente: Zurita, Moreira, Yaguana

3.2.4 Diseño del Fracturamiento Hidráulico

El diseño del Fracturamiento Hidráulico implica una planificación detallada para optimizar la estimulación del yacimiento. Este proceso incluye la selección adecuada de fluidos de Fracturamiento, el cálculo de la presión necesaria para fracturar la formación, y el tipo de materiales (como la arena) que se utilizarán para mantener las fracturas abiertas. Además, se debe determinar el número, la longitud y la orientación de las fracturas, basándose en las propiedades del reservorio, como la permeabilidad y la porosidad. El objetivo del diseño es maximizar el flujo de hidrocarburos hacia el pozo, minimizando los riesgos operacionales y ambientales.

Presión Hidrostática

$$D_m = \frac{(8.33 + y + C_s)}{(1 + 0.0435 * C_s)} = \frac{(8.33 * 0.80 + 2.25)}{(8.33 * 0.80 + 2.25)} = \frac{7.91 \text{ lb}}{\text{gal}} * 0.12 = 0.95 \text{ gr/cm}^3$$

$$P_H = \frac{(D_m * \text{Profundida})}{10} = \frac{(0.95 * 9200)}{10} = \frac{874 \text{ kg}}{\text{cm}^2} * 14.22 = 12.423 \text{ psi}$$

Gradiente de fractura

$$GF = \frac{(S - P)}{D} + \frac{V}{(1 - V)} + \frac{P}{D}$$
$$GF = \frac{(3.200 - 2.600)}{9.200} + \frac{0.26}{(1 - 0.26)} + \frac{2.600}{9.200}$$
$$GF = 0.0642 + 0.3414 + 0.2826$$
$$GF = 0.6991 \text{ psi/p}$$

Caída de presión de fractura

- **Velocidad del fluido:**

$$V = \frac{(16.17 * Q_{iny})}{(D_{O2} - D_{I2})} = \frac{(16.17 * 21)}{(63 - 34)} = 13.44 \text{ ft/s} = 3.85 \text{ m/s}$$

- **Densidad de fluido**

$$p = \frac{7.77 \text{ lb}}{\text{gal}} * 0.13 * 1010 = 933.3 \text{ kg/m}^3$$

- **Diámetro de tubería**

$$D = \frac{5}{37.39} - \frac{2}{37.39} = 0.156 - 0.078 = 0.087$$

- **Viscosidad de fluido:**

$$u = 60\text{cp} * 0,0001 = 0,06\text{Pas}$$

Numero de Reynolds:

$$NR = u(P * V * D) = 0.006(932.4 * 3.80 * 0.075) = 4436$$

- **Perdida en tubera**

$$PT = \frac{(f * p * 2 * D)}{(15.7 * L)} = \frac{(0.003 * 7.77 * 12.432 * 3)}{(25.7 * 9220)} = 700\text{psi}$$

Caída de presión en punzados

- **Diametro equivalente**

$$de\sqrt{(n * dp)} = \sqrt{(160 * 0.52^2)} = 5.66$$

- **Pérdida en punzados:**

$$PD = \frac{(P * Q_{iny})}{(7430 * de4)} = \frac{(7.76 * 9024)}{(7430 * 5.664)} = 1.50\text{psi}$$

Presión de fractura

$$PF = GF * D = 0.6221 * 9200 = 6334.63\text{PSI}$$

Presión Inyección de Superficie

$$P_{iny} = P_f * P_t - P_d = 6334.63 + 700 - 1.50 = 731.13\text{psi}$$

Potencia Hidráulica de Bomba

$$HP = 0.0242 * P_s * Q$$

$$HP = 0.0326 * 7132 * 24$$

$$HP = 38.5\text{hp}$$

Tiempo total de bombeo

$$t_{\text{bombeo}} = \frac{((V_{ff} - V_{bo}) + C_s * p_{s1} * V_{ff})}{Q}$$

$$t_{\text{bombeo}} = \frac{((80.010 - 18.010) * 2.3 * 22.53 + 80.010)}{925}$$

$$T_{\text{bombeo}} = 99.20 \text{ minutos}$$

Geométrica de la fractura

Amplitud de la fractura

$$W = \frac{(C * \sqrt{t_{\text{iny}}})}{k u} = \frac{(0.004 * \sqrt{98.2})}{0.075} = 0.056 \text{ft} = 0.637 \text{ plg}$$

Longitud de la Fractura (L)

$$L = \frac{(K_L * 5.64 * Q * t_{\text{iny}})}{(C * H_F)} = \frac{(0.002 * 5.634 * 22 * 98.2)}{(0.004 * 0.0084)} = 162.4 \text{pies}$$

Eficiencia de fractur

$$\text{Eficiencia} = \frac{V_F}{V_I} * 100 = \frac{38500}{62000} * 100 = 61.3\%$$

3.2.5 Permeabilidad de la fractura

El diseño del sistema Electrosumergible post-fractura para el pozo Shushufindi 254 se elabora tomando en cuenta los datos específicos del yacimiento, con ajustes para reflejar las características particulares de la formación.

Permeabilidad Fractura

Formula:

$$k_f = 2 \times 70 \text{ mD} = 140 \text{ mD}$$

Daño de formación

Formula

$$S = \left(\frac{K}{fK} - 11\right) * \ln\left(\frac{rw'}{rw}\right)$$
$$S = \left(\frac{60}{130} - 1\right) * \ln\left(\frac{102.3}{0.82}\right) = (-0.5) * \ln(122.74) = -0.5 * 4.81 = -2.40$$

Índice de productividad

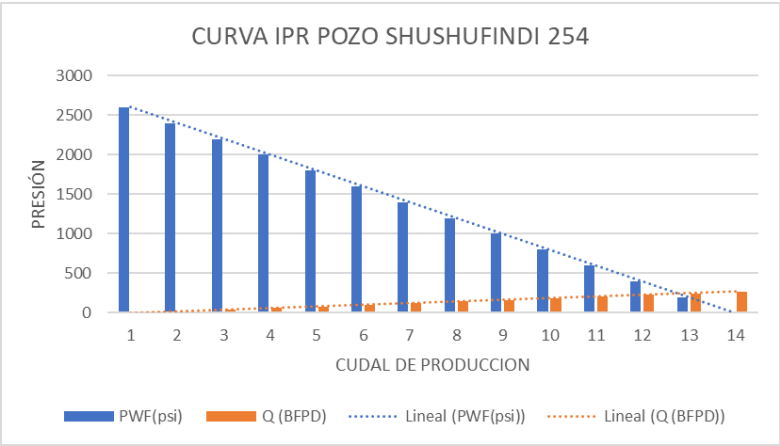


Figura 16. Curva IPR del yacimiento
Fuente. Zurita, Moreira, Yaguana

Diseño Sistema BES Post-Fractura

Características	Cant.
Presión de yacimiento	2600 PSI
Presión de fondo fluyente	1237 PSI
Caudal de fluido	964 BFPD
Caudal de petroleo	772,1 BPPD
Grav.especifica del fluido	0,906
Prof. de la bomba	8910 pies
Prof. de perforaciones	9160 p

Tabla 13. Diseño Sistema BES Pos- fractura
Fuente. Autores

Calculo gravedad especifica de fluido

$$y_{fluido} = (foil * yoil) * (FH20 * yH20) = (0.91 * 0.81) * (0.08 * 2) = 0.909$$

Cálculo de nivel estático del fluido

$$h = \frac{P_{wf}}{(0.433 * \gamma_{fluido})} = \frac{1587}{(0.455 * 0.908)} = 4340,45 \text{ pies}$$

$$NF = \text{Profperf} - h = 9162 - 4041.54 = 5123.23 \text{ pies}$$

Cálculo de presión en Bomba

$$PIP = p_{wf} - ((D_p - D_v) * (\gamma_{fluido} * 0.433))$$

$$PIP = 1586 - ((9165 - 8901) * (0.906 * 0.423)) = 1487 \text{ PSI}$$

Cálculo del Factor Volumétrico del Petróleo

$$B_o = 0.971 + 0.000146 * (400)^{1.174} = 1.18 \text{ BY/BN}$$

Cálculo Volumen de Gas Libre

$$V_g = F_g * B_g = 1326642 * 0.0084 = 1143.64 \text{ BY/D}$$

Calculo de porcentaje de gas libre

$$\%GL = \frac{V_g}{(V_o + V_w + V_g)} * 100 = \frac{1142,63}{(917.83 + 192.8 * 1142.63)} * 100 = 43\%$$

Cálculo carga de dinámica Total

$$THD = HD + FT + PD = 4876.4 + 264.5 + 27.06 = 5142 \text{ pies}$$

Elección de bomba para el Fracturamiento

Para el pozo Shushufindi 254, se ha seleccionado una bomba , cuyas especificaciones son :

- **# etapa:** 135.
- **Potencia:** 63 hp.
- **Eficiencia:** 56%.

El sistema Electrosumergible post-fractura se ha diseñado considerando una permeabilidad de fractura de 140 mD, un daño de formación de -2,40 y un índice de productividad de 0,102 BFPD/PSI. Para asegurar una operación óptima y segura, se ha elegido la bomba CENTRILIFT P12, que se adapta perfectamente a las condiciones específicas del pozo.

3.2.7. Equipos del Fracturamiento Hidráulico

Unidad de control de presión	Controla la presión de inyección (hasta 7000 psi) y monitorea variables.	1	3 m x 2 m x 5 m ancho y alto	Monitorea temperatura, presión y caudal
Cabeza del pozo y control de flujo	Válvulas y sistemas hasta 20,000 psi.	1	Diámetro: 65 cm	-
Sistema de línea de flujo	Tuberías utilizadas para el transporte de fluidos.	-	Diámetro: 3 plg.	Acero con recubrimientos especiales
Unidad de tratamiento de agua	Trata el agua para su uso en Fracturamiento.	1	1500 barriles	6 m x 2 m x 2 m ancho y alto
Generadores eléctricos	Proveen 200 kW de potencia a la red eléctrica.	2	5 m (longitud) x 2.5 m (ancho) x 3 m (alto)	Motor a Diesel
Sistema de monitoreo de datos	Software para monitoreo de parámetros operacionales.	1	Peso: 300 kg	-

Tabla 14. Equipos utilizados en el Fracturamiento
Fuente. Zurita, Moreira, Yaguana

3.2.8 Personal Requerido para la Operación de Fracturamiento Hidráulico

Puesto de trabajo	Función	Cant
Supv. de Operaciones de Campo	Controlar los procesos de las operaciones	1
Operadores de Bomba de Fracturamiento	Controlan las bombas y funcionamiento de las mismas.	2
Ing. de Fracturamiento Hidráulico	Supervisa el proceso del Fracturamiento	1
Téc. de Control de Presión	Monitorea y controla la presión para evitar sobrecargas	2
Técnicos de Control de Flujo	Control del flujo del fluido del apuntalante.	2
Geólogos de Pozo	Analizas las características de la formación	1
Técnicos en Proppant	Manejan el apuntalante, asegurando su correcta mezcla y transporte al pozo.	2
Personal de Seguridad y Prevención de Riesgos	Controlan el cumplimiento de las normas de seguridad.	2

Tabla 15. Equipo Fracturación Hidráulica
Fuente. Zurita, Moreira, Yaguana

3.2.9. Procedimiento de Fracturamiento Hidráulico

Aquí tienes la propuesta de intervención organizada en una tabla:

Etapas	Descripción	Objetivo
Caracterización de los Minerales	Realizar un análisis detallado de los minerales presentes en el reservorio.	Obtener información sobre las características del reservorio para elegir la técnica adecuada.
Evaluación de Compatibilidad de Fluidos	Se realiza la evaluación de compatibilidad de fluidos.	Asegurar que los fluidos de estimulación no causen daño en la formación del pozo.
Pruebas de Estimulación Matricial	Realizar pruebas para evaluar la efectividad de la estimulación matricial en el pozo.	Medir la mejora en la producción y las condiciones del pozo a través de la estimulación.
Pruebas de Fracturamiento Hidráulico	Realizar pruebas de fracturamiento hidráulico para evaluar su impacto en la producción.	Comparar los resultados con la estimulación matricial y determinar la técnica más efectiva.
Análisis de Resultados	Analizar los resultados obtenidos de las pruebas de ambas técnicas.	Determinar cuál técnica optimiza mejor la producción del pozo Shushufindi 254.

*Tabla 15. Proceso de Fracturación Hidráulica
Fuente. Zurita, Moreira, Yaguana*

3.3 Estimulación Matricial

La propuesta de intervención se centra en primero realizar una caracterización detallada de los minerales presentes en el reservorio, seguida de una evaluación de la compatibilidad de los fluidos en el pozo Shushufindi. A lo largo de este proceso, se analizarán los resultados obtenidos de las pruebas de estimulación matricial y Fracturamiento hidráulico para determinar la efectividad de estas técnicas en la optimización de la producción del pozo.

Disolución de minerales con HCl

Tiempo	Illita	Caolinita	Montmorillonita
	%	%	%
0	0	0	0
10	2	3	5
20	5	8	10
30	7	12	15
60	10	20	25
120	15	30	40

*Tabla 16. Datos de Disolución de Minerales HF del pozo
Fuente. Zurita, Moreira, Yaguana*

Disolución de minerales con HF

Tiempo (min)	Illita (%) disuelta	Caolinita (%) disuelta	Montmorillonita (%) disuelta
0	0	0	0
10	10	15	20
20	20	30	40
30	30	50	60
60	50	70	80
120	70	90	95

Tabla 17. Datos de Disolución de Minerales HF
Fuente. Zurita, Moreira, Yaguana

3.3.2 Diseño estimulación acida

Propiedad	Símbolo	Valor	Unidad
Profundidad	D	9200	pies
Densidad del fluido	d	1,07	g/cm ³
Permeabilidad	k	70	mD
Porosidad	φ	18	%
Espesor	h	55	pies
Presión del yacimiento	Pr	2600	psi
Viscosidad del fluido	u	2,1	cP
Radio de drenaje	re	550	pies
Radio del pozo	rw	0,7083	pies

Tabla 18. Datos estimulación acida Shushufindi 254
Fuente. Zurita, Moreira, Yaguana

Cálculo Gravedad Especifica

$$y_{\text{fluido}} = (f_{\text{oil}} * y_{\text{oil}}) + (F_{\text{H2O}} * y_{\text{H2O}}) = (0.93 * 0.85) * (0.87 * 1) = 0.906$$

Cálculo Nivel de Fluido

$$h = \frac{P_{\text{wf}}}{(0.43 * y_{\text{fluido}})} = \frac{1586}{(0.43 * 0.955)} = 4040.54 \text{ pies}$$

$$NF = \text{Prof}_{\text{pef}} = H = 9165 - 4040.54 = 5119.46 \text{ pies}$$

Calculo presión de entrada a la bomba

$$PIP = P_{\text{WF}} - ((DP - D_v) * (y_{\text{fluido}} * 0.435))$$

$$PIP = 1586 - ((9163 - 8920) * (0.0906 * 0.434)) = 1482 \text{ psi}$$

Cálculo factor volumétrico

$$Bo = 0.973 + 0.00476 * (500) - 1456 = 1.20 \text{BY/BN}$$

Calculo volumen de gas

$$VG = FG * BG = 113423.763 * 0.086 = 1143.67 \text{BY/D}$$

Cálculo de Porcentaje de Gas

$$\%GL = \frac{Vg}{(Vo + VW + Vg)} * 100 = \frac{1124.43}{(0.1782 * 192.4 + 1214.76)} * 100 = 44\%$$

Calculo carga dinámica total

$$THD = HD + FT + PD = 4856 + 253.4 + 27.04 = 51.40 \text{pies}$$

3.3.3 Solución Química Inyectada

Los datos correspondientes a esta solución son

Compuesto	Cant. gal
Solvente Mutual	33
JP1	24
Xileno	18
Surfantante	24
Emulsificantes	88
Prefujo HCl 16%	531
Inhibidor Corrosión	97
Estabilizador	19
Agua Fresca	750
Acido Clorhídrico	430
Tratm.15% HCl + 1.6% HF	479
Bifloruro Amonio	345
Secuestr. de Hierro	1
Post-Flujo de NH4Cl	231
Surfantante	33
Estabilizador	24
Mutual	54.1
Total	3221,2

Tabla 19. Solución química

Fuente. Zurita,Moreira.Yaguana

Cálculo del Tiempo de Inyección

$$ft = \frac{(0.023806 * Vf)}{Q_{iny}} = \frac{(0,0324 * 3960)}{5.38} = 5.345 = 18.54 \text{ minutos}$$

Caída de presión de tubería

Velocidad de Fluido

$$v = \frac{(17.15 * Q_{iny})}{(D_{o2} - D_{i2})} = \frac{(17.16 * 4.33)}{(5.764 - 2.873)} = 2.96 \text{ft/s} = 0.90 \text{m/s}$$

Densidad de fluido

$$P = 1.07 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} * 0.13 * 1000 = 128.5 \text{kg/m}^3$$

Diámetro de la Tubería

$$D = \frac{5.798}{37.39} - \frac{2.875}{37.39} = 0.126 - 0.076 = 0.075 \text{m}$$

Viscosidad fluido

$$u = 2.4 P_c * 0.002 = 0.0024 \text{Pa} \cdot \text{s}$$

Cantidad de Reynolds

$$NR = \frac{(P * V * D)}{U} = \frac{(123.5 * 0.86 * 0.075)}{0.022} = 4027$$

Perdida de tubería

$$P_t = \frac{(f * p * V^2 * D)}{(25.7 * D)} = \frac{(0.0036 * 1.03 * 8.543 * 9163)}{(25.7 * (5.763 - 2.874))} = 28.76 \text{psi}$$

Prueba Retorno de Permeabilidad

Tiempo	pH HCl	pH HF	Conductividad HCl	Conductividad HF	Permeabilidad HCl & HF
0	1.5	1.0	0.5	0.5	217
10	1.8	1.2	1.0	2.0	213
20	2.0	1.4	1.5	3.5	215
40	2.5	1.6	2.0	5.0	209
60	3.0	1.8	2.5	7.0	221
120	3.5	2.0	3.0	10.0	215

Tabla 20. Datos de Retorno de Permeabilidad del pozo
Fuente. Zurita, Moreira, Yaguana

Cálculo Daño de Formación Post-Estimulación

$$S = \frac{KF}{K_{estimulada}} * \ln\left(\frac{r_{skin}}{r_w}\right) = \frac{71}{215} * \ln\left(\frac{3.75}{0.7082}\right) = -3.4$$

Cálculo Índice de Productividad

$$J = j_o * \frac{\ln\left(\frac{r_e}{r_x}\right)}{\ln\left(\frac{r_e}{r_x}\right) + \frac{K_f}{K_{estimula}} * \ln\left(r_w \frac{r_e}{r_x}\right)} = 0.53 * \frac{6.55}{5.34} = 0.65 \text{ BFPD/PSI}$$

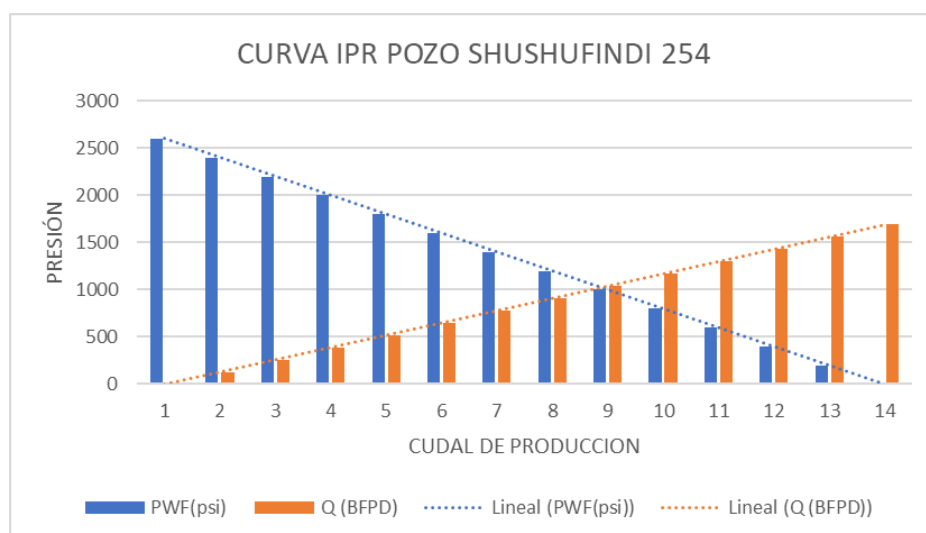


Figura 17. Curva IPR del pozo
Fuente. Zurita, Moreira, Yaguana

3.3.4 Diseño del Sistema BES Post-Estimulación

Característica	Cantidad
Pres. de pozo	2600 PSI
Pres. fondo fluyente	1650 PSI
Caudal de fluido	593 BFPD
Caudal de petróleo	384 BPPD
Gravedad específica del fluido	0.897
Profundidad de la bomba	9050 PIES
Profundidad de las perforaciones superiores	9160 PIES
Temperatura	190 °F
Relación gas-petróleo	450 PCN/BN
API	31

Tabla 21. Diseño del Sistema Electrosumergible
Fuente. Zurita, Moreira, Yaguana

Cálculo Nivel de fluido estático

$$h = \frac{PWF}{(0.432 * y_{\text{fluido}})} = \frac{1586}{(0.432 * 0.875)} = 404053 \text{pies}$$

Cálculo de Presión de Bomba

$$PIP = P_{wf} - ((DP - DB) * (y_{\text{fluido}} * 0.4332))$$

$$PIP = 1589 - ((9165 - 8901) * (0.9865 * 0.4333))$$

$$PIP = 1487 \text{PSI}$$

Calculo del factor volumétrico del petroleo

$$Bo = 0.9532 * .000147 * (500)1.175 = 1.18 \text{BY/BN}$$

Cálculo Volumen Gas

$$VG = FG * BG = 8180.23 * 0.0084 = 659.45 \text{BY/D}$$

Calculo Porcentaje de gas

$$\%GL = \frac{VG}{(VO + VW + VG)} * 100 = \frac{659.45}{(546.5 * 117.9 + 659.45)} * 100 = 52\%$$

Calculo dinámica

$$TDH = H_d + F_t + P_d = 4258.6 + 253.5 * 26.04 = 5139 \text{pies}$$

Bomba de selección

Para el pozo Shushufindi 254, se optó por la bomba ESP TD 600, que cuenta con las características:

- **# de Fases** : 194.
- **Potencia empleada**: 38 hp.
- **Eficiencia de la bomba** : 52%.

El diseño del sistema BES después del proceso de estimulación se evidencia una mejora en la permeabilidad de 215mD, al igual que una reducción en el daño de formación de - 0,5. Con estas

características, la bomba ESP TD 600 de 194 etapas y 38 hp garantiza un rendimiento eficiente y adecuado para las condiciones específicas del pozo.

3.3.5 Equipo de Estimulación matricial

Componentes	Características
Unidad Coiled Tubing	4 1/2 plg, logt. de la bobina de 13,530 pies.
Unidad de Bomba	Límite de presión de 11000 psi.
Unidad de Control de Presión	Capacidad de inyección de 12,000 psi.
Sistema de Inyección	Se inyecta el ácido clorhídrico a una tasa de 55 bl x minuto.
Sensores de Temperatura y Presión	Diámetro de 2 1/2 pulgadas, rango de presión de 5,000 a 10,000 psi.
Unidad de Separación	Capacidad de separación de 75 barriles.
Tanque de Almacenamiento	Capacidad de 1,000 barriles.
Válvulas de Control y Seguridad	Diámetro de 4 pulgadas, valor de seguridad de 11,000 psi.
Unidad de Control y Registro de Datos	Para controlar y registrar los parámetros durante la operación.

Tabla 23. Equipo de Estimulación Matricial
Fuente. Zurita, Moreira, Yaguana

3.3.6 Personal en proceso de técnica de Estimulación Matricial

Puesto	Función
Ing. Producción	Controlar la producción de gas y petróleo
Ing. Reservorios	Evalúa los parámetros del yacimiento para optimizar la producción
Operadores de pozo	Controla las operaciones de los equipos del sistema
Téc. de Mantenimiento	Realiza el mantenimiento y reparación de equipos de operaciones
Ing. de Proyectos	Encargado de la planificación y control del proyecto.
Ing. Geólogo	Encargado de analizar y proporcionar datos geológicos del yacimiento.
Coord. de Seguridad	Su prioridad es la seguridad de los trabajadores e equipo.
Personal de Logística	Controlar el suministro de equipos y materiales.

Tabla 24. Personal de técnica de Estimulación Matricial
Fuente. Zurita, Moreira, Yaguana

3.3.7 Proceso de técnica de Estimulación Matricial

Fases	Proceso
1. Preparar equipos	Inspección y verificación de todos los equipos necesarios .
2. Instalar equipos	Instalación y montaje de la unidad de equipos y bombas.
3. Ajuste de parámetros	Regular y controlar los equipos de acuerdo a los parámetros de presión y caudal
4. Inyección de Fluidos	. Control y supervisión de la presión y caudal durante el proceso.
5. Monitoreo en Tiempo Real	Monitoreo y control en tiempo real de los parámetros de temperatura, caudal y equipos.
6. Evaluación de la Estimulación	Evaluar las efectividad de los resultados de la propuesta de inyección.
8. Inspección y Parada de Equipos	Fase donde se revisa y se desmonta los equipos para las operaciones
9. Análisis de Resultados	Se finaliza recopilando los resultado de la implementación de la técnica.

Tabla 25. Proceso de Estimulación Matricial
Fuente. Zurita, Moreira, Yaguana

CAPITULO IV

4. PRUEBAS, RESULTADOS

En este capítulo se basa en la selección de la opción viable para incrementar la producción del pozo Shushufindi 254. Para ello, se realiza una comparación detallada de los parámetros obtenidos:

4.1 Resultados del Técnica Fracturamiento Hidráulico

Criterio	Dtos Iniciales	Dtos. Finales
Prodc. fluidos	520(BFPD)	854(BFPD)
Prodc. Petróleo	416(BPPD)	612(BPPD)
Permeabilidad	75 mD	140 mD
Daño Formacion	7.5.	-1.20.
Pres. Fondo Fluyente	1.650	1.231

Tabla 26.. Resultados de la Técnica de Fracturamiento Hidraulico

Fuente. Zurita, Moreira, Yaguana

Según los datos de la tabla 26, ha generado un impacto positivo en la producción y las condiciones del yacimiento. Se observó un aumento significativo en la producción, con un incremento de 334 BFPD, de los cuales 196 BPPD corresponden a la producción de petróleo. La permeabilidad de la formación mejoró considerablemente, alcanzando los 140 mD, lo que sugiere una mayor capacidad de la roca para permitir el flujo de fluidos. Además, el daño de formación se redujo a -1.20, lo que facilita aún más el flujo de petróleo.

4.2. Resultado de propuesta de Estimulación Matricial

Parámetros	Dtos Iniciales	Dtos Finales
Prodc. de fluido	520(BPPD)	976(BFPD)
Prodc.Petróleo	416(BPPD)	764(BPPD)
Permeabilidad	75 mD	215 mD
Daño formación	7.5	-3.40
Pres. fondo fluyente	1.650	1.031

Tabla 27. Resultados del técnico de Estimulación Matricial

Fuente. Zurita, Moreira, Yaguana

Según los datos en la tabla 27, la técnica de estimulación matricial ha generado mejoras significativas tanto en la producción como en las condiciones del pozo. Se observó un aumento en la producción de 976 BFPD, con la producción de petróleo incrementando de 764 BPPD, lo que indica una mejora notable en la capacidad de extracción de hidrocarburos. Además, la permeabilidad se incrementó a 215 mD, lo que facilita un flujo más eficiente de los fluidos. El daño de formación se redujo a -3.40, lo que refleja una mayor eficiencia en la extracción de petróleo. Asimismo, la presión de fondo fluyente disminuyó a 1031 psi, lo que contribuyó a optimizar el flujo dentro del pozo.

Propuesta final

Las dos propuestas de técnicas de estimulación, han mostrado mejoras notables en la producción y las condiciones del pozo. No obstante, la Estimulación Matricial se considera la opción más beneficiosa debido a varios factores clave.

En primer lugar, la Estimulación Matricial provocó un aumento mucho más significativo en la permeabilidad, pasando de 75 mD a 215 mD, en comparación con el incremento de 75 mD a 140 mD logrado mediante Fracturamiento Hidráulico. Este aumento en la permeabilidad mejora la eficiencia del flujo de hidrocarburos.

Además, la reducción de la presión de fondo fluyente fue más pronunciada con la Estimulación Matricial, disminuyendo a 1031 psi, mientras que el Fracturamiento Hidráulico redujo la presión de fondo fluyente a 1231 psi. Este descenso adicional en la presión contribuye a una extracción más eficiente de los hidrocarburos.

CAPITULO V

5. CONCLUSIO Y RECOMENDACION

5.1 Conclusión

Tras evaluar las técnicas de Fracturamiento Hidráulico y Estimulación Matricial, se concluye que la Estimulación Matricial es la opción más adecuada para incrementar la producción en el pozo Shushufindi 254. Esta técnica proporciona una mejora más significativa en la permeabilidad del yacimiento, un mayor caudal de producción, costos operativos más bajos y un impacto ambiental más controlado en comparación con el Fracturamiento Hidráulico. Sin embargo, debido a la naturaleza temporal de sus efectos, es fundamental implementar un sistema de monitoreo constante para asegurar su rendimiento y efectividad en el largo plazo.

5.2 Recomendación

Se sugiere optar por la estimulación matricial como la alternativa más eficiente para optimizar la producción en el pozo Shushufindi 254, complementada con un sistema de monitoreo continuo que permita seguir de cerca el rendimiento de la producción y determinar cuándo podrían ser necesarias intervenciones adicionales. Si en algún momento se requiere una solución más duradera, el Fracturamiento Hidráulico podría ser considerado, aunque debe tenerse en cuenta el aumento de costos y la mayor complejidad de su implementación.

BIBLIOGRAFÍA

- Anderson, D. (2017). Tecnologías avanzadas en Fracturamiento hidráulico: Nuevas estrategias para la optimización de pozos (pp. 52-70). Editorial Atlas.
- Bell, P. (2018). Métodos modernos de estimulación en yacimientos petroleros (pp. 37-45). Editorial McGraw-Hill.
- Rodríguez, G. (2019). Evaluación y análisis de la permeabilidad en reservorios (pp. 22-30). Editorial Ciencia y Tecnología.
- García, R. (2020). Técnicas de mejora de la producción en yacimientos no convencionales (pp. 85-100). Editorial Soluciones Técnicas.
- Pérez, J. (2021). Permeabilidad y métodos de recuperación en yacimientos (pp. 60-75). Editorial Petroleum Science.
- Hernández, L. (2018). La importancia del daño de formación en la producción de petróleo (pp. 98-114). Editorial Petroltech.
- Gómez, F. (2021). Fracaso y éxito en la estimulación de reservorios en condiciones extremas (pp. 55-70). Editorial Energía Global.
- Martínez, J. (2022). Avances en la fracturación hidráulica y su impacto en la industria petrolera (pp. 40-50). Editorial GeoPetrol.
- Samaniego, T. (2023). Aplicaciones y resultados del uso de ácidos en la estimulación de pozos (pp. 110-130). Editorial Técnica de Producción.
- López, S. (2020). Soluciones avanzadas para el aumento de la productividad de pozos petroleros (pp. 45-60). Editorial Tecnología Petrolera.
- Sánchez, V. (2019). Fundamentos de la fracturación hidráulica y su implementación (pp. 10-22). Editorial Research Publications.

Medina, L. (2021). Optimización de la producción mediante técnicas avanzadas de estimulación (pp. 150-175). Editorial GeoIndustrial.

García, A. (2017). Nuevas técnicas de fracturación hidráulica para pozos de petróleo (pp. 78-94). Editorial Energy Press.