

Pregrado

Carrera: PETRÓLEOS

**Asignatura (UIC): SEMINARIO DE FIN DE
CARRERA**

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

Tecnólogo Superior en Petróleos

**Tema: Optimización de la producción de
petróleo utilizando una estimulación
hidráulica y acida en la arena U inferior
del pozo Singue14H, 2025.**

Autor/s:

HUGO DANIEL ANCHUNDIA ESPINOZA

Tutor: Ing. Luis Álvarez

Fecha: viernes 14 de marzo del 2025



1

Autor: HUGO DANIEL ANCHUNDIA ESPINOZA



Título a obtener: Tecnólogo Superior en Petróleos

Matriz: Sangolquí -Ecuador

Correo electrónico: hugo.anchundia@ister.edu.ec

2

Dirigido por: ÁLVAREZ LAZO LUIS ALFREDO



Título: Ing. Luis Álvarez

Matriz: Sangolquí -Ecuador

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

Todos los derechos reservados.

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

©2024 Tecnológico Universitario

Rumiñahui SANGOLQUÍ –

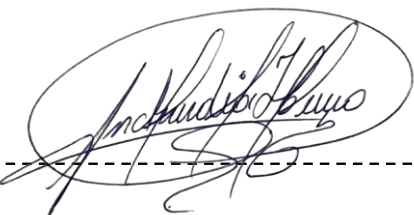
ECUADOR

Hugo Daniel Anchundia Espinoza

***OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO UTILIZANDO
UNA ESTIMULACIÓN HIDRÁULICA Y ACIDA EN LA ARENA U INFERIOR DEL
POZO SINGUE14H, 2025***

DECLARACIÓN JURAMENTADA

El presentes suscriptor **HUGO DANIEL ANCHUNDIA ESPINOZA** , con CI: 1714790613;, manifestamos que el presen trabajo de investigación titulado **“OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO UTILIZANDO UNA ESTIMULACIÓN HIDRÁULICA Y ACIDA EN LA ARENA U INFERIOR DEL POZO SINGUE14H, 2025 ”**, es de autoría propia del presente autor, cumpliendo con los estándares técnicos y de investigación, en el cumplimiento de un trabajo personalizado basándose en el uso de fuentes bibliográficas para la elaboración del trabajo de investigación, a través de la presente declaratoria cedemos los derechos de propiedad intelectual, referente a esta investigación al INTITUTO TECNOLÓGICO UNIVERSITARIO RUMIÑAHUI, tal y como está establecido en la Ley de Propiedad Intelectual, basándonos en su reglamento vigente.

A handwritten signature in dark ink, enclosed within an oval shape. The signature is stylized and appears to read 'Hugo Daniel Anchundia Espinoza'. Below the signature is a horizontal dashed line.

HUGO DANIEL ANCHUNDIA ESPINOZA

CI. 1714790613

CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-2-2.2

Sangolquí, 14 de marzo del 2025

MSc. Elizabeth Ordoñez
DIRECTORA DE DOCENCIA

MSc. Mónica Loachamín
COORDINADORA DE TITULACIÓN

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

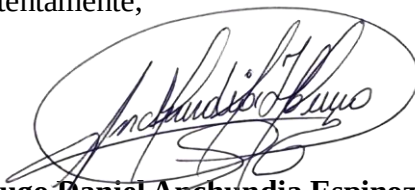
Presente

Por medio de la presente, yo, Hugo Daniel Anchundia Espinoza, declaro y acepto de manera expresa lo siguiente: soy el autor del trabajo de titulación titulado "Optimización de la producción de petróleo utilizando estimulación hidráulica y ácida en la arena U inferior del pozo Singue14H, 2025", correspondiente a la carrera de Tecnología Superior en Petróleos. Asimismo, expreso mi intención de ceder al Instituto Superior Tecnológico Rumiñahui, en su calidad de institución universitaria, los derechos de reproducción, distribución y publicación de este trabajo en cualquier formato y medio, con fines académicos y de investigación.

Esta cesión se realiza de forma no exclusiva y por un período indefinido. No obstante, mantengo los derechos morales sobre mi obra.

En fe de lo cual, firmo la presente.

Atentamente,


Hugo Daniel Anchundia Espinoza

C.I.: 1714790613

FORMULARIO PARA LA PRESENTACIÓN DE
PROYECTOS EN LA BIBLIOTECA DEL INSTITUTO
SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON
CONDICIÓN DE UNIVERSITARIO

CT-ANX-2025-ISTER-3

CARRERA:

TECNOLOGÍA SUPERIOR EN PETRÓLEOS

AUTOR /ES:

HUGO DANIEL ANCHUNDIA ESPINOZA

TUTOR: ÁLVAREZ LAZO LUIS ALFREDO

CONTACTO ESTUDIANTE: **0996564168**

CORREO ELECTRÓNICO:

hugoanchundia@yahoo.com

**TEMA: OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCION DE PETRÓLEO UTILIZANDO
UNA ESTIMULACIÓN HIDRÁULICA Y ACIDA EN LA ARENA U INFERIOR DEL
POZO SINGUE14H, 2025.**

OPCIÓN DE TITULACIÓN: **UNIDAD DE INTEGRACIÓN CURRICULAR**

RESUMEN EN ESPAÑOL:

El actual trabajo de titulación tiene como objetivo optimizar la producción de petróleo en el pozo Singue14H, ubicado en el campo Singue, mediante la aplicación de técnicas de estimulación hidráulica y ácida en la arena U inferior. Actualmente, la baja producción de crudo en este pozo se debe a un alto contenido de agua y al daño de formación, lo que reduce la permeabilidad del yacimiento y limita el flujo de hidrocarburos.

Para abordar esta problemática, se diseñó un protocolo de estimulación que combina fracturamiento hidráulico, para generar fracturas en la roca y mejorar la conectividad del reservorio, y estimulación ácida, para disolver obstrucciones minerales y potenciar la recuperación del crudo. A través del análisis petrofísico y la evaluación de los parámetros operativos, se logró implementar un tratamiento adecuado a las condiciones del pozo.

Los resultados obtenidos evidencian un aumento en la permeabilidad de 310 md a 620 md, una disminución del daño de formación y un aumento en la producción de petróleo de 219.42 BPD a 606.22 BPD, mejorando significativamente la eficiencia operativa y la rentabilidad del yacimiento. Este estudio demuestra la efectividad de la estimulación hidráulica y ácida en formaciones de baja permeabilidad y recomienda su aplicación en otros pozos con condiciones similares para extender la producción y optimizar la explotación de recursos petroleros.

PALABRAS CLAVE: Optimización, Estimulación hidráulica, Estimulación ácida, Petróleo, Permeabilidad.

ABSTRACT:

The present titling work aims to optimize the oil production in the Singue14H well, located in the Singue field, by applying hydraulic and acid stimulation techniques in the sand or lower. Currently, the low crude oil production in this well is due to a high water content and formation damage, which reduces the permeability of the reservoir and limits the flow of hydrocarbons.

To address this problem, a stimulation protocol was designed that combines hydraulic fracturing, to generate fractures in the rock and improve the connectivity of the reservoir, and acid stimulation, to dissolve mineral obstructions and enhance the recovery of crude oil. Through the petrophysical analysis and the evaluation of the operating parameters, it was possible to implement a treatment appropriate to the conditions of the well.

The results obtained show an increase in permeability from 310 md to 620 md, a reduction in formation damage and an increase in oil production from 219.42 BPD to 606.22 BPD, significantly improving the operational efficiency and profitability of the field. This study demonstrates the effectiveness of hydraulic and acid stimulation in low permeability

formations and recommends its application in other wells with similar conditions to maximize production and optimize the exploitation of oil resources.

KEYWORDS: Optimization, Hydraulic stimulation, Acid stimulation, Petroleum, Permeability.

SOLICITUD DE PUBLICACIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-4

Sangolquí, 14 de marzo del 2025

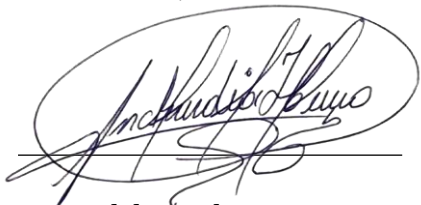
Sres.-

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

Presente

Yo Hugo Daniel Anchundia Espinoza, con C.I.: 1714790613 alumno de la Carrera Tecnología Superior en Petróleos, cedo al INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE UNIVERSITARIO, los derechos de publicaciones del actual trabajo de Titulación en el Repositorio Institucional para hacer uso de todos los contenidos con fines estrictamente académico o de investigación.

Atentamente,



Firma del Estudiante

Hugo Daniel Anchundia Espinoza

C.I.: 1714790613

DEDICATORIA:

En este presente trabajo de investigación deseo dedicarlo, en primer lugar, a Dios, quien nos ha brindado el regalo de la vida y la sabiduría necesaria para llevar a cabo y culminar este proyecto. Su guía ha sido fundamental en cada etapa de esta investigación, la cual representa un importante paso en nuestra formación como tecnólogos en petróleo. Asimismo, quiero dedicar este esfuerzo a mi familia, quienes siempre nos han brindado su incondicional apoyo y aliento en la búsqueda de los objetivos, sin su ayuda, este logro no habría sido posible.

Por último, extendemos nuestra gratitud a nuestros docentes, cuyas enseñanzas y consejos han sido esenciales para la realización de este trabajo. Su dedicación y compromiso con nuestra formación han garantizado que este proyecto cumpla con los estándares técnicos y académicos requeridos, asegurando así la calidad y profundidad de nuestra investigación.

AGRADECIMIENTOS:

Quisiera formular mi más sincero agradecimiento a Dios, por la oportunidad de vivir y por la guía que me ha permitido llevar a cabo este trabajo de investigación. Su apoyo ha sido fundamental en cada paso de este proceso. Agradezco profundamente a mi familia, quienes han sido mi mayor fuente de inspiración y motivación. Su amor y apoyo incondicional me han impulsado a superar los desafíos, y valoro enormemente el tiempo que compartimos, así como las lecciones que me han enseñado, especialmente en el uso de herramientas digitales que son esenciales en el mundo actual.

Quiero también reconocer al Instituto Tecnológico Rumiñahui, una institución que me brindó la oportunidad de formarme como tecnólogo en el sector petrolero, una carrera que me apasiona profundamente. Gracias a su apoyo, he podido obtener un título de tercer nivel que me permite crecer profesionalmente, la educación y los valores que he recibido allí son herramientas valiosas que me ayudarán a desarrollar un trabajo más seguro, eficiente y eficaz en el futuro. A todos, mi más profundo agradecimiento por ser parte de este viaje.

Índice

1	CAPITULO I	14
1.	INTRODUCCIÓN.....	14
1.1.	Planteamiento del problema.....	14
1.2.	Justificación	16
1.3.	Alcance	17
1.4.	Objetivos	18
1.4.1.	Objetivo General	18
1.4.2.	Objetivos Específicos.....	18
2	Capitulo II.....	18
2.	Marco teórico.....	19
2.1.	Ubicación del campo Singue	19
2.1	Generalidades del campo singue.....	20
2.2	Litología	20
2.3	Estratigrafía	20
2.4	PETROFISICA DE EL CAMPO SINGUE.....	21
2.4.1	Dos propiedades importantes en el campo singuen	22
2.5	Propiedades de las arenas productoras.....	22
2.6	Estimulación de Yacimientos.....	23
2.6.1	Estimulación	23
2.7	DEFINICION DE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO.....	23
2.8	Mecánica en el fracturamiento hidráulico.....	24
2.9	Planeación de fracturamiento hidráulico.....	25
2.10	Estimulación acida	26
2.11	Tipo de estimulación ácida.....	26
2.11.1	Estimulación matricial	27
2.11.2	Técnicas de acidificación	27

2.12	Comparación entre Estimulación Hidráulica y Ácida.....	27
2.13	Modelo KGD (Khristianovic- Zhelton y Geertsma de Klerk)	28
2.13.1	CARACTERISTICA DE EL MODELO KDG	29
3	Capitulo III.....	32
3.1	Alternativas de solución.....	32
3.1.1	Diseño del fracturamiento hidráulico.....	34
3.1.2	Unidades para un proceso de estimulación	44
3.2	Estimulación ácida	45
3.2.1	Arena productora.....	45
3.2.2	Pasos para una estimulación ácida.....	46
4	Capitulo IV	53
4.1	Análisis y resultados	53
5	Conclusiones y recomendaciones	57
5.1	Conclusiones	57
5.2	Recomendaciones.....	58

Índice de figuras

Figura 1 DIAGRAMA DE CAUSA Y CONSECUENCIA E LA BAJA PRODUCCION DE CRUDO EN EL CAMPO SINGUE	14
Figura 2 UBICACION GEOGRAFICA DEL CAMPO SINGUE	19
Figura 3 ESTADISTICA POZOS CAMPO SINGUE (SUR-NORTE).....	20
Figura 4 ESTADISTICA POZO CAMPO SINGUE (OESTE-ESTE)	21
Figura 5 DIRECCIONAMIENTO DE LOS ESFUERZO	24
Figura 6 paso para un proceso de planeación de un fracturamiento hidráulico	26
Figura 7 Modelos geométrico del modelo KDG.....	29
Figura 8 ESTRUCTURA GEOMETRICA KDG.....	30
Figura 9 rango de presiones para la selección del agente apuntalante	37
Figura 10 Grafica para la selección de los coeficientes de Klerk para el diseño de fractura	39
Figura 11 Equipos necesarios para un tratamiento de estimulación hidráulica.....	44
Figura 12 parámetros petrofísicos de la arena U INFERIOR	45
Figura 13 Para el cálculo de la penetración de acido	49
Figura 14 para obtener el factor de corrección para la penetración del acido.....	49
Figura 15 para obtención del fluido de estimulación acorde a las condiciones del yacimiento y del pozo	50
Figura 16 tasa de producción mejorada con una estimulación hidráulica.....	55
Figura 17 Incremento de la producción utilizando la estimulación matricial	56

Índice de tablas

Tabla 1 1PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LAS ARENAS PRODUCTORAS DEL CAMPO SINGUE	23
Tabla 2 consideraciones técnicas para el diseño de una fractura.....	33
Tabla 3 Datos requeridos para el diseño de fracturamiento Hidráulico	34
Tabla 4 criterios volumétricos de los fluidos adecuados para un fracturamiento.....	38
Tabla 5 coeficientes obtenidos de la figura 10	40
Tabla 6 Composición mineralógica de la Arena U inferior	46
Tabla 7 Datos del pozo.....	47
Tabla 8 resultados de diseño de un trabajo de fractutamiento.....	53
Tabla 9 resultados después de un fracturamiento	54
Tabla 10 Resultados comparativos posterior a un trabajo de estimulación acida	56

3 CAPITULO I

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Planteamiento del problema

El pozo SB14H ubicado en el campo Singue está presentando problemas de producción, en la figura 2 se puede evidenciar la baja tasa de flujo de petróleo, actualmente el pozo produce 5487.41 barriles de fluidos de los cuales exclusivamente el 4% es petróleo, con 219.42 barriles, mientras que de agua tenemos 96% de producción, con un valor de 5267.99 barriles, denotando un alto valor de BSW, lo que genera altos costos de extracción y proceso de barriles de BSW, la presencia de agua puede afectar de manera negativa al pozo.

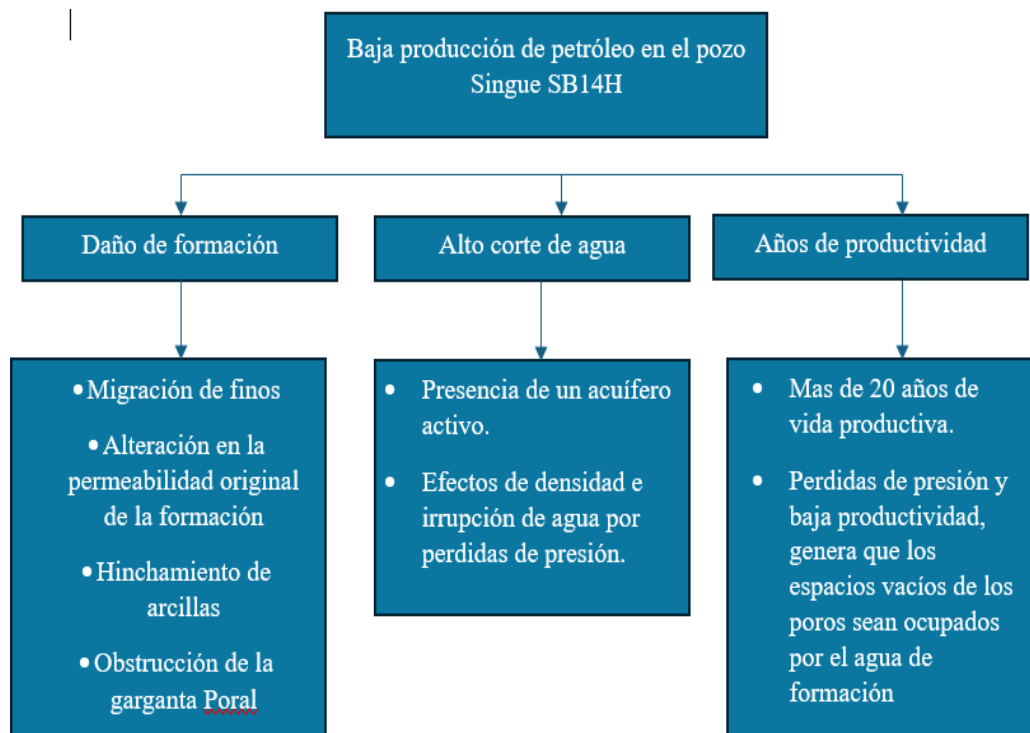


Figura 1 DIAGRAMA DE CAUSA Y CONSECUENCIA E LA BAJA PRODUCCION DE CRUDO EN EL CAMPO SINGUE

El daño de formación es una de las causas principales de la baja producción de petróleo puesto que este factor altera la permeabilidad propia de la formación, ya sea por inducción mecánica o por mecanismos propios de la naturaleza, actualmente el pozo singue SB14H presenta un daño muy alto con un valor de 318.9, por lo cual es necesario un proceso de estimulación para mitigar esta problemática. Uno de los principales factores que generar daño en el pozo es la presencia de finos o migración de finos, los cuales pueden ocasionar

bloqueo y obstrucción de flujo en la arena productora, disminuyendo la permeabilidad efectiva de la formación, otro factor es la presencia de arcilla, esta por propiedades reológicas de la roca al entrar en contacto con agua se hinchan ocasionando un bloqueo en la garganta poral, otra causa es el bloque por saturación de agua, por efectos de reacción química, cambios de preferencia de mojabilidad de la roca.

La figura 1 muestra que una de las procedencias principales del decline de la producción es la Presencia de un acuífero activo que funciona como mecanismo de empuje hidráulico, el cual tiende a generar problemas de conificación, que es el proceso de disposición de agua en la cara de la arena productora generada por las altas tasas de flujo, dando paso a un desbalance dinámico del contacto water-oil afectando principalmente a las fuerzas viscosas, diferencial de densidad, fuerzas gravitacional y gradiente de presión, generando un rápido proceso de irrupción de agua (HERRERA & URREA, 2020)

La utilización de técnica de recuperación secundaria es otro factor determinante puesto que, al aplicar, se tiene mayor probabilidad de irrupción de agua si no se realiza un diseño eficiente, entre los principales parámetros a tener en cuenta destacan altas tasas de producción, índice de heterogeneidad de la formación, presencias de fallas, daño de formación y canalizaciones en formaciones de alta permeabilidad (MARIN, 2018)

Años de productividad, es otro factor determinado que genera baja producción de crudo. El campo Singue es considerado un campo maduro dado que tienen más de 30 años de vida productiva, donde la presión de fondo fluyente disminuye en el tiempo, a medida que el petróleo se extrae el agua reemplaza al crudo producido, llenando el espacio de la matriz porosa, y por diferencias de densidades y presión el agua se emulsiona en el petróleo generando un crudo emulsionado, que presenta dificultades en el momento de su extracción y tratamiento.

La presencia de agua de formación en el pozo origina una serie de problemas que afectan principalmente a la producción de petróleo destacando los siguientes; corrosión en la carcasa, sistema de producción y conexiones, deficiencia operativa en bombas, disposición de incrustación en línea de descarga que dificulten el movimiento de líquidos dentro de las tuberías, indecisión en la longitud vertical del contacto water-oil, disminución del factor de recobro y alta producción de agua, como resultado de una mayor presión hidrostática y, en última instancia, acortaría la viabilidad económica de los pozos (Juez Juez, 1998).

1.2. Justificación

Hipótesis

Podemos plantear la combinación de fracturamiento hidráulica y ácida en el pozo Singue14H, ubicado en la arena U inferior, aumentará significativamente la producción de petróleo al mejorar la permeabilidad de la roca y eliminar obstrucciones en el yacimiento. Se espera que esta técnica potencie el flujo de hidrocarburos, optimizando así la recuperación del recurso y aumentando la rentabilidad del proyecto por lo que esta investigación busca corroborar la efectividad de estas técnicas de estimulación en la mejora del rendimiento de pozos en formaciones de baja permeabilidad.

Justificación operativa

La optimización de la producción de petróleo nos presenta un desafío continuo en la industria petrolera, mediante la estimulación hidráulica y ácida en la arena U inferior del pozo Singue14H es un proceso crucial en la industria petrolera, ya que busca maximizar la extracción de hidrocarburos de reservorios complejos y de baja permeabilidad, por lo que la estimulación hidráulica implica inyectar fluidos a alta presión en la formación para crear fracturas en la roca, lo que aumenta la capacidad de flujo del petróleo hacia el pozo. Por otro lado, la estimulación ácida se utiliza para disolver minerales y obstrucciones en la roca, lo que mejora la conectividad del reservorio y facilita el movimiento del petróleo. Estas técnicas, cuando se aplican de manera conjunta, permiten no solo aumentar la producción inicial del pozo, sino también prolongar su vida útil y mejorar la eficiencia general de la operación. La combinación de estas metodologías en el pozo Singue14H es especialmente aceptable debido a las características geológicas específicas de la arena U inferior, que puede presentar desafíos como baja porosidad o alta viscosidad del petróleo. Al aplicar estas técnicas, se busca no solo aumentar el rendimiento del pozo, sino también optimizar el proceso de recuperación, permitiendo a las empresas maximizar la cantidad de recursos extraídos y mejorar la sostenibilidad de sus operaciones.

En este sentido, considerar la estimulación hidráulica y ácida como parte integral de la estrategia de producción en el pozo Singue14H es fundamental para abordar las complejidades del reservorio y asegurar un aprovechamiento más eficaz de los recursos petroleros.

Justificación legal

El art. 69 del Reglamento de Operación Hidrocarburíferas, señalando el uso de las técnicas de estimulación donde los organismos responsables del control pueden llevar a cabo las labores necesarias para mejorar el factor de recuperación en los yacimientos donde sea viable tanto técnica como económicamente. Para ello, se pueden emplear técnicas como el fracturamiento hidráulico y la inyección de ácido. Antes de realizar cualquier prueba de inyección, ya sea en pozos recién perforados con este propósito o en aquellos que han sido reclasificados para inyección, es fundamental realizar pruebas de compatibilidad entre el fluido de inyección (ya sea hidráulico o ácido) y el yacimiento que recibirá dicho fluido.

1.3. Alcance

Este estudio se centra en la optimización de la producción de petróleo en el pozo Singue14H, un desafío crítico en la industria petrolera actual, por la que la estrategia principal adoptada consiste en la aplicación de técnicas avanzadas de estimulación hidráulica y ácida en la formación de arena U inferior, con el objetivo de mejorar la recuperación de hidrocarburos. Para identificar y entender los problemas que afectan la producción en este pozo en particular, se utilizará la ecuación de Darcy, que es fundamental para describir el flujo de fluidos a través de medios porosos, la estimulación hidráulica es una técnica que permite crecer la permeabilidad de la roca, lo que a su vez facilita el flujo de petróleo hacia el pozo, a través de la inyección de fluidos a alta presión, se generan fracturas en la roca que crean canales de flujo adicionales. En combinación con la estimulación ácida, que utiliza ácidos para disolver minerales y mejorar aún más la permeabilidad, se espera que estas técnicas transformen significativamente la dinámica de flujo dentro de la formación.

La solución propuesta implica un diseño riguroso y meticuloso de la fracturación, donde se tendrán en cuenta diversas variables críticas, tales como la presión de inyección, el volumen de fluido utilizado y la composición química del mismo. Estos factores son fundamentales para maximizar la efectividad del tratamiento, asegurando que se logre una apertura óptima de las fracturas y que se minimicen los riesgos asociados, como el colapso de las fracturas o la reabsorción del fluido de estimulación. Por lo que a través de un enfoque sistemático y basado en modelaciones precisas, se busca resolver los problemas de baja

productividad que actualmente enfrenta el pozo Singue14H. La implementación de estas técnicas no solo tiene el potencial de aumentar significativamente la producción de petróleo, sino que también contribuirá a una explotación más eficientemente y sostenible de los recursos hidrocarbúricos en la región. Además, se considera la importancia de un monitoreo constante y la estimación de los resultados obtenidos, para ajustar las estrategias de estimulación y asegurar el éxito a largo plazo de la operación. En última instancia, este estudio no solo se limita a la mejora de un pozo específico, sino que también puede servir como modelo para la optimización de otros pozos en situaciones similares, aportando valiosos resultados en la industria.

1.4. Objetivos

1.4.1. Objetivo General

Mejorar la eficiencia en la extracción de petróleo en el yacimiento de arena U inferior mediante la implementación de técnicas de estimulación hidráulica y ácida en el pozo Singue14H.

1.4.2. Objetivos Específicos

- Desarrollar un protocolo específico que contemple las características del yacimiento y las propiedades de la roca para maximizar la efectividad de la estimulación.
- Analizar las tecnologías de fracturamiento hidráulico y la inyección ácida utilizada en el campo singue y su adecuada condición específicas del reservorio.
- Realizar un seguimiento exhaustivo de la producción de petróleo después de la estimulación, evaluando el impacto de las técnicas aplicadas y ajustando el enfoque según sea necesario.

2. Marco teórico

2.1. Ubicación del campo Singue

El campo Singue se encuentra localizada en la provincia de Sucumbíos, abarcando los cantones Putumayo y Lago Agrio, específicamente en las parroquias Pacayacu y Palma Roja, en la región norte de la Amazonía ecuatoriana. Su ubicación geográfica se encuentra Este campo está situado al norte del campo Sansahuari, al sur del campo Víctor Hugo Ruales (VHR), al este del campo Ocano-Peña Blanca, al noreste del campo Libertador y al oeste de los campos Blanca y Tipishca-Huaico. Su área es de aproximadamente 3.446 hectáreas.(Chugchilán Tipán & Rodríguez Sierra, 2016).

El yacimiento Singue es uno de los campos petroleros con mayor influencia en la producción de hidrocarburos de la región, con más de 30 años de vida productiva. Actualmente está gestionado por la compañía Gente Oil Ecuador Pte., concesionada desde el año 2012, su ubicación geográfica se centra en la provincia de Sucumbíos, bloque 53, en la parte fronteriza con Colombia, rodeada por los campos Sansahuari, Victor Hugo Ruales, Ocano, Peña Blanca, Tipishca Huaico y el libertador (Fuentes Paguay, 2016).

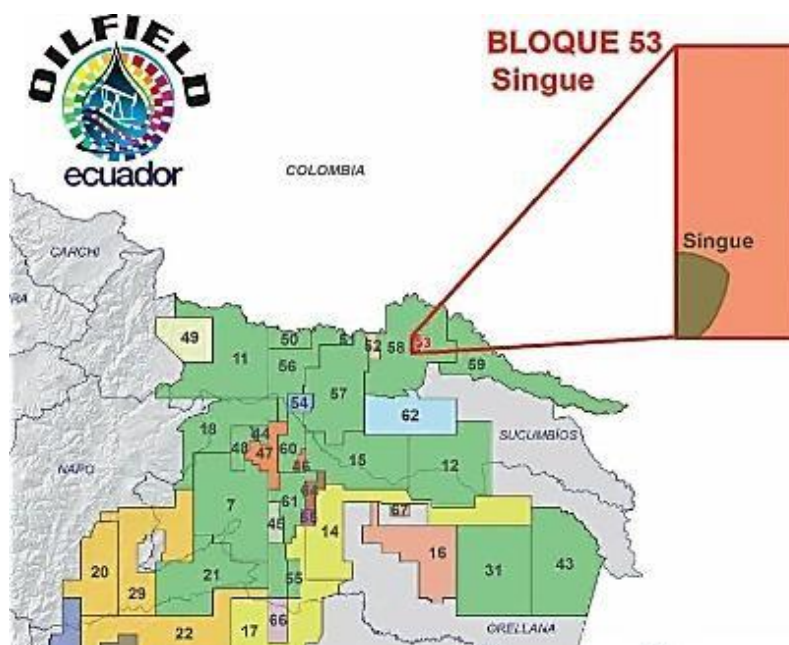


Figura 2 UBICACION GEOGRAFICA DEL CAMPO SINGUE

4.1 Generalidades del campo singue

El yacimiento Singue cuenta con 14 pozos productores y 2 inyectores, de los cuales la producción promedio del campo es de 2659.86 Barriles de fluido, y la producción de crudo es 196.83, con un BSW promedio de 85%, y un crudo mediando de 25.5° API de gravedad específica, con viscosidad de 88 cp.

Las formaciones productivas principales corresponden a las arenas U inferior y T superior. El componente de producción predominante es el empuje hidráulico, generado por un acuífero asociado. En el campo se emplea un sistema de levantamiento artificial mediante bombeo electrosumergible. Actualmente, se implementa un método de recuperación secundaria que implica la inyección de agua en las formaciones productivas, con el objetivo de mantener o aumentar la presión de la formación, facilitando así el desplazamiento inmiscible del petróleo (Chugchilán Tipán & Rodríguez Sierra, 2016).

4.2 Litología

El Campo Singue dispone de seis reservas de petróleo destinadas a la extracción: arenisca Basal Tena, M-2, arenisca U Superior, U Inferior, arenisca T Superior y arenisca Hollín.

4.3 Estratigrafía

En la correlación estratigráfica de la arena T Superior halladas en los pozos SB6, SB3, SB5, SB7 y SB9, se evidencia una reducción en el grosor de la arena al desplazarse de sur a norte. No obstante, a partir del pozo SB5, se observa un aumento en la potencia de la arena explicado en la figura 1 (Josefina & Guillermo, 2016).

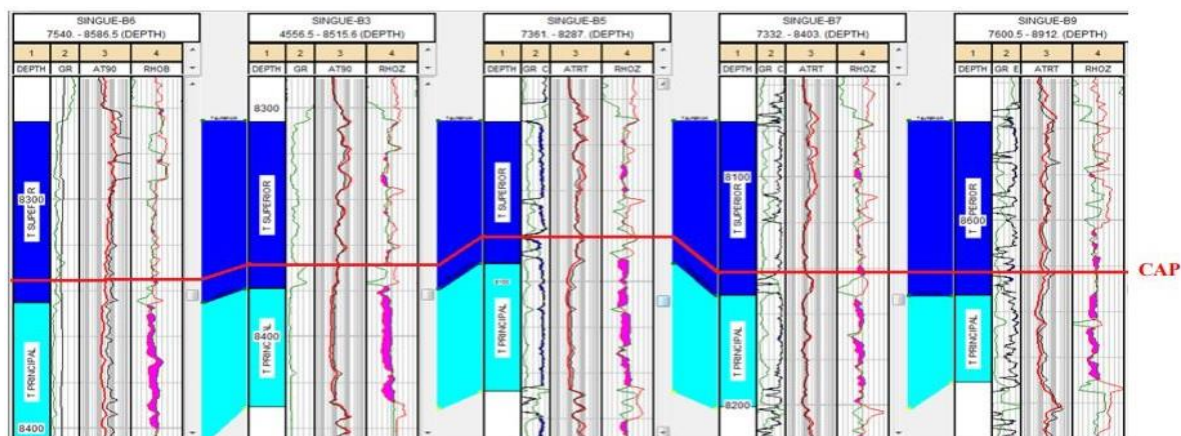


Figura 3 ESTATIFRAFIA POZOS CAMPO SINGUE (SUR-NORTE)

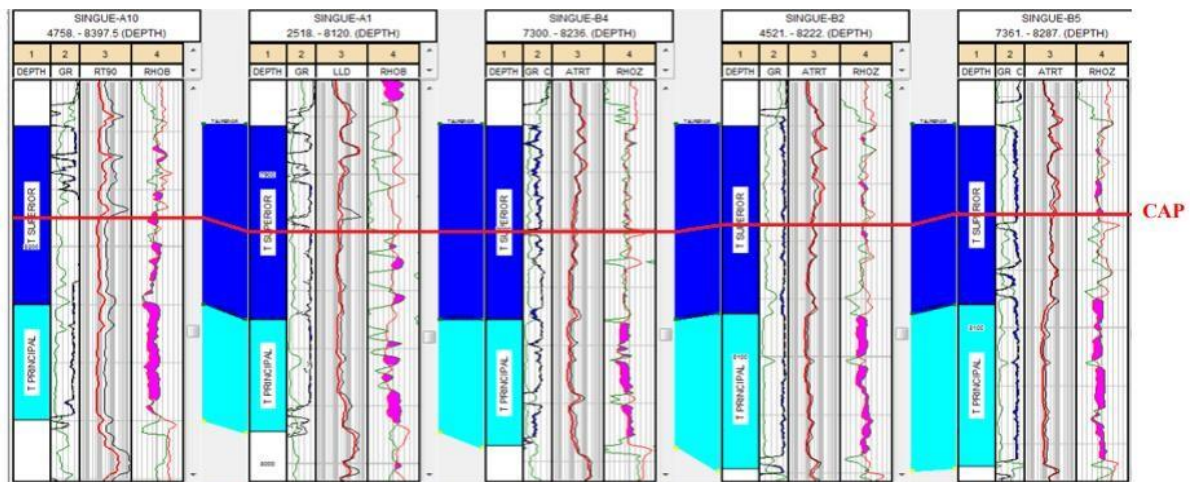


Figura 4 ESTATIFRAFIA POZO CAMPO SINGUE (OESTE-ESTE)

La similitud estratigráfica de la arena T Superior demuestra que, al movernos de oeste a este, a partir del pozo SA10WIW hasta el pozo SB4, hay un incremento en el grosor de la arena. No obstante, a partir del pozo SB4 se observa una reducción en la fuerza de la capa arenosa. (FIGURA 2).

Los estudios realizados en la región han demostrado que la arenisca T Superior contiene capas de lutita, lo cual fue respaldado por los registros eléctricos obtenidos. En este análisis, se tomó en cuenta la presencia significativa de estas capas lutíticas, que funcionan como un sello en la parte inferior de la arena T Superior, estableciendo así una separación con respecto a la arena T Principal o T Inferior. A diferencia de la T Principal, que presenta variaciones de grosor significativas debido a las condiciones de deposición fluvioestuarina, la arena T Superior mostró cambios en su espesor bastante limitados.

4.4 PETROFISICA DE EL CAMPO SINGUE

Según Paguay (2016), la petrofísica se encarga del estudio de la relación entre las propiedades físicas y la estructura de las rocas, siendo un campo fundamental para las disciplinas geológicas e ingenieriles. El principal objetivo de la petrofísica que se puede escribir las características físicas y texturales de las rocas, especialmente en lo que se refiere a la organización de los espacios porosos que actúan como reservorios de hidrocarburos, con el fin de evaluar su potencial para la explotación. A través de este estudio, se busca realizar

estimaciones más precisas de las reservas de hidrocarburos, lo cual es crucial para determinar la viabilidad económica de los proyectos. Para llevar a cabo una caracterización adecuada de un yacimiento, es imprescindible disponer de datos fundamentales y se consideran diversos factores como la porosidad, la permeabilidad, el contenido de fluidos, el volumen de arcilla, el grosor y la extensión del yacimiento, así como la movilidad del petróleo y la distribución del tamaño de los granos. A continuación, se ofrecerá una descripción detallada de las características petrofísicas del campo Singue.

4.4.1 Dos propiedades importantes en el campo singuen

La permeabilidad se refiere a la capacidad de un medio poroso para acceder el flujo de fluidos a través de él, en el caso del pozo Singue SB14H, la permeabilidad de la arena U inferior es crucial, ya que influye claramente en la eficiencia de la inyección de agua y en cómo se comportan los fluidos dentro del reservorio, al hablar de una alta permeabilidad facilita la circulación del agua inyectada, contribuyendo a mantener la presión de fondo fluyente y a reducir el corte de agua, lo que es esencial para maximizar la producción de crudo. Por lo tanto, la evaluación y optimización de la permeabilidad son fundamentales para lograr los objetivos de producción.

La saturación o la salinización es un factor relevante por la inyección de agua, un componente clave en el proceso, puede alterar la química del yacimiento. Por lo que la saturación del agua inyectada influye en la interacción entre el agua y el petróleo, afectando la eficiencia de la producción y el comportamiento del fluido en el reservorio. Por lo tanto, entender y controlar la salinidad es esencial para optimizar la presión del fondo del pozo, reducir el corte de agua y maximizar la extracción de crudo en el contexto del pozo Singue SB14H(VELÁSQUEZ, 2019).

4.5 Propiedades de las arenas productoras

Formaciones	Espesor (ft) h	Volumen acres-ft	Porosidad Ø	Sw %	Petróleo original in situ N	Factor volumétrico del petróleo Boi(BL/BF)
Arena U Inferior	46	9968	15	29.04	7139000	1.153

Arena T	12	5192	11	45.33	2013410	1.203
---------	----	------	----	-------	---------	-------

Tabla 1 1PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LAS ARENAS PRODUCTORAS DEL CAMPO SINGUE

4.6 Estimulación de Yacimientos

4.6.1 Estimulación

La estimulación de yacimientos es un conjunto de técnicas utilizadas en la industria del (petróleo y gas) para aumentar la producción de hidrocarburos de un yacimiento. A lo largo del tiempo, los reservorios de petróleo tienden a agotarse debido a la extracción continua, lo que puede disminuir la presión y la permeabilidad del yacimiento, dificultando el flujo de fluido de petróleo hacia el pozo. La estimulación busca mejorar estas condiciones mediante la modificación física o química del reservorio, permitiendo que más hidrocarburos sean extraídos de manera eficiente(ORMAZA, 2020).

La importancia de la estimulación radica en su capacidad para maximizar la recuperación de recursos, optimizar la producción y reducir los costos operativos. En un contexto donde la demanda de energía sigue creciendo y los yacimientos convencionales se vuelven menos accesibles, la estimulación se puede convertir en una herramienta fundamental para mantener la viabilidad económica de la producción de petróleo.

4.7 DEFINICION DE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

El fracturamiento hidráulico es un procedimiento que consiste en inyectar un líquido en un pozo con el fin de generar tensiones en una formación que está sometida a la presión del fluido utilizado en el proceso. Esto provoca que las tensiones locales superen la resistencia a la tracción de la roca. Posteriormente, se introduce un material de soporte en la fractura formada, lo que impide su cierre total una vez que se detiene el bombeo, estableciendo así un canal de alta conductividad para facilitar la extracción de fluidos(ZAMBRANO, 2003).

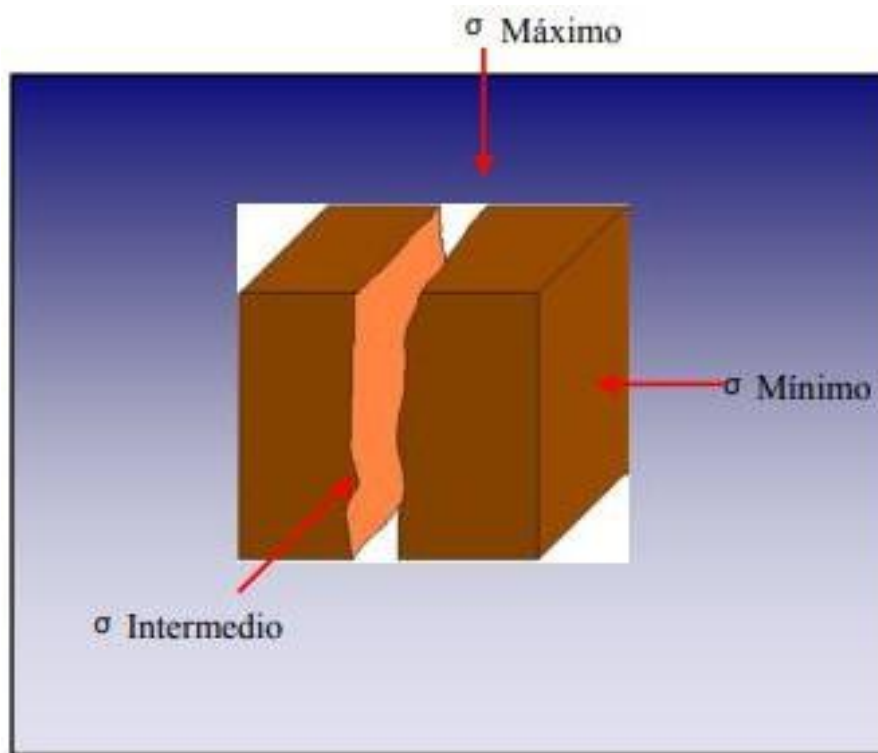


Figura 5 DIRECCIONAMIENTO DE LOS ESFUERZO

4.8 Mecánica en el fracturamiento hidráulico

(ZAMBRANO, 2003) Nos ayuda a comprender el mecanismo de la fractura 1uque nos permite determinar y explicar a continuación te presento una paráfrasis de cada uno de los puntos mencionados:

- **Presión de inicio de fractura:** La presión necesaria para iniciar la formación de una fractura en la roca.
- **Presión de propagación:** La presión requerida para que una fractura existente se expanda o continúe creciendo.
- **Geometría de la fractura:** La forma y estructura que adopta una fractura en el material rocoso.
- **Problemas de producción:** Dificultades que pueden surgir durante la extracción de recursos, como fracasos en las estimulaciones, colapsos en la matriz de la roca e inestabilidad en el pozo.

Fuerzas aplicadas de manera eficiente sobre las formaciones rocosas en el subsuelo es la tensiones que actúan sobre la roca subterránea, las cuales son influenciadas por la tensión del plano de referencia y la presión de los poros en el interior de la roca.

$$T_{(esfuerzo\ efectivo\ sobre\ la\ roca)} \\ =\ esfuerzo\ total\ en\ el\ plano\ referencia - presion\ de\ poros$$

4.9 Planeación de fracturamiento hidráulico

La planificación de un fracturamiento hidráulico es un proceso complejo que involucra múltiples etapas y la integración de diversos tipos de información para garantizar un tratamiento efectivo y seguro. En primer lugar, se lleva a cabo una exhaustiva recolección de datos sobre el yacimiento, que incluye parámetros fundamentales como la presión de poro, la permeabilidad, la porosidad y las características del fluido que se extraerá. Además, se recopilan datos geomecánicos que son cruciales para entender las propiedades del reservorio y su respuesta al fracturamiento, tales como la resistencia de las rocas y la dirección de las tensiones in situ. Esta información es esencial para diseñar un tratamiento de fracturamiento que optimice la creación de fracturas en el subsuelo, maximizando la producción y minimizando los riesgos operacionales (Chayres Varela, 2017).

El diseño del tratamiento implica seleccionar los fluidos, aditivos y propante adecuados, así como determinar la presión y a su vez el volumen de inyección necesarios. Además, es fundamental la documentación precisa y detallada de todos los pasos del proceso, que debe ser revisada y aprobada por las partes involucradas. La interacción entre la empresa operadora y la compañía de servicios es crucial en esta fase, ya que garantiza que todas las decisiones se tomen con base en una comprensión completa de las condiciones del yacimiento y los objetivos del proyecto. En resumen, la planificación de un fracturamiento hidráulico es un esfuerzo multidisciplinario que requiere una cuidadosa coordinación entre la evaluación geológica, el diseño ingenieril y la gestión operativa para lograr un resultado exitoso en la producción de hidrocarburos.

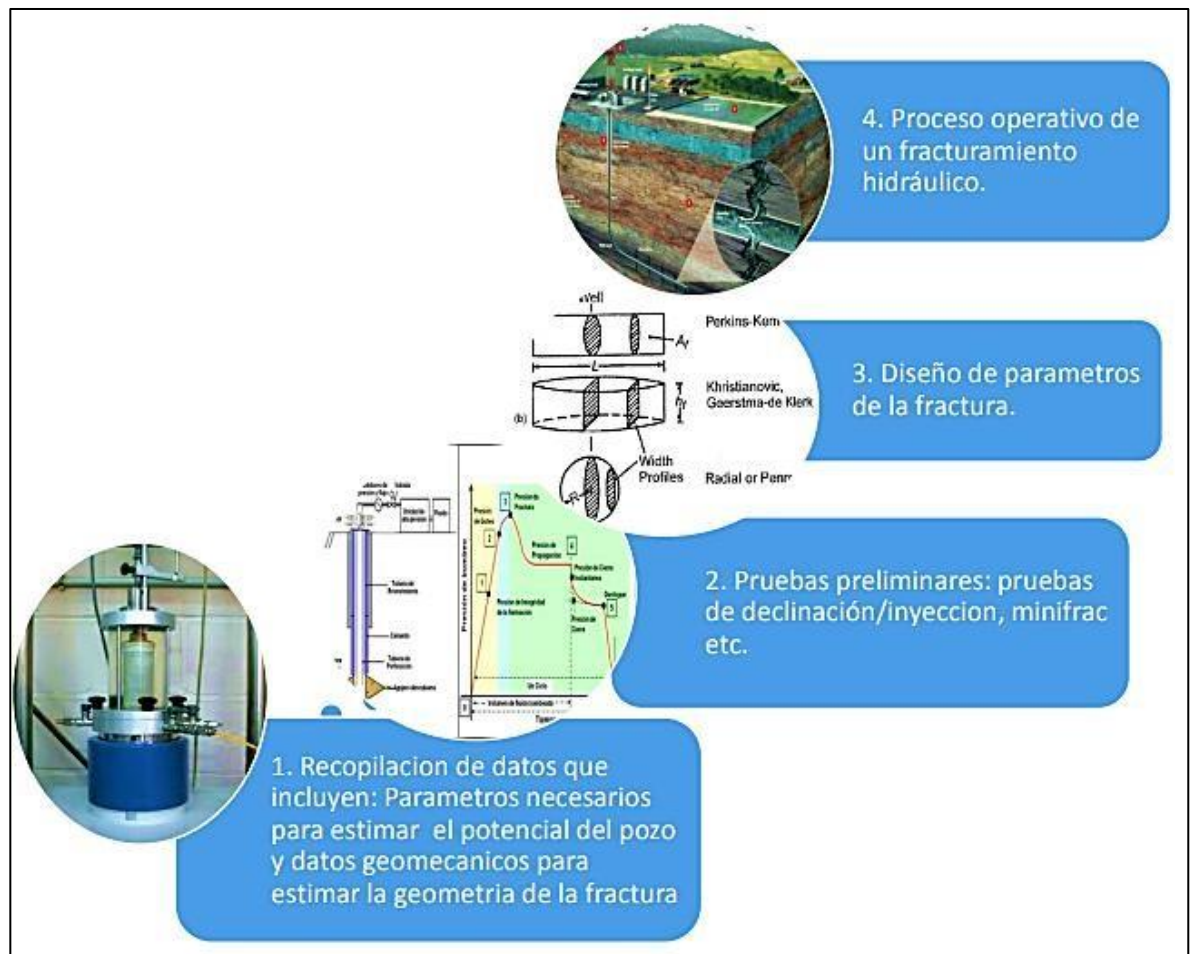


Figura 6 paso para un proceso de planeación de un fracturamiento hidráulico

4.10 Estimulación ácida

La estimulación ácida es una técnica ampliamente utilizada en la industria del petróleo que consiste en inyectar ácido en los pozos para optimizar su productividad. El principal objetivo de este procedimiento es eliminar los daños causados en la formación geológica y potenciar la capacidad de producción natural del pozo. Durante este proceso, el ácido disuelve los carbonatos presentes, lo que permite la creación de canales de flujo, comúnmente conocidos como agujeros de gusano. Esto mejora la comunicación entre el yacimiento y el pozo, resultando en un incremento significativo en la producción de petróleo y gas. Además, esta técnica puede ayudar a prolongar la vida útil de los pozos, garantizando un rendimiento más eficiente a lo largo del tiempo (ZÁRATE, 2016).

4.11 Tipo de estimulación ácida

4.11.1 Estimulación matricial

Esta técnica consiste en introducir fluidos en la formación a presiones que no superan la presión de fractura, utilizando ácidos o solventes.

4.11.2 Técnicas de acidificación

La elección de la técnica adecuada debe considerar diversos factores, como la estequiometría, el equilibrio en términos termodinámicos y la velocidad de las reacciones químicas.

Estos tratamientos requieren una cuidadosa selección tanto del ácido que se utilizará como de la técnica de acidificación. El uso de ácidos minerales comunes, como el ácido clorhídrico (HCl) y el ácido fluorhídrico (HF), presenta riesgos para el medio ambiente y la seguridad debido a su alta corrosividad (Pazmiño, 2016).

4.12 Comparación entre Estimulación Hidráulica y Ácida

Ambas técnicas de estimulación tienen sus ventajas y desventajas, y su uso depende de las características específicas del yacimiento.

4.12.1 Ventajas y Desventajas

4.12.1.1 Estimulación Hidráulica

Ventajas:

- Capaz de crear fracturas en formaciones de roca dura y de baja permeabilidad.
- Aumenta significativamente la producción de yacimientos no convencionales.
- Permite un acceso más amplio al reservorio.

Desventajas:

- Puede causar preocupaciones ambientales, como la contaminación de aguas subterráneas.

- Requiere grandes cantidades de agua y puede resultar costosa en ciertas regiones.
- Posible inducción de sismos en áreas de alta actividad tectónica.

4.12.1.2 Estimulación Ácida:

Ventajas:

- Menos invasiva en términos de intervención física en el yacimiento.
- Puede ser más económica, especialmente en formaciones de carbonato.
- Menor impacto en la presión del reservorio en comparación con la estimulación hidráulica.

Desventajas:

- Limitada a formaciones donde la disolución química es efectiva.
- Puede ser menos efectiva en formaciones con baja reactividad química.
- El manejo y la disposición de ácidos utilizados requieren consideraciones ambientales y de seguridad.

4.13 Modelo KGD (Khristianovic- Zhelton y Geertsma de Klerk)

El método de Geertsma y De Klerk es una herramienta fundamental en la ingeniería geotécnica para el análisis de la estabilidad de taludes y la evaluación de la deformación en suelos saturados. Su enfoque principal radica en comprender el comportamiento de estos suelos bajo carga, centrándose en el fenómeno de la consolidación.

La base teórica del método se apoya en los principios establecidos por Karl Terzaghi sobre la consolidación, que detalla cómo los suelos saturados experimentan cambios volumétricos a medida que se les aplica una carga, por el cual este proceso de consolidación no es instantáneo; se desarrolla a lo largo del tiempo a medida que el agua es expulsada de los poros del suelo, lo que provoca asentamientos (IBAÑAS, 2021).

El método se ocupa específicamente de suelos que están completamente saturados, donde su comportamiento mecánico es fuertemente influenciado tanto por las características del suelo como por la presión del agua en los espacios porosos, para analizar cómo se distribuyen las tensiones en el suelo y su impacto en la deformación, se utilizan ecuaciones de equilibrio, estas ecuaciones de este método se consideran la presión efectiva, que se define como la presión total menos la presión del agua en los poros, permitiendo así una comprensión más precisa de la respuesta del suelo ante cargas aplicadas.

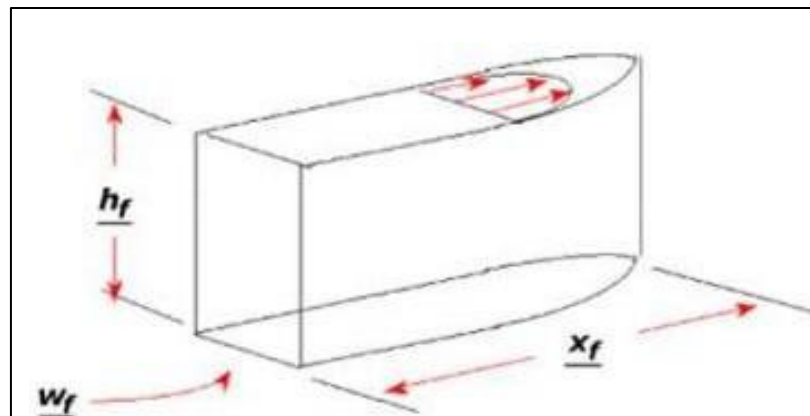


Figura 7 Modelos geométrico del modelo KDG

4.13.1 CARACTERISTICA DE EL MODELO KDG

Modelo relacionado con fluidos, estructuras o procesos donde se consideran características específicas. Aquí tienes explicaremos cada uno de las características que mencionamos en el modelo KDG:

Condición $h_f > x_f$: El modelo es aplicable bajo la condición de que la altura del fluido (h_f) sea mayor que un valor de referencia (x_f). Esto podría ser relevante en contextos como la hidráulica, donde se analiza el flujo de líquidos en función de su altura.

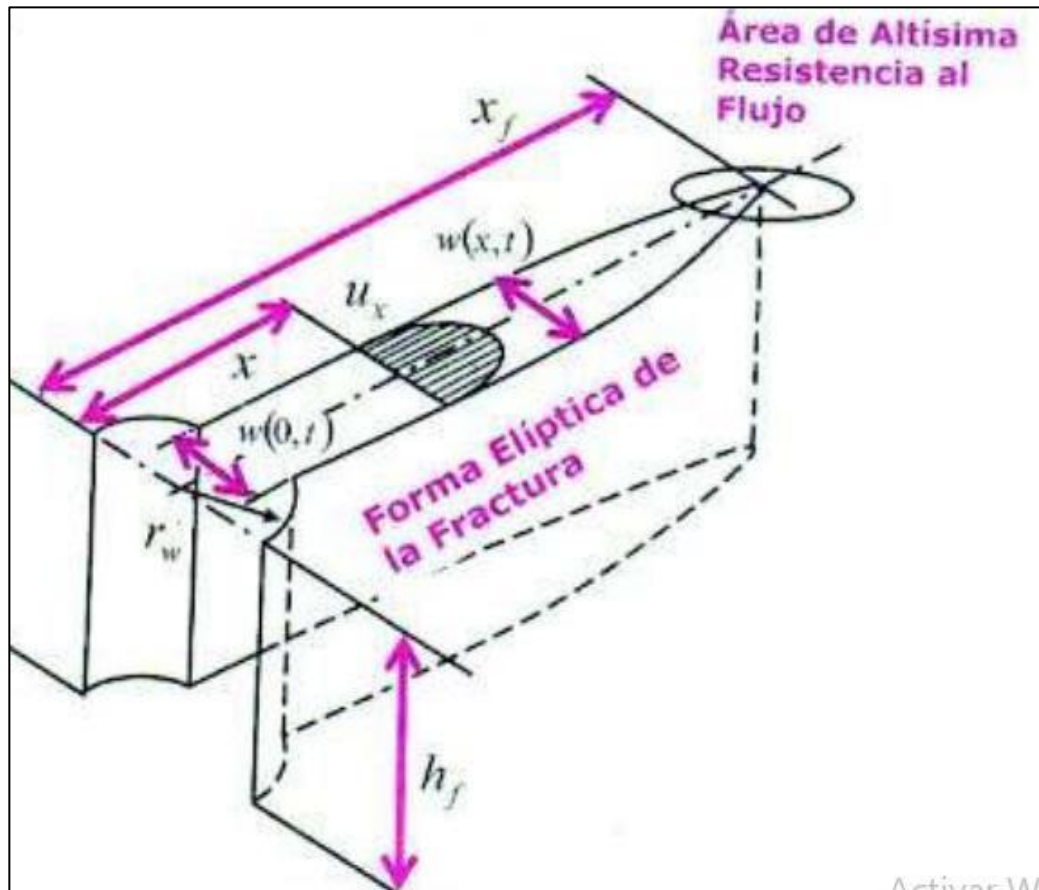


Figura 8 ESTRUCTURA GEOMETRICA KDG

Aumento de presión neta con el tiempo: A medida que transcurre el tiempo, la presión neta dentro del sistema tiende a aumentar. Esto podría indicar un proceso de acumulación de fluido o un aumento en la carga sobre el sistema.

Cambio del ancho en función de la altura: Esta característica sugiere que el ancho del sistema o del canal por el que fluye el fluido varía de acuerdo con la altura. Esto podría ser relevante en modelos de canales abiertos o estructuras que cambian de forma.

Flujo unidireccional y altura fija: El flujo se da en una sola dirección, lo que simplifica el análisis y sugiere que el sistema está diseñado para dirigir el fluido de manera eficiente. Además, el hecho de que la altura sea fija indica que puede haber condiciones de contorno específicas que se mantienen constantes durante el análisis.

El modelo KGD (Khristianovich-Geertsma-De Klerk) es una herramienta ampliamente utilizada para describir y analizar el comportamiento de fracturas en formaciones geológicas durante el proceso de fracturamiento hidráulico. Sin embargo, es importante señalar que este modelo puede no ser el más adecuado en situaciones donde se crean fracturas de gran tamaño en la formación productora, esto se debe a que el modelo KGD (FIGURA 7) asume ciertas condiciones ideales que pueden no reflejar la realidad en casos de fracturas extensas o complejas.

En términos prácticos, el ancho promedio de la fractura según el modelo KGD se expresa en unidades de campo, utilizando una variable denominada "w", que representa el ancho en pulgadas. Este ancho promedio es un factor crucial para entender la movilidad de los fluidos dentro de la fractura y, por ende, su capacidad para contribuir a la producción de hidrocarburos (VILLARROEL, 2018).

$$w = 0,29 \left[\frac{q_{i\mu(1-v)x_f^2}}{Gh_f} \right]^{1/4} \frac{\pi}{C_q}$$

Cuando se aplican tratamientos de fracturamiento hidráulico, la dinámica de las fracturas se vuelve más complejo, en este caso en escenarios donde se generan fracturas grandes, el comportamiento de estas puede divergir significativamente de las predicciones del modelo KGD. Esto puede llevar a subestimar o sobrestimar la efectividad del tratamiento, así como a complicaciones en la producción a largo plazo. Por lo tanto, es esencial considerar la naturaleza específica de la formación y el contexto del fracturamiento al seleccionar un modelo para el análisis, por lo que en situaciones donde se anticipa la formación de fracturas grandes, podría ser más adecuado recurrir a modelos alternativos que tengan en cuenta la geometría y la mecánica de fracturas más complejas, asegurando así una mejor estimación del ancho promedio de la fractura y, por ende, del rendimiento del reservorio.

5 Capítulo III

5.1 Alternativas de solución

1) Estimulación hidráulica, utilizando la técnica del fracking.

La fracturación hidráulica es un método utilizado para aumentar la producción de los pozos. Este proceso implica aplicar presión a la formación hasta que se agrieta o se rompe. El fluido utilizado para transmitir la presión hidráulica, llamado fluido de fracturación ingresa a la formación, expandiendo y extendiendo la grieta. La grieta se forma y crece perpendicular a la dirección de menor resistencia. La geometría de la grieta está definida por su altura, ancho y radio de penetración. La sección transversal de la grieta tiene apariencia elíptica, con un valor máximo y promedio del ancho de la grieta para un radio de penetración determinado (Garaicochea, 1985).

Parámetros para diseño de la fractura hidráulica

Esfuerzos in situ
Tensión vertical
Gradiente de sobrecarga
Coeficiente de Poisson
Esfuerzos horizontales mínimos y máximos
Módulo de Young.
Propiedades geomecánicas de las rocas
Composición y estructura de la roca
Estratigráfica de la formación
Esfuerzos presentes
Tensión
Resistencia de materiales
Modulo de Young
Coeficiente de Poisson
Propiedades petrofísicas
Porosidad
Permeabilidad
Saturación

Densidad
Mojabilidad
Solubilidad
Tensión interfacial
Parámetros de diseño
Propiedades mecánicas de la roca
Propiedades del fluido fracturante
Condiciones a la cual el fluido fracturante es inyectado
Esfuerzos de formación
Distribución de los esfuerzos en el medio poroso
Dimensiones de la fractura
• Altura • Longitud • Amplitud
Modelo de fractura
• Modelo PKN
Presión de diseño
• Presión de rotura • Presión de bombeo • Presión de cierre instantáneo • Presión hidrostática • Presión de fractura • Perdidas de fricción
Fluidos utilizados
• Fluido de fractura • Aditivos del fluido de fractura • Agentes apuntalantes

Tabla 2 consideraciones técnicas para el diseño de una fractura

5.1.1 Diseño del fracturamiento hidráulico

Propiedades del pozo Singue 14H, considerando la arena U inferior

Tabla 3 Datos requeridos para el diseño de fracturamiento Hidráulico

Propiedades	Valor	Unidades
Presión inicial	3340	psi
Presión actual	1812	psi
Producción	219.42	BPPD
Gravedad API	23.9	° API
Porosidad	15.7	%
RGP	230	PCN/BN
Saturación de agua inicial	28	%
Factor volumétrico del oil	1.22	BY/BN
Permeabilidad	310	md
Viscosidad	2	cp
Temperatura de formación	198	°F
Módulo de Young	2.3×10^6	PSI
Módulo de Poisson	0.25	Adimensional
Gradiente de fractura	1.45	Psi/ft
Espesor de la arena	52	ft
Datos del pozo		
Máxima presión permisible	7590	psi
Diámetro interior Tubing	2.25	in
Diámetro exterior Tubing	3.5	in
Diámetro interior T. de Revestimiento	6.5	in

Profundidad	8150	ft
Diámetro exterior	7.25	in
T. de Revestimiento		
Radio de drenaje	875	ft
Datos de los fluidos de fractura		
Densidad del fluido fracturante (fluido base agua)	0.89	gr/cm3
Índice de comportamiento del flujo	0.186	
Índice de consistencia	0.1985	Lbf-seg ⁿ /ft ²
Arena	18	%
Densidad del agente apuntalante	2.85	gr/cm3
Resistencia a la compresión	650	Kg/cm2
Conductividad del apuntalante	1.15	d/ft
Concentración del apuntalante	1.98	Lb/gl

Con la presente data disponible se procede a calcular las presiones que intervienen en el proceso de fracturamiento y demás parámetros de diseño.

Daño de formación

$$S = \frac{kh(\bar{p} - p_{wf})}{141.2\beta\mu q} - \ln \left(0.472 \frac{re}{r_w} \right)$$

$$S = \frac{310 * 52 * (3340 - 1812)}{141.2 * 1.22 * 2 * 219.42} - \ln \left(0.472 \frac{875}{0.42} \right)$$

$$S = \frac{310 * 52 * (3340 - 1812)}{141.2 * 1.22 * 2 * 219.42} - \ln \left(0.472 \frac{875}{0.42} \right)$$

$$S = 318.93$$

Cálculo de la presión hidrostática

$$Ph = 0.052 * \rho_f * h \quad (3).$$

$$Ph = 0.052 * 8.62 * 8150$$

$$Ph = 3653 \text{ psi}$$

Densidad de la mezcla

$$\rho_m = \frac{8.34 * \gamma + cs}{1 + 0.0456 * cs}$$

$$\rho_m = \frac{8.34 * 0.89 + 1.98}{1 + 0.0456 * 1.98}$$

$$\rho_m = 8.62 \text{ lb/gl}$$

Velocidad de inyección

$$V = \frac{17.16 * Q}{OD^2 - ID^2}$$

$$V = \frac{17.16 * 25}{3.5^2 - 2.25^2}$$

$$V = 59 \text{ pies/seg}$$

Presión de inyección en superficie

$$\textit{Presion de inyecccion} = \textit{Presion de fractura} - ph$$

$$\textit{Presion de inyecccion} = 11\,817.5 \text{ psi} - 3653 \text{ psi}$$

$$\textit{Presion de inyecccion} = 11\,817.5 \text{ psi} - 3653 \text{ psi}$$

$$\textit{Presion de inyecccion} = 8164.5 \text{ psi}$$

Presión requerida para el fracturamiento

*Presion fracturamiento = gradiente de fractura * profundidad*

$$Presion\ de\ fracturamiento = 1.45 \frac{psi}{ft} * 8150ft$$

$$Presion\ de\ fracturamiento = 11\ 817.5\ psi$$

Presión de confinamiento

$$Pconf = Pfrac - Preserv$$

$$Pconf = 11817.5\ psi - 3340\ psi$$

$$Pconf = 8477\ psi$$

PROPANTE	PRESIONES [psi]
Cristales de vidrio	700
Arena	6 000
ULWP	7 000
Cerámicos de resistencia intermedia	10 000
Propantes livianos	12 000
Arena recubierta con resina	14 000
Bauxita de resistencia intermedia	15 000
Bauxita de alta resistencia	20 000
Bauxita recubierta con resinas	30 000

Figura 9 rango de presiones para la selección del agente apuntalante

$$Presión\ de\ fracturamiento = 11\ 817.5\ psi + 3653\ psi$$

$$Presion\ de\ fruacturamiento = 15470\ psi$$

Potencia hidráulica requerida para el fracturamiento

$$HP = 0.0245 * presion\ de\ inyeccion * Caudal\ de\ inyección$$

$$HP = 0.0245 * 8164.5\ psi * 25\ bls/min$$

$$HP = 5\ 000.75\ Hp$$

Diseño de orientación de la fractura

Cálculo del tiempo total de bombeo

<i>Datos</i>	<i>Cantidad</i>	<i>Unidades</i>
Volumen del fluido fracturante (V_{ff})	85 000	gal
Volumen de apuntalante (V_{bi})	15 000	gal
Concentración del apuntalante (C_s)	1.98	Lb/gal
Densidad del apuntalante	2.85	gr/cm ³
Q de inyección	25	Bls/min

Tabla 4 criterios volumétricos de los fluidos adecuados para un fracturamiento

$$t = \frac{(V_{ff} - V_{bi}) * C_s * \frac{1}{\rho} + V_{ff}}{Q}$$

$$t = \frac{(85\,000\text{gal} - 15\,000\text{gal}) * 1.98\text{lb/gal} * \frac{1}{23.7844\text{lb/gal}} + 85\,000\text{gal}}{1050\text{bls/min}}$$

$$t = 86.50\text{ min}$$

$$t = 1\text{ hora con }45\text{ minutos}$$

Es necesario determinar el valor de K_s y K_{ul} para ingresar en la gráfica de geertsma de klerk, para el dimensionamiento de la fractura.

Datos	Valor
Coficiente de perdida de fluido ©	0.00043
SL volumen de perdida por área de fractura	0.00875

$$Ks = \frac{0.00043 * \sqrt{86.50}}{0.00875}$$

$$Ks = 0.457$$

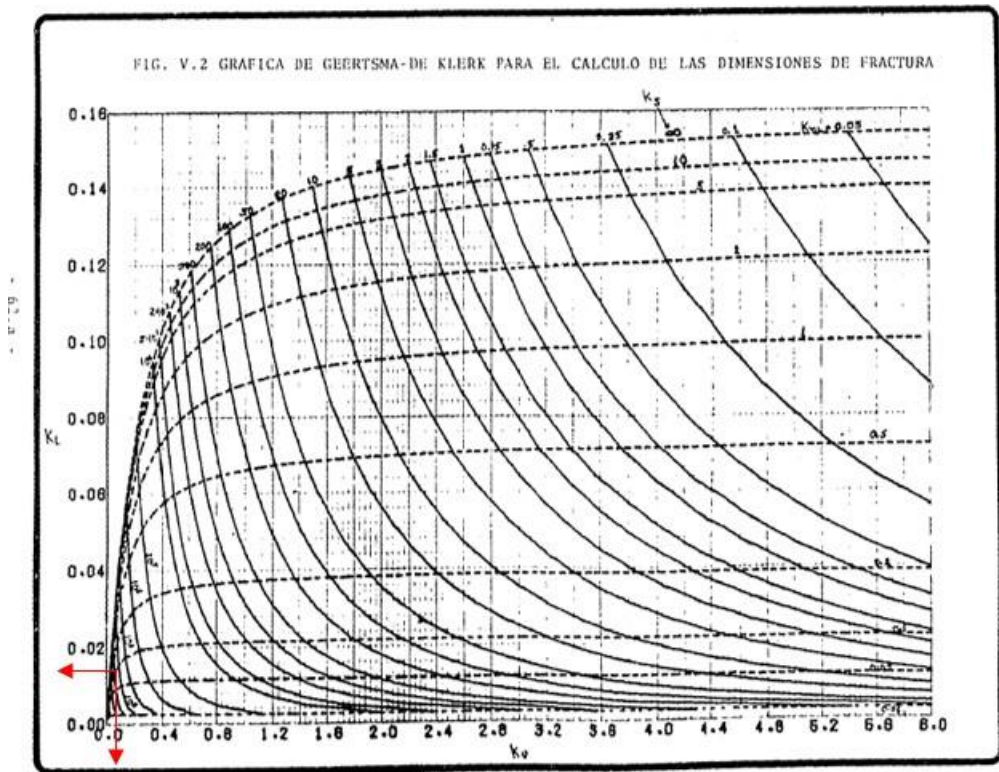


Figura 10 Grafica para la selección de los coeficientes de Klerk para el diseño de fractura

Calculamos la viscosidad del fluido fracturante considerando

Considerando una amplitud de la fractura de = 0.976 in

$$uf = \frac{4.788 * 10^4 * (ka)}{\left[\frac{40.3 * Q}{Hf W^2} \right]^{1-n}}$$

uf = viscosidad del agente fracturante cp

(ka) = indice de inconsistencia

Q = caudal de inyección

Hf = altura de la fractura en ft

W = amplitud de la fractura in

$$uf = \frac{4.788 * 10^4 * (0.1985)}{\left[\frac{40.3 * 25}{176.5 * 0.975^2} \right]^{1-0.1875}}$$

$$uf = 2215.1 \text{ cp}$$

Calculamos la constante Kul

$$Kul = 7.47 * 10^{-6}(1 - \nu) \left(\frac{Q}{Hf * C^2} \right)^3 * \frac{Uf}{Et}$$

$$Kul = 7.47 * 10^{-6}(1 - 0.25) \left(\frac{25}{176.5 * 0.00043^2} \right)^3 * \frac{2215.1}{2.3 * 10^6 * 86.50}$$

$$Kul = 2.8 * 10^7$$

Se obtienen los valores de ku y Kl utilizando los datos ya calculados Kul y Ks, en la grafica anterior

Datos	Valor
<i>ku</i>	0.085
<i>kl</i>	0.017

Tabla 5 coeficientes obtenidos de la figura 10

Ya con la determinación de los valores se procede a dimensionar la longitud y amplitud de la fractura utilizando la siguiente formula

Amplitud de la fractura

$$w = \frac{C * \sqrt{t}}{Ku}$$

$$w = \frac{0.00043 * \sqrt{86.50}}{0.085}$$

$$w = 0.047 \text{ ft}$$

$$w = 0.047 \text{ ft}$$

$$w = 0.564 \text{ in}$$

Longitud de la fractura

$$\frac{kl * 5.615 * Q * \sqrt{t}}{C * Hf} = L$$

$$\frac{0.017 * 5.615 * 25 * \sqrt{86.50}}{0.00043 * 176.5} = L$$

$$L = 292.43 \text{ ft}$$

Se procede a evaluar la eficiencia del fracturamiento hidráulico considerando la longitud y amplitud de la fractura

$$EFICIENCIA = \frac{\text{volumen de fractura}}{\text{volumen de inyección}}$$

Volumen de a fractura

$$Vf = 2 * Hf * w * L$$

$$Vf = 2 * 176.5 * 0.047 * 292.43$$

$$Vf = 2 * 176.5 * 0.047 * 292.43$$

$$Vf = 4851.106 \text{ pies}^3$$

$$Vf = 4851.106 \text{ pies}^3$$

$$Vf = 36\,286.27 \text{ gal}$$

Volumen de inyección

$$Vi = (Vff - Vbi) * \frac{Cs}{\rho s} + Vff$$

$$V_i = (85\,000\text{ gal} - 15\,000\text{ gal}) * \frac{1.98\text{ lb/gal}}{23.78\text{ lb/gal}} + 85\,000\text{ gal}$$

$$V_i = 90828.47\text{ gal}$$

$$EFICIENCIA = \frac{36\,286.27\text{ gal}}{90828.47\text{ gal}}$$

$$EFICIENCIA = 0.4$$

$$EFICIENCIA = 40\%$$

Se calcula la permeabilidad de la formación considerando la siguiente relación

$$Kf = 2 * k$$

$$Kf = 2 * 310\text{ md}$$

$$Kf = 620\text{ md}$$

$$rw' = \frac{2}{\pi} * L$$

$$rw' = \frac{2}{\pi} * 292.43\text{ ft}$$

$$rw' = 186.17\text{ ft}$$

Se calcula el daño de formación considerando que este debe ser negativo, puesto que hemos aplicado un proceso de fracturamiento

$$J = \frac{Q_o}{Pr - P_{wf}}$$

$$J = \frac{219.42\text{ BPD}}{3340\text{ psi} - 1812\text{ psi}}$$

$$J = 0.1436\text{ BPD/PSI}$$

$$J' = \frac{\ln\left(\frac{r_e}{rw'}\right)}{\ln\left(\frac{r_e}{rw'}\right) + \frac{K}{Kf} * \ln\left(\frac{rw'}{rw}\right)} * J$$

$$J' = \frac{\ln\left(\frac{875}{0.42}\right)}{\ln\left(\frac{875}{186.17}\right) + \frac{310}{620} * \ln\left(\frac{186.17}{0.42}\right)} * 0.1436$$

$$J' = 0.239 \text{ BPD/PSI}$$

Se calcula la presión de fondo fluyente y caudal de flujo considerando el nuevo valor de J'

$$EF = \frac{J'}{J}$$

$$EF = \frac{0.239}{0.1436}$$

$$EF = 1.66$$

$$P_{wf'} = Pr - (Pr - P_{wf}) * EF$$

$$P_{wf'} = 3340 - (3340 - 1812) * 1.66$$

$$P_{wf'} = 803.52 \text{ psi}$$

$$Q = J' * (Pr - P_{wf'})$$

$$Q = 0.239 * (3340 - 803.52)$$

$$Q = 606.22 \text{ BPD}$$

Daño de formación

$$S' = \left(\frac{K}{K_f} - 1\right) * \ln \frac{r_{w'}}{r_w}$$

$$S' = \left(\frac{310}{620} - 1\right) * \ln \frac{186.17}{0.42}$$

$$S' = -3.047$$

Porosidad

$$\phi_{estimada} = \phi_{actual} * \sqrt[3]{\frac{Kf}{Ki}}$$

$$\phi_{estimada} = 18 * \sqrt[3]{\frac{620}{310}}$$

$$\phi_{estimada} = 22.7 \%$$

5.1.2 Unidades para un proceso de estimulación



Figura 11 Equipos necesarios para un tratamiento de estimulación hidráulica

“Mezclador programable de densidad ideal II (Mezclador POD) * Mezclador continuo de precisión (PCM) Bomba de presión alta para estimulación * Recipiente para arena Camión que transporta arena Camión múltiple Camión de laboratorio Unidad FracCAT Medidor de densidad en línea (aguas abajo) Equipo de procesamiento”

5.2 Estimulación ácida

El ácido fluorhídrico y el ácido clorhídrico se han utilizado comúnmente durante años para disolver minerales que pueden dañar la producción de petróleo y gas. El ácido fluorhídrico es el único ácido que puede disolver minerales arcillosos, cuarzo y feldespato en formaciones de arena. Sin embargo, estos ácidos deben ir precedidos por una etapa de preflujo que utiliza ácido clorhídrico o ácidos más débiles como el ácido acético para disolver los carbonatos y evitar la formación de precipitados de fluoruro de calcio, lo cual es necesario para que los ácidos realicen su función de manera efectiva (Calva, 2019).

Mineralogía presente en la arena U inferior

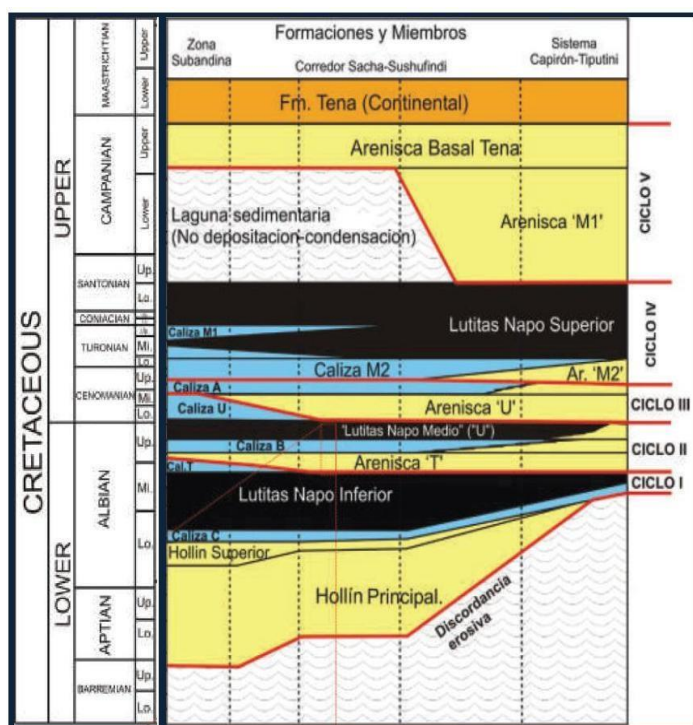


Figura 12 parámetros petrofísicos de la arena U INFERIOR

5.2.1 Arena productora

Arena U inferior

La formación rocosa está formada por areniscas de tamaño mediano “cuarzos” con estratos transversales y estratos planos. La parte inferior presenta areniscas de grano más grande que presentan una estratificación de grano decreciente. Esta unidad fue depositada en un ambiente fluvial al este de la Cuenca, ambiente de estuario con efectos de marea hacia el centro y depósitos de plataforma hacia el oeste (SUÁREZ, 2016).

Componente	Valor en %
mineralógico	
Cuarzo	87%
Feldespato	1.8%
Matriz arcillosa	1.5%
Hidrocarburo residual	6.7%
Perita framboidal	0.55%
Materia orgánica	0.8%
Muscovita	0.65%
Glauconita	1.%

Tabla 6 Composición mineralógica de la Arena U inferior

La arenisca se compone de granos de diferentes tamaños y composiciones. Los granos más grandes forman la estructura principal, que son en su mayoría cuarzo y feldespatos. Las partículas más pequeñas, como arcillas, carbonatos o finos granos de cuarzo llenan los espacios entre los granos más grandes. Estas partículas más pequeñas bloquean parcialmente los poros, dificultando el movimiento del fluido dentro de la arenisca. Se puede evidenciar que el material que mayor predomina en la formación U inferior es el cuarzo, por lo cual se puede incidir que este es el principal causante del daño de formación origina en la arena productora. El objetivo de un tratamiento con matriz es eliminar estas partículas más pequeñas de los poros. Sin embargo, estas mismas partículas más pequeñas ayudan a mantener unidos los granos, dando estabilidad a la arenisca. Si se disuelven por completo, la arenisca podría descosolidarse, provocando daños irreversibles. La solubilidad de cada mineral depende de la relación entre su superficie y volumen y de su posición dentro de la roca, lo que afecta su contacto con el fluido de tratamiento.

5.2.2 Pasos para una estimulación ácida

Determinar la presión de fractura para evitar fracturar la formación puesto que lo que se busca con el ácido es disolver las partículas de solidos para disminuir la presencia de finos en la formación por lo cual el valor de inyección debe estar por un valor menor a 300 psi a 500 psi.

$$\text{Presion fracturamiento} = \text{gradiente de fractura} * \text{profundidad}$$

$$Presion\ de\ fracturamiento = 1.45 \frac{psi}{ft} * 8150ft$$

$$Presion\ de\ fracturamiento = 11\ 817.5\ psi$$

Presión de inyección

POZO	BPPD	PRESION Pwf (PSI)	DAÑO DE FORMACIÓ N
SA-1 "UI"	219,42	1812	242,79

Tabla 7 Datos del pozo

$$pinyeccion = pf - 0.052 * \rho * D$$

$$pinyeccion = 11\ 817.5 - 0.052 * 7.15 * 8150$$

$$pi = 8787.33\ PSI$$

Caudal máximo de inyección

$$qimax = \frac{4.97 * 10^{-6} * k * h * (Pf - Pwf)}{uf * \ln(\frac{re}{rw})}$$

$$qimax = \frac{4.97 * 10^{-6} * 310 * 52 * (11\ 817.5 - 1812)}{2.61 * \ln(\frac{875}{0.42})}$$

$$qimax = 40.19\ BPM$$

Cálculo de la concentración del fluido de prelavado

$$vp = 23.5 * \emptyset * h * (rx^2 - rw^2)$$

Siendo: rx radio de la formación dañada y rw radio del pozo.

$$vp = 23.5 * 0.157 * 52 * (6.474^2 - 0.42^2)$$

$$vp = 8\ 007.27\ gal$$

volumen del ácido clorhídrico

$$VHCL = \frac{23.5 * (1 - \phi) * h * X * (rx^2 - rw^2)}{B}$$

Donde: X es el peso específico del ácido en disolución y B es el poder de disolución del compuesto.

$$VHCL = \frac{23.5 * (1 - 0.157) * 52 * 0.029 * (6.474^2 - 0.42^2)}{0.105}$$

$$VHCL = \frac{23.5 * (1 - 0.157) * 52 * 0.029 * (6.474^2 - 0.42^2)}{0.105}$$

$$VHCL = 11\,874.66\,gal$$

Tiempo de inyección del proceso de prelavado

$$t = \frac{0.023805 * V1}{qimax}$$

$$t = \frac{0.023805 * 19881.93}{40.19}$$

$$t = 11.77\,min \quad t = 12\,min$$

Etapas de acidificación

Se procede a calcular la penetración del ácido en la formación considerando la temperatura de formación.

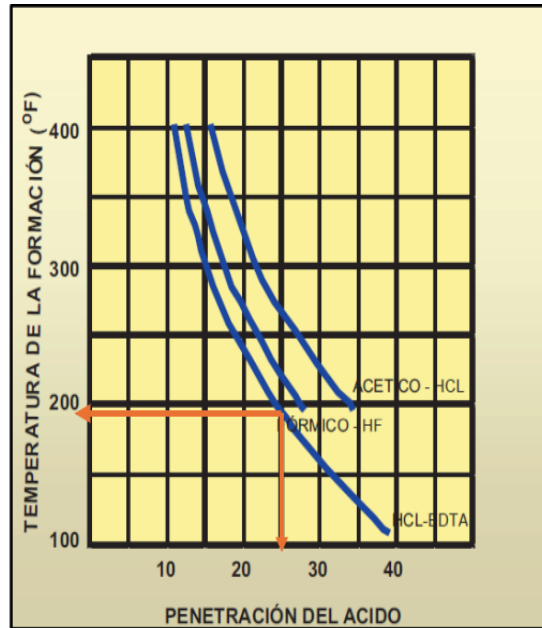


Figura 13 Para el cálculo de la penetración de ácido

Utilizando los datos de q_{max}/h se obtiene el factor de corrección

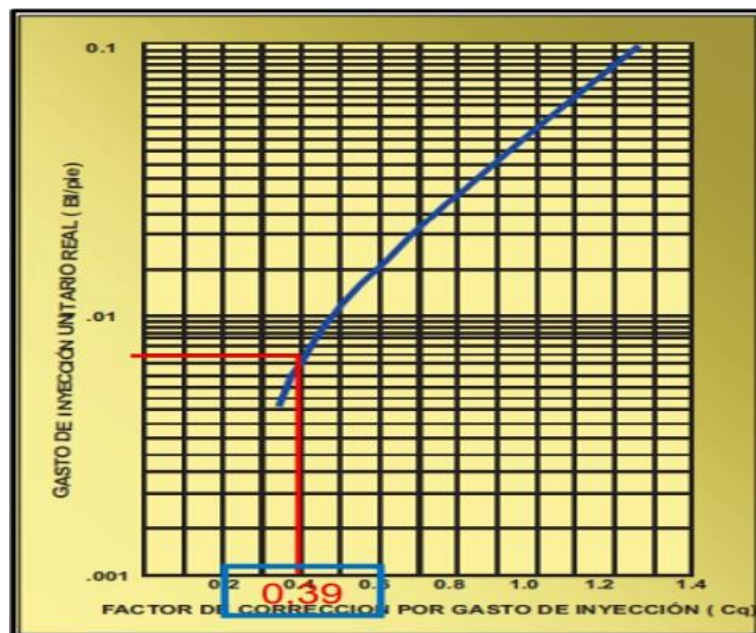


Figura 14 para obtener el factor de corrección para la penetración del ácido

$$Paq = Cq * Pa$$

$$Paq = 0.39 * 25$$

$$Paq = 9.75 \text{ in}$$

Calculamos el radio de penetración del ácido a la formación

$$r_{xp} = 5.04 + 9.75$$

$$r_{xp} = 14.79 \text{ in}$$

Calculamos el volumen del ácido requerido

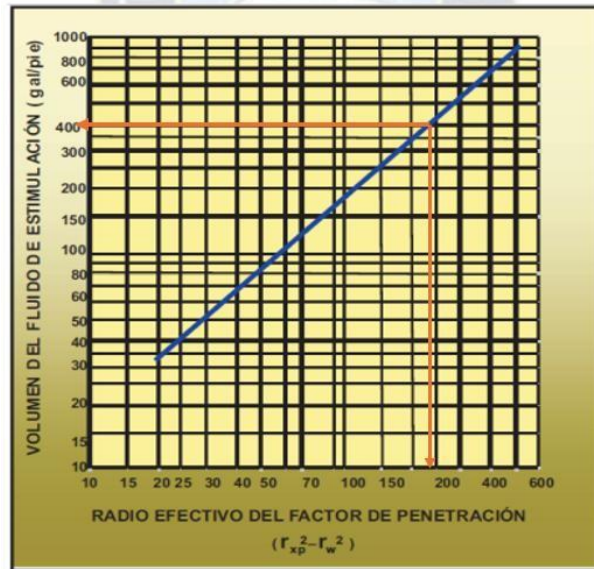


Figura 15 para obtención del fluido de estimulación acorde a las condiciones del yacimiento y del pozo

$$V2 = Va * hf$$

$$V2 = 400 * 52$$

$$V2 = 20800 \text{ gal}$$

Tiempo de inyección

$$t = \frac{0.023805 * V2}{q_{imax}}$$

$$t = \frac{0.023805 * 20800}{40.19}$$

$$t = 12.52 \text{ min}$$

$$t = 13 \text{ min}$$

Se asume un radio de penetración mínimo 4ft

$$r_3 = 4 + r_w$$

$$r_3 = 4 + 0.42$$

$$r_3 = 4.42 \text{ ft}$$

Cálculo del volumen de desplazamiento post flujo

$$V_3 = 23.5 * \phi * hf * (r_3^2 - r_w^2)$$

$$V_3 = 23.5 * 0.157 * 52 * (4.42^2 - 0.42^2)$$

$$V_3 = 3\,714.29 \text{ gal}$$

Tiempo

$$t_3 = \frac{0.023805 * 3714.29}{40.19}$$

$$t_3 = 2.20 \text{ min}$$

Volumen total de ácidos a utilizar

$$V_t = V_1 + V_2 + V_3$$

$$V_t = 11\,874.66 + 20800 + 3\,714.29$$

$$V_t = 36388.95 \text{ gal}$$

$$t = \frac{0.023805 * 36388.95}{40.19}$$

$$t = 21 \text{ min}$$

Permeabilidad

Mediante la bibliografía, para la estimulación acida se espera una permeabilidad doble a la permeabilidad que nos proporcionan como dato

Índice de productividad después de la estimulación

$$\frac{J'}{J_o} = \frac{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{\ln\left(\frac{r_e}{r_x}\right) + \frac{2 * k}{k'} * \ln\left(\frac{r_x}{r_w}\right)} = \text{bpd/psi}$$

$$\frac{J'}{J_o} = \frac{\ln(\frac{875}{0.42})}{\ln(\frac{875}{6.474}) + \frac{310}{620} * \ln(\frac{6.474}{0.42})} = 1.2 \text{ bpd/psi}$$

$$J' = J_o * 1.2$$

$$J' = 0.5 * 1.2 = 0.6 \text{ bpd/psi}$$

Calculamos el Pwf' Luego del fracturamiento hidráulico

$$Pwf' = Pr - (Pr - Pwf) * EF$$

$$Pwf' = 3340 - (3340 - 1812) * 0.6 = 2423.2 \text{ psi}$$

Calculamos el Daño de formación después de la estimulación

$$S' = (\frac{-k}{k * f} - 1) * \ln(\frac{rx}{rw})$$

$$S' = (\frac{310}{620} - 1) * \ln(\frac{6.474}{0.42}) = -1.36$$

Ahora calculamos el caudal a Pwf

$$Q' = J' * (Pr - Pwf')$$

$$Q' = 0.6 * (3340 - 2423.2) = 550.08 \text{ bpd}$$

6 Capítulo IV

6.1 Análisis y resultados

Se puede evidenciar que para un proceso de estimulación hidráulica se obtuvo que la eficiencia del fracturamiento alcanza el 40% con los siguientes criterios.

Resultados de diseño	Valor
Presión hidrostática	3653 <i>psi</i>
Presión a la cual la formación se fractura	11 817.5 <i>psi</i>
Presión superficial	8164.5 <i>psi</i>
Presión de aplicación de fracturamiento	15470 <i>psi</i>
Potencia hidráulica	5 000.75 <i>Hp</i>
Amplitud máxima de la fractura	0.564 <i>in</i>
Longitud de la fractura	292.43 <i>ft</i>
Eficiencia del fracturamiento	40%

Tabla 8 resultados de diseño de un trabajo de fracturamiento

La presión máxima a la cual la formación se fractura es del 11 817.5 *psi*, por lo cual necesitamos una presión mayor, para crear canalizaciones en la arena, mediante el diseño y cálculo de presiones se logró determinar que se necesita una presión vertical ejercida por los fluidos inyectados, de 3653 *psi*, más una presión de 11 817.5 *psi* para superar la presión de fractura, determinando que la presión adecuada para la inyección del fluido propante y apuntalante es de 15 470 *PSI*. El fluido de fracturamiento a utilizarse es, fluido lineal GUAR a base agua, 85 000 *gal*, y el agente apuntalante es arena cubierta resina, 15 000 *gal*, con un concentración de 1.98 *lb/gal*, Dada la presión de confinamiento se elige la arena con cerámicos de resistencia intermedia Carboline de 16/20 el cual presenta una resistencia de presión de aproximadamente 10 000*psi* siendo eficientes para soportar una presión de 8477 *psi*. Con estas características tanto para el fluido de fracturamiento y apuntalante se obtiene que necesitamos una hora con 45 minutos para bombear los fluidos al pozo y realizar el fracturamiento, el volumen de inyección es de 90 828.47 *gal*, por lo cual supera al volumen de fractura el cual es de 36 286.27 *gal*, siendo eficiente para un proceso de fracturamiento, con la aplicabilidad de estos parámetros la longitud de fractura alcanzo 292.43 *ft* y amplitud de 0.56 pulgadas, esto permitirá disminuir el daño de formación e incrementar a permeabilidad y área de drenaje.

<i>Fracturamiento hidráulico</i>		
Factores de evaluación	Antes del fracturamiento	Posterior al Fracturamiento
Qo caudal de flujo	219.42 BPD	606.22 BPD
Skin	318.94	-3.047
J índice de productividad	0.1436 BPD/PSI	0.239 BPD/PSI
Permeabilidad	310 md	620 md
Porosidad	18%	22.7%

Tabla 9 resultados después de un fracturamiento

El pozo Singue 14H de la arena U inferior, estaba presentando problemas de producción asociadas al daño de formación, mediante la aplicación de la ecuación de Darcy, la cual considera variables, como permeabilidad, espesor de la arena, presiones, viscosidad, factor volumétrico y caudales, se determinó empíricamente el valor del daño, presentando valores del factor SKIN altos, evidenciando problemas operacionales por alteración de la permeabilidad original de la formación, se procede a la recopilación de la data del campo para la aplicabilidad del fracturamiento hidráulico y ácido, como métodos para mitigar el factor daño. Considerando la información de la presente tabla, se análisis las variables de obtenidas posterior a una estimulación hidráulica teniendo que la permeabilidad de la formación paso de 310 md a 620 md, demostrando que se incrementó la capacidad de flujo de la roca, mejorando la permeabilidad efectiva de la formación, la sobre presurización en la roca ocasiono la fisura o fractura que genero un incremento de la longitud referente al radio del pozo pasando de 0.42 ft a 186.17 ft, esto genera que varios parámetros de producción cambien, uno de ellos es el índice de productividad, el cual se elevo a 0.239 BPD/PSI incrementado en casi 0.1 BPD/PSI, esto a la vez permite determinar la variación de caudal, donde se evidencia un incremento por la canalización de la formación productora, el incremento de la longitud y ancho de fractura permite mantener los poros interconectados disminuyendo el daño de formación a aun valor de -3.047, y una producción estimada de 606.22 barriles, lo cual es rentable técnicamente y económicamente.

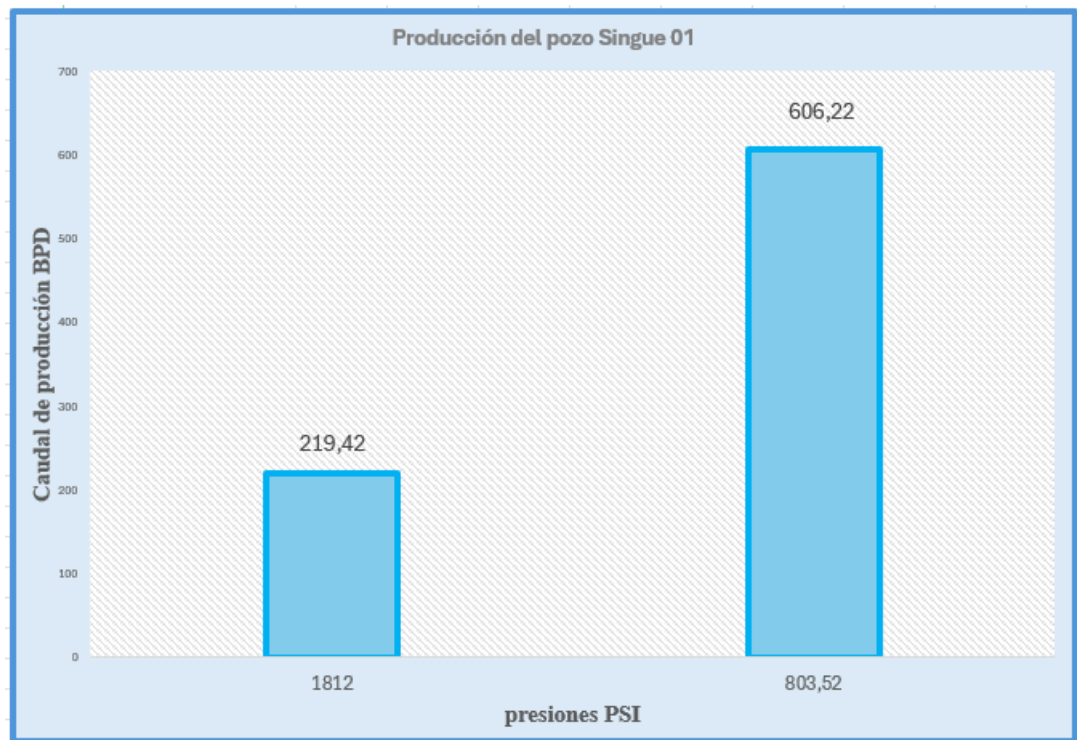


Figura 16 tasa de producción mejorada con una estimulación hidráulica

Estimulación Ácida

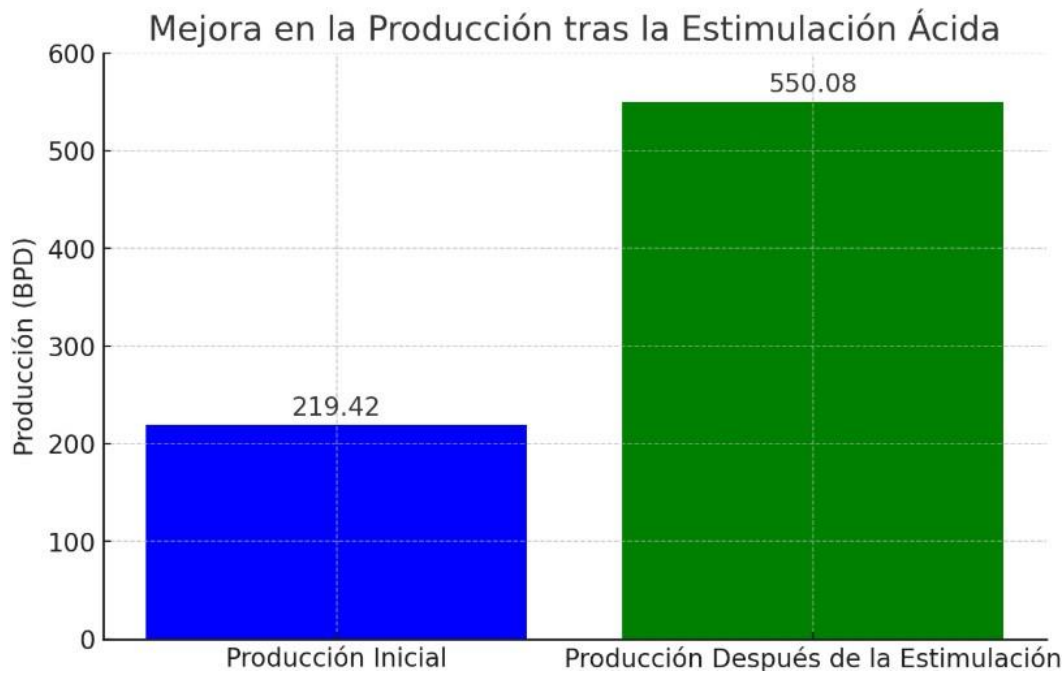


Figura 17 Incremento de la producción utilizando la estimulación matricial

El análisis de los resultados obtenidos en la estimulación ácida del pozo SA-1 "UI" evidencia una mejora significativa en la productividad del yacimiento. La presión de inyección calculada en 8,787.33 psi garantiza que el fluido ácido penetre la formación sin inducir fracturamiento, lo que es crucial para disolver partículas sólidas y reducir la presencia de finos. Con un caudal máximo de inyección de 40.19 BPM y un volumen total de ácido utilizado de 36,388.95 gal, el tratamiento permitió una mayor penetración del ácido en la matriz rocosa, alcanzando un radio estimado de 14.79 pulgadas. Adicionalmente, la presión de fondo fluyendo después del tratamiento aumentó a 2,423.2 psi, lo que sugiere una reducción efectiva del daño en la formación. El índice de productividad mejoró en un 20%, lo que se traduce en un incremento significativo en la producción esperada, alcanzando 550.08 BPD en comparación con los 219.42 BPD iniciales.

	Permeabilidad	Índice de Pwf	Caudal	Daño		
		productividad				
Antes	310md	0.5BPD/PSI	1812PSI	219.42BPD	318.94	
Después	620md	1.2BPD/PSI	2423.2PSI	550.08BPD	-1.36	

Tabla 10 Resultados comparativos posterior a un trabajo de estimulación ácida

Desde una perspectiva técnica, la reducción del coeficiente de daño de la formación ($S' = -1.36$) confirma que el tratamiento ácido logró restablecer la permeabilidad en la zona afectada. La estrategia de prelavado, acidificación y desplazamiento post flujo, con tiempos de inyección cuidadosamente calculados, permitió maximizar la eficiencia del proceso sin comprometer la estabilidad de la formación. Estos resultados reflejan la efectividad de la técnica empleada y resaltan la importancia de un diseño de tratamiento basado en datos precisos de la formación. En términos operativos, la mejora en la capacidad de flujo del pozo representa una optimización en la recuperación de hidrocarburos, consolidando la estimulación ácida como una solución viable para restituir la productividad de pozos con daño por incrustaciones y migración de finos.

7 Conclusiones y recomendaciones

7.1 Conclusiones

- El fracturamiento hidráulico y la estimulación ácida aplicados en la arena U inferior del pozo Singue 14H demostraron ser una estrategia eficiente para optimizar la producción de petróleo, logrando incrementar la permeabilidad de la formación de 310 md a 620 md. Este aumento en la capacidad de flujo facilitó el desplazamiento de los hidrocarburos dentro del yacimiento, permitiendo una mayor recuperación del recurso y optimizando la rentabilidad del pozo.
- La presión de fracturamiento aplicada generó fracturas que mejoraron la conectividad de los poros en la formación, reduciendo el daño de formación de un factor SKIN de 318.94 a -3.047 y permitiendo un aumento en la producción de 219.42 BPD a 606.22 BPD. La mayor interconectividad de los poros mejoró la eficiencia operativa del pozo y prolongó su vida útil, evidenciando que este método es adecuado para mejorar la productividad en formaciones con baja permeabilidad.
- Entre los métodos de recuperación evaluados, la combinación de fracturamiento hidráulico y estimulación ácida fue la más efectiva, ya que permitió incrementar la productividad sin comprometer la estabilidad del yacimiento. La estimulación ácida complementó el proceso al disolver obstrucciones minerales y reducir la saturación de agua, garantizando un flujo más eficiente del petróleo hacia el pozo sin generar impactos negativos significativos en la estructura de la formación.

7.2 Recomendaciones

- Es fundamental implementar un programa de monitoreo continuo para evaluar la evolución de la producción y los cambios en la presión del yacimiento después de la estimulación. Se recomienda realizar pruebas de producción periódicas y análisis de registros de presión de fondo fluyente para detectar posibles alteraciones en la permeabilidad o en el flujo de fluidos. La recopilación y análisis de estos datos permitirá ajustar parámetros operativos y definir estrategias adicionales para maximizar la recuperación de hidrocarburos.
- Dado el éxito del tratamiento en el pozo Singue 14H, se recomienda evaluar la implementación de esta estrategia en otros pozos del campo Singue con problemáticas similares de baja permeabilidad y alta saturación de agua. Antes de la aplicación, se deben realizar estudios detallados de la petrofísica de cada formación y pruebas piloto para ajustar el diseño del fracturamiento hidráulico y la estimulación ácida a las características específicas de cada pozo.
- Se recomienda establecer protocolos estrictos para el manejo, tratamiento y disposición de los fluidos de fracturamiento y ácidos utilizados en la estimulación. Esto garantizará la mitigación de impactos ambientales y el cumplimiento de normativas regulatorias. Además, se debe optimizar el uso de estos fluidos mediante simulaciones y pruebas de compatibilidad, asegurando que la cantidad y concentración de estos sean las adecuadas para maximizar la eficiencia del tratamiento sin generar efectos negativos en la formación.

BIBLIOGRAFIA

- Calva, J. (2019). *Optimización de la producción en la arena Hollín de la zona sur del campo Sacha mediante la aplicación de estimulaciones ácido matriciales.*
- Chayres Varela, A. I. (2017). *Diseño de fracturamiento hidráulico para yacimientos de gas y aceite en lutitas de México.*
- Chugchilán Tipán, S. M., & Rodríguez Sierra, F. P. (2016). *Simulación y Modelado del Sistema de Producción en el Campo Singue.*
- Garaicochea, F. (1985). Estimulacion de pozos. *Universidad Autónoma de México. Facultad de Ingenieria*, 210.
- HERRERA, A. J. D. U. M. G. P. E. D. D. M. D. P. D. A. E. P. P. V. Y. D. P. F. T. D. C. D. L. M. E. F. A. F., & URREA, C. N. I. (2020). *DISEÑO DE UNA METODOLOGÍA GRÁFICA PARA EL DIAGNÓSTICO DEL MECANISMO DE PRODUCCIÓN DE AGUA EN POZOS PETROLEROS VERTICALES Y DESVIADOS PARA FUTUROS TRABAJOS DE CONTROL DE LA MISMA EN FONDO.*
- IBAÑAS, V. M. C. (2021). *ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICA PARA LA REINYECCIÓN DE CORTES DE PERFORACIÓN EN EL BLOQUE 43 ITT, CAMPO TAMBOCOCHA.*
- Josefina, C. A. V., & Guillermo, P. C. (2016). *DISEÑO DEL MODELO ESTÁTICO DE LA ARENA T SUPERIOR DEL CAMPO SINGUE.* UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR.
- MARIN, R. Y. (2018). *Evaluación y experiencias en el control de conificación en pozos con alto corte de agua en yacimientos con empuje hidráulico.* 16, 23–40.
- ORMAZA, E. W. N. (2020). *Diseño De Fracturamiento Hidráulico Y Estimulación Matricial En Pozos De La Cuenca Oriente.*
- Pazmiño, R. J. A. L. M. P. G. (2016). *ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO DE UNA ESTIMULACIÓN MATRICIAL CON COILED TUBING UNIT PARA EL POZO RM-01 DEL CAMPO ESPOL* (Vol. 7, Issue 2).
- SUÁREZ, J. (2016). *ESTUDIO GEOLÓGICO DE LA “ARENISCA U INFERIOR” (FORMACIÓN NAPO) PARA UN PROYECTO DE INYECCIÓN DE AGUA EN UN*

CAMPO AL NORTE DE LA CUENCA ORIENTE, ECUADOR. ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL.

VELÁSQUEZ, C. D. G. (2019). *ESTRATEGIA CORPORATIVA PARA INCREMENTO DE RESERVAS RECUPERABLES DE PETRÓLEO MEDIANTE LA RECUPERACIÓN SECUNDARIA, APLICADA A YACIMIENTOS DE LA CUENCA ORIENTE DEL ECUADOR.*

VILLARROEL, J. F. P. (2018). *ESTUDIO PARA EL INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN EN YACIMIENTOS DEPLETADOS DE BAJA PERMEABILIDAD DEL BLOQUE GUSTAVO GALINDO VELASCO MEDIANTE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.*

ZAMBRANO, S. (2003). *ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN ARENAS ALTAMENTE COMPACTADAS DE LOS POZOS P1- 01, P1-02 Y P1-03 DEL CAMPO DE GAS YUCAL.*

ZÁRATE, M. A. Ó. (2016). *MODELO DE DISOLUCIÓN DE CARBONATOS EN UNA ESTIMULACIÓN ÁCIDA.*

Calva, J. (2019). *Optimización de la producción en la arena Hollín de la zona sur del campo Sacha mediante la aplicación de estimulaciones ácido matriciales.*

Chayres Varela, A. I. (2017). *Diseño de fracturamiento hidráulico para yacimientos de gas y aceite en lutitas de México.*

Chugchilán Tipán, S. M., & Rodríguez Sierra, F. P. (2016). *Simulación y Modelado del Sistema de Producción en el Campo Singue.*

Garaicochea, F. (1985). Estimulación de pozos. *Universidad Autónoma de México. Facultad de Ingeniería*, 210.

HERRERA, A. J. D. U. M. G. P. E. D. D. M. D. P. D. A. E. P. P. V. Y. D. P. F. T. D. C. D. L. M. E. F. A. F., & URREA, C. N. I. (2020). *DISEÑO DE UNA METODOLOGÍA GRÁFICA PARA EL DIAGNÓSTICO DEL MECANISMO DE PRODUCCIÓN DE AGUA EN POZOS PETROLEROS VERTICALES Y DESVIADOS PARA FUTUROS TRABAJOS DE CONTROL DE LA MISMA EN FONDO.*

IBAÑAS, V. M. C. (2021). *ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICA PARA LA REINYECCIÓN DE CORTES DE PERFORACIÓN EN EL BLOQUE 43 ITT, CAMPO*

TAMBOCOCHA.

Josefina, C. A. V., & Guillermo, P. C. (2016). *DISEÑO DEL MODELO ESTÁTICO DE LA ARENA T SUPERIOR DEL CAMPO SINGUE*. UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR.

MARIN, R. Y. (2018). *Evaluación y experiencias en el control de conificación en pozos con alto corte de agua en yacimientos con empuje hidráulico*. 16, 23–40.

ORMAZA, E. W. N. (2020). *Diseño De Fracturamiento Hidráulico Y Estimulación Matricial En Pozos De La Cuenca Oriente*.

Pazmiño, R. J. A. L. M. P. G. (2016). *ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO DE UNA ESTIMULACIÓN MATRICIAL CON COILED TUBING UNIT PARA EL POZO RM-01 DEL CAMPO ESPOL* (Vol. 7, Issue 2).

SUÁREZ, J. (2016). *ESTUDIO GEOLÓGICO DE LA “ARENISCA U INFERIOR” (FORMACIÓN NAPO) PARA UN PROYECTO DE INYECCIÓN DE AGUA EN UN CAMPO AL NORTE DE LA CUENCA ORIENTE, ECUADOR*. ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL.

VELÁSQUEZ, C. D. G. (2019). *ESTRATEGIA CORPORATIVA PARA INCREMENTO DE RESERVAS RECUPERABLES DE PETRÓLEO MEDIANTE LA RECUPERACIÓN SECUNDARIA, APLICADA A YACIMIENTOS DE LA CUENCA ORIENTE DEL ECUADOR*.

VILLARROEL, J. F. P. (2018). *ESTUDIO PARA EL INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN EN YACIMIENTOS DEPLETADOS DE BAJA PERMEABILIDAD DEL BLOQUE GUSTAVO GALINDO VELASCO MEDIANTE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO*.

ZAMBRANO, S. (2003). *ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN ARENAS ALTAMENTE COMPACTADAS DE LOS POZOS P1- 01, P1-02 Y P1-03 DEL CAMPO DE GAS YUCAL*.

ZÁRATE, M. A. Ó. (2016). *MODELO DE DISOLUCIÓN DE CARBONATOS EN UNA ESTIMULACIÓN ÁCIDA*.