

# Pregrado

**Carrera: Petróleos**

**Asignatura (UIC):**

**Trabajo de titulación previo a la obtención del**

**Título en: Tecnólogo Superior En Petróleos**

**Tema:**

**Incrementar la producción del pozo SHSFD S-059 del bloque 15 a través de recañoneo de zonas productoras y acidificación matricial para el año 2024**

**Autor/s: Cárdenas Cedeño David Alejandro**

**Muñoz Jibaja Iván Alexander**

**Ocampo Medranda Cesar Elías**

**Tutor: ING. Álvarez Lazo Luis Alfredo**

**Fecha: 31 de agosto de 2024**

**Matriz: Sangolquí - Ecuador**



**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

Cárdenas Cedeño David Alejandro

Muñoz Jibaja Iván Alexander

Ocampo Medranda Cesar Elías

### **Resumen:**

La reducción de la producción en el pozo SHSF-059 se debe a la presencia de finos y arcillas que obstruyen el flujo y reducen la permeabilidad del reservorio. Estos problemas se agravan con la hinchazón de las arcillas, lo que dificulta aún más la recuperación de hidrocarburos y puede aumentar la presión en el reservorio, reduciendo la eficiencia de producción. Para abordar estos problemas, se han evaluado dos técnicas: la estimulación matricial y la aplicación de disparos en un nuevo intervalo. La estimulación matricial ha mostrado un incremento de producción de 118,9 barriles y una mejora en la permeabilidad de 112 mD a 180 mD, con una reducción del daño de formación de 10 a -1,28. La bomba utilizada para esta técnica es una ESP TD600, con una inversión de \$280,000. En comparación, los disparos en un nuevo intervalo generan un incremento de producción de 91,64 barriles y un daño de formación de 0,9. La bomba para esta técnica es una REDA D1050N, con una inversión de \$660,000. La combinación de ambas técnicas resulta en un aumento significativo de producción, con una mejora total de 191,98 barriles de petróleo y una reducción del daño de formación a -1,28. El presupuesto destinado para aplicar ambas técnicas es de \$660,000, utilizando una bomba REDA DN 1800 con una capacidad de levantar 1025 barriles de fluido, con una eficiencia del 64,45% y una potencia de 66,45 hp. La implementación conjunta de estas técnicas es crucial para maximizar la recuperación de hidrocarburos y mejorar la eficiencia del pozo

**Palabras clave:** Estimulación, disparos, intervalos productores, bomba, incremento de producción

### **Abstract:**

The reduction in production at the SHSF-059 well is due to the presence of fines and clays that obstruct flow and reduce reservoir permeability. These issues are exacerbated by clay swelling, which further hinders hydrocarbon recovery and can increase reservoir pressure, reducing production efficiency. To address these problems, two techniques have been evaluated: matrix stimulation and shooting in a new interval. Matrix stimulation has shown a production increase of 118.9 barrels and an improvement in permeability from 112 mD to 180 mD, with a reduction in formation damage from 10 to -1.28. The pump used for this technique is an ESP TD600, with an investment of \$280,000. In comparison, shooting in a new interval results in a production increase of 91.64 barrels and a formation damage of 0.9. The pump for this technique is a REDA D1050N, with an investment of \$660,000. Combining both techniques results in a significant production increase, with a total improvement of 191.98 barrels of oil and a reduction in formation damage to -1.28. The budget allocated for applying both techniques is \$660,000, using a REDA DN 1800 pump with a capacity to lift 1025 barrels of fluid, with an efficiency of 64.45% and a power of 66.45 hp. The joint implementation of these techniques is crucial for maximizing hydrocarbon recovery and improving well efficiency.

**Keywords:** Stimulation, shooting, producing intervals, pump, production increase

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

**CT-ANX-2024-ISTER-6-6.2**

Sangolquí, 31 de Octubre del 2024

**MSc. Elizabeth Ordoñez  
DIRECTORA DE DOCENCIA**

**MSc. Mónica Loachamín  
COORDINADORA DE TITULACIÓN**

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

**Presente**

Por medio de la presente, yo, CÁRDENAS CEDEÑO DAVID ALEJANDRO declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: Ser autor del trabajo de titulación denominado, INCREMENTAR LA PRODUCCION DEL POZO SHSFD S-059 DEL BLOQUE 15 A TRAVEZ DE RECAÑONEO DE ZONAS PRODUCTORAS Y ACIDIFICACION MATRICIAL PARA EL AÑO 2024 de la Tecnología Superior en Petróleos; y a su vez manifiesto mi voluntad de ceder al Instituto Superior Tecnológico Rumiñahui con condición de Universitario los derechos de reproducción, distribución y publicación de dicho trabajo de titulación, en cualquier formato y medio, con fines académicos y de investigación.

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

En fe de lo cual, firmo la presente.

Atentamente,



---

CÁRDENAS CEDEÑO DAVID ALEJANDRO  
C.I.: 1721254892

## CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2024-ISTER-6-6.2

Sangolquí, 31 de Octubre del 2024

**MSc. Elizabeth Ordoñez**  
**DIRECTORA DE DOCENCIA**

**MSc. Mónica Loachamín**  
**COORDINADORA DE TITULACIÓN**

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

**Presente**

Por medio de la presente, yo, MUÑOZ JIBAJA IVAN ALEXANDER declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: Ser autor del trabajo de titulación denominado, INCREMENTAR LA PRODUCCION DEL POZO SHSFD S-059 DEL BLOQUE 15 A TRAVEZ DE RECAÑONEO DE ZONAS PRODUCTORAS Y ACIDIFICACION MATRICIAL PARA EL AÑO 2024 de la Tecnología Superior en Petróleos; y a su vez manifiesto mi voluntad de ceder al Instituto Superior Tecnológico Rumiñahui con condición de Universitario los derechos de reproducción, distribución y publicación de dicho trabajo de titulación, en cualquier formato y medio, con fines académicos y de investigación.

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

En fe de lo cual, firmo la presente.

Atentamente,



---

MUÑOZ JIBAJA IVAN ALEXANDER  
C.I.: 0201944840

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

**CT-ANX-2024-ISTER-6-6.2**

Sangolquí, 04 de noviembre de 2024

**MSc. Elizabeth Ordoñez  
DIRECTORA DE DOCENCIA**

**MSc. Mónica Loachamín  
COORDINADORA DE TITULACIÓN**

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

**Presente**

Por medio de la presente, yo, **OCAMPO MEDRANDA CÉSAR ELÍAS**, declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: Ser autor del trabajo de titulación denominado **INCREMENTAR LA PRODUCCION DEL POZO SHSFD S-059 DEL BLOQUE 15 A TRAVÉS DE RECAÑONEO DE ZONAS PRODUCTORAS Y ACIDIFICACIÓN MATRICIAL PARA EL AÑO 2024** de la Tecnología Superior en Petróleos; y a su vez manifiesto mi voluntad de ceder al Instituto Superior Tecnológico Rumiñahui con condición de Universitario los derechos de reproducción, distribución y publicación de dicho trabajo de titulación, en cualquier formato y medio, con fines académicos y de investigación.

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

En fe de lo cual, firmo la presente.

Atentamente,



**OCAMPO MEDRANDA CESAR ELÍAS**  
C.I. 2300341308

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

CT-ANX-2024-ISTER-1

**CARRERA:**

TECNOLOGÍA SUPERIOR EN PETROLEOS

**AUTOR /ES:**

CÁRDENAS CEDEÑO DAVID ALEJANDRO  
MUÑOZ JIBAJA IVÁN ALEXANDER  
OCAMPO MEDRANDA CÉSAR ELÍAS

**TUTOR:**

ÁLVAREZ LAZO LUIS ALFREDO

**CONTACTO ESTUDIANTE:**

0982127174  
0986830613  
0985179473

**CORREO ELECTRÓNICO:**

[david.cardenas@ister.edu.ec](mailto:david.cardenas@ister.edu.ec)  
[ivan.munoz@ister.edu.ec](mailto:ivan.munoz@ister.edu.ec)  
[cesar.ocampo@ister.edu.ec](mailto:cesar.ocampo@ister.edu.ec)

**TEMA:**

INCREMENTAR LA PRODUCCION DEL POZO SHSFD S-059 DEL BLOQUE 15 A  
TRAVEZ DE RECAÑONEO DE ZONAS PRODUCTORAS Y ACIDIFICACION  
MATRICIAL PARA EL AÑO 2024

**OPCIÓN DE TITULACIÓN:**

UNIDAD DE INTEGRACION CURRICULAR

**RESUMEN EN ESPAÑOL:**

La reducción de la producción en el pozo SHSDF-059 se debe a la presencia de finos y arcillas que obstruyen el flujo y reducen la permeabilidad del reservorio. Estos problemas se agravan con la hinchazón de las arcillas, lo que dificulta más la recuperación de hidrocarburos y puede aumentar la presión en el reservorio, reduciendo la eficiencia de

producción. Para abordar estos problemas, se han evaluado dos técnicas: la estimulación matricial y la aplicación de disparos en un nuevo intervalo. La estimulación matricial ha mostrado un incremento de producción de 118,9 barriles y una mejora en la permeabilidad de 112 a 180 mD, con una reducción del daño de formación de 10 a -1,28. La bomba utilizada para esta técnica es una ESP-TD600, con una inversión de \$280,000. En comparación con los disparos en un nuevo intervalo generan un incremento de producción de 91,64 barriles y un daño de formación de 0,9. La bomba para esta técnica es una REDA D1050N, con inversión de \$660,000. La combinación de ambas técnicas resulta en un aumento significativo de producción, una mejora total de 191,98 barriles de petróleo y una reducción del daño de formación a -1,28. El presupuesto destinado para aplicar ambas técnicas es de \$660,000, utilizando una bomba REDA DN 1800 con una capacidad de levantar 1025 barriles de fluido, con una eficiencia del 64,45% y una potencia de 66,45 hp. La implementación conjunta de estas técnicas es crucial para maximizar la recuperación de hidrocarburos y mejorar la eficiencia del pozo.

**PALABRAS CLAVE:**

RECAÑONEO, ACIDIFICACION MATRICIAL, INCREMENTO DE PRODUCCION

**ABSTRACT:**

The reduction in production at the SHSDF-059 well is due to the presence of fines and clays that obstruct flow and reduce reservoir permeability. These issues are exacerbated by clay swelling, which further hinders hydrocarbon recovery and can increase reservoir pressure, reducing production efficiency. To address these problems, two techniques have been evaluated: matrix stimulation and shooting in a new interval. Matrix stimulation has shown a production increase of 118.9 barrels and an improvement in permeability from 112 mD to 180 mD, with a reduction in formation damage from 10 to -1.28. The pump used for this technique is an ESP-TD600, with an investment of \$280,000. In comparison, shooting in a new interval results in a production increase of 91.64 barrels and a formation damage of 0.9. The pump for this technique is a REDA D1050N, with an investment of \$660,000. Combining both techniques results in a significant production increase, with a total improvement of 191.98 barrels of oil and a reduction in formation damage to -1.28. The budget allocated for applying both techniques is \$660,000, using a REDA DN 1800 pump with a capacity to lift 1025 barrels of fluid, with an efficiency of 64.45% and a power of 66.45 hp. The joint implementation of these techniques is crucial for maximizing hydrocarbon recovery and improving well efficiency.

**Keywords:**

Stimulation, shooting, producing intervals, pump, production increase.

## SOLICITUD DE PUBLICACIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

**CT-ANX-2024-ISTER-2**  
Sangolquí, 21 de Octubre del 2024

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

### **Presente**

A través del presente me permito aceptar la publicación del trabajo de titulación de la Unidad de Integración Curricular en el repositorio digital “DsPace” de los estudiantes: DAVID ALEJANDRO CÁRDENAS CEDEÑO, con CI. 1721254892, MUÑOZ JIBAJA IVÁN ALEXANDER, con CI.0201944840, OCAMPO MEDRANDA CÉSAR ELÍAS, con C.I. 2300341308, alumnos de la Carrera TECNOLOGIA SUPERIOR EN PETROLEOS

Atentamente,



Firma del Estudiante  
C.I.: 1721254892



Firma del Estudiante  
C.I.:0201944840



Firma del Estudiante  
C.I.:2300341308

### **SÓLO PARA USO DEL ISTER**

Han sido revisadas las similitudes del trabajo en el software “TURNITING” y cuenta con un porcentaje de 6 %; motivo por el cual, el Proyecto Técnico de Titulación es publicable. (EL PORCENTAJE DE SIMILITUD DEBE SER MÁXIMO DE 15%)

**MSc. Elizabeth Ordoñez**  
**DIRECTORA DE DOCENCIA**

**MSc. Mónica Loachamín**  
**COORDINADORA DE TITULACIÓN**

## Índice de contenido

CAPITULO I .....	1
INTRODUCCIÓN.....	1
Planteamiento del problema .....	1
Problema científico.....	2
Preguntas científicas o directrices .....	3
Objetivo general .....	3
Objetivos específicos.....	3
Justificación.....	4
MARCO TEÓRICO .....	5
Localización geográfica del Campo Shushufindi .....	5
Litoestratigráfica de la arena T superior .....	5
Factores que Contribuyen a la Reducción de Producción .....	6
Permeabilidad Disminuida .....	6
Hinchazón de Arcillas .....	6
Migración de Finos.....	6
Problemas de Estabilidad.....	7
Sulfuro de Hidrogeno en los pozos.....	7
Porcentaje mineralógico .....	8
Químicos en una estimulación matricial .....	9
Tubería flexible.....	9

Coiled Tubing en la Estimulación Matricial.....	10
Acceso y Manipulación.....	10
Flexibilidad y Alcance.....	10
Reducción de Tiempo.....	10
Inyección de Fluidos.....	10
Fluidos de Estimulación .....	10
Control de Flujo.....	10
Herramientas de Estimulación.....	11
Herramientas de Tratamiento .....	11
Puntas de Inyección .....	11
Dispositivos de Distribución .....	11
Monitoreo .....	11
Aplicación de Ácidos y Agentes Estimulantes.....	11
Ácidos.....	11
Otros Agentes .....	11
Prueba de retorno de permeabilidad .....	11
Proceso de la Prueba de Retorno de Permeabilidad en el Laboratorio.....	12
Daño de formación .....	12
Índice de productividad .....	13
IPR Combinada.....	14
Correlaciones estratigráficas.....	15
Disparos TCP.....	16

Sistema de producción eléctrico .....	16
Declinación de crudo .....	17
CAPITULO III .....	19
METODOLOGÍA.....	19
Tipo de Investigación .....	19
Diseño de investigación.....	19
Se evalúan de manera cuantitativa los incrementos en producción, la mejora en la permeabilidad y la reducción del daño de formación. Los datos obtenidos, como el aumento en barriles de petróleo y las características de las bombas utilizadas, se analizan numéricamente. Este enfoque permite comparar y determinar la efectividad de cada técnica mediante análisis estadísticos y mediciones precisas. ....	19
Selección muestral .....	19
Recolección de datos .....	19
Instrumentos .....	20
Propiedades del pozo SHSF-059 .....	20
Análisis de datos .....	20
Historial de producción .....	20
Características petrofísicas .....	21
Completación actual .....	22
Daño de la formación .....	22
Propiedades PVT del fluido.....	23
Curva de producción.....	23

Estimulación matricial.....	24
Presencia de H <sub>2</sub> S .....	24
Difracción de rayo X porcentaje mineralógico.....	25
Retorno de permeabilidad.....	26
Cálculo del daño de formación.....	27
Equipos y sistema de estimulación.....	27
Tubería Cold Tubing .....	27
Equipos en superficie.....	28
Composición química de la estimulación.....	29
Precios de los químicos .....	30
Cálculo del índice de productividad .....	31
Curva de producción.....	31
Incremento de producción .....	32
Sistema de producción electro sumergible post estimulación .....	33
Equipo ESP TD600 .....	34
Declinación de la producción de petróleo .....	35
Recañoneo nuevas zonas productoras .....	36
Disparos con tubería TCP.....	36
Configuración del TCP.....	37
Características de la carga .....	37
Profundidad de los disparos.....	38
Desempeño de la carga .....	38

Resultados de la simulación .....	39
Determinación de la capacidad de producción .....	39
Cálculo del índice de productividad .....	39
Curva de producción.....	40
Incremento de producción .....	41
Cálculo del BSW de la mezcla .....	42
Sistema de producción electro sumergible post estimulación .....	43
Equipo ESP TD600 .....	43
Declinación de la producción de petróleo .....	44
CAPÍTULO IV .....	45
PROPUESTA DEL DESARROLLO DEL PROYECTO TÉCNICO.....	45
CAPITULO V.....	48
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	48
CONCLUSIONES.....	48
RECOMENDACIONES .....	50
Bibliografía.....	52
ANEXOS .....	55

## Índice de Figuras

Figura 1 Localización geográfica del Campo Shushufindi .....	5
Figura 2 Concentración de sulfuro de hidrogeno .....	7
Figura 3 Arcilla & Cuarzo .....	8
Figura 4 Difracción de rayos X de una muestra de minerales .....	8
Figura 5 Coiled Tubing.....	9
Figura 6 Correlaciones estratigráficas .....	15
Figura 7 Disparos TCP .....	16
Figura 8 Equipo eléctrico sumergible.....	17
Figura 9 Estimación exponencial .....	18
Figura 10 SHSF-059 Historial de producción .....	21
Figura 11 Registro eléctrico SHSF-059.....	21
Figura 12 Prueba de presión SHSF-059 .....	22
Figura 13 Curva IPR SHSF-059 .....	24
Figura 14 Porcentaje mineral.....	26
Figura 15 Prueba de retorno de permeabilidad.....	26
Figura 16 Equipos de superficie Coiled tubing .....	28
Figura 17 IPR post estimulación SHSF-059.....	32
Figura 18 Incremento de producción post estimulación.....	33
Figura 19 Análisis de producción post estimulación.....	34
Figura 20 Equipo ESP TD600 .....	34
Figura 21 Declinación de producción.....	35
Figura 22 Evaluación nuevo intervalo productor .....	36
Figura 23 Desempeño de la carga.....	39
Figura 24 IPR post disparos SHSF-059.....	41
Figura 25 Incremento de producción post estimulación.....	41

Figura 26 Análisis de producción post disparos .....	43
Figura 27 Equipo REDA DN1800.....	43
Figura 28 Declinación de producción.....	44
Figura 29 IPR Disparos + Estimulación .....	47

### **Índice de tablas**

Tabla 1 Propiedades PVT .....	23
Tabla 2 Prueba de producción .....	23
Tabla 3 Concentración de H <sub>2</sub> S .....	25
Tabla 4 Difracción de rayos X.....	25
Tabla 5 Dimensiones Coiled tubing .....	27
Tabla 6. Composición química del tratamiento.....	29
Tabla 7 Tratamiento químico .....	29
Tabla 8 Volúmenes de inyección.....	30
Tabla 9 Precios de los químicos .....	30
Tabla 10 Curva IPR post estimulación .....	32
Tabla 11 Configuración del TCP.....	37
Tabla 12 Características de la carga .....	38
Tabla 13 Penetración de cada disparo .....	38
Tabla 14 Resultados de la simulación post disparos .....	39
Tabla 15 Curva IPR post disparos .....	40
Tabla 16 Propiedades de los fluidos .....	42

## **CAPITULO I**

### **INTRODUCCIÓN**

El campo Shushufindi, situado en la provincia de Sucumbíos al noreste de Ecuador y parte de la cuenca del Oriente, es una de las regiones más importantes para la producción de petróleo en el país. La litología de la arena T superior en Shushufindi incluye areniscas cuarzosas y lulitas, con características geológicas que afectan directamente la producción. Este contexto geológico y los problemas asociados subrayan la necesidad de estrategias eficaces para mejorar la eficiencia y rentabilidad del pozo SHSF-059. La reducción en la producción del pozo SHSF-059 revela problemas críticos que impactan la eficiencia del reservorio. Entre los principales factores que contribuyen a esta reducción se encuentran la presencia de finos, que son partículas pequeñas de arena o arcilla que obstruyen las vías de flujo dentro del reservorio, y una alta concentración de arcillas, las cuales reducen significativamente la permeabilidad del yacimiento. La migración de finos, causada por alteraciones en el equilibrio de fuerzas del reservorio, provoca la formación de tapones que bloquean el flujo de hidrocarburos, mientras que las arcillas, al hincharse al contacto con fluidos de perforación o inyección, agravan los bloqueos y disminuyen aún más la capacidad de extracción. Para enfrentar estos desafíos, es fundamental implementar técnicas específicas como el uso de aditivos para controlar la hinchazón y la migración de finos, así como estabilización química del pozo y ajustes en los fluidos de perforación. La gestión adecuada de estos problemas no solo optimiza la recuperación de hidrocarburos, sino que también ayuda a reducir costos operativos y prolongar la vida útil del pozo.

#### **Planteamiento del problema**

La reducción de la producción durante dos intervalos del historial de producción en el pozo SHSF-059 es ocasionado por la presencia de finos, la alta concentración de arcillas y la hinchazón de los

mismos problemas significativos que afectan la producción. La migración de finos, compuesta por partículas pequeñas de arena o arcilla, puede obstruir las vías de flujo en el reservorio, reduciendo la eficiencia en la extracción de hidrocarburos. Este fenómeno suele ocurrir cuando el equilibrio de fuerzas en el reservorio se altera, causando que estos finos se concentren en zonas de alta velocidad de flujo y formen tapones que bloquean el paso de hidrocarburos. La presencia de una alta concentración de arcillas en la formación geológica puede reducir la permeabilidad del reservorio, complicando la recuperación de petróleo y gas. Las arcillas, al interactuar con fluidos de perforación o inyección, tienden a hincharse, lo que agrava la situación al provocar bloqueos en las perforaciones y disminuir aún más el flujo de hidrocarburos. Esta hinchazón puede incrementar la presión en el reservorio y llevar a una compresión adicional de las perforaciones, reduciendo la eficiencia de producción. Para mitigar estos problemas, se emplean técnicas específicas como el uso de aditivos diseñados para controlar la hinchazón y la migración de finos. También es crucial la estabilización química del pozo y el ajuste de la formulación de los fluidos de perforación. Abordar estos desafíos de manera efectiva es fundamental para optimizar la recuperación de hidrocarburos y mantener la producción en niveles eficientes. La correcta evaluación y manejo de estas condiciones son esenciales para mejorar la eficiencia y prolongar la vida útil del pozo.

### **Problema científico**

¿Cuáles son los problemas mineralógicos que afectan la movilidad de los hidrocarburos en el reservorio T?

### **Preguntas científicas o directrices**

- ¿Qué efectos técnicos y económicos tiene una baja tasa de producción?
- ¿En qué consiste el reacondicionamiento de pozos?
- ¿Qué tipos de reservorios se encuentran en el Campo?
- ¿Qué programas existen para el reacondicionamiento de pozos?
- ¿Cuál es la carga adecuada para los disparos en la formación "T"?
- ¿Cómo se comporta la producción en los intervalos con múltiples arenas productoras?
- ¿En qué períodos es ventajoso el flujo de caja?
- ¿Por qué es crucial aplicar diversas técnicas de reacondicionamiento para aumentar la producción en el Campo Shushufindi?

### **Objetivo general**

Determinar el incremento de producción del pozo SHSF-059 mediante la aplicación de una estimulación matricial y la evaluación de disparos en un nuevo intervalo productivo en el año 2024 en el bloque 15.

### **Objetivos específicos**

Determinar el incremento de producción del pozo SHSF-059 por medio de una estimulación matricial desde el punto de vista técnico económico político y ambiental.

Determinar el incremento de producción del pozo SHSF-059 por medio de la adición de un nuevo intervalo productivo desde el punto de vista técnico económico político y ambiental.

Evaluar y seleccionar la técnica adecuada de reacondicionamiento que permita obtener una mayor producción de hidrocarburos mediante la aplicación de una estimulación matricial y recañoneo.

**Justificación.**

El proyecto para abordar la reducción de producción en el pozo SHSF-059 es crucial debido a varios factores interrelacionados que impactan directamente la eficiencia y rentabilidad de la operación. La presencia de finos y arcillas en el reservorio está obstruyendo las vías de flujo y reduciendo la permeabilidad, lo que limita la extracción efectiva de hidrocarburos. La migración de finos forma tapones que bloquean el paso de petróleo y gas, mientras que la hinchazón de las arcillas provoca bloqueos adicionales y aumenta la presión en el reservorio. Implementar soluciones efectivas para estos problemas es fundamental para optimizar la recuperación de hidrocarburos y mantener la producción en niveles eficientes. Utilizar aditivos y estabilizadores químicos para controlar la hinchazón y la migración de finos permitirá una mejor gestión del pozo, reduciendo los costos operativos y evitando la necesidad de costosas reparaciones y ajustes. Además, abordar estos problemas contribuirá a la prolongación de la vida útil del pozo, asegurando una explotación continua y rentable del reservorio. La correcta evaluación y manejo de estas condiciones mejorarán la sostenibilidad del proyecto y garantizarán un retorno económico más alto.

## CAPITULO II

### MARCO TEÓRICO

#### Localización geográfica del Campo Shushufindi

El campo Shushufindi está ubicado en la provincia de Sucumbíos, al noreste de Ecuador, con coordenadas aproximadas de  $0.1833^{\circ}$  S de latitud y  $76.6250^{\circ}$  O de longitud en la imagen 1 se aprecia su localización. Este campo es parte de la cuenca del Oriente, una de las principales regiones productoras de petróleo del país. La infraestructura de transporte en la región ha sido significativamente desarrollada debido a la actividad petrolera, con una red de carreteras que conecta Shushufindi con otras ciudades importantes de Ecuador. (Petroecuador, 2020)

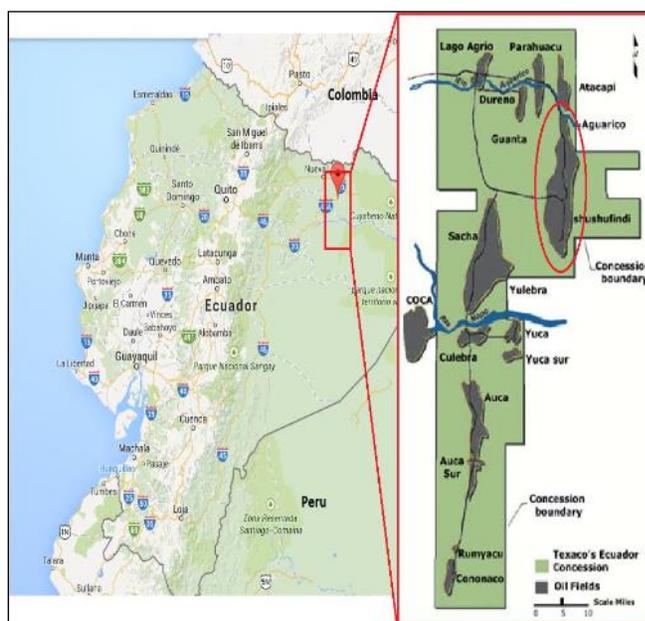


Figura 1 Localización geográfica del Campo Shushufindi

#### Litoestratigráfica de la arena T superior

La litología de la arena T superior se compone principalmente de areniscas y lutitas. Las areniscas presentan un tamaño de grano variable debido a las condiciones de deposición, siendo cuarzosas, de grano fino y con una matriz calcárea. Los granos son sub-ámbar a sub-redondeados

y contienen inclusiones de glauconita. Las lutitas, por otro lado, son rocas sedimentadas arenosas que complementan esta litología. (Barragan, 2000)

### **Factores que Contribuyen a la Reducción de Producción**

La reducción de producción en un pozo con alto contenido de arcillas puede ser atribuida a varios factores relacionados con las propiedades de las arcillas y su impacto en el reservorio. A continuación, se detalla cómo el contenido de arcillas puede afectar la producción.

#### **Permeabilidad Disminuida**

Las arcillas suelen ser menos permeables que otros minerales en el reservorio. Su alta concentración puede reducir la permeabilidad global del yacimiento, dificultando el flujo de hidrocarburos. La disminución en la tasa de producción debido a una menor capacidad para extraer petróleo. (Davis, 2019)

#### **Hinchazón de Arcillas**

Las arcillas pueden hincharse al entrar en contacto con fluidos de perforación o inyección. Esta hinchazón puede bloquear las perforaciones y reducir aún más la permeabilidad. Teniendo en consecuencia una formación de tapones que obstruyen el flujo de hidrocarburos y aumentan la presión en el pozo. (Johnson, 2021)

#### **Migración de Finos**

Las arcillas pueden liberarse en forma de finos durante la producción, afectando la estabilidad del reservorio y bloqueando las vías de flujo. La reducción en la eficiencia del pozo y problemas operativos adicionales.

### **Problemas de Estabilidad**

La presencia de arcillas puede afectar la estabilidad del pozo durante la perforación y producción, aumentando el riesgo de colapsos o problemas de producción. Observando la necesidad de intervenciones adicionales para mantener la integridad del pozo. (Smith, 2020)

### **Sulfuro de Hidrogeno en los pozos**

El sulfuro de hidrógeno ( $H_2S$ ) tiene un impacto significativo tanto en la salud humana como en la industria del petróleo. Ambientalmente, el  $H_2S$  puede contaminar el aire, afectando la calidad del aire y provocando problemas de salud como irritación en los ojos, vías respiratorias y, en concentraciones altas, asfixia o incluso muerte. En la industria petrolera, el  $H_2S$  es altamente corrosivo, dañando equipos y tuberías, lo que incrementa los costos de mantenimiento y reemplazo. También contamina el petróleo y gas, requiriendo procesos adicionales de desulfurización que aumentan los costos operativos.

Además, el gas puede interferir con el procesamiento de productos, reduciendo la eficiencia operativa y complicando la refinación. La liberación de  $H_2S$  al ambiente también plantea riesgos para la fauna y flora local. Implementar medidas adecuadas de seguridad, tratamiento y monitoreo es crucial para mitigar estos impactos. En la figura 2 se ilustra el medidor de sulfuro de hidrogeno. (Johnson, L. T., & Patel, R. , 2020)



Figura 2 Concentración de sulfuro de hidrogeno

## Porcentaje mineralógico

La difracción de rayos X (DRX) que se indica en la figura 4 es esencial para caracterizar minerales en areniscas y arcillas. En las areniscas, la DRX ayuda a identificar minerales como cuarzo y feldespato y evaluar su textura mediante la comparación de patrones de difracción con bases de datos estándar. En las arcillas, la DRX es crucial para diferenciar minerales de arcilla como illita, montmorillonita, caolinita y clorita, y para analizar su estructura cristalina. En la imagen 3 se ilustra en el microscopio como se encuentran alterando a los minerales de cuarzo

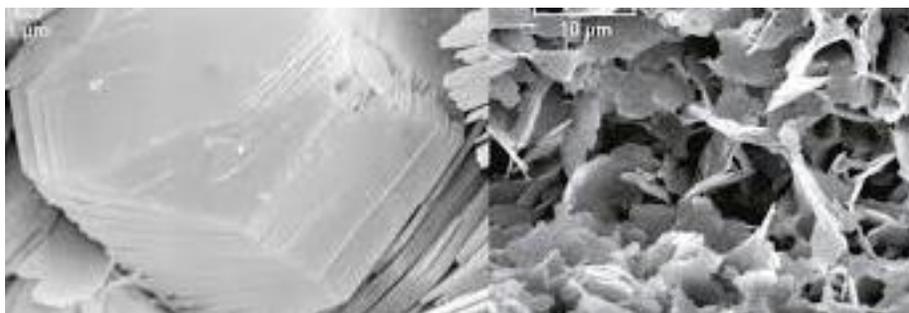


Figura 3 Arcilla & Cuarzo

La preparación adecuada de las muestras es fundamental, especialmente en arcillas, donde el tamaño de partícula y el ordenamiento cristalino afectan los resultados. Los patrones de difracción muestran picos característicos que indican la presencia y proporción de minerales. La DRX permite una comprensión detallada de la composición mineral y las propiedades estructurales tanto de areniscas como de arcillas. (Brindley, G. W., & Brown, G., 2008)

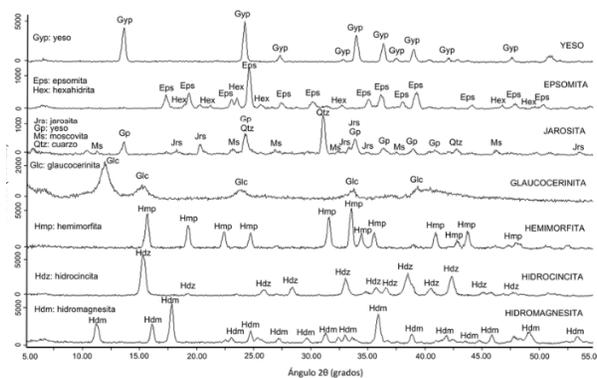


Figura 4 Difracción de rayos X de una muestra de minerales

## Químicos en una estimulación matricial

La estimulación matricial de pozos petroleros utiliza varios químicos para mejorar la permeabilidad de las formaciones rocosas y aumentar la producción. Los ácidos, como el ácido clorhídrico (HCl) y el ácido fluorhídrico (HF), disuelven minerales como calcita y arcillas, mejorando la permeabilidad. Los agentes gelificantes, como carragenano y acrilamida, espesan el fluido de tratamiento, mientras que los espumantes crean espumas que optimizan la eficacia del ácido. Los inhibidores de corrosión, como nitrato de amonio, protegen el equipo de perforación de la corrosión ácida. Bicarbonato de sodio ( $\text{NaHCO}_3$ ) neutraliza ácidos residuales, y bentonita controla la viscosidad y filtra fluidos. Polímeros de alta viscosidad mantienen abiertas las fracturas durante el tratamiento, y surfactantes mejoran la movilidad del fluido. Los inhibidores de arcillas, como cloruro de potasio, previenen la hinchazón de arcillas. Estos químicos se combinan estratégicamente para optimizar la estimulación y minimizar los impactos operativos y ambientales. (Chemical treatments for matrix acidizing: Advances and challenges, 2019)

## Tubería flexible

El coiled tubing (CT) es una tecnología versátil y eficaz utilizada en la estimulación matricial de pozos petroleros. Su capacidad para ser enrollado en bobinas y su flexibilidad hacen que sea especialmente útil para intervenciones en pozos que requieren un acceso eficiente y una manipulación precisa. En la ilustración 5 se presenta el equipo de coiled tubing en un reacondicionamiento de pozo. (Miskimins, J. L., & McCormick, R. D., 2006)



Figura 5 Coiled Tubing

## **Coiled Tubing en la Estimulación Matricial**

Es una tecnología versátil y eficaz utilizada en la estimulación matricial de pozos petroleros. Su capacidad para ser enrollado en bobinas y su flexibilidad hacen que sea especialmente útil para intervenciones en pozos que requieren un acceso eficiente y una manipulación precisa. (Langer, 2013)

### **Acceso y Manipulación.**

#### **Flexibilidad y Alcance**

El coiled tubing permite un acceso flexible y rápido a las zonas deseadas del pozo sin necesidad de desmontar el equipo o utilizar tuberías rígidas. Esto es crucial en la estimulación matricial, donde se necesita insertar y retirar herramientas en secciones específicas del pozo.

#### **Reducción de Tiempo**

Su capacidad para ser desplegado y recogido rápidamente reduce el tiempo de intervención, permitiendo un tratamiento más eficiente.

#### **Inyección de Fluidos**

#### **Fluidos de Estimulación**

Durante la estimulación matricial, se inyectan fluidos de estimulación, como ácidos, a través del coiled tubing. Estos fluidos disuelven minerales y mejoran la permeabilidad de la formación.

#### **Control de Flujo**

El coiled tubing permite un control preciso del flujo de fluidos y la presión durante el tratamiento, optimizando la eficiencia de la estimulación.

## **Herramientas de Estimulación**

### **Herramientas de Tratamiento**

Se pueden acoplar herramientas especializadas al coiled tubing para realizar la estimulación. Estas herramientas incluyen:

#### **Puntas de Inyección**

Para la introducción de ácidos o agentes de estimulación en la formación.

#### **Dispositivos de Distribución**

Para asegurar una distribución uniforme del fluido de tratamiento en la zona objetivo del pozo.

#### **Monitoreo**

Herramientas de medición y monitoreo pueden ser utilizadas para evaluar la efectividad del tratamiento y realizar ajustes en tiempo real.

### **Aplicación de Ácidos y Agentes Estimulantes**

#### **Ácidos**

El coiled tubing permite la inyección eficiente de ácidos, como el clorhídrico y el fluorhídrico, en la formación. Estos ácidos disuelven minerales como calcita y dolomita, mejorando la permeabilidad de la roca.

#### **Otros Agentes**

También se pueden inyectar otros agentes de estimulación, como soluciones de gel y espumantes, para mejorar la efectividad del tratamiento.

#### **Prueba de retorno de permeabilidad**

En un laboratorio, la prueba de retorno de permeabilidad se realiza para simular y evaluar cómo un tratamiento de estimulación afectará la permeabilidad de una muestra de roca del

reservorio. Aquí se detalla el proceso típico de cómo se lleva a cabo esta prueba en un entorno controlado de laboratorio. (Coats, K. H., & Rhee, C. H., 2019)

### **Proceso de la Prueba de Retorno de Permeabilidad en el Laboratorio**

1. Se seleccionan muestras de roca representativas del reservorio, como núcleos obtenidos durante la perforación.
2. Las muestras se preparan y se acondicionan para asegurarse de que están limpias y secas. En algunos casos, las muestras pueden ser saturadas con un fluido de referencia para simular las condiciones del reservorio.
3. Se coloca la muestra en una celda de permeabilidad, que es un dispositivo diseñado para medir el flujo de fluidos a través de la muestra.
4. Se prepara una solución de estimulación, como un ácido, que se inyectará en la muestra.
5. El fluido de estimulación se inyecta a través de la muestra de roca a una presión y flujo controlados. Esto simula el tratamiento de estimulación que se realizaría en un pozo real.
6. El fluido se deja en contacto con la roca durante un período específico para permitir que el tratamiento tenga efecto.
7. Tras el tiempo de contacto, la muestra se lava con un fluido de recuperación para extraer el fluido de estimulación y cualquier material disuelto.
8. Se mide la tasa de flujo de un fluido de referencia (como agua o un líquido viscoso) a través de la muestra después del tratamiento. Se compara esta tasa con las mediciones realizadas antes de la estimulación para evaluar los cambios en la permeabilidad (Raghavan, 1999)

### **Daño de formación**

La fórmula para la reducción de permeabilidad, a menudo utilizada para evaluar el impacto del efecto skin en un pozo petrolero, es comúnmente atribuida a J. A. Wiggins y R. W. Schuler.

Sin embargo, el concepto y la fórmula para calcular la reducción en la permeabilidad debido al efecto skin tienen raíces en el trabajo de varios ingenieros de petróleo y geólogos que desarrollaron el modelo de skin y la teoría de la estimulación.

$$S = \frac{K_1}{K_2} \times \ln \left[ \frac{r_{skin}}{r_w} \right]$$

Donde:

**K<sub>i</sub>** = Permeabilidad inicial (antes del efecto skin).

**K<sub>e</sub>** = Permeabilidad efectiva (después del efecto skin).

**r<sub>skin</sub>** = Radio de la zona afectada por el efecto skin.

**r<sub>w</sub>** = Radio del pozo.

### Índice de productividad

El Índice de Productividad es crucial para evaluar la eficiencia de producción de un pozo y para la toma de decisiones sobre técnicas de estimulación y optimización de la producción. Un alto IP indica una mejor capacidad de producción, mientras que un bajo IP puede señalar problemas que requieren intervención. La siguiente expresión permite calcular el flujo de fluidos a una presión dada por medio del índice de productividad fundamentado en Darcy. (Craft B. C., 1991)

$$IP = \frac{K_2 h}{141,2 \cdot B_0 \cdot U_0 \cdot \ln \left[ \frac{r_e}{r_w} - 0,75 + S \right]}$$

Donde:

**K<sub>2</sub>**: Permeabilidad del reservorio (en mili darcys, mD)

**h**: Espesor del reservorio (en pies o metros)

**141.2**: Factor de conversión para unidades en la fórmula (combina factores de conversión de unidades para la producción)

**B<sub>0</sub>**: Factor de formación del petróleo (volumen de formación, generalmente en bbl/STB)

**U<sub>0</sub>**: Velocidad de flujo en el pozo (en bbl/día/psi)

**r<sub>e</sub>**: Radio exterior del reservorio (en pies o metros)

**r<sub>w</sub>**: Radio del pozo (en pies o metros)

**S**: Efecto skin (índice de reducción de productividad debido a la formación de skin en el pozo)

### **IPR Combinada**

La metodología que se emplea para determinar las distintas curvas de oferta (IPR) para las tres formaciones tasas se fundamenta en el método de IPR compuesta. Este método combina la ecuación de Darcy y la ecuación de Vogel, debido a que la curva IPR es lineal hasta el punto de burbuja, y posteriormente tiene forma parabólica, al utilizar la ecuación de Vogel para valores que están por debajo del punto de burbuja. (Carrión, 2019)

Las herramientas que se utilizan para el presente estudio de caso es la hoja de cálculo Excel donde se ingresaran las siguientes ecuaciones que se usaran para predecir el comportamiento de la tasa de producción al variar las presiones desde el reservorio.

A continuación, se consideran las siguientes premisas:

- Si  $P_r > P_b$  Es un yacimiento subsaturado, para ello se simulan dos situaciones:
- Si  $p_{wf} \geq P_b$  el comportamiento tiende a usar la ecuación de Darcy. (Aguilar, 2019)

$$Q_o = J(P_r - P_{wf})$$

Mientras que, si la  $P_{wf} < P_b$  la ecuación a utilizarse es:

$$Q_o = Q_b + \left( J \cdot \frac{P_b}{1,8} \right) \cdot \left[ 1 - 0,2 \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0,8 \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]$$

## Correlaciones estratigráficas

Es esencial en la evaluación de nuevas arenas de producción, permitiendo la identificación y comparación de unidades geológicas en diferentes pozos. Esta técnica se basa en alinear secuencias de rocas sedimentarias mediante características litológicas, edad relativa, y fósiles indicadores.

Es crucial para determinar la extensión de las formaciones, identificar unidades productivas, y evaluar la calidad del reservorio. Métodos comunes incluyen el análisis de núcleos, registros de pozo, perfiles de litofacies, y modelos de estratigrafía secuencial. En el campo Shushufindi, en la provincia de Sucumbíos, Ecuador, la correlación estratigráfica ayuda a integrar datos de pozos para optimizar la producción en formaciones de areniscas y lutitas. En la figura se muestra como existe la correlación estratigráfica entre varios pozos. Esta metodología facilita la planificación, reacondicionamiento y el desarrollo eficiente de campos petroleros, asegurando una explotación más rentable y efectiva. (Miall, 1996)

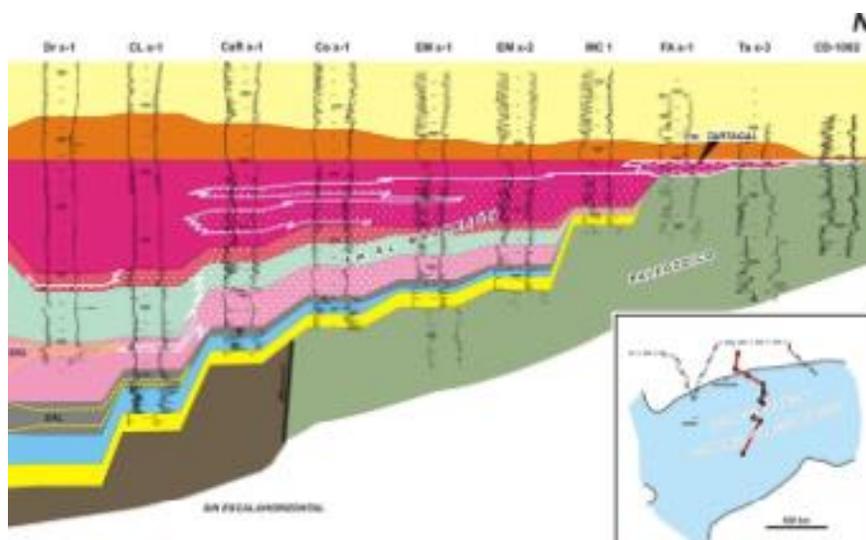


Figura 6 Correlaciones estratigráficas

## Disparos TCP

Es una técnica utilizada en la industria petrolera para perforar la formación rocosa y permitir la producción de hidrocarburos desde un pozo. Esta técnica implica el uso de una herramienta de perforación con una carga explosiva colocada dentro de la tubería de revestimiento. La herramienta se activa para crear perforaciones en la tubería y la formación circundante. El sistema incluye componentes como el dispositivo de perforación TCP, las cargas explosivas, y el sistema de activación, que permiten detonar las cargas en el momento adecuado. El proceso de perforación TCP ofrece precisión, flexibilidad y eficiencia, facilitando la creación de canales para el flujo de hidrocarburos hacia el pozo. Sin embargo, requiere estrictas medidas de seguridad debido al manejo de explosivos. (Craft B. C., 1991) La ilustración 7 refleja el proceso de disparos en el escenario A, B y C.

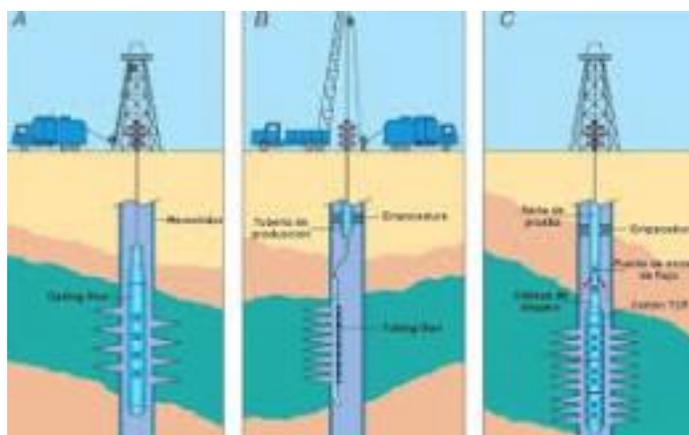


Figura 7 Disparos TCP

## Sistema de producción eléctrico

El sistema electro sumergible (ESP, por sus siglas en inglés) es una tecnología de bombeo utilizada en la industria petrolera para extraer hidrocarburos de pozos con baja presión o alta viscosidad. Consiste en un conjunto de componentes instalados dentro del pozo, sumergidos en el fluido del reservorio. Los principales componentes incluyen un motor eléctrico, una bomba

centrífuga y un sistema de cables. El motor, situado en la parte inferior del sistema, impulsa la bomba centrífuga, que convierte la energía rotacional en energía hidráulica para levantar el fluido hacia la superficie. Los cables de alimentación transmiten la energía eléctrica desde la superficie hasta el motor. El sistema ESP se presenta en la figura 8 es eficiente para manejar grandes volúmenes de fluido y superar altas presiones, siendo adecuado para pozos de alta producción. Su instalación y mantenimiento requieren consideraciones técnicas específicas, como la protección contra la corrosión y el manejo de altas temperaturas. Su uso permite una mayor recuperación de hidrocarburos y es vital en campos con condiciones desafiantes. (SPE, 2021)

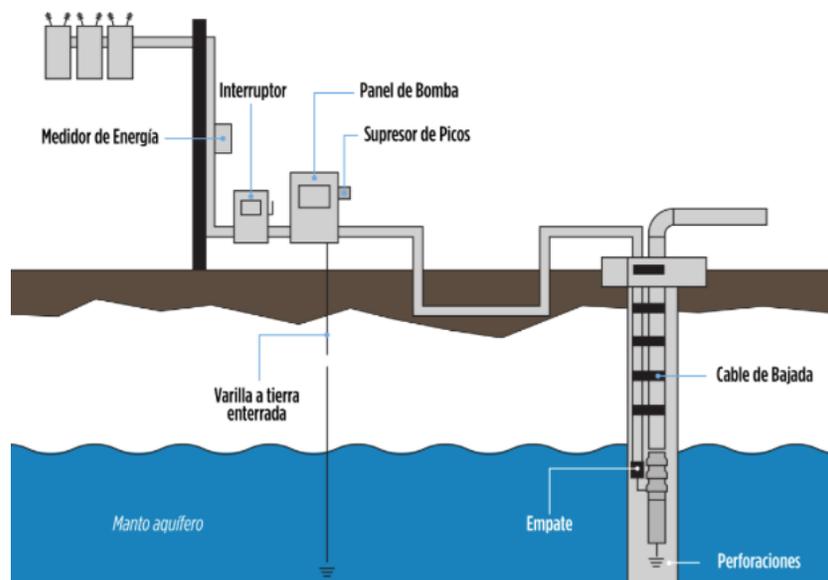


Figura 8 Equipo eléctrico sumergible

### **Declinación de crudo**

Un estudio práctico sobre la declinación exponencial en pozos petroleros analizó cómo la tasa de producción de crudo disminuye con el tiempo utilizando el modelo exponencial. Se

recopilaron datos históricos de producción de varios pozos y se aplicó la fórmula para ajustar el modelo a las tasas observadas.

$$QF = Q_0 \cdot e^{-bt}$$

El análisis mostró que la constante de declinación variaba entre los pozos, con una disminución más rápida al principio que se estabilizaba posteriormente. Aunque el modelo proporcionó una buena aproximación general, en algunos casos se observaron desviaciones debido a factores adicionales como cambios en la presión del reservorio. El estudio concluyó que el modelo exponencial es útil para prever la vida útil del pozo y planificar la producción, aunque puede ser necesario ajustar con modelos más complejos para condiciones específicas. La grafica 9 indica la tendencia de un pozo con esta declinación.



Figura 9 Estimación exponencial

## **CAPITULO III**

### **METODOLOGÍA**

#### **Tipo de Investigación**

La relación entre la estimulación matricial y los disparos es de tipo correlacional ya que determina cómo la aplicación de estas técnicas de reacondicionamiento afecta la producción de hidrocarburos, y para ello se examinan y se correlacionan los cambios en la producción con la implementación de las técnicas mencionadas.

#### **Diseño de investigación**

Se evalúan de manera cuantitativa los incrementos en producción, la mejora en la permeabilidad y la reducción del daño de formación. Los datos obtenidos, como el aumento en barriles de petróleo y las características de las bombas utilizadas, se analizan numéricamente. Este enfoque permite comparar y determinar la efectividad de cada técnica mediante análisis estadísticos y mediciones precisas.

#### **Selección muestral**

El campo Shushufindi será el Universo del presente estudio, mientras que el pozo SHSF-059-012 es la muestra seleccionada para el recañoneo y la estimulación matricial aplicada.

#### **Recolección de datos**

El estudio se basará en la obtención de registros importantes, como datos eléctricos de los pozos, historiales de producción, pruebas de producción, estado mecánico de los pozos y pruebas de presión. El objetivo es identificar el daño en la formación y evaluar nuevas zonas saturadas de hidrocarburos, donde la producción provenga de una combinación de diversas arenas. También se pondrá énfasis en revisar artículos científicos y tesis aplicadas al campo en cuestión para verificar y respaldar la información recopilada.

## **Instrumentos**

El método empleado en esta investigación es la revisión de documentos, ya que se utiliza información existente para determinar el estado actual del pozo. Esto se realiza mediante el análisis de documentación pública y privada, así como de registros oficiales de las empresas operadoras del Campo Shushufindi.

## **Propiedades del pozo SHSF-059**

Las propiedades que se analizan en el presente estudio técnico hacen énfasis a las características de tipo petrofísicas del pozo, el histórico de producción, la completación electrosumergible, y el daño de formación el cual permite determinar la metodología de acidificación matricial.

## **Análisis de datos**

Descripción de cada propiedad de tipo petrofísica, fluido diagramas de completación e historiales de producción que se detallan a continuación

## **Historial de producción**

Según la gráfica 10 analizada la interpretación radica en la evaluación de los siguientes datos de producción y su tendencia. De acuerdo a la ilustración se observa que la producción final registrada posee un porcentaje de agua y sedimentos de 42 %. Lasa de fluidos tiene un valor de 313 barriles, mientras que la tasa de agua un valor de 131,46 barriles de agua y finalmente el caudal de petróleo asciende a 181,54 barriles. De acuerdo al diagrama presentado la declinación de petróleo tiende desde el 10 de marzo de 2023 donde la tasa de los fluidos equivale a 331 barriles con una producción de 192 bppd y 132 bwpd.

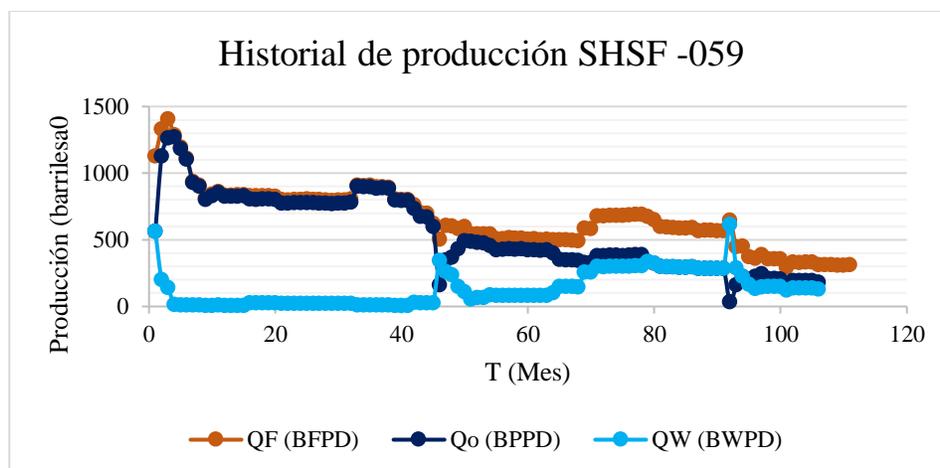


Figura 10 SHSF-059 Historial de producción

### Características petrofísicas

Según la petrofísica analizada en el registro eléctrico de la figura 11 se estima que el intervalo productor es de 30 pies el cual oscila desde 10040'-10045' y 10060' a 10085'. Los parámetros petrofísicos de porosidad indican un valor del 14% con una densidad granular de 1,35 g/cm<sup>3</sup>)

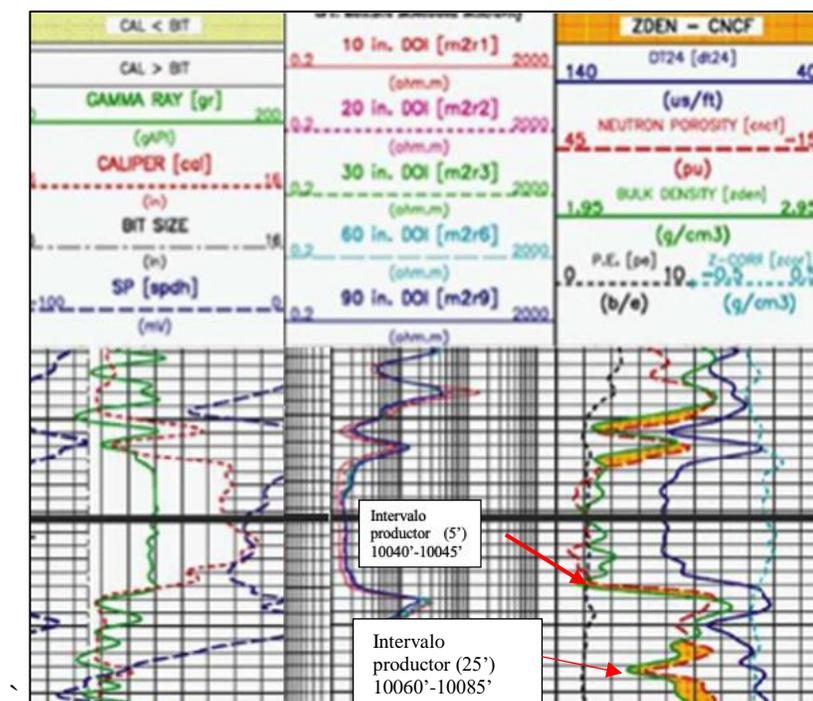


Figura 11 Registro eléctrico SHSF-059

## Completación actual

El pozo muestra 316 juntas de tubing hacia una profundidad de 9817,81 pies la camisa de circulación se encuentra a 9848,31 pies de tipo L cuyo diámetro es de 3 1/2<sup>a</sup> a una profundidad de 9916,19 se encuentra asentada la bomba RC-1000.

La arena de producción actual se encuentra a una profundidad de 10040-10085pies. El diagrama mecánico del pozo SHSF-059 se indica en el anexo 1.

## Daño de la formación

De acuerdo a la prueba de presión se determina que existe una presión de 1600 psi con una conductividad de 3360 md.ft y una permeabilidad de 116 mD, el daño de formación posee una equivalencia de 10 del reservorio homogéneo que indica la figura 12.

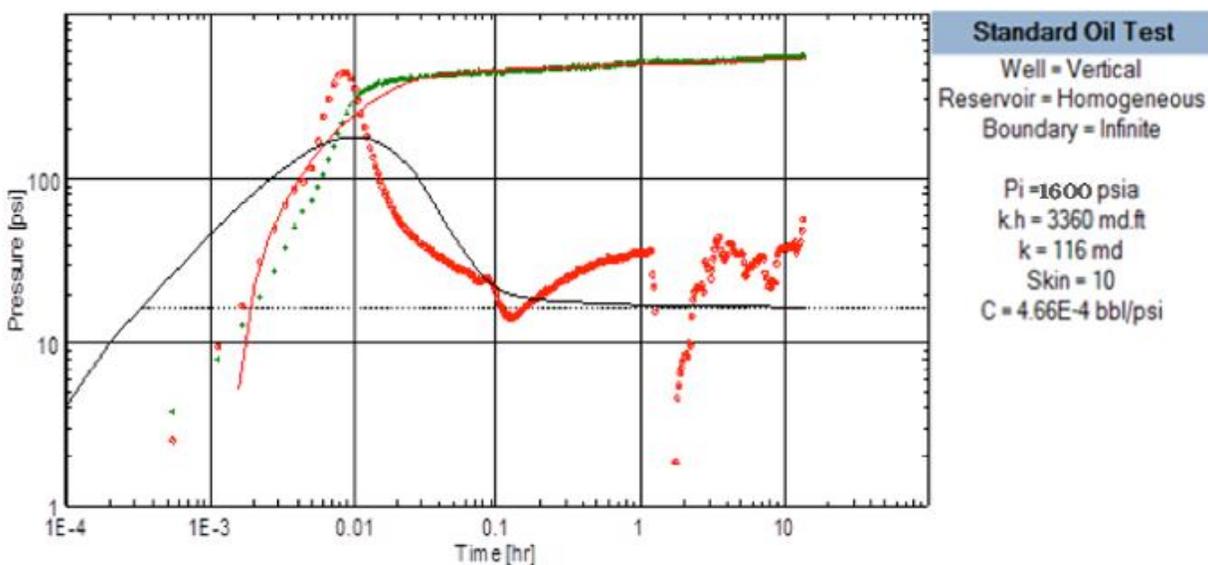


Figura 12 Prueba de presión SHSF-059

### Propiedades PVT del fluido

El crudo que se evalúa en la formación en la tabla 1 tiene un factor volumétrico de 1, 20 BY/BN; una viscosidad de 5,20 cP un bsw del 42%; densidad de 0,93 g/cm<sup>3</sup> y una relación gas petróleo de 200 ft<sup>3</sup>/bbl. Además de contener un alto contenido de sulfuro de hidrógeno.

Tabla 1 Propiedades PVT

<b>PROPIEDADES PVT</b>		
Fator volumétrico	BY/BN	1,20
Viscosidad	cP	5,20
BSW	%	42,00
API		20,00
GOR	Ft <sup>3</sup> /bbl	200,00
Densidad especifica		0,93

### Curva de producción

En la siguiente tabla 2 se establece la prueba de producción del pozo con una presión de reservorio de 1600 psi a una presión de fondo de 1000 psi con una tasa de producción de 331 barriles de fluido por día. A una presión del punto de burbuja de 800 psi se obtiene un caudal de 441,33 bfpd. Según la gráfica 13 que se indica la curva de producción con un índice de productividad de 0,55 psi/bfpd y una que corresponde a una diferencia de 100 psi para la construcción de la misma.

Tabla 2 Prueba de producción

<b>POZO SHSF-059</b>		
Presión de reservorio (psia)	Pr	1600,00
Presión de fondo fluyente (psia)	Pwf	1200,00
Presión en el punto de burbuja (psi)	Pb	800,00
Tasa de fluido (bfpd)	Q0	331,00
Caudal máximo (bfpd)	Qmax	1030
Caudal en el punto de burbuja (bfpd)/psi	Qb	441,33
Diferencia de presión	PSI	100,00
Índice de productividad (bpd/psi)	J	0,83

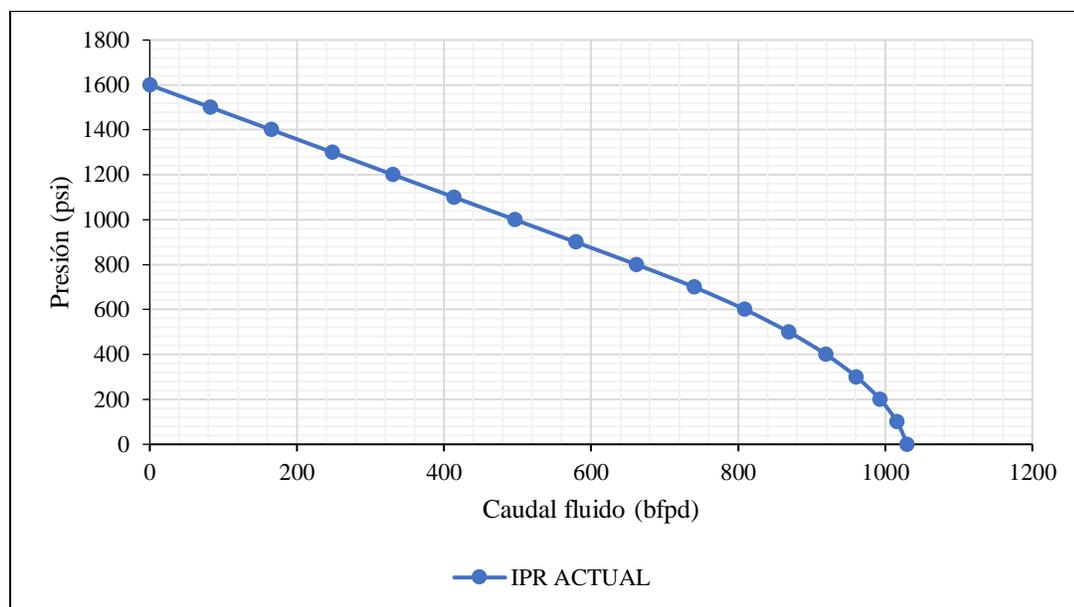


Figura 13 Curva IPR SHSF-059

### **Estimulación matricial**

Se prosigue a aplicar la estimulación matricial en el pozo SHSF-059 evaluando el comportamiento en laboratorio y por medio de un retorno de permeabilidad en una muestra de núcleos se analiza el incremento de la misma, con la finalidad de calcular el daño de formación y la nueva IPR. Además, se detalla los equipos utilizados sin torre por medio del Coiled tubing

### **Presencia de H2S**

Para todas las operaciones de Coiled Tubing los operadores deben hacer uso del medidor de gas. En el caso de que se detecte presencia de H2S en cualquier concentración, detener la operación para evaluar el riesgo y recuperar tubería a superficie, ya que si la concentración es mayor de 20 ppm se deberá añadir una barrera anular ya sea un stripper o un pipe ram; adicional que las válvulas del kill port y Flow tee deben ser operadas remotamente para cualquier concentración de H2S en el aire. Para ello se fija la siguiente tabla 3 que permite evaluar cada situación en función de la concentración que se desate en las operaciones.

Tabla 3 Concentración de H<sub>2</sub>S

Concentración		Detección
Cantidad	Unidad	
1	Ppm	Olor a huevos podridos
10	Ppm	Límite de 8 horas para trabajo continuo
100	Ppm	El sentido del olfato desaparece en 3 y 5 minutos, malestar estomacal, irritación de la piel, dolor de cabeza e incremento del pulso
200	Ppm	Se pierde el sentido del olfato y garganta

### Difracción de rayo X porcentaje mineralógico

Por medio de la difracción de rayos x que se considera en la tabla 4 se indica la presencia en mayor porcentaje de minerales de tipo arcilla en un promedio del 45% de Caolinita y un 51% de ilita que obstruyen el espacio poroso en T superior de igual manera se constata en el registro eléctrico donde la concentración tiende a valorizarse en este intervalo.

Tabla 4 Difracción de rayos X

Muestra	Caolinita	Ilita	Glaucionita	Calcita	Pirita	Feldespatos	Siderita	dolomita
11	45%	0%	0%	55%	0%	0%	0%	0%
22	43%	0%	0%	9%	18%	30%	0%	0%
33	40%	51%	0%	0%	70%	0%	0%	48%
44	6%	0%	0%	19%	0%	16%	59%	0%
55	26%	3%	13%	5%	70%	80%	8%	30%

Mientras que en la gráfica 14 se constata el porcentaje de cada mineral caolinita un 45%, ilita un 51%, glauconita 13%, 55% de calcita, 7% pirita, 8 % feldespatos, 59% de siderita y un 48% de dolomita

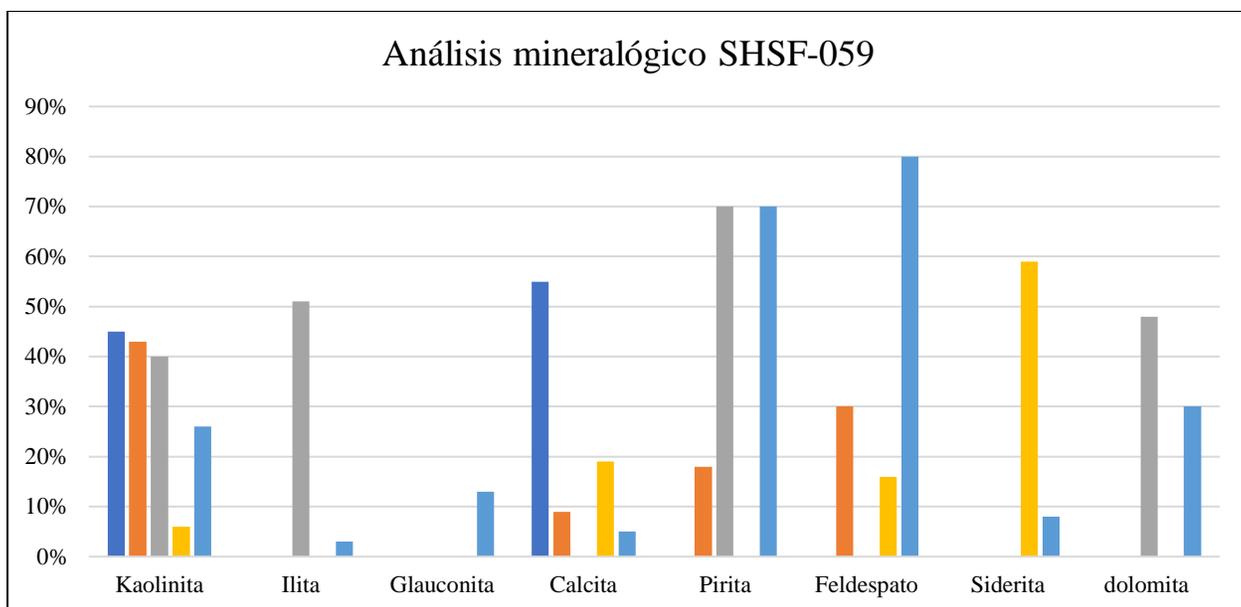


Figura 14 Porcentaje mineral

### Retorno de permeabilidad

De acuerdo a la prueba de retorno de permeabilidad se evidencia en la figura 15 un incremento de permeabilidad en los núcleos con un valor porcentual de 35,6% para ello el incremento de permeabilidad es de 116 mD a 180 mD posteriormente a la simulación desarrollada en laboratorio.

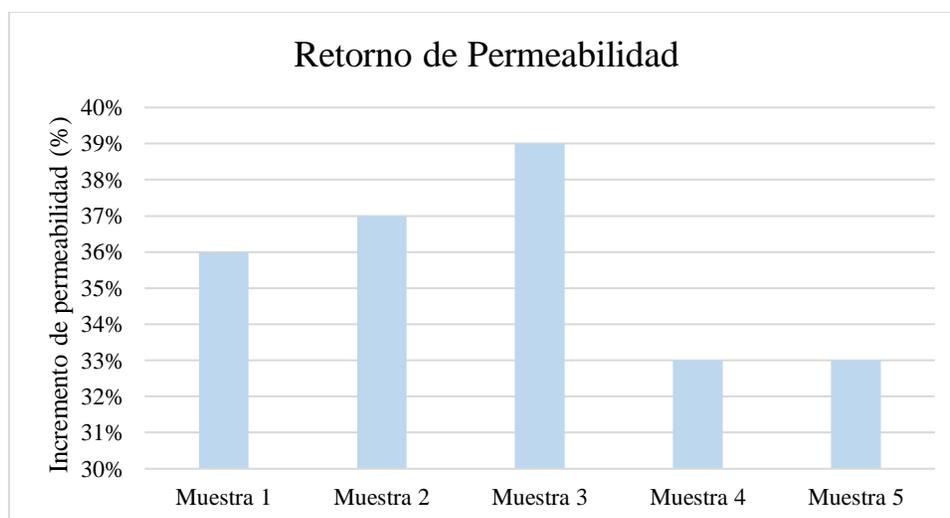


Figura 15 Prueba de retorno de permeabilidad

### ***Cálculo del daño de formación***

Con los parámetros establecidos se determina el daño de formación según los datos proporcionados una permeabilidad inicial de 116 mD y una permeabilidad post estimulación de 180 mD un radio de pozo de 8,5 pulgadas y una afectación post estimulación radial de 312 pulgadas. Con estos datos se aplica la siguiente expresión y se determina el daño ocasionado.

$$S = \frac{K_1}{K_2} \times \ln \left[ \frac{r_{skin}}{r_w} \right]$$

$$S = \frac{116 \text{ mD}}{180 \text{ mD}} \times \ln \left[ \frac{312 \text{ in}}{8,5 \text{ in}} \right]$$

$$S = -1,28$$

### ***Equipos y sistema de estimulación***

Los trabajos de estimulación matricial se realizan son torre por medio de la tubería Coiled tubing.

### **Tubería Cold Tubing**

Por medio de la tubería flexible cold tubing se establece la estimulación matricial cuya longitud tiene un valor de 14725 pies, un peso de 41548 libras un volumen total de 28,7 barriles. En la tabla 5 se indica las dimensiones de la misma.

Tabla 5 Dimensiones Coiled tubing

<b>COILED TUBING</b>		
OD	in	1,75
IN	in	1,438
ESPESOR	in	0,156
PESO	ft	14725
VOLUMEN	bb1	28,7

## *Equipos en superficie*

De acuerdo a la figura 16 que se presenta a continuación se observa los requerimientos del equipo en superficie:

1. Unidad Coiled tubing de 1-3/4"
2. Unidad de bombeo para estimulación matricial
3. Grúa de 20 toneladas
4. 1 tanque de 500 bbl
5. 1 plataforma para aditivos
6. 1 compresor
7. 1 generador eléctrico

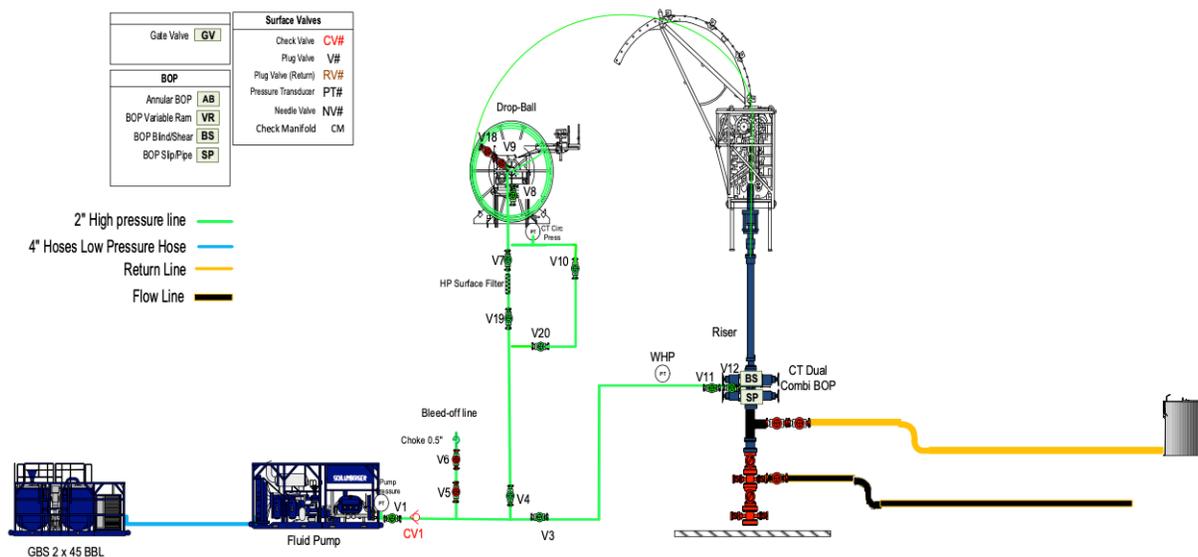


Figura 16 Equipos de superficie Coiled tubing

### Composición química de la estimulación

A continuación, se preparan los fluidos en superficie como se adjunta en la tabla 6 se bombea 2 barriles a 0,3 barriles por minutos hasta la profundidad de 9848 pies. Con una equivalencia de 688 barriles de agua fresca y solvente.

Tabla 6. Composición química del tratamiento

<b>Orden de la Mezcla</b>	<b>Químico</b>	<b>Volumen bbl</b>
1	Agua fresca	684,214286
2	Solvente	3,42857143
3	Cloruro de potasio	2750 lbs

Prepara y Bombear a través de la camisa de circulación los siguientes sistemas de tratamiento químico que se muestran en la tabla 7. La cantidad de inhibidor de corrosión que contiene los sistemas ácidos, es para brindar protección por 16 horas desde la preparación.

Tabla 7 Tratamiento químico

<b>Orden de la Mezcla</b>	<b>Químico</b>	<b>Volumen bbl</b>
1	Agua fresca	19,0952381
2	Solvente	0,30952381
3	Cloruro de potasio	2750 lbs
4	Inhibidores de corrosión	0,11904762
5	Ácido clorhídrico	4,4
6	Solventes	1,16666667
7	Ácido acético	2,61904762
8	Surfactante	0,04761905

Si durante el tratamiento, la presión de cabeza cae a cero, incrementar el caudal hasta llegar a 1.5 bpm, si con esto no se consigue presión de cabeza, comenzar a bombear cloruro de

Potasio 1% por el puerto de matado, a caudal que permita tener una presión positiva en cabeza (50 a 100 psi). La composición volumétrica se indica en la tabla 8.

Tabla 8 Volúmenes de inyección

Orden de la Mezcla	Fluido	Volumen bbl
1	Ácido clorhídrico HCl 10%	24
2	Cloruro de potasio KCl 3%	31
3	Cloruro de potasio 1%	30

### Precios de los químicos

La intervención de la estimulación matricial tiende a valorarse en un valor de \$ 115.069,77 dólares.

La tabla 9 establece precios unitarios para los solventes el cloruro de potasio, los inhibidores de corrosión el ácido clorhídrico, solventes, el ácido acético y los surfactantes.

Tabla 9 Precios de los químicos

Orden de la Mezcla	Químico	Volumen	Precio		
			Unidad		
1	Solvente	13	\$	25,00	\$ 325,00
2	Cloruro de potasio	2750	\$	39,00	\$107.250,00
3	Inhibidores de corrosión	5	\$	166,59	\$ 832,95
4	Ácido clorhídrico	22	\$	102,31	\$ 2.250,82
5	Solventes	49	\$	35,00	\$ 1.715,00
6	Ácido acético	110	\$	24,00	\$ 2.640,00
7	Surfactante	2	\$	28,00	\$ 56,00
TOTAL			\$	419,90	\$115.069,77

### Cálculo del índice de productividad

Por medio de la ley de Darcy se prosigue a estimar el índice de productividad post estimulación haciendo énfasis a la nueva permeabilidad 180 mD, en el espesor de la zona saturada igual a 30 pies, un radio de pozo 8,5 pulgadas; un factor volumétrico de 1,6 BY/BN; viscosidad 5,2 cP un radio de drenaje Con una permeabilidad de 180 mili Darcys, el radio de drenaje del pozo es relativamente grande, dado que esa permeabilidad indica un acuífero con una capacidad de transmisión de fluidos bastante alta de 2000 pies la estimación del índice de productividad se calcula con la siguiente expresión:

$$IP = \frac{K_2 h}{141,2 \cdot B_0 \cdot U_0 \cdot \ln \left[ \frac{r_e}{r_w} - 0,75 + S \right]}$$

$$IP = \frac{(180mD)(30 ft)}{141,2 \cdot \left(1,2 \frac{BY}{BN}\right) (5,2 cP) \cdot \ln \left[ \frac{1000 in}{8,5 in} - 0,75 - 1,28 \right]}$$

$$IP = 1,34 \frac{psi}{bfpd}$$

### Curva de producción

Posteriormente al cálculo del índice de productividad se determina la curva Ipr combinada con los datos de la tabla 10 la cual tiende a desprender gas a una presión del punto de burbuja de 800 psi con un caudal de 1072,16 barriles de fluido por día. A la presión de fondo de 1200 psi se estima un caudal de 536,08 bfpd

Tabla 10 Curva IPR post estimulación

<b>Arenisca T Superior</b>		
<b>Post Estimulación SHSF-059</b>		
Presión de reservorio (psia)	Pr	1600,00
Presión de fondo fluyente (psia)	Pwf	1200,00
Presión en el punto de burbuja	Pb	800,00
Tasa de flujo de petróleo (bfpd)	Qf	536,08
Índice de productividad (bfpd/psi)	J	1,34
Caudal máximo (bfpd)	Qmax	1667,80
Caudal en el punto de burbuja (bfpd)	Qb	1072,16
Diferencia de presión	PSI	100,00

Mientras que en la figura 17 se observa la producción del pozo post estimulación con un caudal máximo de 1667,16 barriles de fluido por día

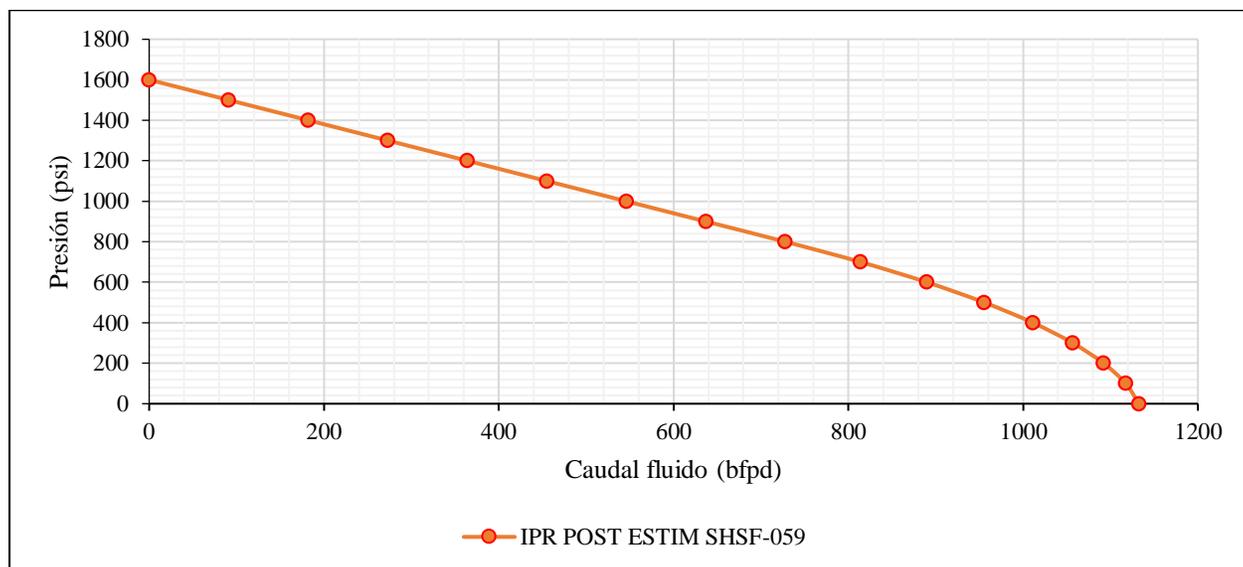


Figura 17 IPR post estimulación SHSF-059

### ***Incremento de producción***

De acuerdo a la aplicación de la estimulación matricial se puede observar en la figura 18 la producción post estimulación con la producción actual donde a una presión de 1200 psi se obtiene una producción post estimulación de 536 bfpd con un incremento de 205 bfpd de 331 bfpd que se obtuvo al inicio. El índice de productividad equivale a 1,34 bfpd/psi

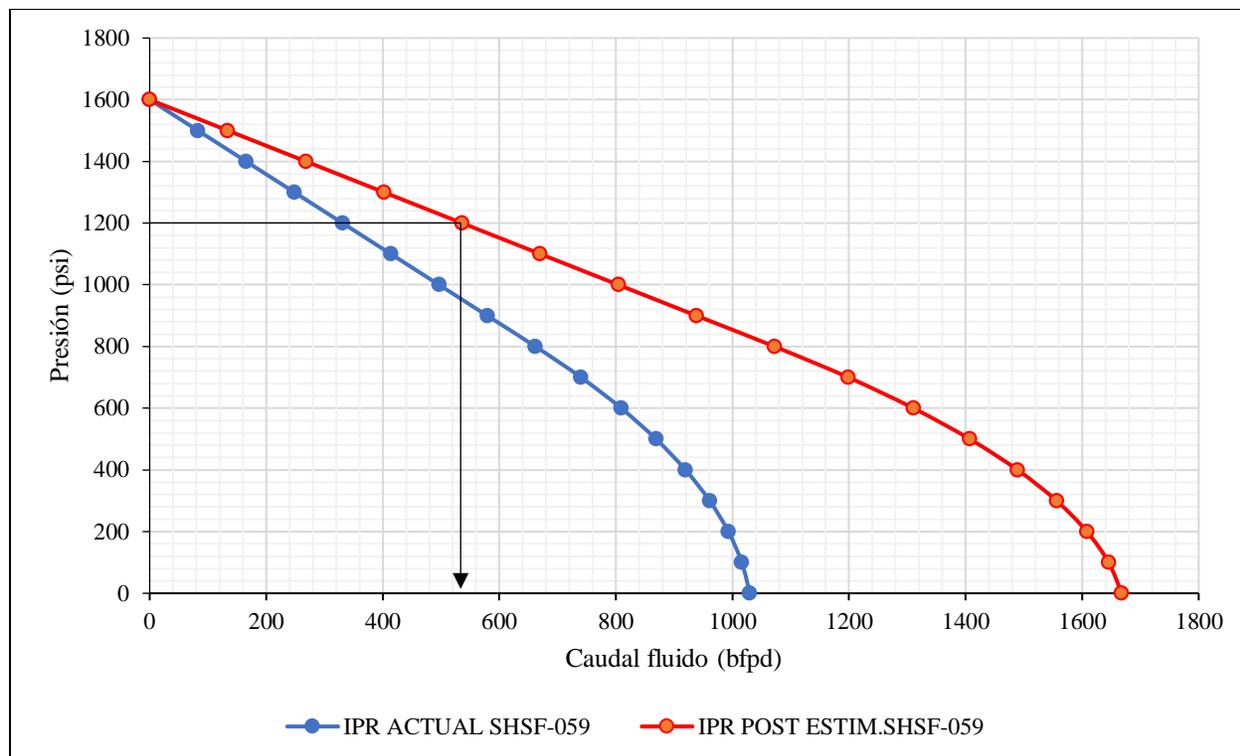


Figura 18 Incremento de producción post estimulación

### ***Sistema de producción electro sumergible post estimulación***

De acuerdo a la producción de 536 bfpd se estima seleccionar un sistema de bombeo eléctrico que permita levantar esta tasa en la figura 19 se ilustra el análisis nodal.

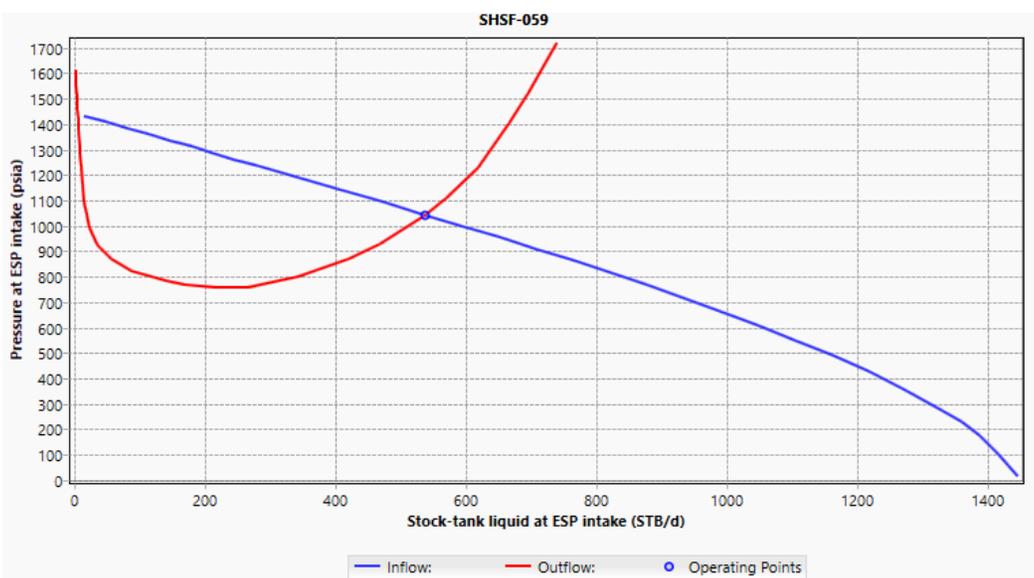


Figura 19 Análisis de producción post estimulación

### Equipo ESP TD600

Las características de operación de la bomba se observan en la figura 20 en este caso es un equipo ESP TD600 con una potencia de 41 HP, y una eficiencia de del 64% con una presión intake de 1043,29 psi

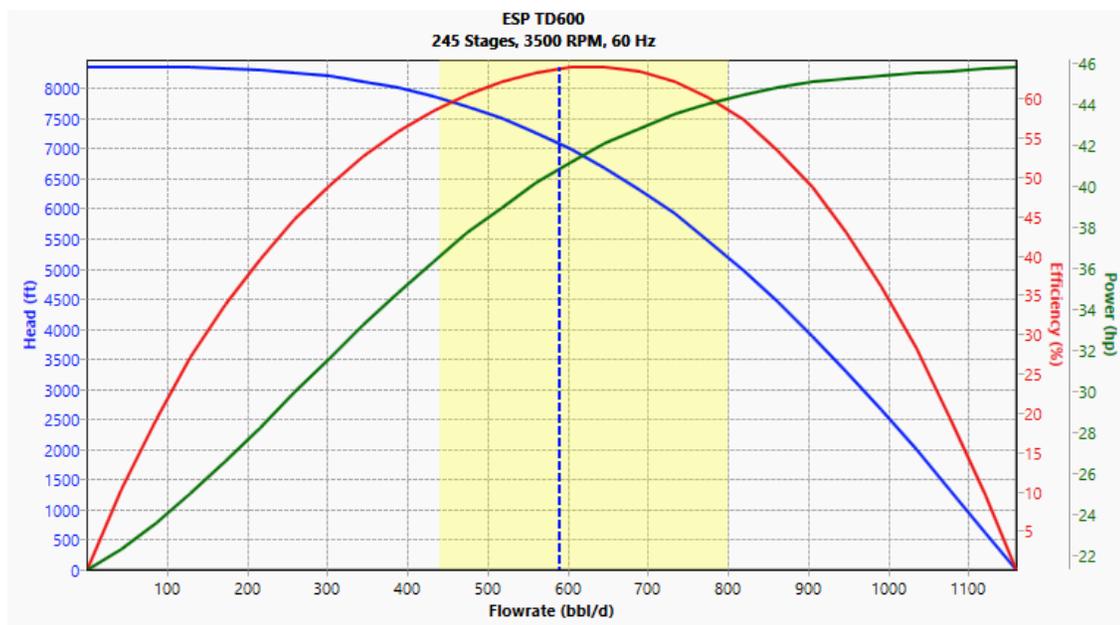


Figura 20 Equipo ESP TD600

## Declinación de la producción de petróleo

En la figura 21 que se indica a continuación se evalúa una producción de petróleo post estimulación de 310,88 de barriles de petróleo y una tasa con una declinación de 0,0015 mensual equivalente a 274, 34 barriles de petróleo por día en un lapso de 1 año.

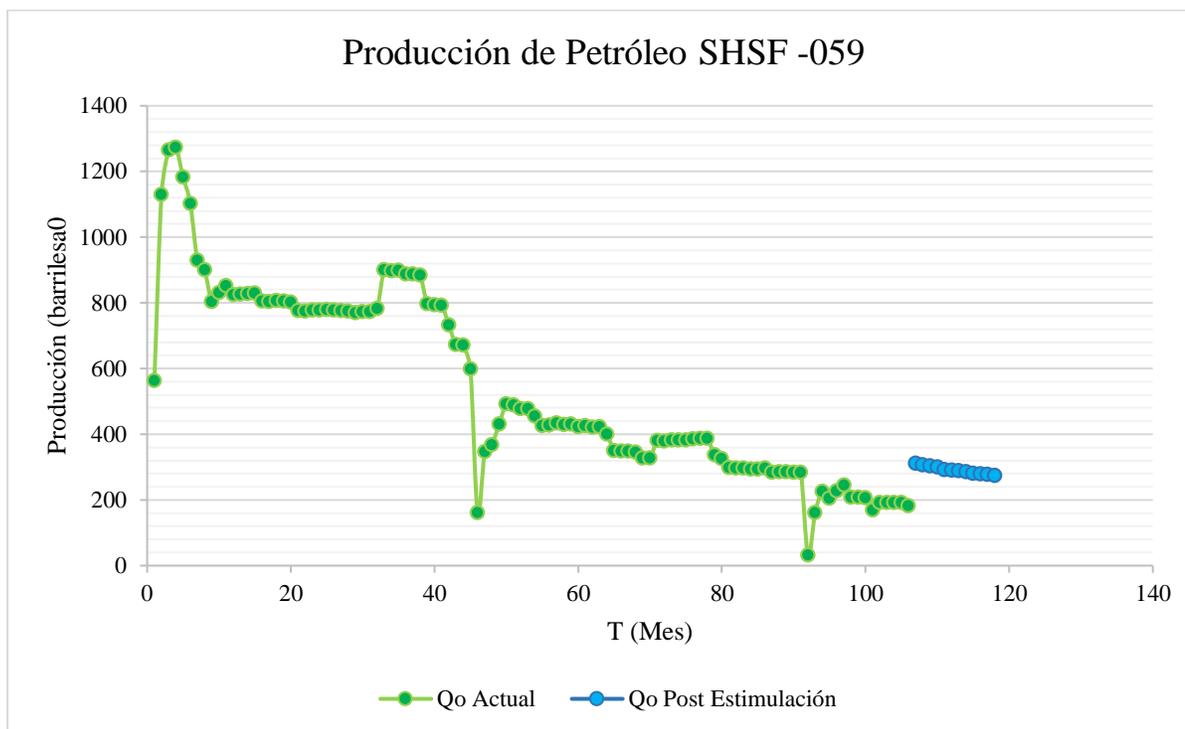


Figura 21 Declinación de producción

## Recañoneo nuevas zonas productoras

El objetivo es proveer una secuencia detallada de eventos para el trabajo de disparos en la Arenisca TS del pozo SHSF-059. De acuerdo a la figura 22 se observa el nuevo intervalo productor de 15 pies y un intervalo que va desde 9975'-9980' y 9985'-9995' con una porosidad de 23% y una densidad de roca de 2,4 gr/cm<sup>3</sup>

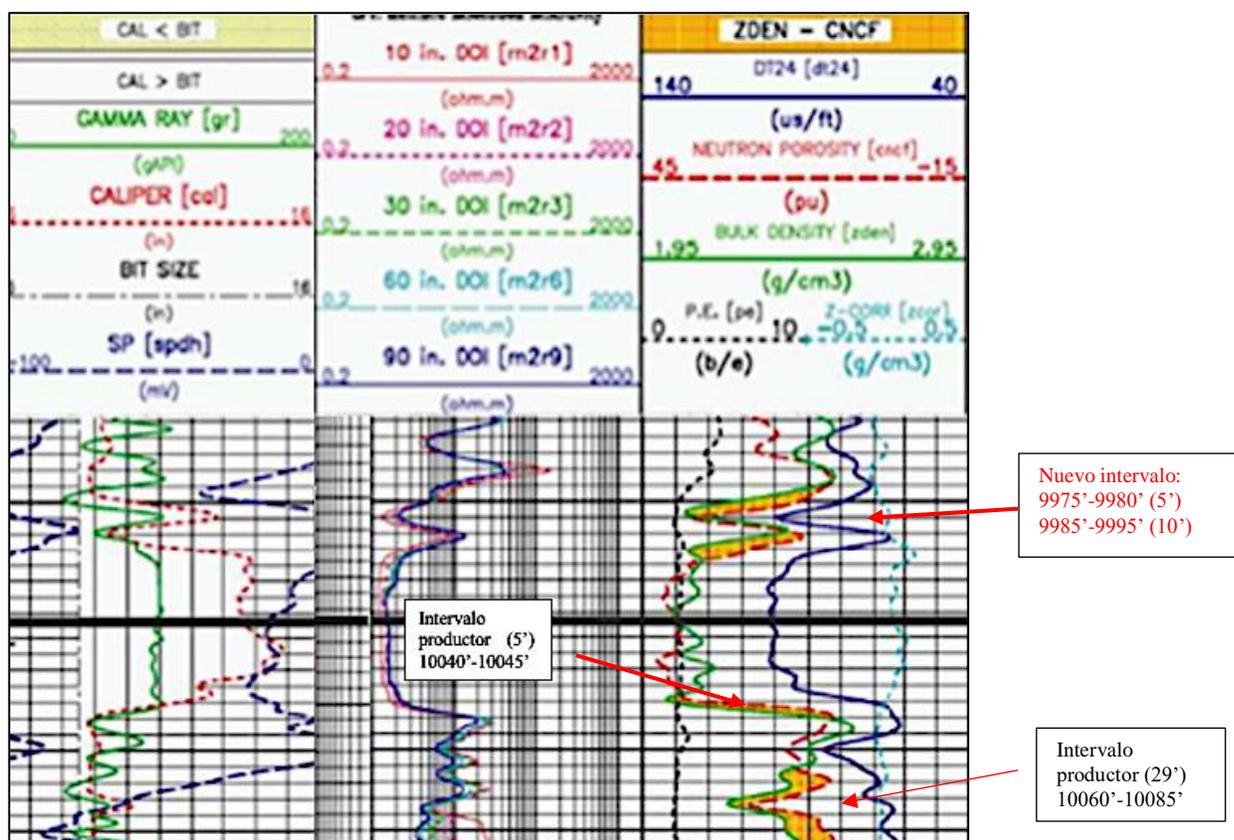


Figura 22 Evaluación nuevo intervalo productor

## Disparos con tubería TCP

Los disparos se realizan en la formación T superior como se indica en la figura 21, con cañones 4 ½" a 7 disparos por pie en el intervalo de 9980'-9985' con un espesor de 5 pies y en el

intervalo de 9985'-9995' con un espesor de 10 pies. La zona neta intervención tiene un espesor de 15 pies.

### ***Configuración del TCP***

En la tabla 11 que se indica se observa la configuración del TCP con las distintas herramientas instaladas como son el tubing, la cabeza de disparo, el cañón las cargas TCP con dos camisas de propelente, a detalle se muestra en la tabla.

Tabla 11 Configuración del TCP

<b>Tipo</b>		<b>Longitud (ft)</b>	<b>OD (in)</b>
Tubing 9,3lb/ft N80	1	3,5	2,99"
XOVER 2 7/8" a 2 3/8"	4	0,69	3,5"
Cabeza disparo PAMFH III	3	4,95	2,375"
Cañón de seguridad 4 5/8"		6,46	4,625"
TCP 4 5/8" 5 SPF 39 g Carga DP con 2 camisas de propelente	2	6	4 5/8"
XOVER 4 5/8"		0,69	4 5/8"
TDF 3 3/8"	7	2,4	3 3/8"

### ***Características de la carga***

En la tabla 12 adjunto se indica la densidad de disparos igual a 7 disparos por pie, un diámetro de 4 1/2" y un ajuste de fase igual a 60 el diámetro promedio de los agujeros posee 0,436 pulgadas y una profundidad de penetración equivalente a 72,65 pies.

Tabla 12 Características de la carga

<b>GUN OD</b>	<b>Shot Density</b>	<b>Phasing</b>	<b>Avg. Entry hole día</b>	<b>TTP</b>	<b>API TEST</b>	<b>Explosive</b>	<b>Charge Name &amp; Section V Data</b>	<b>Min. ID for Running</b>
<b>In</b>		<b>deg</b>	<b>In</b>	<b>in</b>				
4 1/2"	7	60	0,436	72,653	RP19B	HMX	TC47H Extra! II	6,276

### *Profundidad de los disparos*

La tabla 13 adjunta evidencia el diámetro corto del agujero en el casing con un valor de 0,44 pulgadas, mientras que el diámetro largo del agujero en el casing posee un diámetro en promedio de cada disparo de 0,46 pulgadas y un diámetro promedio de 0,45 pulgadas, la profundidad total de penetración oscila en 74,53 pies en promedio.

Tabla 13 Penetración de cada disparo

Disparo	Unidades	No.1	No.2	No.3	No.4	No.5	No.6	No.7	Promedio
Diámetro del agujero en el casing corto	in	0,48	0,41	0,44	0,4	0,42	0,44	0,45	0,44
Diámetro del agujero en el casing largo	in	0,49	0,43	0,45	0,47	0,43	0,46	0,48	0,46
Diámetro promedio del agujero en el casing	in	0,485	0,42	0,445	0,445	0,425	0,45	0,465	0,45
Profundidad total ingreso	in	68,95	73,96	70,95	68,96	75,45	71,453	91953	74,43

### *Desempeño de la carga*

En la gráfica 23 se observa la descripción de los 7 disparos por pie por medio de la simulación cuyo diámetro exterior posee un valor de 4,5 pulgadas de tipo HNX EXTRA II, cuyo valor de penetración se ratifica a 29,93 pulgadas

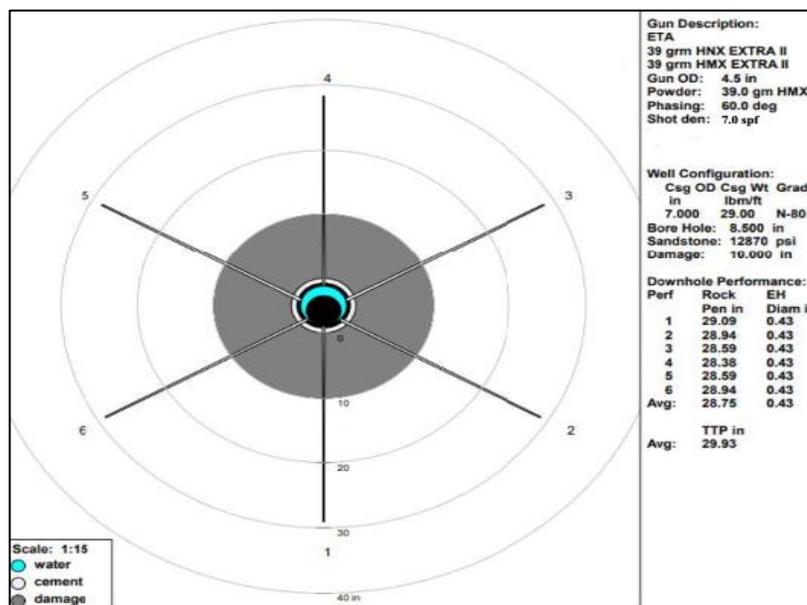


Figura 23 Desempeño de la carga

### ***Resultados de la simulación***

Posteriormente a la simulación se presenta los resultados de la tabla 14 que permiten estimar la IPR del pozo en la cual se toma en cuenta la penetración de los disparos equivalente a 29,93 pies un diámetro de hoyo en promedio de 0,43 pulgadas generando un daño de formación de 1,2 post disparos.

Tabla 14 Resultados de la simulación post disparos

Resultados de la simulación			
Arenisca T superior	Penetración	Diámetro del hoyo	Daño por disparos
Cañones 4 1/2" @ 5 DPP - TC47H Extra! II	29.93 in	0,43 in	0,9

### ***Determinación de la capacidad de producción***

#### **Cálculo del índice de productividad**

Por medio de la ley de Darcy se prosigue a estimar el índice de productividad post disparos haciendo énfasis a la permeabilidad de la formación de 112 mD, en el espesor de la zona saturada igual a 15 pies, un radio de pozo 8,5 pulgadas; un factor volumétrico de 1,6 BY/BN; viscosidad

5,2 cP un radio de drenaje de 1000 pies la estimación del índice de productividad se calcula con la siguiente expresión:

$$IP = \frac{K_2 h}{141,2 \cdot B_0 \cdot U_0 \cdot \ln \left[ \frac{re}{r_w} - 0,75 + S \right]}$$

$$IP = \frac{(116 \text{ mD})(15 \text{ ft})}{141,2 \cdot \left(1,2 \frac{BY}{BN}\right) (5,2 \text{ cP}) \cdot \ln \left[ \frac{1000 \text{ in}}{8,5 \text{ in}} - 0,75 + 1,2 \right]}$$

$$IP = 0,40 \frac{\text{psi}}{\text{bfpd}}$$

### **Curva de producción**

Posteriormente al cálculo del índice de productividad se determina la curva Ipr combinada con los datos de la tabla 15 la cual tiende a desprender gas a una presión del punto de burbuja de 800 psi con un caudal de 316,62 barriles de fluido por día. A la presión de fondo de 1200 psi se estima un caudal de 158,31 bfpd

Tabla 15 Curva IPR post disparos

<b>Arenisca T Superior</b>		
<b>Disparos SHSF-059</b>		
Presión de reservorio (psia)	Pr	1600,00
Presión de fondo fluyente (psia)	Pwf	1200,00
Presión en el punto de burbuja	Pb	800,00
Tasa de flujo de petróleo (bfpd)	Qf	158,31
Índice de productividad (bfpd/psi)	J	0,40
Caudal máximo (bfpd)	Qmax	492,52
Caudal en el punto de burbuja (bfpd)	Qb	316,62
Diferencia de presión	PSI	100,00

Mientras que en la figura 24 se observa la producción del pozo post estimulación con un caudal máximo de 492,52 barriles de fluido por día.

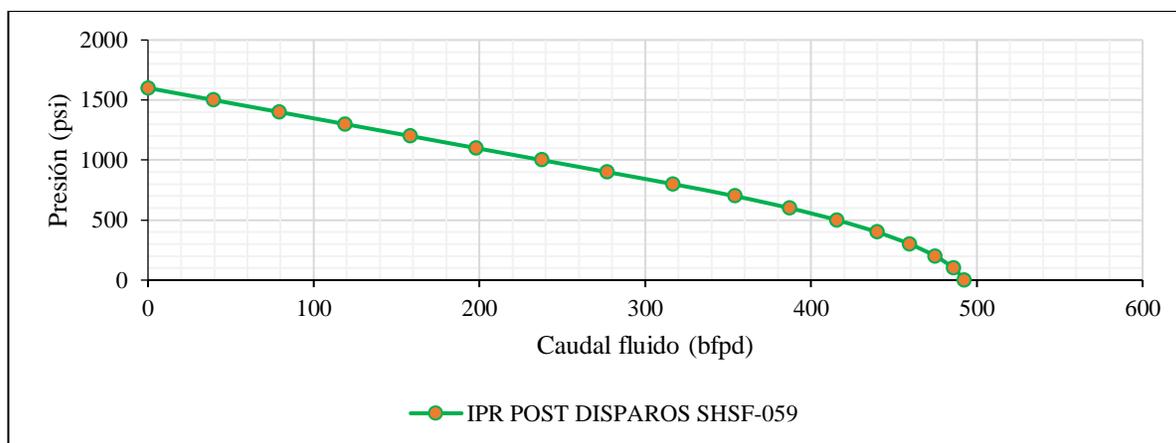


Figura 24 IPR post disparos SHSF-059

### Incremento de producción

De acuerdo a la aplicación de los disparos en un intervalo de 15 pies se puede observar en la figura 25 la producción de fluidos del intervalo disparado equivalente a 158 bfpd más la producción actual del pozo de 331 barriles, logrando un total de 489 barriles de fluido a una presión de fondo de 1200 psi que debe levantar la bomba seleccionada. El índice de productividad equivale a 1,22 bfpd/psi.

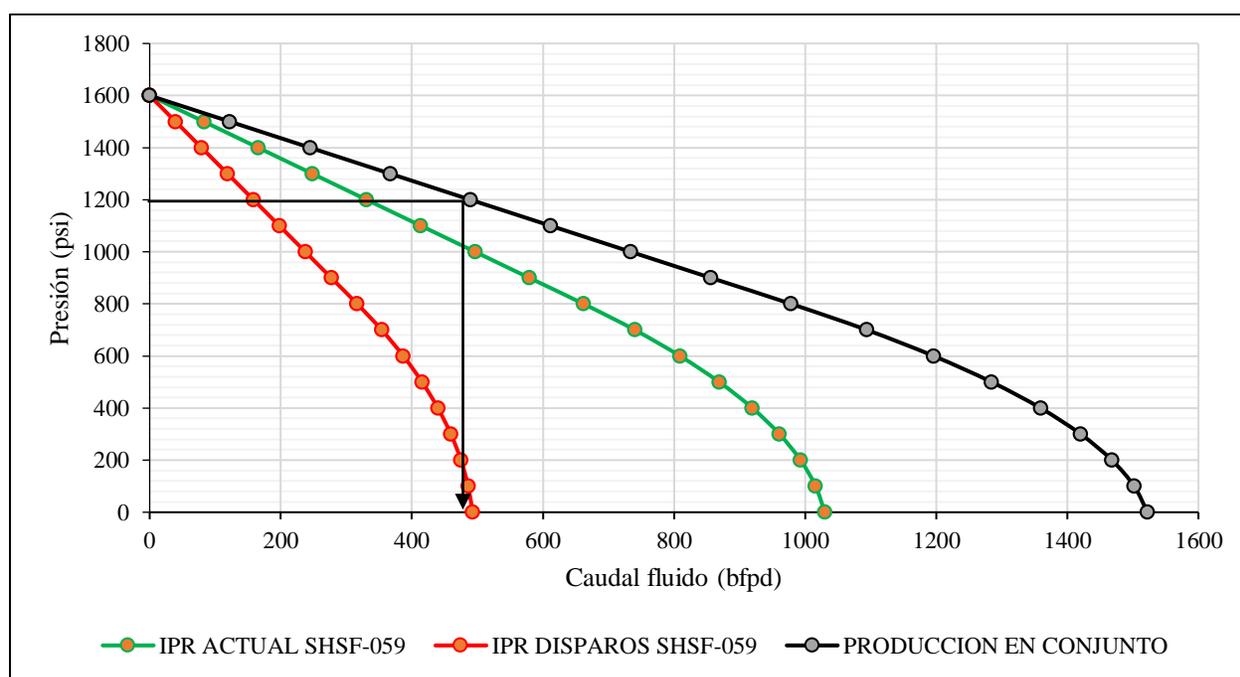


Figura 25 Incremento de producción post estimulación

### *Cálculo del BSW de la mezcla*

La determinación del bsw se estima asumiendo una mezcla de dos fluidos para ello se simula el cálculo por medio del cálculo de bsw de formación en bombeo hidráulico, el caudal de inyección en este caso es la tasa de producción del nuevo intervalo y la tasa de la mezcla equivale a la sumatoria de los dos caudales. El bsw actual de la formación posee una equivalencia del 42% mientras que el bsw del intervalo por medio de una interpretación histórica de producción es igual al 20%. Dado esta descripción se procede a calcular el valor por medio de la siguiente expresión y la siguiente tabla 16

Tabla 16 Propiedades de los fluidos

Caudal Mezcla	Qm (bfpd)	489
Caudal Intervalo	Qi (bfpd)	158
Caudal Formación	Qf (bfpd)	331
Bsw Intervalo	BSWi	0,2
Bsw formación	BSWf	0,42

$$BSWF = \frac{(BSWm \times Qm) - BSWi \times Qi}{Qm - Qi}$$

$$BSWm = \frac{BSWf(Qm - Qi) + (BSWi \times Qi)}{Qm}$$

$$BSWm = \frac{0,42(489 - 158) + (0,2 \times 158)}{489}$$

$$BSWm = 35\%$$

Con el BSW de la mezcla equivalente al 35% se obtiene la tasa de agua y petróleo conjunto con un valor de 389 barriles de fluido, 318,38 barriles de petróleo y 170,62 barriles de agua.

### *Sistema de producción electro sumergible post estimulación*

De acuerdo a la producción de 489 bfpd se estima seleccionar un sistema de bombeo eléctrico que permita levantar esta tasa en la figura 26 se ilustra el análisis nodal.



Figura 26 Análisis de producción post disparos

### **Equipo ESP TD600**

Las características de operación de la bomba se observan en la figura 27 en este caso es un equipo ESP TD600 con una potencia de 47,5 HP, y una eficiencia de del 49% con una presión intake de 1016 psi

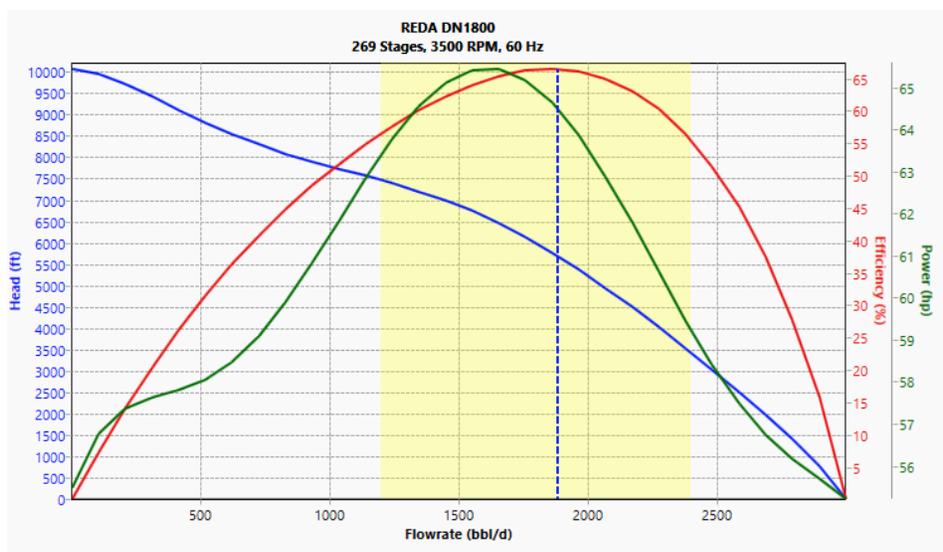


Figura 27 Equipo REDA DN1800

### *Declinación de la producción de petróleo*

En la figura 28 que se indica a continuación se evalúa una producción de petróleo post disparos de 283,62 de barriles de petróleo y una tasa con una declinación de 0,0015 mensual equivalente a 205,38 barriles de petróleo por día en un lapso de 1 año.

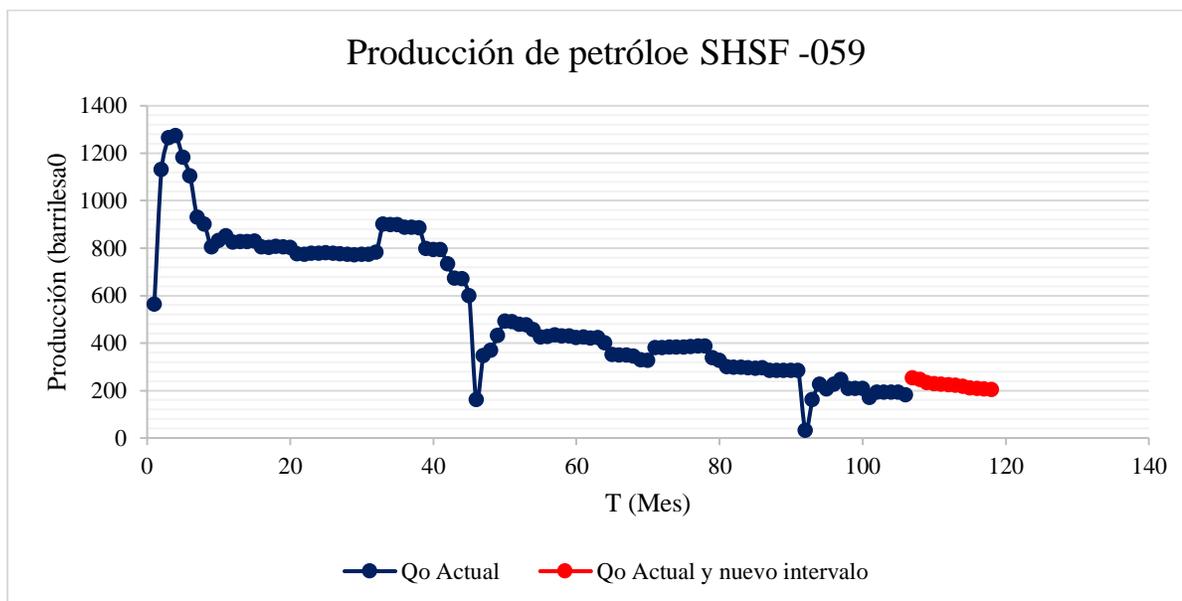


Figura 28 Declinación de producción

## CAPÍTULO IV

### PROPUESTA DEL DESARROLLO DEL PROYECTO TÉCNICO

La tabla 17 nos muestra la comparación clara y precisa entre las dos propuestas llegando a la conclusión de que es factible aplicar una estimulación matricial ya que posee un incremento de 118,9 barriles de petróleo. Por medio de las pruebas de retorno de permeabilidad se estima un incremento de 112 mD a 180 mD obteniendo una reducción del daño de formación de 10 a -1,28. La bomba que levanta los 536 barriles de fluido es una ESP TD600 a una profundidad de 9916,19 cuya presión intake es de 1043 psi con una eficiencia del 64% y una potencia de 41hp con una inversión de \$ 280000. Comparado con la adición de un nuevo intervalo que constituye un incremento de 91,64. Mientras que por medio de la aplicación de disparos en un nuevo intervalo este tiende a incrementar los 91,64 barriles. Al aplicar el reacondicionamiento se determina un daño de formación por los disparos equivalente a 0,9. La bomba que levanta los 489 barriles de fluido es una REDA D1050N a una profundidad de 9916,19 cuya presión intake es de 1016 psi con una eficiencia del 49% y una potencia de 47,5 hp, con una inversión de \$ 660000. El aprovechamiento de hidrocarburos se debe realizar por la aplicación de las dos técnicas en conjunto pues la estimulación matricial disminuye el daño de formación en el primer intervalo y se logra un incremento significativo de petróleo equivalente a 191, 98 barriles de petróleo. Para el presente estudio técnico se destina un presupuesto de \$ 660.000 Dolarea al aplicar la estimulación matricial conjuntamente con los disparos en el nuevo intervalo reduciendo el daño de formación de 10 a un valor negativo de -1,28 cabe recalcar que el daño ocasionado por los disparos es de 0,9. La bomba que permita levantar 1025 barriles de fluido es una de tipo REDA DN 1800 a una profundidad de 9916,19 cuya presión intake es de 1016 psi con una eficiencia del 64,45% y una potencia de 66,45 hp.

VARIABLE	ACTUAL	POST ESTIMULACION	POST DISPAROS	PRODUCCION 2 METODOS
PR (PSI)	1600	1600	1600	1600
PWF (PSI)	1200	1200	1200	1200
BSW (%)	42%	0,42	0,42	42
QF (BPPD)	331	536	489	1025
QW (BWPD)	139,02	225,12	205,38	430,5
<b>QO (BPPD)</b>	<b>191,98</b>	<b>310,88</b>	<b>283,62</b>	<b>475,6</b>
QMAX (BFFPD)	1030	1667	1522	3190
<b>Incremento de producción</b>	<b>0</b>	<b>118,9</b>	<b>91,64</b>	<b>191,98</b>
<b>IP (BFPD/PSI)</b>	<b>0,83</b>	<b>1,34</b>	<b>1,22</b>	<b>1,73</b>
Espesor	30	30	45	45
Permeabilidad (mD)	112	180	112	180
<b>Daño de formación</b>	<b>10</b>	<b>-1,28</b>	<b>0,9</b>	<b>-1,28</b>
BOMBA	RC1000	ESP TD600	REDA D1050N	REDA DN 1800
Profundidad	9916,19	9916,19	9916,19	9916,19
Presión intake (psi)		1043	1016	1032,22
Potencia Hp		41	47,5	64,4
Eficiencia (%)		64	49	66,45
Costos		\$ 280.000,00	\$ 380.000,00	\$ 660.000,00

En la figura 29 se indica la producción conjunta de las dos técnicas la estimulación matricial y la adición del nuevo intervalo productor con un índice de productividad de 1,73 bfpd/psi obteniendo una producción de 1025 bfpd a una presión fluyente de 1200 psi

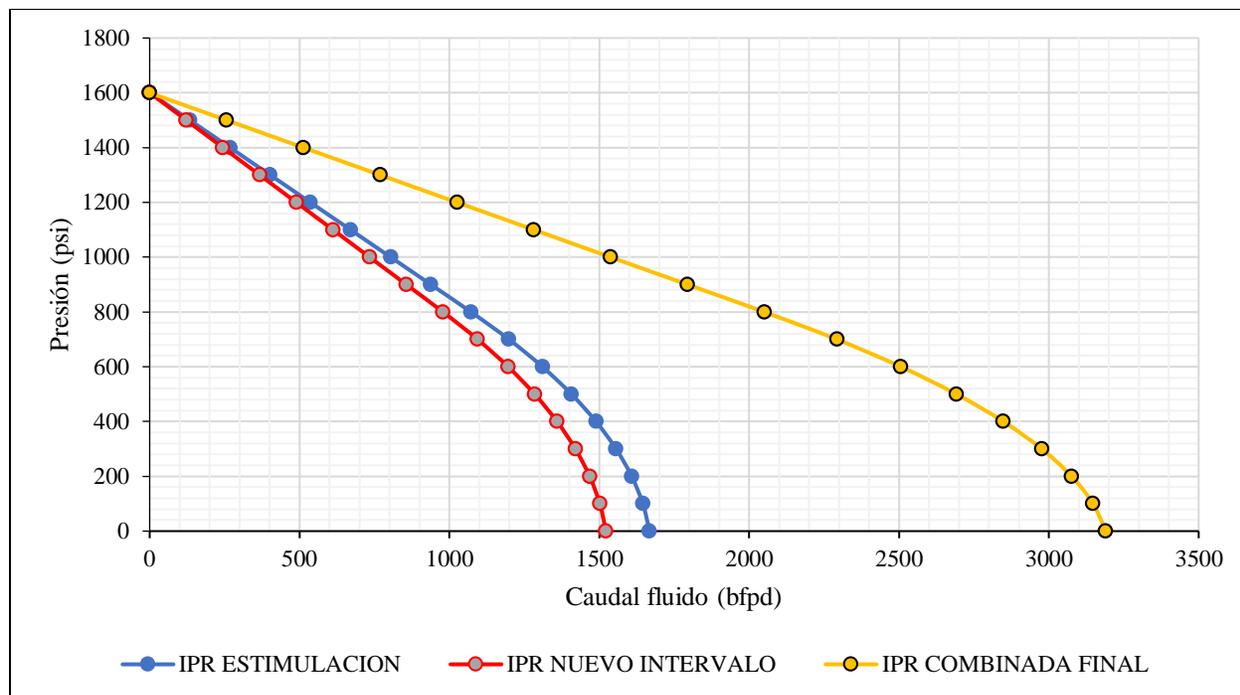


Figura 29 IPR Disparos + Estimulación

## CAPITULO V

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### *CONCLUSIONES*

La operación de estimulación matricial muestra un equilibrio crucial entre costos, producción, políticas y ambiente. La inversión de \$280,000 en la estimulación matricial y la selección de la bomba ESP TD600, junto con el uso de inhibidores de corrosión, implica un costo significativo pero justificado por el incremento de 118,9 barriles de petróleo y la mejora en la permeabilidad de la formación de 112 a 118 mD, reduciendo el daño de 10 a -1,28. Estos costos deben ser evaluados en relación con el retorno económico generado. Desde el punto de vista político, la operación cumple con las regulaciones ambientales al utilizar prácticas que minimizan el impacto ambiental. El uso de químicos para proteger el medio ambiente refleja un compromiso con las políticas que buscan reducir los efectos adversos de las actividades industriales. En conjunto, la estrategia demuestra cómo la inversión en tecnología y prácticas sostenibles no solo optimiza la producción y la rentabilidad, sino que también asegura la conformidad con los estándares ambientales y políticos, promoviendo una operación eficiente y responsable.

La aplicación de disparos en nuevas arenas, que incrementa la producción en 91,64 barriles de petróleo y requiere una inversión de \$380,000 en la los disparos y el alquiler de la bomba ESP TD600, destaca una compleja interacción entre los factores político, económico y ambiental. Económicamente, el aumento en la producción justifica la inversión, pero es fundamental considerar también los costos asociados con la gestión de residuos sólidos. Políticamente, la operación debe adherirse a las normativas que regulan la inversión en tecnología y la minimización de impactos ambientales. Ambientalmente, el proceso produce residuos sólidos que pueden

contaminar el entorno si no se gestionan adecuadamente. Por lo tanto, es crucial que las políticas ambientales se alineen con las prácticas operativas para asegurar que el incremento en la producción no comprometa la salud del ecosistema. Implementar estrategias efectivas de manejo de residuos y cumplir con las regulaciones contribuirá a una operación que sea económica y ambientalmente sostenible.

La aplicación combinada de estimulación matricial y disparos en nuevas arenas, con una inversión de \$660,000, demuestra un enfoque integral para maximizar la producción de petróleo, incrementando la producción en 191,98 barriles y reduciendo el daño de formación de 10 a -1,28, mientras que el daño por disparos es de 0,9. Este enfoque técnico no solo optimiza la recuperación de hidrocarburos, sino que también se alinea con las políticas ambientales del país. El uso de la bomba REDA DN 1800, capaz de levantar 1,025 barriles de fluido, evidencia una inversión en tecnología avanzada que apoya una operación eficiente. Políticamente, este compromiso con la inversión en tecnología y prácticas operativas debe adherirse a las regulaciones ambientales que buscan minimizar el impacto ecológico. Es esencial que la implementación de estas técnicas considere la gestión de impactos ambientales y la conformidad con las políticas del país, garantizando que la explotación de recursos no comprometa la salud del ecosistema. Integrar prácticas responsables y cumplir con las normativas ambientales asegurará una operación que sea económicamente efectiva y ambientalmente sostenible.

## ***RECOMENDACIONES***

Para maximizar el equilibrio entre costos, producción, políticas y ambiente en la operación de estimulación matricial, se recomienda realizar una evaluación continua del rendimiento económico y ambiental. Esto implica monitorizar de cerca los costos asociados con la inversión en tecnología y el uso de inhibidores de corrosión, asegurando que el incremento en la producción justifique estos gastos. Implementar sistemas de análisis que evalúen la efectividad de las prácticas ambientales ayudará a mantener la conformidad con las regulaciones y a identificar oportunidades para reducir el impacto ambiental. Además, fomentar la investigación y el desarrollo de tecnologías más eficientes y menos costosas puede mejorar aún más la rentabilidad y sostenibilidad de las operaciones. La integración de estos enfoques contribuirá a una gestión óptima que respete las normativas políticas, maximice la producción y minimice el impacto ambiental.

Dado el contexto político del país y las regulaciones ambientales que se deben cumplir, se recomienda implementar un plan integral de gestión ambiental que alinee las prácticas operativas con las normativas vigentes. Esto incluye asegurar que todos los residuos sólidos generados por la operación de disparos en nuevas arenas sean manejados y tratados adecuadamente para evitar la contaminación del entorno. Además, se debe invertir en tecnologías más limpias y eficientes que reduzcan el consumo de agua y minimicen el impacto ambiental, garantizando que las operaciones cumplan con los estándares políticos y ambientales. Mantener una comunicación transparente con las autoridades regulatorias y la comunidad local también es crucial para asegurar que las prácticas operativas respeten las políticas del país y promuevan una sostenibilidad a largo plazo. La implementación de estas medidas no solo cumplirá con las

normativas, sino que también mejorará la reputación de la empresa y fomentará una mayor aceptación social.

Para asegurar una explotación de hidrocarburos que sea eficiente y respetuosa con el medio ambiente, se recomienda implementar un enfoque integral que integre las mejores prácticas ambientales y políticas del país. Primero, se debe desarrollar un plan detallado de manejo ambiental que incluya el monitoreo constante de los impactos ecológicos, como la calidad del agua y la salud del suelo, para identificar y mitigar posibles efectos adversos. Además, es esencial establecer procedimientos rigurosos para la gestión y disposición de residuos sólidos generados, garantizando su tratamiento adecuado. También se debe asegurar el cumplimiento estricto de todas las normativas ambientales vigentes y mantener una comunicación abierta con las autoridades para adaptarse a cualquier cambio en las regulaciones. Optimizar la eficiencia de los equipos, como la bomba REDA DN 1800, para minimizar el consumo de recursos y reducir el impacto energético es crucial. Finalmente, fomentar la participación y la transparencia con las comunidades locales ayudará a obtener su apoyo y colaboración, asegurando que las operaciones se realicen de manera responsable y sostenible, equilibrando los beneficios económicos con el respeto al medio ambiente.

### Bibliografía

- ITP. (16 de julio de 2020). *Instituto Tecnológico de la Patagonia* . Obtenido de Instituto Tecnológico de la Patagonia :  
<https://www.itpneuquen.edu.ar/index.php/capacitaciones/cursos-y-seminarios/81-recuperacion-secundaria#:~:text=La%20Recuperaci%C3%B3n%20Secundaria%20es%20un,gas%20a%20los%20reservorios%20petrol%C3%ADferos.>
- OEM. (3 de julio de 2010). *Membrana solutions*. Obtenido de El agua para reinyección:  
<https://www.membrane-solutions.com/es/injection-water.htm>
- Madrid, M. (20 de mayo de 2020). *Portal del petróleo*. Obtenido de Inyección de Agua: Generalidades, Tipos y Fuentes: <https://portaldelpetroleo.com/generalidades-de-la-inyeccion-de-agua/>
- Díaz, A. (2019). Evaluación de resultados de la recuperación secundaria por inyección de agua en el Bloque 47 – campos Huachito, Inchi”. *UCE*, 127.
- Martínez, E. (2018). Estimación de propiedades roca-fluido mediante modelos de red de poros para la simulación de procesos de inyección de agua de baja salinidad. *Universidad Nacional Autónoma de México*, 45.
- Figueroa, R. (2020). Caracterización de unidades de flujo para un yacimiento carbonatado de la Franja Norte Petrolera Cubana. *Ingeniera en Tecnologías Nucleares y Energéticas*. , 15.
- Marmol, C. (2012). Propuestas de Mejora de Proyectos de Inyección de Agua Ejecutados en Reservorios de Diversas Características. 25.
- Ferrer, C. (2001). Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos. *Astro Data*, 25.
- solutions, P. (2024). Inyección de agua caso de estudio. *Intuitive consistent analytical*, 10.
- Hossain, M. (2017). Enhanced oil recovery: A review of the current status and future prospects. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 20.
- Martínez, J. (2019). Efecto de la inyección de vapor en la recuperación de petróleo pesado . *UNAM*, 24.
- Bennett, P. (2020). Cyclic steam stimulation in heavy oil recovery. *SPE*, 12.
- Council., W. P. (2020). The role of enhanced oil recovery in future oil supply. *World Petroleum Council*, 18.

- Engineers., S. o. (2018). Enhanced oil recovery: A comprehensive review. *Society of Petroleum Engineers.*, 15.
- Martínez, J. (2019). Efecto de la inyección de vapor en la recuperación de petróleo pesado. *UNAM*, 23.
- Craft, B. (1991). Applied petroleum reservoir engineering.
- Al-Hajji. (2010). A comprehensive review of in situ combustion. *SPE*, 10.
- Moshfeghian, M. (2011). Numerical simulation of combustion in situ for enhanced . *SPE*, 8.
- Mathews, J. (2019). In situ combustion for heavy oil recovery. *SPE*, 19.
- Engineers., S. o. (2017). Enhanced oil recovery: A comprehensive review. 15.
- Johnson, L. (2021). Impacto de la hinchazón de arcillas en la producción de hidrocarburos. *Revista de Ingeniería Petrolera*, 12.
- Davis, M. (2019). Evaluación de la permeabilidad en reservorios con alto contenido de arcillas. *Instituto de Investigación Petrolera*.
- Smith, J. R. (2020). Geología de reservorios y problemas de producción.
- Johnson, L. T., & Patel, R. . (2020). Efectos del sulfuro de hidrógeno en la salud y en la industria del petróleo. *Revista de Seguridad Industrial*, 13.
- Brindley, G. W., & Brown, G. (2008). Crystal Structures of Clay Minerals and their X-ray Identification. *Mineralogical Society.*, 20.
- Chemical treatments for matrix acidizing: Advances and challenges. (2019). Sharma, M., & Chilingarian. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 20.
- Miskimins, J. L., & McCormick, R. D. (2006). Coiled Tubing and Workover Operations. *Society of Petroleum Engineers*, 13.
- Langer, K. &. (2013). Advanced Coiled Tubing Applications in Well Stimulation and Completion. *Society of Petroleum Engineers*. DOI: 10.2118/163697-MS., 25.
- Coats, K. H., & Rhee, C. H. (2019). A Method for Evaluating the Effectiveness of Acidizing. *Journal of Petroleum Technology*, 17.
- Raghavan, R. (1999). Core Analysis: A Laboratory Manual. *Press*. ISBN: 978-0849304062.
- Craft, B. C. (1991). Applied Petroleum Reservoir Engineering. ISBN: 978-0131669991., 12.
- Carrión, F. (14 de 2 de 2019). *Deepnote*. Obtenido de Fundamentos de Producción: <https://deepnote.com/app/freddy-carrion-fc90/Fundamentos-de-Ingenieria-de-Produccion-59f5022c-51b4-47a9-8959-9a91226f0e96>

- Aguilar, E. (2019). Construcción de curvas IPR y VLP. *Universidad Autónoma de México*, 200.
- Miall, A. D. (1996). The Geology of Fluvial Deposits: Sedimentary Facies, Basin Analysis, and Petroleum Geology. *Springer. ISBN: 978-3540617360.*, 12.
- SPE, A. (2021). Artificial Lift Methods. Society of Petroleum Engineers. *ISBN: 978-1555631323.*, 18.
- Petroecuador. (2020). Ubicacion de Campos Petroleros. *Caacteristicas de los bloques*, 14.
- Barragan, G. (2000). La cuenca oriente. *ESTRUCTURA DE PLAYES PETROLEORS*, 29.  
(s.f.).

# ANEXOS

