

Pregrado

Carrera: PETRÓLEO

Asignatura (UIC): UNIDAD DE INTEGRACION
CURRICULAR

Trabajo de titulación previo a la obtención del Título en:
TECNÓLOGO SUPERIOR EN PETRÓLEO

Tema:

APLICAR EL PROCESO DE FRACTURAMIENTO
HIDRÁULICO Y ESTIMULACIÓN ÁCIDA PARA LA
DISMINUCIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN Y
OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO,
EN POZOS PETROLEROS DEL CAMPO SINGUE
BLOQUE 53 DEL AÑO 2025.

Autor/s:

IVÁN JOFFRE QUINDE ORDOÑES

DEIVID ALEXANDER GODOY ORELLANA

Tutor: ING. Luis Álvarez

Fecha: 14-03-2025

I) Autor: IVAN JOFFRE QUINDE ORDOÑES



Título a obtener: Tecnólogo Superior en Petróleo

Matriz: Sangolquí -Ecuador

Correo electrónico: Ivan.quinde@ister.edu.ec

II) Autor: DEIVID ALEXANDER GODOY ORELLANA

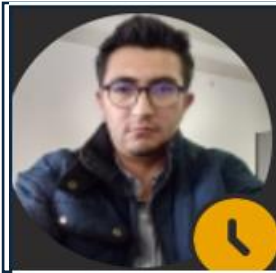


Título a obtener: Tecnólogo Superior en Petróleo

Matriz: Sangolquí -Ecuador

Correo electrónico: deivid.godoy@ister.edu.ec

III) DIRIGIDO POR : LUIS ALVAREZ



Título a obtener: INGENIERO

Matriz: Sangolquí -Ecuador

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

CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-2-2.2

Sangolquí, 19 de marzo del 2025

**MSc. Elizabeth Ordoñez
DIRECTORA DE DOCENCIA**

**MSc. Mónica Loachamín
COORDINADORA DE TITULACIÓN**

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

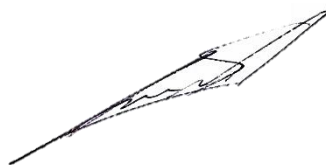
Presente

Por medio de la presente, yo, Deivid Alexander Godoy Orellana declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: Ser autor del trabajo de titulación denominado **APLICAR EL PROCESO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO Y ESTIMULACIÓN ÁCIDA PARA LA DISMINUCIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO, EN POZOS PETROLEROS DEL CAMPO SINGUE BLOQUE 53 DEL AÑO 2025**, de la Tecnología Superior en Petróleos; y a su vez manifiesto mi voluntad de ceder al Instituto Superior Tecnológico Rumiñahui con condición de Universitario los derechos de reproducción, distribución y publicación de dicho trabajo de titulación, en cualquier formato y medio, con fines académicos y de investigación.

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

En fe de lo cual, firmo la presente.

Atentamente,



Deivid Alexander Godoy Orellana

C.I.: 2100423942

CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-2-2.2

Sangolquí, 19 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, Iván Joffre Quinde Ordoñez declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: Ser autor del trabajo de titulación denominado **APLICAR EL PROCESO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO Y ESTIMULACIÓN ÁCIDA PARA LA DISMINUCIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO, EN POZOS PETROLEROS DEL CAMPO SINGUE BLOQUE 53 DEL AÑO 2025**, de la Tecnología Superior en Petróleos; y a su vez manifiesto mi voluntad de ceder al Instituto Superior Tecnológico Rumiñahui con condición de Universitario los derechos de reproducción, distribución y publicación de dicho trabajo de titulación, en cualquier formato y medio, con fines académicos y de investigación.

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

En fe de lo cual, firmo la presente.

Atentamente,



Iván Joffre Quinde Ordoñez

C.I.: 0919153072

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

CT-ANX-2025-ISTER-3

CARRERA:
TECNICO SUPERIOR EN PETROLEOS.

AUTOR /ES:
IVÁN JOFFRE QUINDE ORDOÑES

DEIVID ALEXANDER GODOY ORELLANA

TUTOR:
INGENIERO, LUIS ALFREDO ALVAREZ LAZO

CONTACTO ESTUDIANTE:
0997527712; 0994324822

CORREO ELECTRÓNICO:
Ivan.quinde@ister.edu.ec
deivid.godoy@ister.edu.ec

TEMA:
APLICAR EL PROCESO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO Y ESTIMULACIÓN ÁCIDA PARA LA DISMINUCIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO, EN POZOS PETROLEROS DEL CAMPO SINGUE BLOQUE 53 DEL AÑO 2025.

OPCIÓN DE TITULACIÓN:
UNIDAD DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

RESUMEN EN ESPAÑOL:

Este estudio se centra en el campo petrolero de Singue, donde la producción ha caído de 3530,33 barriles por día en 2020 a 2755,61 barriles por día en 2024. La creciente cantidad de agua mezclada con el petróleo (un corte de agua del 9,5%) también es un problema. Para solucionar este problema, sugerimos utilizar fracturación hidráulica y estimulación ácida. Los objetivos principales son extraer más petróleo del suelo y reducir el daño a la formación rocosa. El capítulo II consta de un marco teórico donde se presenta generalidades del campo Singue brindando información sobre sus capas de roca, condiciones actuales y producción

pasada. También analizamos definiciones importantes y detalles técnicos, como los tipos de líquidos utilizados para la fracturación, las diferentes presiones en las que pensar (poral, hidrostática, sobrecarga y fractura) y cómo estos métodos ayudan a obtener más petróleo. En el capítulo de metodología se seleccionaron pozos candidatos para un fracturamiento hidráulico determinando que el pozo Singue 01 Cumple con todos los requerimientos necesarios para una estimulación acida e hidráulica, este pozo presentaba un valor bajo de producción y un alto daño de formación. Posterior a esto se dimensiono la fractura utilizando el modelo PKN, y se selecciono el fluido fracturante y apuntalante adecuado a las condiciones del pozo y del yacimiento, también se diseñó la estimulación acida seleccionando el tipo de compuesto químico necesario para eliminar las partículas de solidos dispersos. Los resultados finales presentaron que el método más eficiente para maximizar la producción es el uso de la técnica de acidificación incrementó ligeramente la facilidad con la que los líquidos se desplazan por la roca (752 md comparado con 640 md), manejó de forma más eficaz el daño a la roca (-2,37 en lugar de -1,33) y resultó en una tasa de flujo de petróleo algo superior (691,3 BPD en comparación con 670,524 BPD), siendo la técnica más eficiente para optimizar la producción de petróleo en el pozo Singue 01 la estimulación Acida matricial reactiva.

PALABRAS CLAVE: Daño de formación, BSW, Modelo PKN, fracturamiento hidráulico, estimulación acida, espacio poral.

ABSTRACT:

This study focuses on the Singue oil field, where production has fallen from 3,530.33 barrels per day in 2020 to 2,755.61 barrels per day in 2024. The increasing amount of water mixed with oil (a 9.5% water cut) is also an issue. To solve this problem, we suggest using hydraulic fracturing and acid stimulation. The main goals are to extract more oil from the ground and reduce damage to the rock formation. Chapter II consists of a theoretical framework where generalities of the Singue field are presented, providing information about its rock layers, current conditions and past production. We also discuss important definitions and technical details, such as the types of fluids used for fracturing, the different pressures to think about (pore, hydrostatic, overburden, and fracturing), and how these methods help get more oil. In the methodology chapter, candidate wells were selected for hydraulic fracturing, determining that the Singue 01 well meets all the necessary requirements for acid and hydraulic stimulation; this well had a low production value and high formation damage.

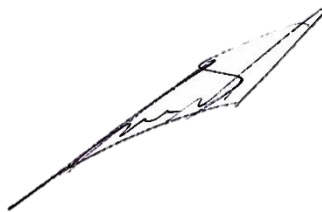
After this, the fracture was sized using the PKN model, and the fracturing and proppant fluid appropriate to the well and reservoir conditions was selected. The acid stimulation was also designed by selecting the type of chemical compound necessary to eliminate dispersed solid particles. The final results showed that the most efficient method to maximize production is the use of the acidizing technique slightly increased the ease with which liquids move through the rock (752 md compared to 640 md), more effectively managed rock damage (-2.37 instead of -1.33) and resulted in a slightly higher oil flow rate (691.3 BPD compared to 670.524 BPD), being the most efficient technique. efficient to optimize oil production in the Singue 01 well with reactive matrix acid stimulation.

KEYWORDS: Formation damage, BSW, PKN Model, hydraulic fracturing, acid stimulation, pore.



Iván Joffre Quinde Ordoñez

C.I.: 0919153072



Deivid Alexander Godoy Orellana

C.I.: 2100423942

SOLICITUD DE PUBLICACIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-4

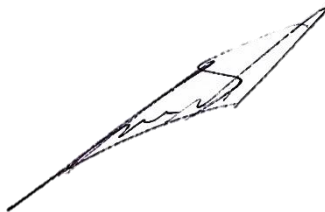
Sangolquí, 19 de marzo del 2025

Sres. -
INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE
UNIVERSITARIO

Presente

Yo, Deivid Alexander Godoy Orellana con C.I.: 2100423942, alumno de la Carrera DE PETROLEOS, cedo al INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE UNIVERSITARIO, los derechos de publicaciones del presente trabajo de Titulación en el Repositorio Institucional para hacer uso de todos los contenidos con fines estrictamente académico o de investigación.

Atentamente,



Deivid Alexander Godoy Orellana

C.I.: 2100423942

SOLICITUD DE PUBLICACIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-4

Sangolquí, 19 de marzo del 2025

Sres. –
INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE
UNIVERSITARIO

Presente

Yo, Iván Joffre Quinde Ordoñez con C.I.: 0919153072, alumno de la Carrera DE PETROLEOS, cedo al INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE UNIVERSITARIO, los derechos de publicaciones del presente trabajo de Titulación en el Repositorio Institucional para hacer uso de todos los contenidos con fines estrictamente académico o de investigación.

Atentamente,



Iván Joffre Quinde Ordoñez

C.I.: 0919153072

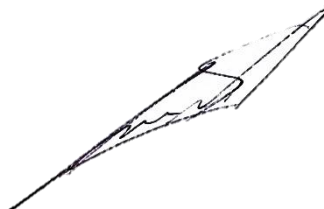
Todos los derechos reservados.

A menos que la ley diga lo contrario, no se permite copiar, compartir, mostrar al público ni cambiar este trabajo para ganar dinero, a menos que los dueños de los derechos de autor lo permitan. No respetar estos derechos puede ser un delito contra la propiedad intelectual. Se puede compartir este texto libremente para estudiar o investigar, siempre y cuando se les avise a los autores.

©2024 Tecnológico Universitario
Rumiñahui SANGOLQUÍ –
ECUADOR



IVÁN JOFFRE QUINDE ORDOÑES



DEIVID ALEXANDER GODOY ORELLANA

APLICAR EL PROCESO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO Y ESTIMULACIÓN ÁCIDA PARA LA DIMINUCIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO, EN POZOS PETROLEROS DEL CAMPO SINGUE BLOQUE 53, DEL AÑO 2025.

Agradecimiento

Damos las gracias a Dios, nuestro creador, por permitirnos vivir, y a todos los que ayudaron a que este trabajo final fuera posible. Principalmente, agradecemos al Ing. Luis Álvarez, nuestro director, por su importante ayuda, respaldo y calma durante la investigación. Su conocimiento nos enseñó a enfrentar los problemas del área petrolera con seriedad y cuidado. También, agradecemos a nuestros compañeros de la carrera de Petróleos, cuyas ideas y análisis mejoraron nuestra forma de ver las cosas y nos animaron a trabajar juntos. Cada charla y debate fue clave para este proyecto. A nuestras familias, les agradecemos de corazón por su amor, apoyo constante y por confiar en nosotros, incluso cuando dudábamos. Su ánimo y cariño fueron muy importantes para seguir adelante y con motivación durante nuestros estudios.

Dedicatoria

Este proyecto es para nuestros padres, que nos guiaron desde niños y nos mostraron lo importante que es esforzarse, ser dedicados y amar lo que hacemos para lograr lo que queremos. Su ejemplo y valores nos han ayudado a construir nuestros sueños. También, dedicamos este trabajo a todos los que trabajan en la industria petrolera, que cada día superan retos y buscan nuevas formas de hacer las cosas. Esperamos que esto ayude a encontrar maneras de usar los recursos renovables y sostenibles de manera responsable y eficiente, para que la industria se preocupe por el progreso económico y por proteger el planeta. Por último, este trabajo es para los futuros ingenieros de petróleo. Deseamos que lo que hemos aprendido les sirva de motivación para seguir descubriendo, investigando y mejorando el interesante mundo de la energía.

Índice

1	CAPITULO I.....	16
1.	INTRODUCCIÓN	16
1.1.	Problemática de investigación.....	16
1.2.	Justificación.....	18
1.2.1.	Hipótesis	18
1.2.2.	Justificación técnica.....	18
1.2.3.	Justificación legal	19
1.3.	Alcance	19
1.4.	Objetivos.....	20
1.1.1	Objetivo General.....	20
1.1.2	Objetivos Específicos	20
2	Capitulo II.....	21
2.	Marco teórico.....	21
2.1.	Locación del campo Singue.....	21
2.2.	Generalidades del campo Singue.....	21
2.1.1	Estratigráfica del campo singue.....	22
2.2	Parámetros actuales del campo Singue.....	23
2.3	Producción del campo Singue	25
2.4	Registros eléctricos del campo Singue	26
2.5	Diagrama de completación de un pozo.....	27
2.6	Presiones a considerar durante el proceso de fracturamiento.....	28
2.6.1	Presión de poro	28
2.6.2	Presión Hidrostática.....	28
2.6.3	Presión de sobrecarga	29
2.6.4	Presión de fractura	29
2.6.5	Presión de cierre de fractura	29

2.7	Factores geomecánicas de las rocas.....	30
2.7.1	Esfuerzos in situ	30
2.7.2	Módulo de Young	31
2.7.3	Módulo de Poisson	31
2.8	Daño de formación	32
2.9	Estimulación acida por fractura.....	33
2.10	Fracturamiento hidráulico.....	34
2.10.1	Geometría de la fractura	35
2.10.2	Orientación de la fractura	35
2.10.3	Longitud de fractura	36
2.10.4	Altura de fractura.....	36
2.11	Fluidos aplicados en el fracturamiento hidráulico.....	36
3	Capítulo III	38
3.1	Selección de pozos candidatos	38
3.1.1	Índice de heterogeneidad	39
3.1.2	Evaluación del daño de formación en los pozos preseleccionados	42
3.2	Fracturamiento hidráulico.....	44
3.2.1	Pasos para dimensionamiento de una estimulación por fracturamiento hidráulico	44
3.3	Estimulación acidez matricial	51

Índice de Figuras

Figura 1 Diagrama de causas y consecuencias de la baja producción de petróleo en el campo Singue	17
Figura 2 Ubicación del campo singue en el mapa de bloques petroleros del Ecuador	21
Figura 3 Columna estratigráfica de la cuenca oriente.....	22
Figura 4 Historial de producción de fluidos del campo Singue considerando el periodo fiscal 2018-2024.....	25
Figura 5 Registros Eléctricos para la determinación de las propiedades petrofísicas	26
Figura 6 Diagrama de completación de un sistema BES empleado en el campo Singue	27
Figura 7 comportamiento de las presiones en función de la profundidad	28
Figura 8 Distribución de las presiones que intervienen en el proceso de fracturamiento Hidráulico.....	30
Figura 9 Distribución de los esfuerzos in situ en la formación	31
Figura 10 Daño de formación presente en un yacimiento en la cara de la arena productora.....	33
Figura 11 Representación visual de un proceso de fracturamiento	34
Figura 12 Orientación de la fractura según la distribución de los esfuerzos	35
Figura 13 Representación de la longitud y altura de fractura	36
Figura 14 clasificación de la producción de los pozos en cuadrantes	40
Figura 15 Distribución de la producción de los pozos en cuadrantes considerando los valores del índice de Heterogeneidad	42
Figura 16 selección del fluido apuntalante y fracturante utilizando la metodología propuesta por Economides & Nolte (2000).....	44
Figura 17 Curva de oferta del pozo SINGUE 01	63
Figura 18 Curva de producción del pozo SINGUE 01 antes y posterior a la estimulación matricial.....	67

Índice de tablas

Tabla 1 Clasificación de los pozos activos en el bloque 53	22
Tabla 2 Parámetros petrofísicos actuales del campo Singue	23
Tabla 3 Producción de los pozos del campo singue y parámetros de los fluidos	24
Tabla 4 Clasificación del daño de formación según el nivel de alteración de la permeabilidad de la formación	33
Tabla 5 tipos de fluidos fracturantes utilizando en el proceso de estimulación hidráulico	37
Tabla 6 Producción de agua y petróleo de los pozos del campo Singue	39
Tabla 7 Resultados del comportamiento de producción considerando el índice de Heterogeneidad.....	41
Tabla 8 Resultados del cálculo del daño de formación presente en la cara de la arena productora.....	43
Tabla 9 Datos utilizado para la selección del agente porpante y fracturante	44
Tabla 10 Fluidos de fractura y apuntalante a utilizarse	45
Tabla 11 Criterios técnicos para diseño de fracturamiento hidráulico.....	46
Tabla 12 Datos técnicos para el diseño de una estimulación matricial.....	52
Tabla 13 Cuadro comparativo de resultados obtenidos antes y después del fracturamiento.....	60
Tabla 14 Resultados de os fluidos a emplearse durante la etapa de fracturamiento	61
Tabla 15 Criterios técnicos para la generación de la curva IPR sin estimulación ...	61
Tabla 16 Criterios técnicos para la generación de la curva IPR post estimulación .	61
Tabla 17 Cuadro de resultados del uso de la estimulación matricial en la formación productora del pozo Singe 01	64
Tabla 18 Ácidos utilizados para las diferentes etapas de la estimulación matricial	64
Tabla 19 Datos para la generación e la curva IPR post estimulación matricial.....	65

CAPITULO I

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Problemática de investigación

La productividad de petróleo presenta un de decline considerable, por el bajo aporte de flujo de sus pozos, y el área de estudio no es la excepción, el campo Singue es considera uno de los campos petroleros de mayor relevancia en el país, desde su descubrimiento en el año 1990 ejecutando la perforación del pozo Singue 1, este campo se ha desarrollado, actualmente consta de 14 pozos productores (SA1, SB2, SB3, SB4, SB5, SB6, SB7, SB8, SB9, SB12 HST, SB13, SB14H, SB15H, SB16 H), la capacidad de producción del campo es de 2755.61 BFPD a una presión promedio de 1231.5 PSI, lo que es un valor muy bajo en comparación con la productividad de otros pozos, en los cuales su producción ronda en 5000 BFPD, esta elevada producción se vio reflejado en el año 2015 donde la producción del campo alcanzó 5956 BFPD a una presión de 2687 psi. Evidentemente el campo singue ha declinado con una pérdida de presión de 1455,5 psi, producto de los años de productividad y alteraciones de las propiedades de la formación productora generando una pérdida de producción de más de 3200 BFPD , Siendo la principal problemática la baja productividad de petróleo de los pozos del campo Singue, A medida que los pozos producen de la arena reservorio en el tiempo, las condiciones del yacimiento varían gradualmente conforme se extraen los fluidos, especialmente en los yacimientos más antiguos. El campo de estudio abarca la baja producción del pozo Singue 01, el cual paso de producir 687 BFPD en el 2018 a una producción de 466.96 BFPD, presentando un decline de aproximadamente 220.04 BFPD, el corte de agua es otro de los valores que incremento, puesto que paso de 66% a un 91% de BSW, denotando problema de producción, propia de la formación productora.

(Aguirre & Vera, 2018) Hace referencia a que la alteración de las propiedades de la formación y años de productividad son factores determinantes de la baja producción y pueden ser evidenciados atreves de la tasa de recuperación, los niveles de producción y la disminución de la energía natural necesaria para llevar los fluidos a la superficie (Aguirre & Vera, 2018).



Figura 1 Diagrama de causas y consecuencias de la baja producción de petróleo en el campo Singue

El factor skin o daño se define como la alteración a las propiedades de la formación por incompatibilidad de fluidos, los daños en la formación pueden generarse en cualquier etapa de trabajo de pozo en la arena productora, como durante los procedimientos de finalización, producción, estimulación, inundación o reacondicionamiento (Lea & Nickens, 1999). Los fluidos incompatibles penetran la roca circundante generando una disminución de la permeabilidad natural cerca del pozo, generando una mayor pérdida de presión y afecta negativamente la productividad del pozo en yacimientos con presión reducida (Liu et al., 2018).

Presencia de finos o partículas de sólidos diminutas es otro de los factores responsables de la caída de producción en pozos petrolero, las pequeñas partículas sólidas pueden tener su origen en los fluidos de perforación o producirse dentro de la propia formación debido a la interacción entre los fluidos invasores y los minerales de la roca o los fluidos del yacimiento, los fluidos que fluyen a través de la roca porosa enfrentan condiciones difíciles: caminos sinuosos, paredes de poros rugosas con una superficie extensa y una variedad de minerales reactivos como arcillas, feldespatos, micas y compuestos de hierro. Estas características de los poros crean un entorno ideal tanto para el atrapamiento

físico de sólidos como para las reacciones químicas entre los fluidos invasores y los minerales que recubren los poros.

El alto corte de agua es una de las consecuencias de alteración en las propiedades petrofísicas de la formación, puesto que al ser el principal mecanismo de empuje el método hidráulico, este ocasiona que las canalizaciones en la zona de transición y el diferencial de presión por el tiempo de producción genera que el agua de formación migre hacia los poros interconectados produciendo un alto % BSW, El campo de estudio no es la excepción puesto que el porcentaje promedio de BSW en sus pozos es de 83 %, denotando que existe más producción de agua que petróleo.

1.2. Justificación

1.2.1. Hipótesis

El uso de las técnicas de estimulación ácida y fracturamiento hidráulico permitirá maximizar la producción de petróleo, a través de la mejora de permeabilidad generando microfracturas que mantengan interconectados los poros de la roca y aumenten la suficiencia de flujo de fluidos en la formación, optimizando la producción e incrementando el factor de recobro.

1.2.2. Justificación técnica

La estimulación ácida se ejecuta en pozos petroleros con la finalidad de inyectar ácido sin crear fracturas, el proceso consiste en inyectar un fluido, usualmente un ácido a presión menor que el gradiente de fracturamiento, dentro de los poros de la arena U. El ácido interactúa con los materiales solubles en la matriz de la formación, aumentando así los espacios porosos e incrementando la permeabilidad de la formación(Agurto, 2020).

El fracturamiento hidráulico se realiza con el objetivo de incrementar la longitud de fracturas y forzar a la formación a crear micro canales que permitan potenciar la permeabilidad de la formación y establecer líneas de enlace entre el yacimiento y el pozo. Se inyectan líquidos especializados a alta presión y velocidad en el área objetivo, formando una grieta vertical. La grieta se extiende en direcciones opuestas alejándose del pozo, en función de las tensiones naturales en la formación. El agente de soporte, como partículas de arena de un tamaño específico, se mezcla con el fluido de tratamiento para mantener la grieta abierta una vez finalizado el proceso. La fracturación hidráulica establece una conexión

altamente eficiente con una gran parte de la formación y evita cualquier daño cerca del pozo (TOMALÁ & SALVATIERRA, 2023).

1.2.3. Justificación legal

El artículo 33 del capítulo 5 establece: “Para minimizar daños a las áreas productivas, PETROECUADOR o el contratista establecerán actividades de perforación, terminación, mantenimiento y mejoramiento en función de las características del yacimiento, entre las cuales constan presión, composición mineral, permeabilidad y porosidad” (MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS, 2020).

1.3. Alcance

El campo Singue es uno de los reservorios de mayor impacto en la industria petrolera en el país, siendo uno de los campos con más de 30 años de vida productiva, actualmente está presentando desafíos en la producción de crudo por el bajo aporte de presión de fondo fluente propuesta por el empuje hidráulico natural de la formación, además de las alteraciones en las propiedades petrofísicas de la arena productora, la incompatibilidad de fluidos y migración de finos son factores que han ocasionado el daño de formación, alternado la permeabilidad original de la formación, por el taponamiento de los poros, y la obstrucción del flujo de fluidos.

La problemática del presente trabajo se logró identificar utilizando historial de producción proporcionado por la empresa, donde se pudo constatar que el campo Singue está en problemas de producción, ya que pasó de producir 3530.33 BPPD en el año del 2020, a producir 2755.61 BPPD en el año 2024, con un aumento del corte de agua de 9.5%, puesto que la producción de agua es de 34482.52 BAPD, denotando un 92.5 % de BSW.

El actual estudio se fundamenta en estimular el pozos SA1 del campo Singue, bloque 53, por medio del uso de técnicas de fracturamiento hidráulico y estimulación ácida, esta intervención se propone mitigar el factor de daño y optimizar la productividad de petróleo, asegurando un aprovechamiento eficiente de los recursos disponibles.

Para abordar este desafío, se abordará un estudio exhaustivo que abarque todos los aspectos técnicos y operacionales, para el diseño y modelamiento del fracturamiento, considerando las propiedades del yacimiento y del pozo. Se establecerán límites claros en cuanto a la profundidad de las intervenciones, orientación y geometría de las fracturas, el tipo de fluidos fracturante y apuntalante adecuado a las condiciones del yacimiento.

Con la aplicabilidad de un modelos de fractura eficiente se pretende incrementar la permeabilidad estructural de la formación, puesto que se originan canalizaciones o fracturas con valores de permeabilidad superior a la de la formación, los canales conductivos pueden alcanzar una longitud de fractura de 3000 ft y un ancho de fractura de más de 0.25 in, utilizando un fluidos fracturante y apuntalante a las condiciones de contorno del yacimiento, el uso de esta técnicas de estimulación incrementara la producción de petróleos en aproximadamente un 33,8% y se disminuirá el daño de formación en valores de -2 a -5, con estos resultados esperados se pretende optimizar la producción de petróleo en los pozos petroleros del campo singue, disminuyendo la saturación residual de petróleo.

1.4. Objetivos

1.1.1 Objetivo General

Evaluar el uso de técnicas de estimulación para la mejora en la producción de petróleo y mitigación del daño de formación, utilizando el fracturamiento hidráulico y estimulación acida, en pozos petroleros adecuados, en el campo Singue, Bloque 53.

1.1.2 Objetivos Específicos

- Recopilar datos petrofísicos de las arenas productoras, y características del pozo, para el establecimiento de las condiciones de contorno y propiedades que intervienen en el proceso de estimulación.
- Determinar la existencia de daño de formación en pozos petroleros del campo singue, utilizando la ecuación de Darcy, para establecer los pozos que presentan alteraciones en sus propiedades.
- Desarrollar un sistema metodológico que me permita la elección de pozos petroleros eficientes para la ejecución de actividades de estimulación, haciendo uso de la técnica de índice de Heterogeneidad.
- Diseñar el proceso de estimulación y fractura miento de la cara de la arena U inferior del pozo singue 1, identificando su conducta de producción antes y posterior de la estimulación.

Capítulo II

2. Marco teórico

2.1. Locación del campo Singue

“El área Singue está situado en la Provincia de Sucumbíos, en el sector Norte de la Región Amazónica de Ecuador, a 3,2 km al Norte del Campo Cuyabeno–Sansahuari y a 30,3 km al Noreste del Campo Libertador, su es extensión de aproximadamente 3.446 hectáreas” (CAMPO, 2021).

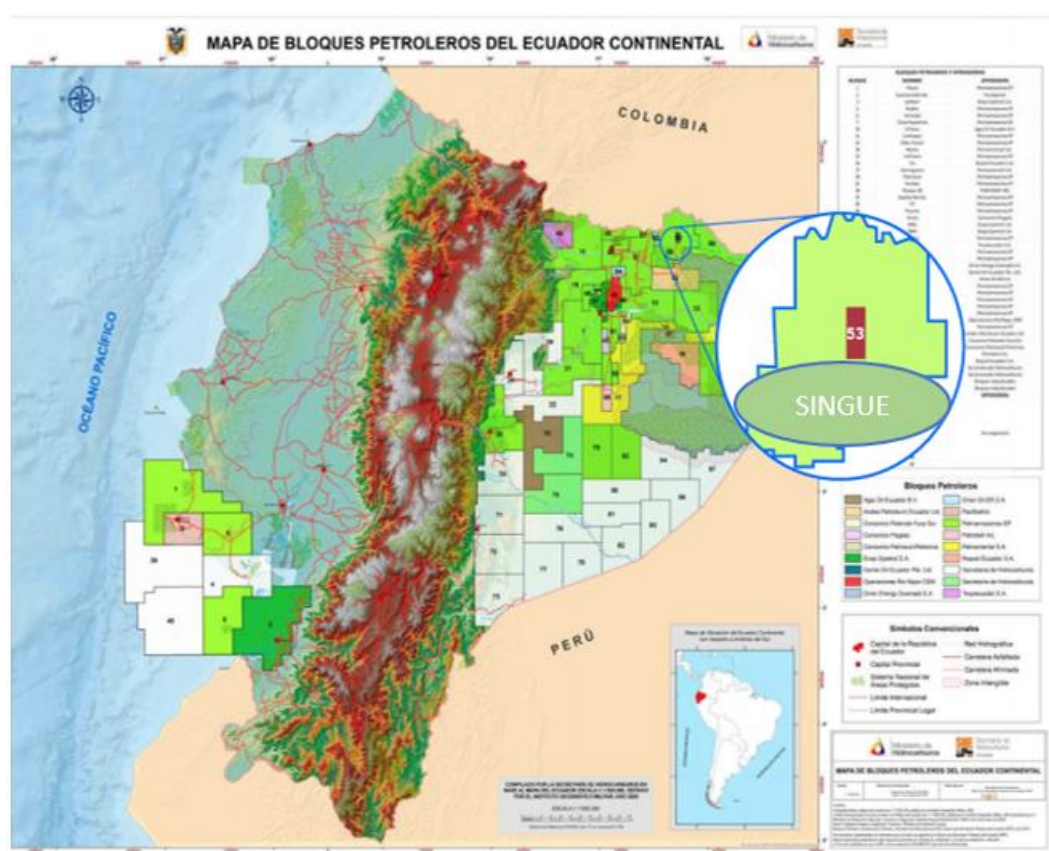


Figura 2 Ubicación del campo singue en el mapa de bloques petroleros del Ecuador

2.2. Generalidades del campo Singue

El Campo Singue - Bloque 53, actualmente está a cargo de Gente Oil Ecuador Pte. Ltda, cuenta con 14 pozos de producción y dos pozos inyectores. En todos estos pozos (a excepción del pozo SA1 que funciona con bombeo mecánico) se utiliza el levantamiento artificial por medio de bombeo Electrosumergible. Cuenta con una producción diaria de

2755.61 BPD con un API de 23,4, 92.6% de BSW y una producción de gas de 1308,33 MPCD.

Tabla 1 Clasificación de los pozos activos en el bloque 53

Pozos Activos del campo Singue Bloque 53

Pozos de producción	Pozos de inyección
SA1, SB2, SB3, SB4, SB5, SB6, SB7, SB8, SB9 RE, SB12 HST, SB13, SB14 H, SB15 H, SB16 H	SA10 WDW y SA11 WDW

1.1.3 Estratigráfica del campo singue

El reservorio Singue presenta arenas productoras con características de sedimentación y tectónico que muestra la evolución de la formación cretácica, la característica geológica del campo es que posee 4 arenas; Arenisca U inferior, T superior, formación Tiyuyaco superior e inferior. Sin embargo, la producción de petróleo del campo se centra en dos arenas productoras como son la U inferior y T superior.

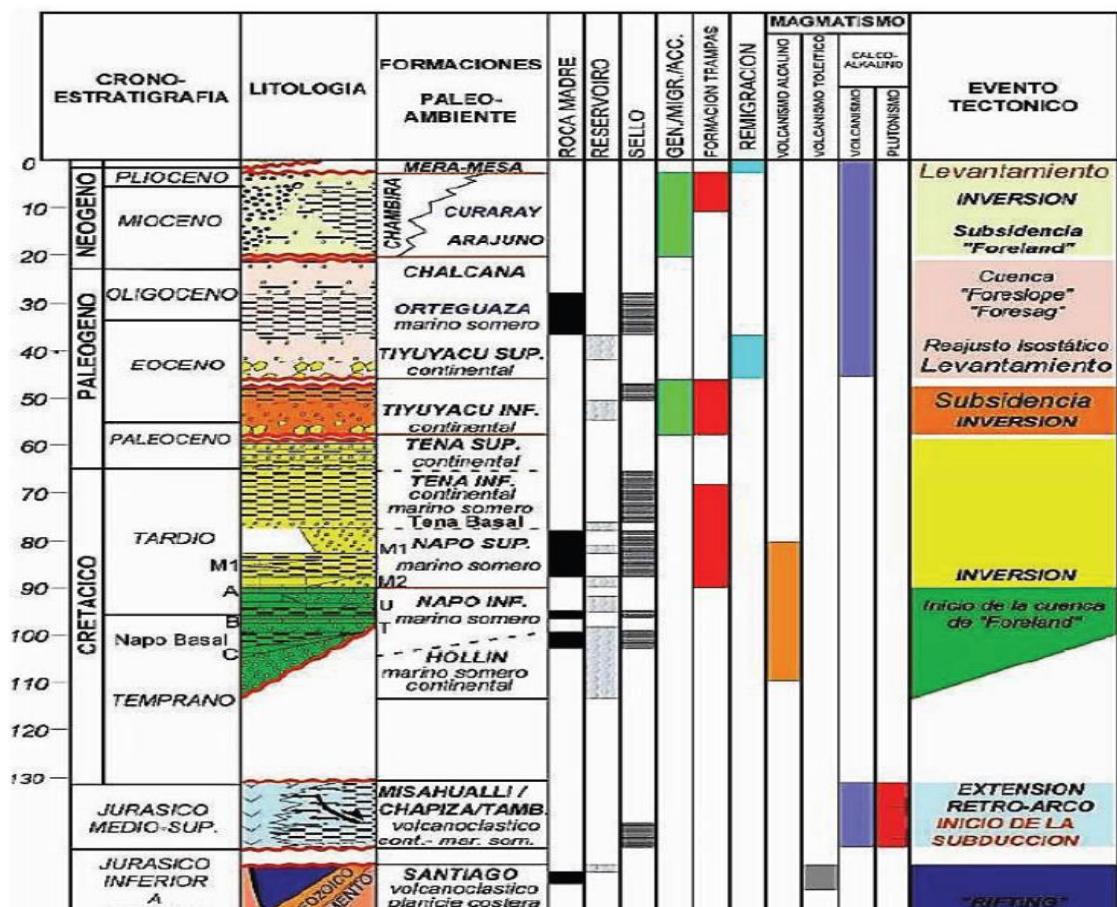


Figura 3 Estratigráfica de la cuenca oriente

1.1.3.1 *U inferior*

tipo de roca sedimentaria compuesta predominantemente de arenisca, con capas ocasionales de lutitas. La arenisca es de color marrón claro, con un tamaño de grano medio y presenta una buena clasificación. No se observa ningún material aglutinante o cementante dentro de la roca. Además, se observa la presencia del mineral glauconita (Caiza & Pabón , 2016).

1.1.3.2 *T superior*

Su composición geológica está dada por areniscas alternadas con lutitas, con intervalos ocasionales de calizas y cuarcitas. Las areniscas son de color marrón claro, moderadamente clasificadas y carecen de una matriz o cemento distintivo. Se observa la presencia de glauconita. Las lutitas son de color gris oscuro y tienen una estructura sublaminar, mientras que las calizas son del tipo packstone y son moderadamente duras.

1.2 Parámetros actuales del campo Singue

Formaciones productoras del campo singue

<i>Estrato</i>	<i>Espesor h (ft)</i>	<i>Volumen en acres- ft</i>	<i>Porosidad Ø</i>	<i>Saturación de agua Sw</i>	<i>Factor volumétrico del petróleo</i>	<i>Petróleo original in situ</i>
<i>Arena U inferior</i>	46	9968	15	29.04	1.153	7138933
<i>Arena T superior</i>	12	5192	11	45.33	1.203	2013541

Tabla 2 Parámetros petrofísicos actuales del campo Singue

PRODUCCION DE LOS POZOS DEL CAMPO SINGUE

POZO	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	API	GAS	GOR	LEVANT.

SA-1 "UI"	466,96	42,01	424,95	91,00	23,8	20,41	486	BM (30-225)
SB-2 "UI"	1.148,41	390,36	758,05	66,00	23,0	92,40	237	BES (D1750N)
SB-3 "TS"	3.383,04	169,09	3.213,95	95,00	25,0	159,30	942	BES (P35)
SB-4 "TS"	228,48	100,51	127,97	56,00	25,7	38,60	384	BES (D1750N)
SB-5 "UI"	4.185,85	167,37	4.018,48	96,00	23,6	133,90	800	BES (FLEX 47)
SB-6 "TS"	647,70	271,97	375,73	58,00	26,9	105,00	386	BES(FLEX 17.5)
SB-7 "UI"	3.925,51	235,45	3.690,06	94,00	22,6	142,30	604	BES (FLEX 47)
SB-8 "UI"	4.063,65	121,86	3.941,79	97,00	23,1	64,70	531	BES (FLEX 47)
SB-9 RE "UI"	875,30	87,50	787,80	90,00	23,0	32,20	368	BES (FLEX 7ER)
SB-12HST "UI"	4.987,65	199,43	4.788,22	96,00	23,2	98,77	495	BES(FLEX 47)
SB-13 "TS"	1.094,88	76,61	1.018,27	93,00	22,9	42,15	550	BES (FLEX 7ER)
SB-14H "UI"	5.487,41	219,42	5.267,99	96,00	23,9	178,10	812	BES (FLEX 47)
SB-15H "UI"	697,33	432,29	265,04	38,00	24,2	74,00	171	BES (FLEX 17,5)
SB-16H "UI"	6.045,80	241,74	5.804,06	96,00	19,9	126,50	523	BES (FLEX 80)

Tabla 3 Producción de los pozos del campo singue y parámetros de los fluidos

1.3 Producción del campo Singue

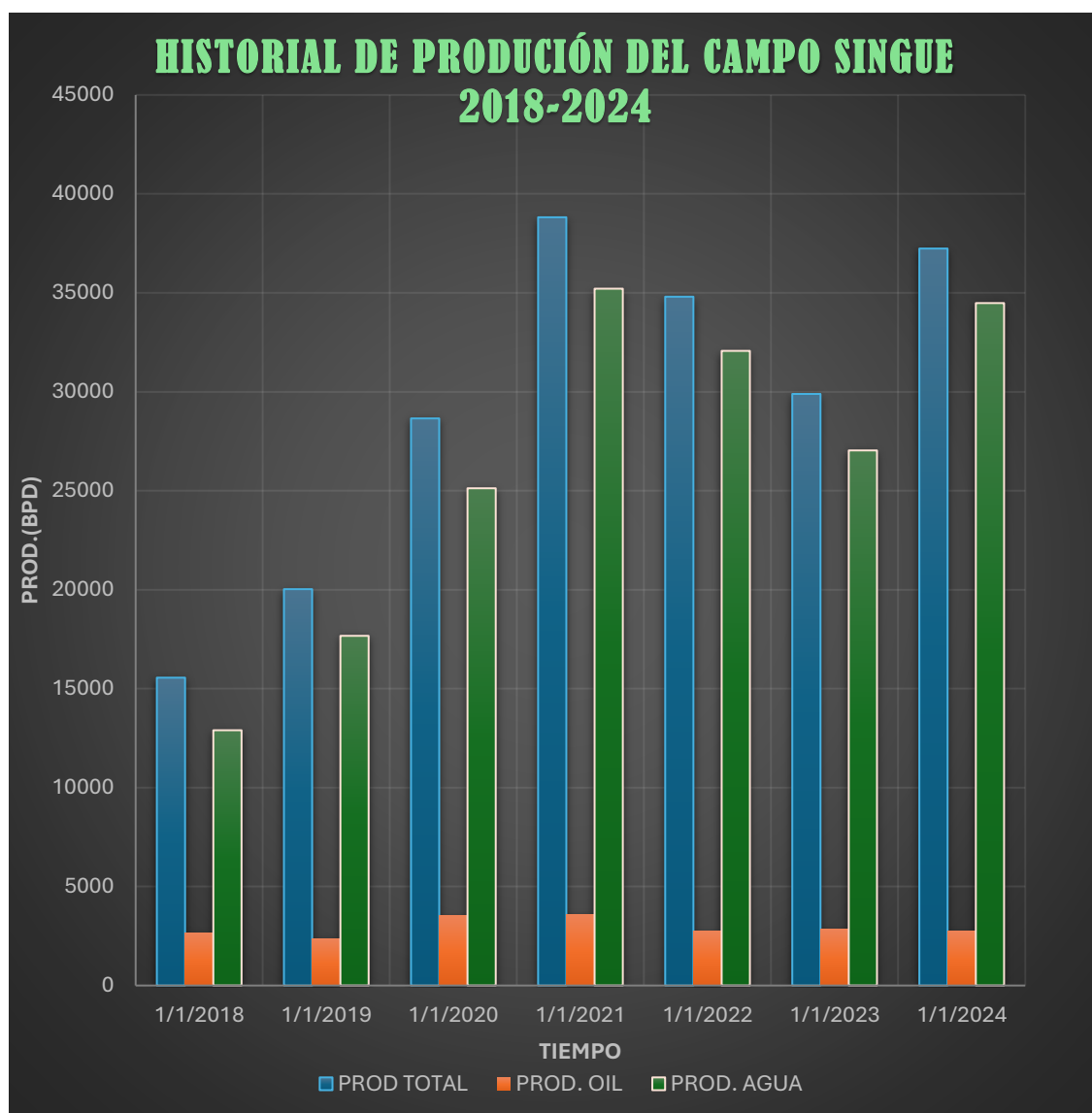
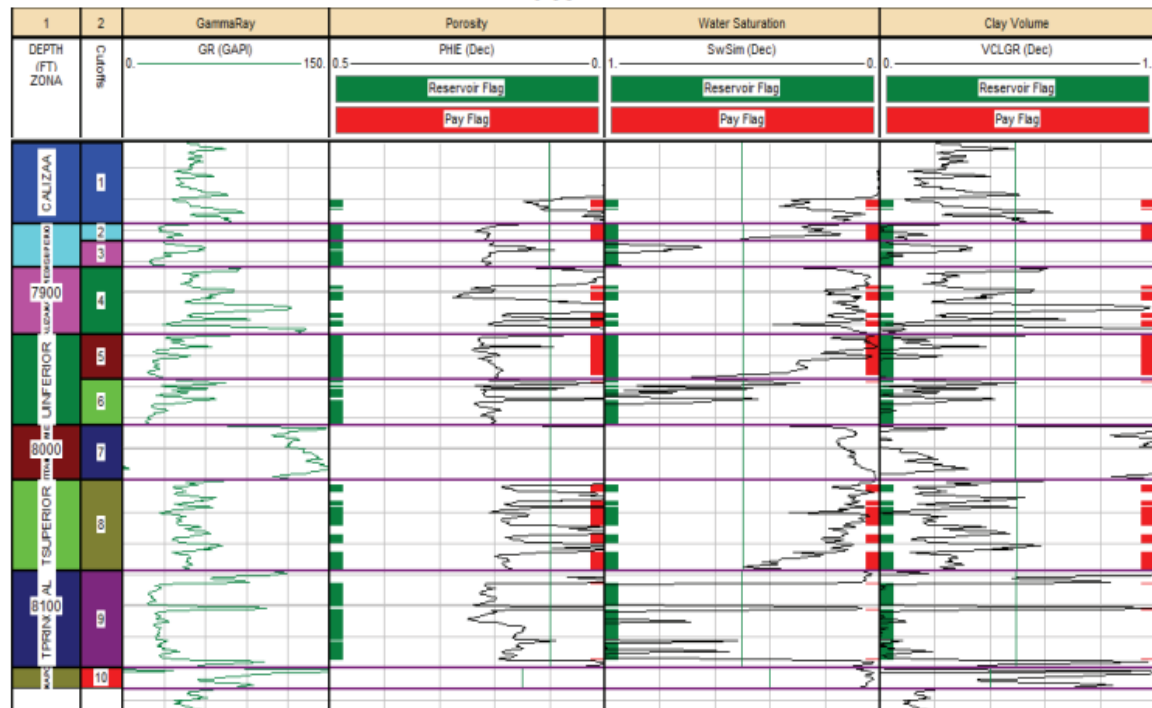


Figura 4 Historial de producción de fluidos del campo Singue considerando el periodo fiscal 2018-2024

La figura 4 presenta la variabilidad de caudales de productividad de petróleo en el campo, mostrando un decline considerable, puesto que de producir 3530.33 BPPD en el año 2020 paso a 2755.61 BPPD en el año 2024 a corte de 27 de octubre 2024, la producción total de fluidos se ha mantenido en crecimiento sin embargo se puede evidenciar que el Singue produce mayor cantidad de agua es decir el % de BSW se incrementó con un pico de 92.5 % en comparación con el % de BSW del año 2018 el cual tuvo un valor de 83%, presentando problemas de productividad.

1.4 Registros eléctricos del campo Singue



Cutoff B-3

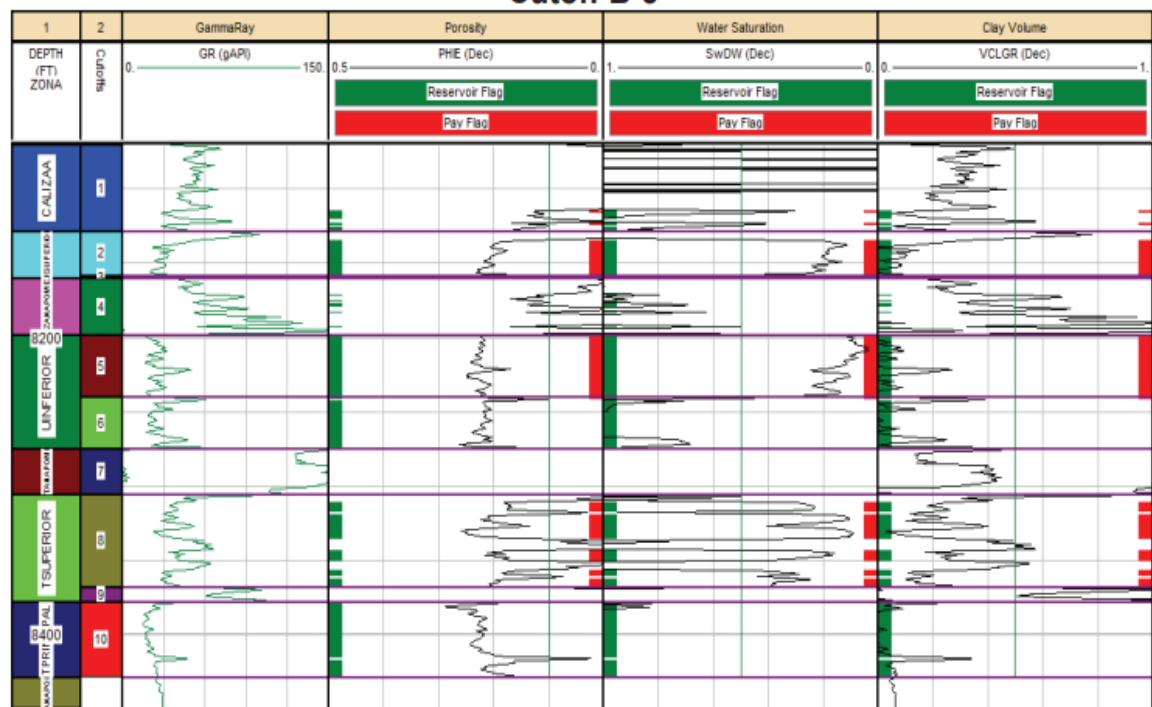


Figura 5 Registros Eléctricos para la determinación de las propiedades petrofísicas

1.5 Diagrama de completación de un pozo

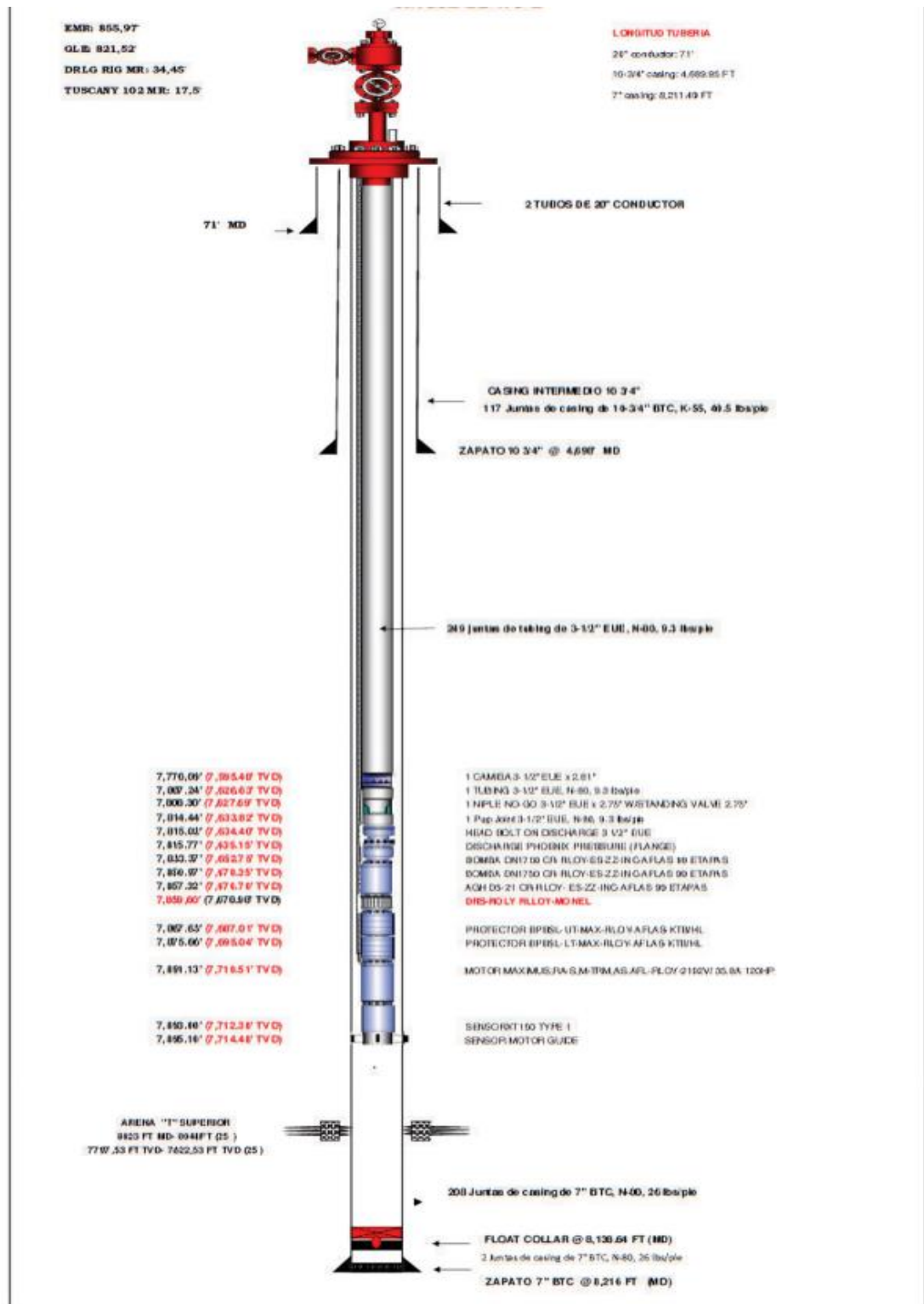


Figura 6 Diagrama de completación de un sistema BES empleado en el campo Singue

1.6 Presiones a considerar durante el proceso de fracturamiento

1.6.1 Presión de poro

La presión ejercida por los fluidos presente dentro de los pequeños espacios entre las partículas de roca que se han acumulado y comprimido con el tiempo se conoce como presión de poro. Este parámetro es crucial en el contraste analítico de la mecánica de rocas, ya que las fluctuaciones de presión en función de la profundidad y la composición de la roca brindan data informativa valiosa sobre la estabilidad del pozo, el movimiento de fluidos y la extracción de hidrocarburos (Baque, 2024).

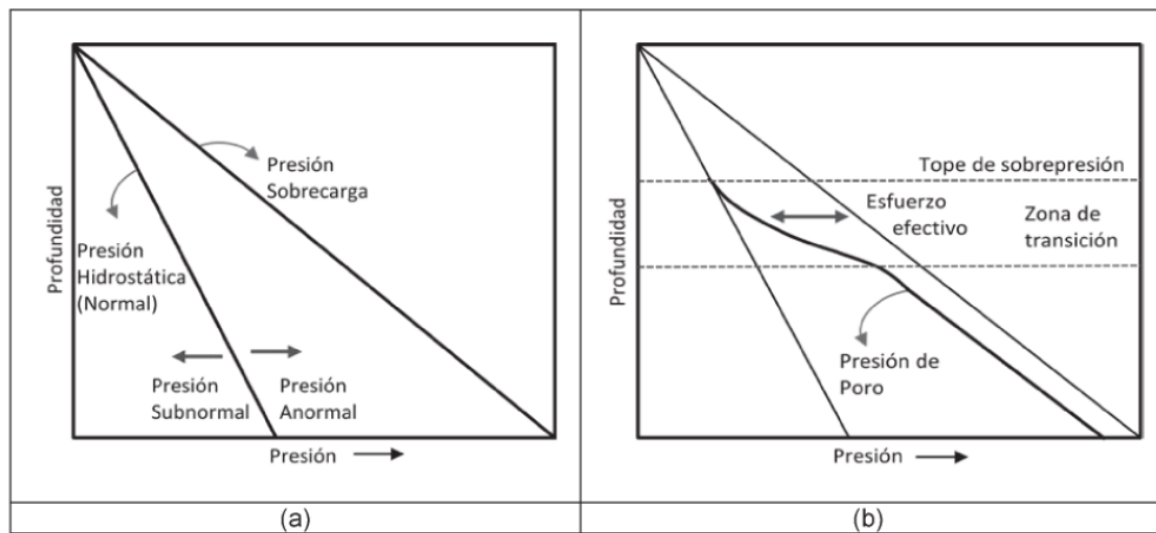


Figura 7 comportamiento de las presiones en función de la profundidad

1.6.2 Presión Hidrostática

Esta presión es definida como la presión ejecutada por una columna de fluido, en función de parámetros como, gravedad, densidad del líquido y altura

$$Ph = g * \rho_f * h \quad (2).$$

En terminas de perforación la presión hidrostática vertical que ejerce la columna de fluido en el pozo se calcula utilizando la ecuación 3

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

1.6.3 Presión de sobrecarga

Esta presión describe la fuerza que ejerce el peso total de las formaciones superiores adyacentes, en menciona es la que se encuentran por encima del área de interés. Este peso se refiere al total combinado de la densidad del cuerpo rocoso de la roca (matrix) y de los líquidos en el espacio poroso (ANGEL & HIDALGO, 2022).

$$\rho_b = (1 - \emptyset) \rho_{ma} + \emptyset \rho_{fl} \quad (4).$$

donde:

(ρ_b) es la densidad volumétrica, $(\emptyset)$ es la porosidad, (ρ_{ma}) es la densidad de la matriz y $(\emptyset \rho_{fl})$ es la densidad del fluido.

$$S = 0.433 * \rho_b * h \quad (5).$$

Siendo (S) la presión de sobrecarga, (ρ_b) la densidad volumétrica y (h) profundidad vertical verdadera.

1.6.4 Presión de fractura

Hace mención a la presión requerida en la creación de canalizaciones en la cara de la arena productora, durante la fracturación hidráulica, utilizando la técnica de inyección se dispone fluidos en el yacimiento a alta presión, lo que se denomina presión de fractura. Esta presión continúa aumentando hasta que supera la resistencia de la roca, lo que provoca la formación de grietas. Como resultado, la presión de bombeo declina rápidamente en virtud a la fractura de la roca (Baque, 2024).

$$Pf = \frac{1 - v}{v} (S - P_p) + P_p \quad (6).$$

Donde:

(Pf) es la presión de fractura, (v) es la relación de Poisson, (S) es la presión de sobrecarga y (P_p) presión de poro.

1.6.5 Presión de cierre de fractura

Una vez que se detiene el bombeo, la fractura comienza a encogerse a medida que el fluido se dispone en la canalización de la arena hasta que se asienta sobre el apuntalante, lo

que hace que este se desintegre parcialmente y disminuya el espacio poroso. Por eso es necesario mantener abierta la fractura. La presión de cierre de la fractura es la presión mínima determinante dentro de la fractura para lograr esto. Por lo general, la presión de cierre es igual a la tensión horizontal mínima (Baque, 2024).

$$P_c = G_f * D \quad (7).$$

Donde:

(P_c) es la presión de cierre, G_f es el gradiente de fractura y D profundidad de la formación.

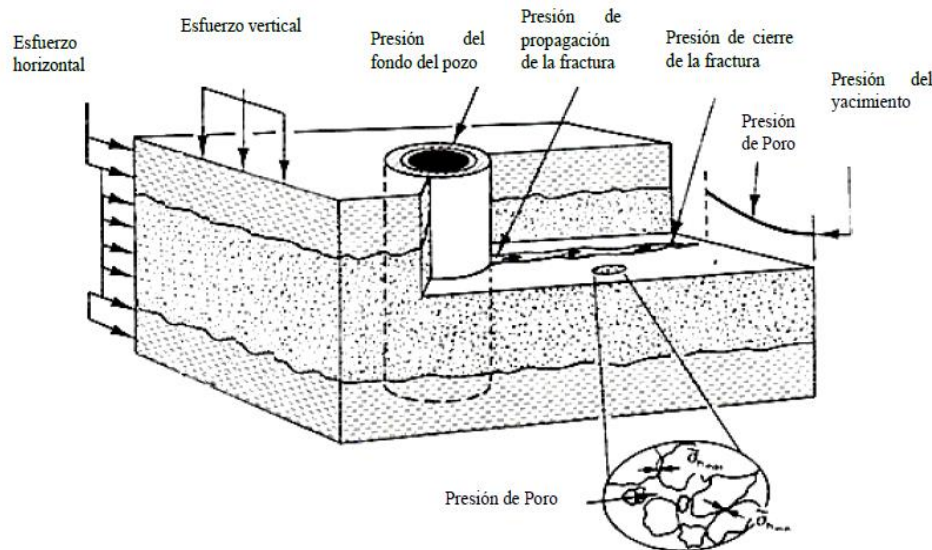


Figura 8 Distribución de las presiones que intervienen en el proceso de fracturamiento Hidráulico

1.7 Factores geomecánicos de las rocas

1.7.1 Esfuerzos *in situ*

Las capas subterráneas experimentan tres tipos diferentes de esfuerzos: verticales (σ_1), mínimas horizontales (σ_2) y máximas horizontales (σ_3). Estos esfuerzos son desiguales, compresivos y varían a lo largo de la zona. El tamaño y la orientación de estas tensiones son cruciales porque determinan las presiones requeridas para generar, planificar y expandir una fractura. Los esfuerzos presentes en la roca se efectúan más resistentes a medida que aumenta la profundidad. Una fractura hidráulica se extiende perpendicularmente a la tensión mínima primaria (GRANDA, 2017).

$$\sigma = \frac{F}{A} \quad (8).$$

Donde:

(σ) representa a los esfuerzos, F es la fuerza, A es el área.

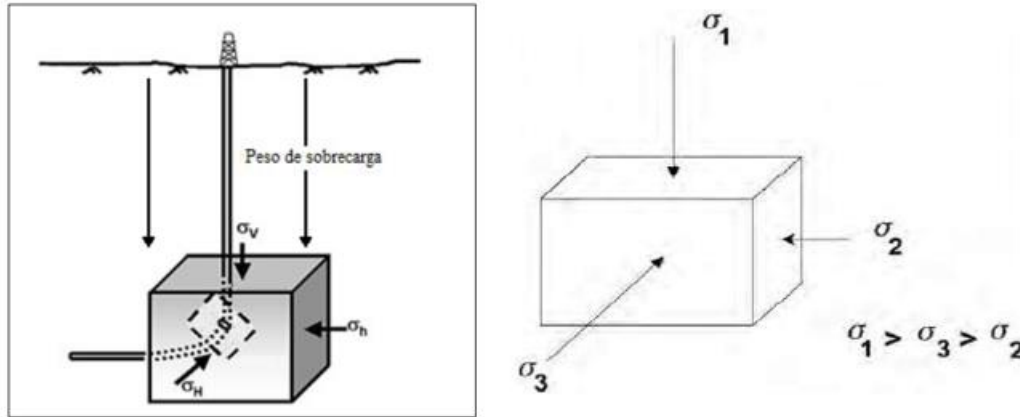


Figura 9 Distribución de los esfuerzos in situ en la formación

1.7.2 Módulo de Young

La medida de elasticidad de Young (E) se expresa en unidades de presión y representa la rigidez del material, es decir, describe la respuesta del material a la deformación en la misma dirección que la tensión aplicada. Se puntualiza como la relación entre el cambio en la deformación y la tensión aplicada (Larrea et al., 2011).

$$E = \frac{\sigma}{\varepsilon_z} \quad (9).$$

Donde:

(E) es el valor del módulo de Young, (σ) es el valor del esfuerzo y (ε_z) es el esfuerzo unidireccional.

1.7.3 Módulo de Poisson

Se refiere a cómo la forma y tamaño de una roca cambian cuando se deforma. Esto ocurre cuando la roca se estira o comprime en un sentido opuesto a la fuerza que se ejerce, siguiendo la línea donde esa fuerza está actuando (GRANDA, 2017).

$$v = \frac{\varepsilon_l}{\varepsilon_a} \quad (10).$$

Donde:

V es el valor de la relación de Poisson, ε_l es el valor de compresión lateral y ε_a valor de contracción axial longitudinal.

1.8 Daño de formación

El daño de formación no es más que la alteración a la permeabilidad original de la roca, en un radio cercano al pozo, entre mayor sea el daño en la formación menor será la capacidad de producción, y menor valor de permeabilidad, lo que genera una reducción del flujo de fluidos, siendo la principal causa del decline de presión y producción. Este factor de daño es denotado por la letra S (*Skin*), que representa todos los factores que ocasionan las caídas depresión en el yacimiento/pozo. El daño de formación puede ser calculado utilizando la ecuación, de Darcy.

$$q = \frac{kh(\bar{p} - p_{wf})}{141.2\beta\mu \left[\ln \left(0.472 \frac{r_e}{r_w} \right) + S \right]} \quad (11).$$

(TOMALÁ & SALVATIERRA, 2023) Mencionan que “ q es la tasa de flujo, k es permeabilidad, h es espesor, $\bar{p}$ es presión promedio de reservorio, p_{wf} es presión de fondo fluyente, β es factor volumétrico, μ es viscosidad, r_e es radio de drenaje, r_w radio de pozo y S es el daño por invasión en el pozo”.

Otra forma de calcular el daño de formación es utilizando la ecuación 3, dependerá de la data disponible.

$$S = \left(\frac{K}{K_s} - 1 \right) \ln \left(\frac{r_s}{r_w} \right) \quad (12).$$

Donde: S es el factor de daño, K es la permeabilidad de la formación, K_s permeabilidad en la zona del daño, r_s es el radio de la formación dañada, r_w es el radio del pozo.

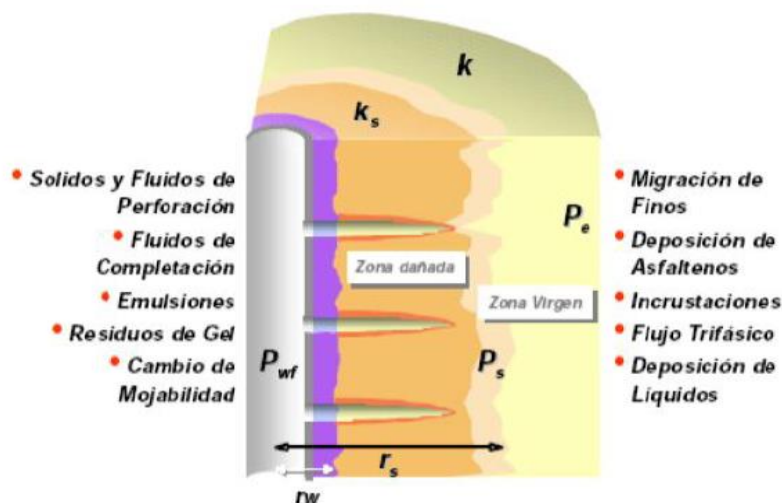


Figura 10 Daño de formación presente en un yacimiento en la cara de la arena productora

El factor de daño, se puede generar durante toda la vida activa del pozo, desde la etapa de perforación, terminación, workover, producción, Estos daños pueden ser causados por varios factores, entre ellos, la hinchazón de partículas de arcilla en suelos arenosos, la intrusión de partículas de lodo de perforación, reacciones químicas que conducen a la precipitación, la formación de emulsiones, el crecimiento de bacterias, el incremento del contenido de agua y la acumulación de parafina o asfáltenos (Larrea et al., 2011).

Tabla 4 Clasificación del daño de formación según el nivel de alteración de la permeabilidad de la formación

<i>Clasificación del daño</i>	<i>Valores representativos</i>
<i>Zona altamente dañada</i>	$S > 10$
<i>Zona con presencia de daños</i>	$S > 0$
<i>Zona sin alteración de la permeabilidad, no se evidencia daño</i>	$S = 0$
<i>Zona acidificada</i>	$-1 \leq S \leq -3$
<i>Zona con fracturamiento</i>	$-2 \leq S \leq -4$

1.9 Estimulación ácida por fractura

La fracturación hidráulica ácida es un procedimiento en el cual se bombea un fluido ácido a la formación a alta presión, lo que provoca la fisuración de la roca. El objetivo es crear canalizaciones de mayor conductividad que mejore la conexión entre el yacimiento y el pozo, lo que conduce a un aumento de la producción. Esta técnica se utiliza comúnmente en reservorios con composición geológica de carbonato, piedra caliza, dolomita y tiza. La

longitud y el grabado de la fractura dependen del tipo y la concentración del ácido, la composición mineral de la roca, la temperatura y la velocidad de reacción (Álvarez, 2012).

1.10 Fracturamiento hidráulico

El proceso de fracturación implica la creación de un fluido especializado mediante la mezcla de sustancias químicas, que luego se bombea en el área objetivo a alta presión y caudales de alargamiento de la fractura y formar canales altamente conductores en el interior del yacimiento. Primero, se bombea un fluido de alta viscosidad y sin apuntalante, conocido como "PAD", para iniciar y propagar la fractura. Luego, se bombea un fluido que contiene apuntalantes para mantener la fractura abierta una vez finalizado el tratamiento. Esta combinación continúa prolongando la fractura e impulsando los apuntalantes a través de ella. Una vez que se bombea el fluido y se logra la geometría de fractura deseada, el fluido se descompone químicamente, lo que reduce su viscosidad y regresa a la superficie, dejando atrás una fractura altamente conductora (Jácome & Muñoz, 2016).

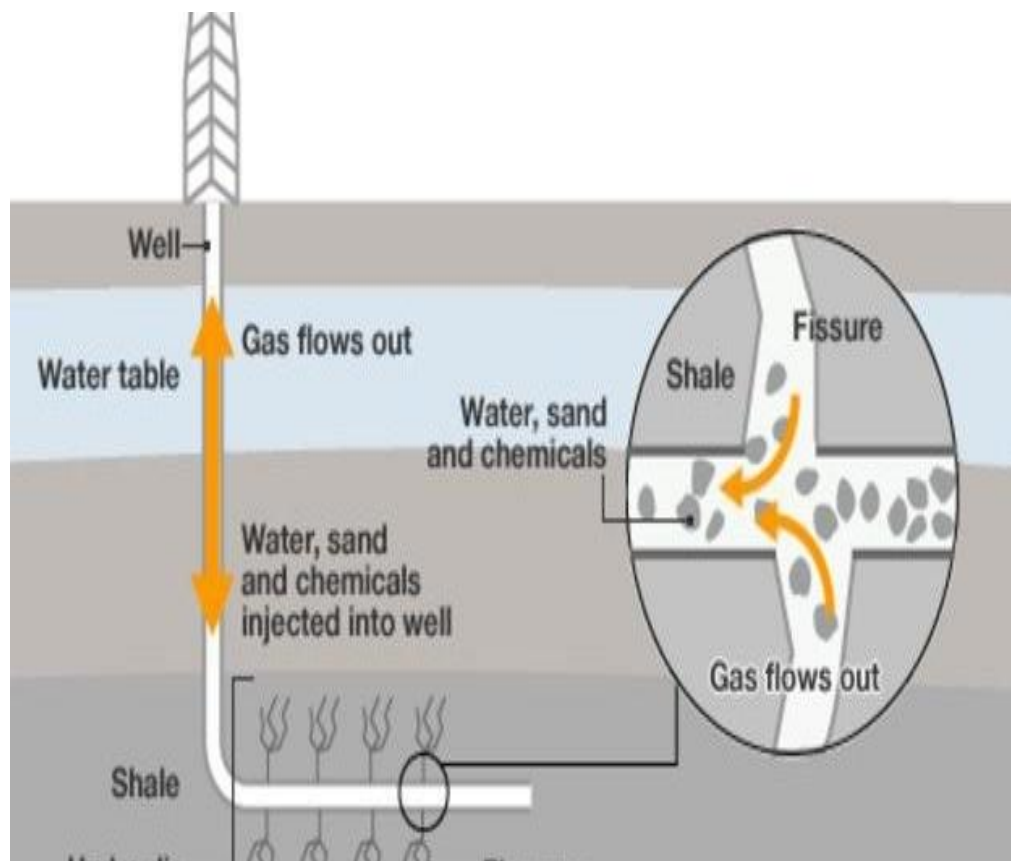


Figura 11 Representación visual de un proceso de fracturamiento

1.10.1 Geometría de la fractura

(Córdova, 2021) Menciona que la geometría de la fractura es una estimación del tamaño y la forma de la fractura, suponiendo que la formación rocosa es uniforme, consistente y elásticamente lineal. Los modelos utilizados para describirla se basan en las características mecánicas de la roca, las propiedades del fluido en la fractura, la dinámica del flujo, la presión y el volumen.

1.10.2 Orientación de la fractura

La dirección de la fractura está definida por las fuerzas geomecánicas que actúan sobre la roca, las fuerzas presentes en el lugar, módulo de Young y módulo de Poisson. Las canalizaciones propuestas durante el proceso de fracturamiento se forman en la dirección de la tensión más débil y se propagan a lo largo del plano de mayor tensión. Si la tensión de compresión máxima es el peso de la roca suprayacente, las fracturas serán verticales y perpendiculares a la tensión horizontal mínima. En un pozo vertical, una de las tensiones principales es la tensión vertical, que es paralela al eje del pozo. Si esta tensión es la tensión mínima, la fractura comenzará y se propagará horizontalmente (ANGEL & HIDALGO, 2022).

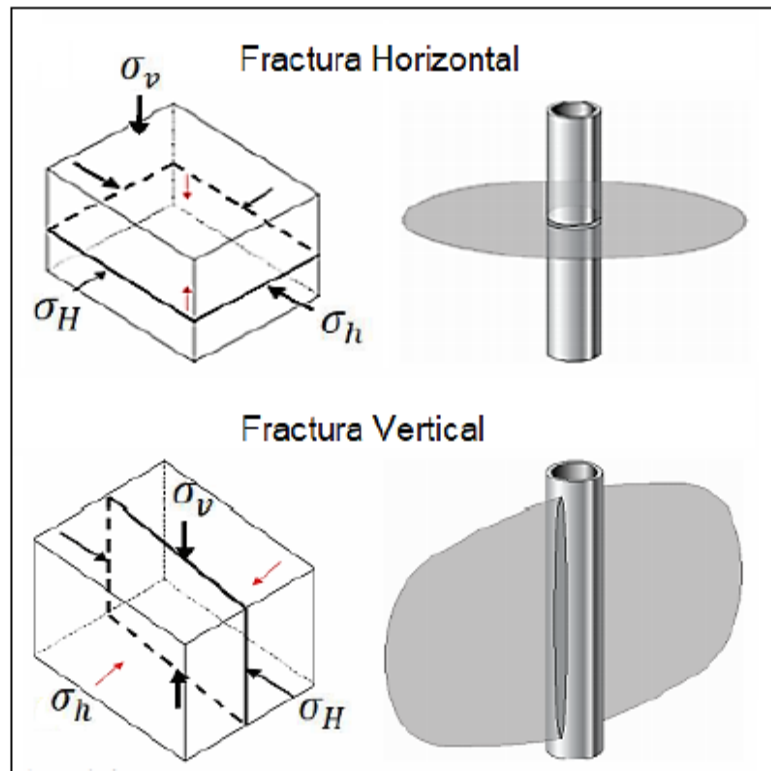


Figura 12 Orientación de la fractura según la distribución de los esfuerzos

1.10.3 Longitud de fractura

Es la medida longitudinal de la proliferación de la fractura abiertas al flujo de fluidos en el medio poroso, el estrato fracturado tiene dos partes o secciones iguales a cada lado del pozo. Esto se vincula al centro de la longitud del paso creado por el material roto (Jácome & Muñoz, 2016).

1.10.4 Altura de fractura

“La altura de la fractura está determinada por los esfuerzos in situ, presentes en las diferentes capas de roca. Si la diferenciación de esfuerzos entre las capas es significativa, la altura de la fractura coincidirá con el espesor de la formación. Sin embargo, si la divergencia de fractura es pequeña, la altura de la fractura será mayor que el espesor de capa productora, dará como resultado la longitud de fractura más corta” (Jácome & Muñoz, 2016).

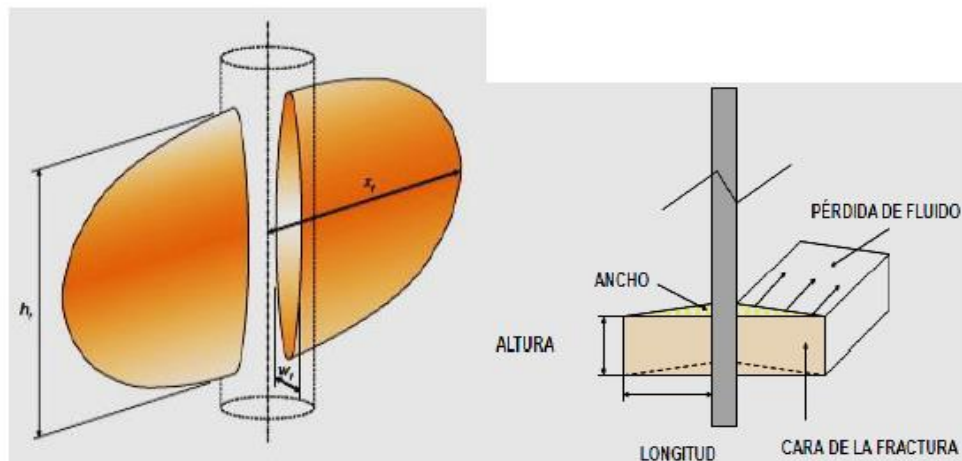


Figura 13 Representación de la longitud y altura de fractura

1.11 Fluidos aplicados en el fracturamiento hidráulico

La investigación relata que los fluidos de fracturamiento de mayor uso en la industria petrolera para canalizar las formaciones productoras son; fluidos base agua, fluidos base aceite, fluidos base ácidos y fluidos base espumantes, estos fluidos se han utilizado junto con agentes reductores de fricción y aditivos para controlar la pérdida de fluido, y crear fracturas inducida por la presión de la columna vertical.

Existen varias opciones disponibles para fluidos de fracturación y agentes de sostén. Al realizar tratamientos de fracturación hidráulica, es fundamental seleccionar los fluidos adecuados basándose principalmente en las características del yacimiento, los fluidos de formación, la temperatura y presión en el fondo del pozo. La composición química de la roca a tratar determina el tipo de fluido ácido o no ácido que se utilizará. Por ejemplo, en caliza, dolomita o rocas altamente solubles, los fluidos de fracturación a base de ácido suelen ser más eficaces. Por el contrario, en rocas con menor solubilidad, como las arenas, los fluidos a base de agua suelen ser más rentables (Calderón, 2014).

Tabla 5 tipos de fluidos fracturantes utilizando en el proceso de estimulación hidráulico

Fluidos fracturantes base petróleo		
Composición	Tipo de fluido	Característica de aplicación
Diesel, Keroseno	Fluido tipo lineal	Fracturas cortas, formaciones sensibles al agua.
Gel de Ester Fosfato	Fluido activado	Fracturas largas, formaciones sensibles al agua
Agua+ aceite+ emulsificador	Emulsiones con agua externa	Excelente para controlar las pérdidas de fluidos.
Fluidos fracturantes base agua		
Gel, GUAR, HEC, CMHPG	Fluido lineal	Fracturas cortas, a bajas temperaturas
Activador + “GUAR, HEC, CMHPG y CMHCG”	Fluido activado	Aplicable en fracturas de gran longitud, y elevadas temperaturas.
Fluidos fracturantes base Espuma		
Agua + espumante + N₂	Espuma base agua	Formaciones de baja presión
Ácido y espumante + N₂	Espuma base ácido	Formaciones de baja presión y sensibles al agua
Metanol y espumante + N₂	Espuma base alcohol	Formaciones de baja presión con afectaciones por bloque de agua

Fuente: (GRANDA, 2017)

Capítulo III

La mejora de la productividad de hidrocarburos en el campo Singue, ubicado en el bloque 53, implica un enfoque metódico que nos permite buscar, identificar y poder seleccionar los pozos más adecuados para la estimulación, con el objetivo de maximizar la recuperación de petróleo, e incrementar la producción.

En primer lugar, se calcula el índice de heterogeneidad de los pozos, que se basa en la variabilidad de las propiedades del reservorio, así como la permeabilidad, porosidad y saturación de fluidos, producción de petróleo y agua. Los pozos con un alto factor de daño son más propensos a necesitar estimulación. Los daños de formación en la ecuación de Darcy describen la movilidad de los fluidos a través de medios porosos que es fundamental en la ingeniería de yacimientos, especialmente en los campos de la producción de petróleo y gas. En el campo singue una vez seleccionados los pozos candidatos, el siguiente paso es evaluar la migración de finos, que un fenómeno que puede afectar negativamente la integridad del reservorio. Haciendo uso de la ecuación de Darcy se puede determinar la presencia de daño en la formación, los daños de formación se refieren a las alteraciones en las propiedades del reservorio que afectan negativamente a la producción. Estos daños pueden ser causados por procesos como la filtración de fluidos no deseados, la acumulación de sólidos, migración de finos o la alteración de la permeabilidad por intervenciones en el pozo. Si se determina que hay migración significativa, es esencial identificar su origen y evaluar su impacto en la producción.

Haciendo uso de la data resultante se realiza la selección de las técnicas de estimulación más adecuadas, basadas en las características específicas del pozo y la formación. Las opciones pueden incluir la fractura hidráulica, que es efectivamente en formaciones con alta presencia de finos, y la acidificación, que se utiliza para disolver minerales que pueden mejorar la permeabilidad. Después de seleccionar la técnica de estimulación, se elige el agente apuntalante adecuado, en el caso de la fractura hidráulica, mientras que para la acidificación se seleccionan ácidos específicos que sean efectivos en la disolución de los minerales presentes en la formación.

1.12 Selección de pozos candidatos

La elección adecuada de pozos para la estimulación hidráulica es determinante para afianzar notoriedad de los tratamientos de fractura, ya que un pozo inadecuado puede resultar

en pérdidas económicas significativas. Es fundamental evaluar factores como la permeabilidad, tensiones en la formación, viscosidad del fluido, factor de daño, presión y profundidad del yacimiento. Se utiliza el índice de heterogeneidad para establecer un análisis comparativo del rendimiento de los pozos, y aquellos con baja producción de petróleo y agua son considerados candidatos idóneos.

1.12.1 Índice de heterogeneidad

(Harami et al., 2013) Hacen mención a que “el análisis del Índice de Heterogeneidad (HI) compara el desempeño de pozos individuales con el desempeño promedio de su grupo a lo largo del tiempo. Esto permite una fácil identificación de los pozos que funcionan mejor o peor que el promedio del grupo”. Para el cálculo del HI se utiliza la siguiente ecuación:

$$HI = \frac{\text{Valor de produccion individual de pozo}}{\text{valor promedio de produccion del grupo de pozos}} - 1 \quad (14).$$

Tabla 6 Producción de agua y petróleo de los pozos del campo Singue

PRODUCCIÓN DE FLUIDOS DE LOS POZOS DEL CAMPO SINGUE			
POZO	BFPD	BPPD	BAPD
SA-1 "UI"	466,96	42,01	424,95
SB-2 "UI"	1.148,41	390,36	758,05
SB-3 "TS"	3.383,04	169,09	3.213,95
SB-4 "TS"	228,48	100,51	127,97
SB-5 "UI"	4.185,85	167,37	4.018,48
SB-6 "TS"	647,70	271,97	375,73
SB-7 "TS"	0,00	0,00	0,00
SB-7 "UI"	3.925,51	235,45	3.690,06
SB-8 "UI"	4.063,65	121,86	3.941,79
SB-9 RE "UI"	875,30	87,50	787,80
SB-12HST "UI"	4.987,65	199,43	4.788,22
SB-13 "TS"	1.094,88	76,61	1.018,27
SB-14H "UI"	5.487,41	219,42	5.267,99
SB-15H "UI"	697,33	432,29	265,04
SB-16H "UI"	6.045,80	241,74	5.804,06

La comparación del rendimiento individual de cada pozo con el colectivo permite identificar pozos que están presentando comportamiento anómalo y baja productividad, este

enfoque permite la identificación de cambios repentinos en el desempeño de un pozo. Identificar la continuidad y el tipo de estímulos ayuda a justificar su impacto en el buen comportamiento, positivo o negativo. Este trabajo analítico facilita establecer la relación entre el mejoramiento del rendimiento y las características del tratamiento de estimulación, lo que puede guiar el diseño del tratamiento futuro. El proceso HI ofreció una forma rápida de identificar pozos con comportamiento inusual para realizar análisis adicionales y sentó las bases para el enfoque general de producción de estructuras.

Se hace uso de un plano cartesiano para comparar el rendimiento de los pozos (HI) tomando en cuenta dos variables, producción de agua y producción de petróleo, lo que facilita la identificación de pozos que se comportan de manera diferente al promedio. En el plano cartesiano se ubica los pozos donde en las coordenadas de las X esta la productividad de petróleo HIO y en las coordenadas de las Y la productividad de agua HIW. Conocer las ubicaciones de los pozos de alto y bajo rendimiento proporciona otra herramienta para identificar áreas regionales de alto y bajo rendimiento en el yacimiento/campo bajo estudio. Los pozos/áreas que necesitan más enfoque y análisis detallado para identificar brechas y oportunidades para mejorar la producción (por ejemplo, reacondicionamiento, intervención de estimulación, reactivación).

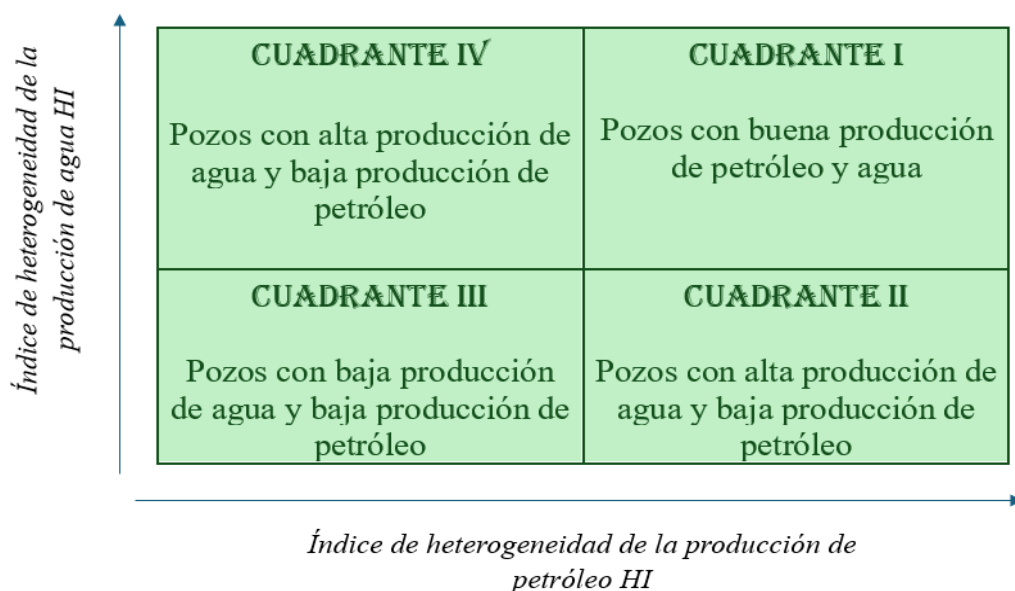


Figura 14 clasificación de la producción de los pozos en cuadrantes

Los resultados de este proceso de evaluación permitirán identificar problemas de productividad a nivel de campo, es uso de esta técnica se enfatiza en identificar pozos candidatos para mejorar la producción. Se seleccionaron pozos representativos para

diagnósticos detallados basados en la relevancia y el tamaño del impacto en la productividad, y el potencial de su tasa de producción o capacidad de entrega del pozo, los pozos seleccionados serán de mínima extracción de crudo y baja extracción de H₂O.

Utilizando la ecuación (14), se procede a realizar los cálculos del HI tanto para la extracción de H₂O Y crudo, considerando los datos de producción de la tabla 6, y el provecho individual y colectivo de los pozos del campo Singue.

Tabla 7 Resultados del comportamiento de producción considerando el índice de Heterogeneidad

PRODUCCIÓN DE FLUIDOS DE LOS					
POZO	BFPD	BPPD	BAPD	HI OIL	HI AGUA
SA-1 "UI"	466,96	42,01	424,95	-0,7865663	-0,8274683
SB-2 "UI"	1.148,41	390,36	758,05	0,9832415	-0,6922281
SB-3 "TS"	3.383,04	169,09	3.213,95	-0,1409307	0,3048788
SB-4 "TS"	228,48	100,51	127,97	-0,4893544	-0,9480436
SB-5 "UI"	4.185,85	167,37	4.018,48	-0,1496692	0,6315217
SB-6 "TS"	647,7	271,97	375,73	0,3817558	-0,8474519
SB-7 "UI"	3.925,51	235,45	3.690,06	0,1962143	0,4981817
SB-8 "UI"	4.063,65	121,86	3.941,79	-0,3808848	0,6003852
SB-9 RE "UI"	875,3	87,5	787,8	-0,5554523	-0,6801495
SB-12HST "UI"	4.987,65	199,43	4.788,22	0,013213	0,9440398
SB-13 "TS"	1.094,88	76,61	1.018,27	-0,6107795	-0,5865776
SB-14H "UI"	5.487,41	219,42	5.267,99	0,1147731	1,1388287
SB-15H "UI"	697,33	432,29	265,04	1,1962687	-0,8923925
SB-16H "UI"	6.045,80	241,74	5.804,06	0,2281709	1,3564756
PROMEDIO	2659,855	196,82929	2463,0257		

La figura 15 denota la ubicación de los pozos productores, considerando los resultados de la tabla 7, valores del índice de heterogeneidad, tanto para el petróleo y para el agua, los pozos que se hallen en el cuadrante III son los más idóneos para un proceso de estimulación ya que cuentan con una tasa mínima de extracción de petróleo y caudal mínimo de productividad de agua requiriendo de técnicas de optimización de producción.

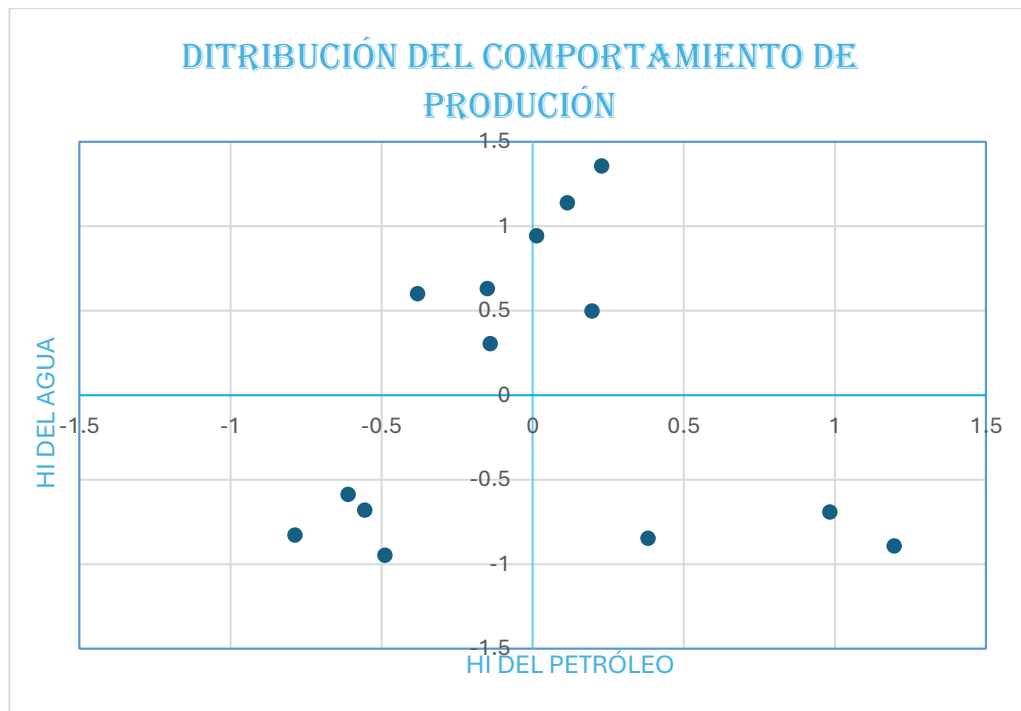


Figura 15 Distribución de la producción de los pozos en cuadrantes considerando los valores del índice de Heterogeneidad

La figura 15 muestra que hay cuatro pozos idóneos para una estimulación siendo seleccionados los pozos SA-1, SB9-RE, de la arena U inferior, y los pozos SB-4, SB-13, pertenecientes a la arena T superior, posteriormente se evaluara la presencia de daño de formación en estos pozos para determinar los pozos que necesitan un proceso de estimulación hidráulica por fracturamiento.

1.12.2 Evaluación del daño de formación en los pozos preseleccionados

Haciendo usos de la ecuación de Darcy se avalúa el factor skin, por falta de data relacionado a las pruebas de (buildup), el factor de daño afecta a cualquiera proceso de estimulación o inyección, identificar pozos adecuados es esencial para garantizar un eficiencia operativa en la canalización de la formación productora, a través del daño de formación caracterizamos si un pozo ha presenta alteración en la permeabilidad original de la roca ya sea por efectos mecánicos inducidos, incompatibilidad de los fluidos o por efectos naturales, un pozo con valores superior a ceros son aquellos pozos que requieren un proceso de estimulación para mitigar el factor skin, mientras que pozos con valores menores no presentan daño o simplemente ya se aplicó un proceso de estimulación ya sea acida o hidráulica. Haciendo uso de la ecuación (11) se procede a realizar los cálculos del daño considerando las variables de estudio del pozo y del yacimiento.

$$q = \frac{kh(\bar{p} - p_{wf})}{141.2\beta\mu \left[\ln \left(0.472 \frac{r_e}{r_w} \right) + S \right]} \quad (11).$$

Formaciones productoras del campo singue

Estrato	Espesor h (ft)	presión de reservorio psi	K (md)	Uo (cp)	Factor volumétrico del petróleo(lb/stb)	Radio de drenaje (ft)	Radio del pozo (ft)
<i>Arena U inferior</i>	46	3100	320 md	2.61 cp	1.153	1292.49	0.42
<i>Arena T superior</i>	12	2980	360 md	1.55 cp	1.203	347.25	0.34

Tabla 8 Resultados del cálculo del daño de formación presente en la cara de la arena productora

POZO	BPPD	PRESION Pwf (PSI)	DAÑO DE FORMACIÓN
SA-1 "UI"	42,01	2313	641,69
SB-4 "TS"	100,51	601	382,18
SB-9 RE "UI"	87,5	605	980,51
SB-13 "TS"	76,61	2934	3,67

Se puede evidenciar que la baja productividad de petróleo en estos pozos se debe principalmente a la alteración de la capacidad de paso del fluido de la formación productora, puesto que se puede evidenciar un daño de formación considerable, los cuatro pozos son idóneos para aplicar la estimulación hidráulica y matricial, sin embargo el pozo con mayor daño es el SB9 RE, este necesita un estudio minucioso para determinar la factibilidad técnica de las alternativas propuestas, para el caso del pozo SB 13, este presenta un valor bajo, pero sin embargo sigue existiendo un daño pero no es tan considerable, pero por la presencia de información se va a escoger como muestra el pozo SA-1 por la disposición de información, y por que es un excelente candidato para aplicar una estimulación, si el valor del daño a la formación es mayor que cero, sugiere que la formación ha sido dañada, lo que lleva a una caída de presión adicional más allá de la productividad ideal y reducida del pozo. Esto implica la presencia de una obstrucción que genera una caída de presión adicional respecto

al escenario ideal. En este caso, un valor de daño superior a cero significa que el pozo se beneficiaría de un tratamiento de estimulación, cuyo objetivo es eliminar el daño y restaurar la capacidad de producción del pozo.

1.13 Fractura miento hidráulico

1.13.1 Pasos para dimensionamiento de una estimulación por fracturamiento hidráulico

1.13.1.1 Elección del fluido fracturante y apuntalante

Para la elección del fluido de fractura y agente de sosten se trabajará con una metodología propuesta por Economides & Nolte (2000), el cual considera el uso de los esfuerzos in situ, que se ajusten a las condiciones geológicas de la formación, este método se considera en función de parámetros como; presión máxima de fractura, profundidad vertical, gradiente de fractura, temperatura de fondo y presión de cierre.

Tabla 9 Datos utilizado para la selección del agente porpante y fracturante

Profundidad (ft)	Presión de fractura (PSI)	Gradiente de fractura (PSI/ft)	Temperatura de fondo (°f)	Presión de cierre (PSI)
8216	14378 psi	1.75	265	11278 psi

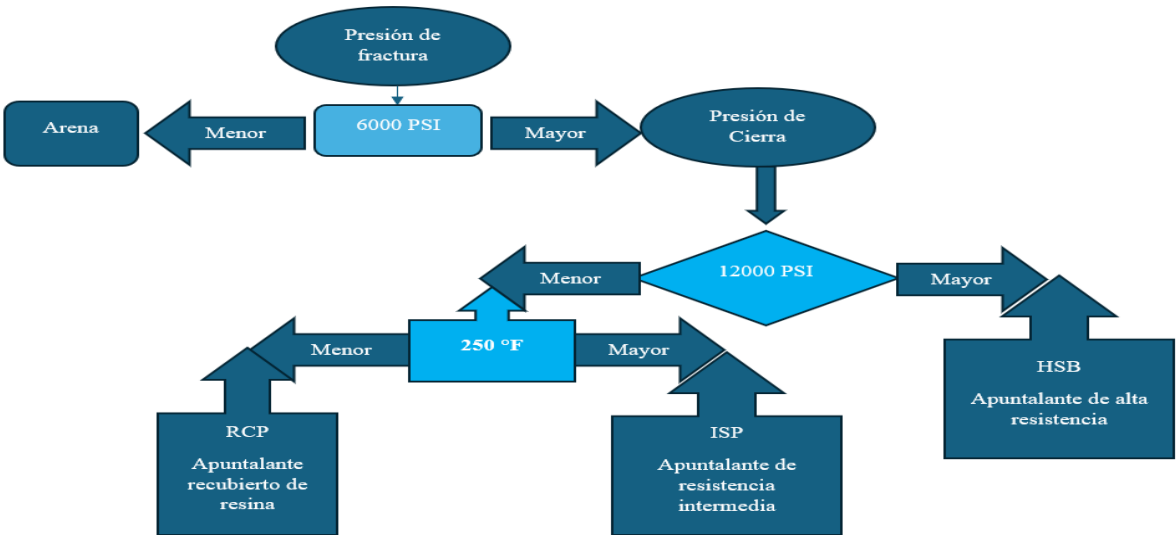


Figura 16 selección del fluido apuntalante y fracturante utilizando la metodología propuesta por Economides & Nolte (2000)

Tomando los datos de la tabla 9, se procede a realizar la elección del agente fracturante y el agente de sostén, la presión de fractura de la formación U inferior tiene un

valor aproximadamente 14 378 psi, con este valor ingresamos en la figura 16, evidenciando que es un valor superior al valor de evaluación, 6000 psi, ahora procedemos a calcular la presión de cierre utilizando la siguiente formula.

La presión de cierre obtenida es de **11 278 psi**, por lo cual este valor es menor que la presión de cierre del modelo, por consiguiente, se procede a evaluar la temperatura, donde la temperatura de fondo del pozo es de 265°F, siendo un valor mayor a 250°F, por lo cual se obtiene que el agente apuntalante mas eficiente para evitar que las canalizaciones se cierre es un tipo de apuntalante ISP (apuntalante de resina intermedia).

1.13.1.1.1 Apuntalante ISP

(Erazo & Jácome, 2014) Mencionan que en pozos con presiones de cierre entre 5.000 y 12.000 psi se utiliza un apuntalante de resistencia media, que puede ser una cerámica fundida de mínima densidad o una bauxita sinterizada de densidad mediana. Los apuntaladores de bauxita sinterizada se fabrican de mineral de bauxita rico en mullita. La gravedad específica de estos apuntalantes de resistencia intermedia varía de 2,7 a 3,2.

Tabla 10 Fluidos de fractura y apuntalante a utilizarse

<i>Etapas</i>	<i>Fluidos</i>
<i>Fluido fracturante</i>	YF135HTD O YF140HTD,
<i>Fluido apuntalante</i>	Carboline 20/40

1.13.1.2 Dimensionamiento de la fractura

Tabla 11 Criterios técnicos para diseño de fracturamiento hidráulico

Datos para diseño del fracturamiento	Valor
Presión de fractura (pf)	14 378 psi
Gradiente de fractura	1.55 psi/ft
Temperatura de fondo	265° F
Radio de drenaje (re)	1292.49 ft
Radio del pozo (rw)	0.42 ft
Permeabilidad de la arena (k)	320 md
Factor volumétrico del petróleo	1.153(BY/BN)
Presión de reservorio	3100 psi
Presión de fondo fluyente	2313 psi
Caudal de flujo actual	466.96 BFPD
Modulo de Poisson	0.35
Modulo de Young	100 000 000 psi
Espesor de la arena	46 ft
Densidad de la formación	2.65 gr/cc
Viscosidad del fluido	2.61 cp
Densidad del fluido de control	5.2 lb/gal
Profundidad del pozo (H)	9268 ft
Caudal de inyección del fluido fracturante	35 BPM
Viscosidad del fluido fracturante	320 cp
Densidad del fluido fracturante	14 lb/gal
Porosidad	18 %
Compresibilidad de la formación	0,0000615 psi^{-1}

Calculamos la presión de fractura

$$Pf = \text{gradiente de fractura} * \text{profundidad} \quad Ec(15).$$

$$Pf = 1.55 \frac{psi}{ft} * 9268ft$$

$$Pf = 14\,378\,PSI$$

Presión hidrostática

$$Ph = 0.052 * \rho \text{ del fluido de control} * H$$

$$Ph = 0.052 * 5.2 \frac{lb}{gal} * 9268ft$$

$$Ph = 2506.07 \text{ psi}$$

Presión de cierre instantáneo o presión de inyección en superficie

$$Pci = Pf - Ph$$

$$Pci = 14\,378 \text{ PSI} - 2506.07 \text{ Psi}$$

$$Pci = 11\,871.93 \text{ psi}$$

Presión de confinamiento o cierre

$$Pc = Pf - Pr$$

$$Pc = 14378 \text{ psi} - 3100 \text{ psi}$$

$$Pc = 11278 \text{ psi}$$

Esta presión me permitirá determinar el agente sostén, utilizando la figura 16.

Presión de inyección del sistema = Pf+ ph

Presión de inyección del sistema = 14378 psi+ 2506.07 psi

Presión de inyección del sistema = 16 884.07 PSI

Se calcula los coeficientes de los fluidos de fractura tomando en cuenta que estos van a ser necesitados para dimensionar la longitud de fractura

$$C1 = 0.0469 * \left(\frac{k * (Pf - Pr) * \phi}{100 * \mu_{ff}} \right)^{0.5}$$

$$C1 = 0.0469 * \left(\frac{320 \text{ md} * (11278 \text{ psi}) * 0.18}{100 * 320 \text{ cp}} \right)^{0.5}$$

$$C1 = 0.211 \text{ ft}/\sqrt{\text{min}}$$

$$C2 = 0.0374 * (Pf - Pr) * \left(\frac{k * Cf * \phi}{100 * \mu_o} \right)^{0.5}$$

$$C2 = 0.0374 * 11278 \text{ psi} * \left(\frac{320 \text{ md} * 0.0000615 \text{ psi}^{-1} * 0.18}{100 * 2.61 \text{ cp}} \right)^{0.5}$$

$$C2 = 1.55 \text{ ft}/\sqrt{\text{min}}$$

Coefficiente de fractura del fluido fracturante

$$\frac{1}{C} = \frac{1}{C1} + \frac{1}{C2}$$

$$\frac{1}{C} = \frac{1}{0.211} + \frac{1}{1.55}$$

$$C = 0.18 \text{ ft}/\sqrt{\text{min}}$$

1.13.1.2.1 Modelo PKN para diseño de fractura

Modelo PKN (Perkins-Kern-Nordgren)

La fractura se ubica en un plano de deformación vertical, lo que significa que para visualizar cómo se genera, hay que imaginar una serie de planos paralelos a un plano vertical de deformación que se desplaza desde el pozo hasta el largo de la fractura. El modelo PKN asume que el ancho de la fractura depende de la altura de la fractura y tiene una forma elíptica tanto en el eje vertical como en el horizontal. Es importante mencionar que el ancho de la fractura es mucho más pequeño (en el orden de pocos milímetros) en comparación con el largo de la fractura, que es considerablemente mayor.

Longitud de fractura

$$X_f = \frac{Q \text{ iny} * \rho_{f \text{ iny}}}{2\pi * h_f * C}$$

$$X_f = \frac{35 * 14}{2\pi * 46 * 0.18}$$

$$X_f = 9.42 \text{ ft}$$

Ancho promedio de la fractura

$$W = \frac{Q_{iny} * \rho_{finy}}{2\pi * h_f * X_f}$$

$$W = \frac{35 * 14}{2\pi * 46 * 9.42}$$

$$W = 0.18 \text{ ft}$$

Permeabilidad posterior al fracturamiento

$$k_f = 2 * k$$

$$k_f = 2 * 320 \text{ md}$$

$$k_f = 640 \text{ md}$$

Radio del pozo posterior al fracturamiento

$$r_w'' = \frac{2}{\pi} * X_f$$

$$r_w'' = \frac{2}{\pi} * 9.42 \text{ ft}$$

$$r_w'' = 6 \text{ ft}$$

Daño después del fracturamiento

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

$$S'' = \left(\frac{320}{640} - 1 \right) * \ln \frac{6}{0.42}$$

$$S'' = -1.33$$

Índice de productividad

Antes del fracturamiento

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

$$J = \frac{466.96 \text{ BPD}}{3100 \text{ psi} - 2313 \text{ psi}}$$

$$J = 0.59 \text{ BPD/PSI}$$

Post Fracturamiento

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

$$J'' = \frac{\ln\left(\frac{1292.49}{0.42}\right)}{\ln\left(\frac{1292.49}{6}\right) + \frac{320}{640} * \ln\left(\frac{6}{0.42}\right)} * 0.59$$

$$J'' = 0.71 \text{ BPD/PSI}$$

Presión de fondo fluyente post fracturamiento

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

$$EF = \frac{0.71}{0.59}$$

$$EF = 1.20$$

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

$$P_{wf}'' = 3100 - (3100 - 2313) * 1.20$$

$$P_{wf}'' = 2155.6 \text{ psi}$$

Cuadal a la presión Pwf''

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

$$Q = 0.71 * (3100 - 2155.6)$$

$$Q = 670.524 \text{ BPD}$$

Cálculo de la porosidad post fracturamiento

$$\phi_f = \phi_i + \frac{V_f}{V_t}$$

Donde

$$V_f = w_f \cdot X_f \cdot h_f$$

$$V_f = (0.18 \text{ ft}) \times (9.42 \text{ ft}) \times (46 \text{ ft})$$

$$V_f = 77.91 \text{ ft}^3$$

Y

$$V_i = \pi * (rw''^2 - rw^2) * h$$

$$V_i = \pi * (6^2 - 0.42^2) * 46$$

$$V_i = 5176.98 \text{ ft}^3$$

$$\phi_f = 0.18 + \frac{77.91 \text{ ft}^3}{5176.98 \text{ ft}^3}$$

$$\phi_f = 0.19 \%$$

1.14 Estimulación acidad matricial

El proceso de acidificación de la matriz implica inyectar pequeñas cantidades de ácido a una presión por debajo del punto de fractura de la arena rocosa. Este ácido viaja a través de las perforaciones y el interior del pozo, ayudando a disolver parte de la formación rocosa y limpiar los poros bloqueados. Al disolver estos poros bloqueados, las vías de flujo se amplían y el caudal de productividad se maximiza debido a la mayor permeabilidad de la roca del pozo. El lavado con ácido es similar a la acidificación, pero se utiliza para ensanchar las perforaciones, que pueden bloquearse con escombros o incrustaciones durante el proceso de perforación o en el equipo de tubería (Asgeron, 2019).

Tabla 12 Datos técnicos para el diseño de una estimulación matricial

Datos para diseño del fracturamiento	Valor
Presión de fractura (pf)	14 378 psi
Gradiente de fractura	1.75 psi/ft
Temperatura de fondo	265° F
Radio de drenaje (re)	1292.49 ft
Radio del pozo (rw)	0.42 ft
Densidad del fluido de control	5.2 lb/gal
Permeabilidad de la arena (k)	320 md
Factor volumétrico del petróleo	1.153(lb/stb)
Presión de reservorio	3100 psi
Presión de fondo fluyente	2313 psi
Presión estática (Pws)	2395 psi
Caudal de flujo actual	466.96 BFPD
Módulo de Poisson	0.35
Módulo de Young	100 000 000 psi
Espesor de la arena	46 ft
Densidad del fluido de estimulación	1.19 gr/cc
Viscosidad del fluido para estimulación	1.32 cp
Profundidad del pozo (H)	9268 ft
Porosidad	18 %
Peso del material soluble en HCL X_{HCL}	0.06
Poder de disolución del ácido B	0.175
Compresibilidad de la formación	0,0000615 psi^{-1}

Presión de fractura, esta fue calculada en el diseño del fracturamiento hidráulico dando como resultado lo siguiente:

$$Pf = 14\,378\text{ psi}$$

Se calcula la presión máxima de inyección adecuado para un proceso de estimulación matricial cabe destacar que este valor debe ser menor a la presión de fractura.

$$P_{maxiy} = 0,052 * \text{densidad del fluido de estimulación} * H$$

$$P_{maxiy} = 0.052 * 12 \text{ ppg} * 9268 \text{ ft}$$

$$P_{maxiy} = 5783.23 \text{ psi}$$

Por lo cual se cumple lo esperado siendo $P_f > P_{maxiy}$

La presión estática del fondo del pozo fue determinada en la sección anterior teniendo el valor de,

$$P_h = 2506.07 \text{ psi}$$

Calculamos la tasa de inyección máxima en unidades de barriles por minuto

$$q_{iy\max} = \frac{4.917 \times 10^{-6} \times k \times hf \times (P_f - P_{ws})}{\mu f \times \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}$$

$$q_{iy\max} = \frac{4.917 \times 10^{-6} \times 320 \text{ md} \times 46 \text{ ft} \times (14378 \text{ psi} - 2506.07 \text{ psi})}{1.32 \text{ cp} \times \ln\left(\frac{1292.49 \text{ ft}}{0.42 \text{ ft}}\right)}$$

$$q_{iy\max} = 81.04 \text{ BPM}$$

Se procede a hacer el cálculo del volumen de prelavado

$$V_p = 23.5 \times \emptyset \times hf \times (rx^2 - rw^2)$$

$$V_p = 23.5 \times 0.18 \times 46 \text{ ft} \times (5^2 - 0.42 \text{ ft}^2)$$

$$V_p = 4830.176 \text{ gal}$$

Se calcula el tiempo que se necesita para desplazar el volumen del compuesto de prelavado

$$t = \frac{0.023805 * V_P}{q_{i \max}}$$

$$t = \frac{0.023805 * 4830.176 \text{ gal}}{81.04 \text{ BPM}}$$

$$t = 1.42 \text{ min}$$

Se calcula el volumen de ácido clorhídrico

$$V_{HCL} = \frac{23.5(1 - \emptyset) * X_{HCL}(rx^2 - rw^2)}{B}$$

$$V_{HCL} = \frac{23.5(1 - 0.18) * 0.06 * (5ft^2 - 0.42 ft^2)}{0.175}$$

$$V_{HCL} = 164 \text{ gal}$$

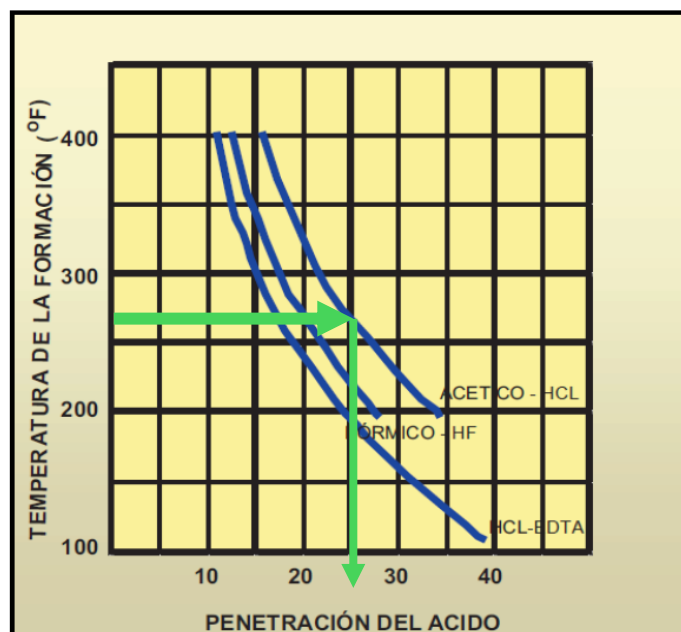
Se verifica el siguiente criterio técnico, si V_p es mayor a V_{HCL} , entonces $V_1 = V_p$, caso contrario el valor de $V_1 = V_{HCL}$

$$V_1 = 4830.176 \text{ gal}$$

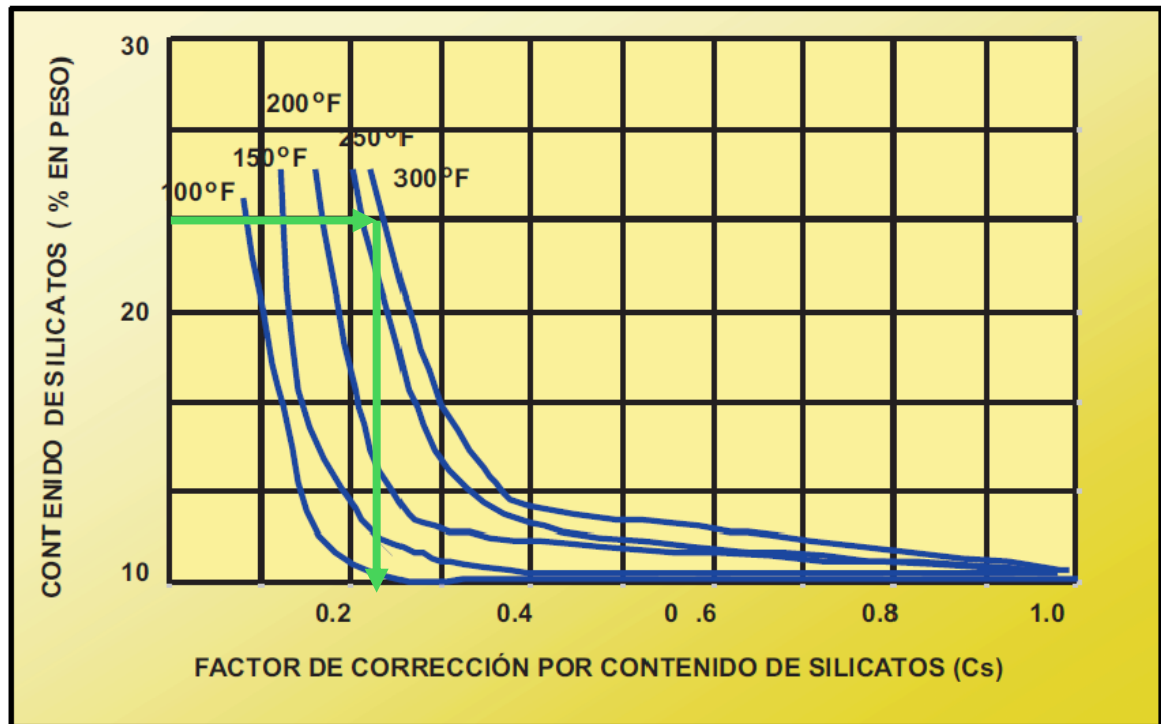
$$t_1 = 1.42 \text{ min}$$

Para calcular el volumen V_2 utilizado para la etapa de 2 que es el proceso posterior a la etapa de prelavado, en este caso es la acidificación,

Se determina la penetración del ácido en la arena teniendo en cuenta la temperatura de formación



Obtenido el valor de $P_a = 25 \text{ in}$



El factor Cs es 0.23

Penetración de el acido en la arena por contenido de silicatos

$$Pacs = Pa * Cs$$

$$Pacs = 25 * 0.23$$

$$Pacs = 5.75 \text{ in}$$

Radio de penetración del acido

$$rxp = rw + Pacs$$

$$rxp = 5.04 \text{ in} + 5.75 \text{ in}$$

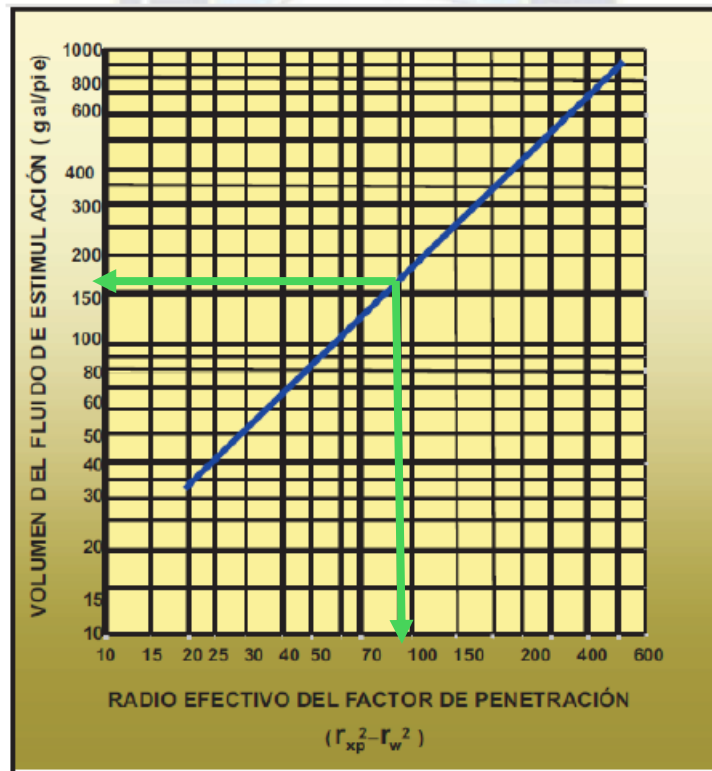
$$rxp = 10.79 \text{ in}$$

Radio de penetración efectivo

$$ref = rxp^2 - rw^2$$

$$ref = 10.79 \text{ in}^2 - 5.04 \text{ in}^2$$

$$ref = 91.02 \text{ in}$$



El Volumen del fluido de estimulación es de 160 gal/ft

Se calcula el volumen único del ácido

$$V2 = Va * hf$$

$$V2 = 160 \text{ gal/ft} * 46 \text{ ft}$$

$$V2 = 7360 \text{ gal}$$

Tiempo de inyección

$$t2 = \frac{0.023805 * V2}{qi \text{ max}}$$

$$t2 = \frac{0.023805 * 7360}{81.04}$$

$$t2 = 2.16 \text{ min}$$

Radio mínimo de penetración

$$r3 = 4 + rw$$

$$r3 = 4 + 0.42$$

$$r3 = 4.42 \text{ ft}$$

Volumen de desplazamiento

$$V3 = 23.5 \times \emptyset \times hf \times (r3^2 - rw^2)$$

$$V3 = 23.5 \times 0.18 \times 46 \text{ ft} \times (4.42^2 - 0.42 \text{ ft}^2)$$

$$V3 = 3767.1 \text{ gal}$$

$$t3 = \frac{0.023805 \times V3}{qi \text{ max}}$$

$$t3 = \frac{0.023805 \times 3767.1}{81.04}$$

$$t3 = 1.11 \text{ min}$$

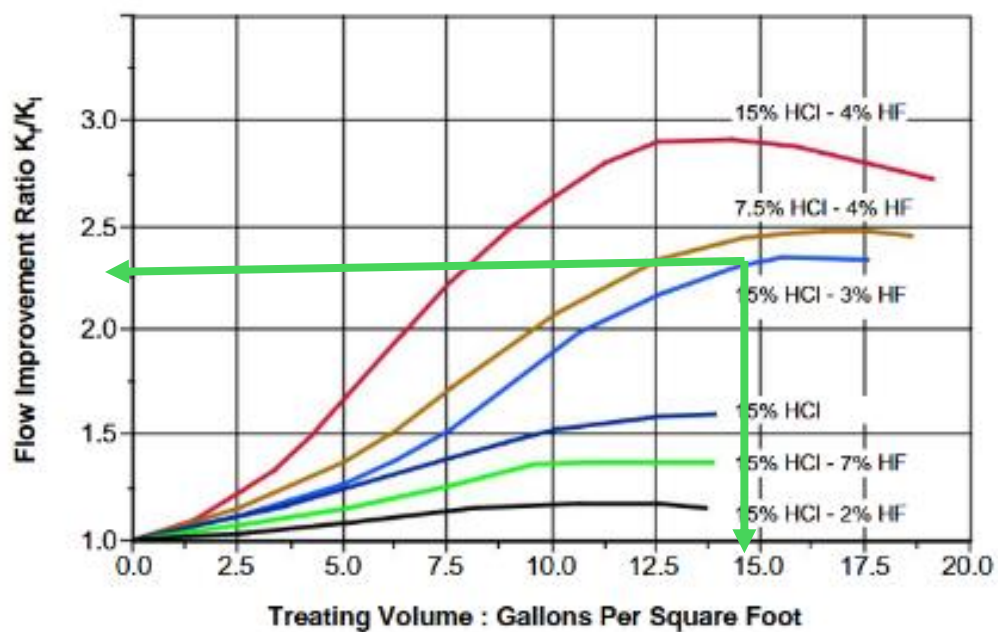
Volumen de tratamiento por ft2

$$Vt = \frac{V2}{rxp \text{ in} \times h \text{ ft}}$$

$$Vt = \frac{7360 \text{ gal}}{10.79 \text{ in} \times 46 \text{ ft}}$$

$$Vt = 14 \text{ gal/ft}^2$$

Daño post fracturamiento



$$\frac{kf}{Ki} = 2.35$$

$$Kf = 2.35 * ki$$

$$Kf = 2.35 * 320 \text{ md}$$

$$Kf = 2.35 * 320 \text{ md}$$

$$Kf = 752 \text{ md}$$

Daño de formación post estimulación matricial

$$S'' = \left(\frac{K}{Kf} - 1 \right) * Ln \frac{rx}{rw}$$

$$S'' = \left(\frac{320}{752} - 1 \right) * Ln \frac{5}{0.42}$$

$$S'' = -2.37$$

Índice de productividad

$$J = \frac{Qo}{Pr - Pwf}$$

$$J = \frac{466.96 \text{ BPD}}{3100 \text{ psi} - 2313 \text{ psi}}$$

$$J = 0.59 \text{ BPD/PSI}$$

Post fracturamiento

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

$$J'' = \frac{Ln \left(\frac{1292.49}{0.42} \right)}{Ln \left(\frac{1292.49}{5} \right) + \frac{320}{752} * Ln \left(\frac{5}{0.42} \right)} * 0.59$$

$$J'' = 0.72 \text{ BPD/PSI}$$

Cuadal a la presión Pwf'

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

$$EF = \frac{0.72}{0.59}$$

$$EF = 1.22$$

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

$$Pwf'' = 3100 - (3100 - 2313) * 1.22$$

$$Pwf'' = 2139.86 \text{ psi}$$

Caudal a la presión Pwf'

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

$$Q = 0.72 * (3100 - 2139.86)$$

$$Q = 691.3 \text{ BPD}$$

Análisis y resultados

Estimulación hidráulica

Tabla 13 Cuadro comparativo de resultados obtenidos antes y después del fracturamiento

<i>RESULTADOS DE FRACTURAMIENTO</i>		
<i>Parámetros</i>	<i>Condiciones actuales del pozo</i>	<i>Condiciones después de la estimulación hidráulica</i>
Permeabilidad (k)	320 md	640 md
Índice de productividad	0.59 BPD/PSI	0.71 BPD/PSI
Daños de formación	641,69	-1.33
Caudal de producción	466.96BPD	670.524BPD
Porosidad de la formación	18%	19.5%
<i>Geometría de la fractura</i>		
Longitud de fractura		9.42 ft
Ancho de fractura		2.16 in

El diseño del fracturamiento hidráulico permitió incrementar la longitud de fractura pasando de 0.42 ft a una longitud horizontal de 9.42 ft además de considerar el ancho de fractura el cual fue de 2.16 pulgadas, con un área de drenaje de 1.6956 ft², estos resultados permitieron maximizar la producción de crudo, puesto que penetramos la formación utilizando un fluido fracturante el cual crea canales conductivos permitiendo el aumento de la permeabilidad, la selección del agente apuntalante se dio en función de la presión de fractura y la presión de confinamiento teniendo como fluidos de fractura YF135HTD y como agente apuntalante Carboline 20/40. Con la aplicabilidad de estos fluidos y el diseño eficiente de la fractura la permeabilidad de la formación incremento a 640 md, aproximadamente el doble a la permeabilidad original de la formación, además que la porosidad pasa de 18% a 19,5%, el aumento de la porosidad y permeabilidad permite mayor capacidad de almacenamiento y movilidad, aumentando la permeabilidad efectiva de la formación, el uso de esta técnica disminuyo el daño de formación a -1.33, y el índice de productiva cambio de 0.59 a 0.71 BPD, generando una mayor producción.

“YF140 HTD es fluido gelificado de elevada viscosidad y estructura reticulada que se activa después de un tiempo. Esto implica que su viscosidad aumenta a medida que avanza a través de la tubería, lo que permite una mejor gestión de la presión durante el proceso de bombeo, lo que a su vez minimiza las pérdidas de presión por efecto rozamiento y la caída de presión asociada, mientras que el agente apuntalante Carbolite sirve como material de soporte sintético seleccionado por su durabilidad frente a las fuerzas de cierre encontradas durante este proceso. Su forma es casi esférica, lo que da como resultado una conductividad mejorada después del proceso de fractura en comparación con la arena. Durante una operación de bombeo que duró alrededor de 20,4 minutos en diez etapas, se utilizaron 18,776 galones de fluido YF140HTD junto con 34,800 libras de apuntalante Carbolite 20/40 a un ritmo de 35 barriles por minuto.

Tabla 14 Resultados de los fluidos a emplearse durante la etapa de fracturamiento

<i>Etapas</i>	<i>Fluidos</i>
Fluido fracturante	YF135HTD O YF140HTD,
Fluido apuntalante	Carbolite 20/40

Datos para la generación de la curva IPR a condiciones actuales

Tabla 15 Criterios técnicos para la generación de la curva IPR sin estimulación

Datos		
Pr	3100	PSI
Pb	2850	PSI
Pwf	2313	PSI
Qo	466,96	B/D
Qmax	1151,8	B/D

Datos para la generación de la curva IPR post fracturamiento

Tabla 16 Criterios técnicos para la generación de la curva IPR post estimulación

Datos		
Pr	3100	PSI
Pb	2850	PSI
Pwf"	2155,6	PSI
Qo"	670,524	B/D

Qmax		1414,3	B/D	
J		0,7	BPD/PSI	
CONDICIONES ACTUALES			POST FRACTURAMIENTO	
Pwf (PSI)	Qo (B/D)		Pwf (PSI)	Qo (B/D)
3100	0		3100	0
3000	59		3000	71
2900	118		2900	142
2850	147,5		2850	177,5
2800	192,0114679		2800	235,7601234
2700	252,1798554		2700	309,6375153
2600	310,4305255		2600	381,1602494
2500	366,7634779		2500	450,3283255
2400	421,1787129		2400	517,1417438
2300	473,6762303		2300	581,6005041
2200	524,2560302		2200	643,7046065
2100	572,9181126		2100	703,454051
2000	619,6624774		2000	760,8488376
1900	664,4891247		1900	815,8889663
1800	707,3980545		1800	868,574437
1700	748,3892668		1700	918,9052499
1600	787,4627615		1600	966,8814048
1500	824,6185386		1500	1012,502902
1400	859,8565983		1400	1055,769741
1300	893,1769404		1300	1096,681922
1200	924,579565		1200	1135,239445
1100	954,064472		1100	1171,442311
1000	981,6316616		1000	1205,290518
900	1007,281134		900	1236,784068
800	1031,012888		800	1265,92296
700	1052,826925		700	1292,707193
600	1072,723244		600	1317,136769
500	1090,701846		500	1339,211687
400	1106,762731		400	1358,931947

300	1120,905897		300	1376,297549
200	1133,131347		200	1391,308493
100	1143,439078		100	1403,96478
0	1151,829093		0	1414,266408

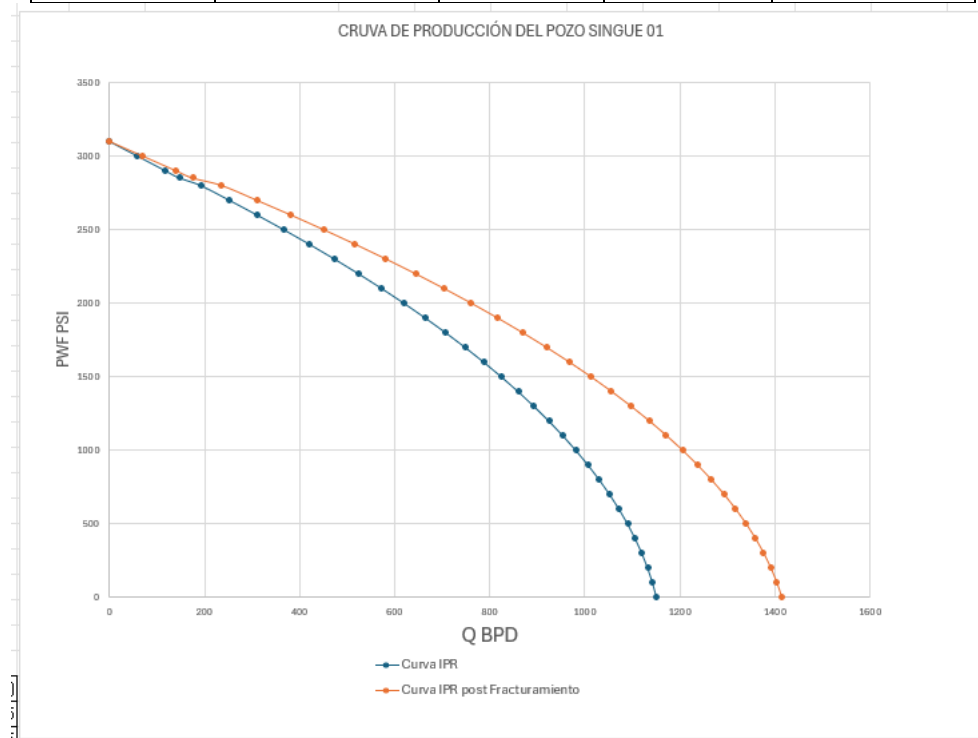


Figura 17 Curva de oferta del pozo SINGUE 01

Para la generación de la curva IPR se consideraron dos escenarios, el primero caso, considera la producción actual del campo donde se estima que la extracción de petróleo en función de la caída de presión evidenciando una producción máxima de 1151.83 BPD, se consideró la producción a una presión pwf actual considerando 2313 psi con un caudal de 466.69 BPD y un IP de 0.59 BPD/PSI. La producción del campo no es la más eficiente puesto que el valor de producción esta por deba de 550 BPD, siendo necesario la aplicabilidad de una técnica de estimulación para maximizar la producción, en el segundo escenario se estima una disminución del daño de formación por lo cual la permeabilidad incrementa, facilitando un mejor índice de productividad a 0.7 BPD/PSI, lo que denota que a una menor presión 2155.6 psi se tenga una mayor producción a un valor de 670.524 BPD y el cauda máximo incremente a 1414.266 BPD.

Estimulación matricial

Tabla 17 Cuadro de resultados del uso de la estimulación matricial en la formación productora del pozo Singe 01

RESULTADOS DE LA ACIDIFICACIÓN		
Parámetros	Condiciones actuales del pozo	Condiciones después de la estimulación hidráulica
Permeabilidad (k)	320 md	752 md
Índice de productividad	0.59 BPD/PSI	0.72 BPD/PSI
Daños de formación	641,69	-2.37
Caudal de producción	466.96BPD	691.3 BPD

la estimulación de la matriz ayuda a producir más al reparar los daños y facilitar el flujo de los fluidos. La capacidad del fluido para fluir aumentó considerablemente, de 320 md a 752 md, mostrando una gran mejora en el flujo del pozo. Esto significa que el tratamiento funcionó bien para eliminar los daños y conectar el pozo con la roca circundante. El IP subió de 0.59 BPD/PSI a 0.72 BPD/PSI, lo que significa que el pozo extrae fluidos de manera más eficiente. Esto conduce a una mayor producción con la misma cantidad de presión utilizada, el daño se redujo significativamente de 641,69 a -2,37, lo que significa que el tratamiento eliminó con éxito los elementos que bloqueaban el flujo de fluido. Un número negativo podría significar que el pozo está incluso mejor que antes del daño. La cantidad de petróleo producido aumentó de 466,96 BPD a 691,3 BPD, un aumento del 48% en la producción de pozos. Esto se debe a que el fluido puede fluir más fácilmente y la tasa de producción es mejor.

Volumen de los compuestos

Tabla 18 Ácidos utilizados para las diferentes etapas de la estimulación matricial

Parámetros	VALOR
-------------------	--------------

volumen del agente de prelavado	4 830.176 gal
Volumen del ácido para estimulación	7 360 gal
Volumen de compuesto para desplazamiento	3 767.1 gal

Etapas	Compuesto
Prelavado	3 %Salmuera de NH ₄ CL y Ácido clorhídrico (HCL) al 7.5 %
Proceso de acidificación	12% HCl–3% HF
Post acidificación	3% NH ₄ Cl brine

La cantidad de fluido seleccionada para la primera etapa de acidificación fue de 4830,176 galones, de fluido de prelavado, este es un paso muy importante para preparar la formación para el trabajo principal, en cuanto a la cantidad volumétrica de ácido para la etapa de acidificación fue de 7 360 galones. Se utiliza mucho ácido, lo que significa un tratamiento fuerte para descomponer los sólidos disueltos, mientras que para la etapa final de lavado posterior a la estimulación se usó 3 767,1 galones. Este líquido asegura que el ácido llegue a donde sea necesario y se limpia después del tratamiento. Se utiliza una mezcla de salmuera NH₄Cl al 3% y HCl al 7,5%. Esto prepara la formación para el ácido, se utiliza una mezcla de 12% HCl y 3% HF. Esta mezcla funciona bien para descomponer minerales y arcillas que causan problemas, Después del ácido: se utiliza una salmuera de NH₄Cl al 3% para mantener estable la formación y detener las malas reacciones después del tratamiento, la aplicación de esta técnica de estimulación optimizó la extracción de petróleo y disminuyó el factor de daño presente en la arena productora.

Generación de la curva IPR

Datos

Tabla 19 Datos para la generación e la curva IPR post estimulación matricial

Datos

Pr	3100	PSI
Pb	2850	PSI
Pwf"	2139.86 psi	PSI
Qo"	691.3	B/D
Qmax	1437.9	B/D
J	0.72	BPD/PSI

CONDICIONES ACTUALES			POST FRACTURAMIENTO	
Pwf (PSI)	Qo (B/D)		Pwf (PSI)	Qo (B/D)
3100	0		3100	0
3000	59		3000	72
2900	118		2900	144
2850	147,5		2850	180
2800	192,0114679		2800	239,7060499
2700	252,1798554		2700	314,8199307
2600	310,4305255		2600	387,5397436
2500	366,7634779		2500	457,8654886
2400	421,1787129		2400	525,7971657
2300	473,6762303		2300	591,3347749
2200	524,2560302		2200	654,4783161
2100	572,9181126		2100	715,2277894
2000	619,6624774		2000	773,5831948
1900	664,4891247		1900	829,5445323
1800	707,3980545		1800	883,1118019
1700	748,3892668		1700	934,2850036
1600	787,4627615		1600	983,0641374
1500	824,6185386		1500	1029,449203
1400	859,8565983		1400	1073,440201
1300	893,1769404		1300	1115,037131
1200	924,579565		1200	1154,239993
1100	954,064472		1100	1191,048787
1000	981,6316616		1000	1225,463514
900	1007,281134		900	1257,484172
800	1031,012888		800	1287,110762

700	1052,826925		700	1314,343285
600	1072,723244		600	1339,18174
500	1090,701846		500	1361,626126
400	1106,762731		400	1381,676445
300	1120,905897		300	1399,332696
200	1133,131347		200	1414,594879
100	1143,439078		100	1427,462994
0	1151,829093		0	1437,937041

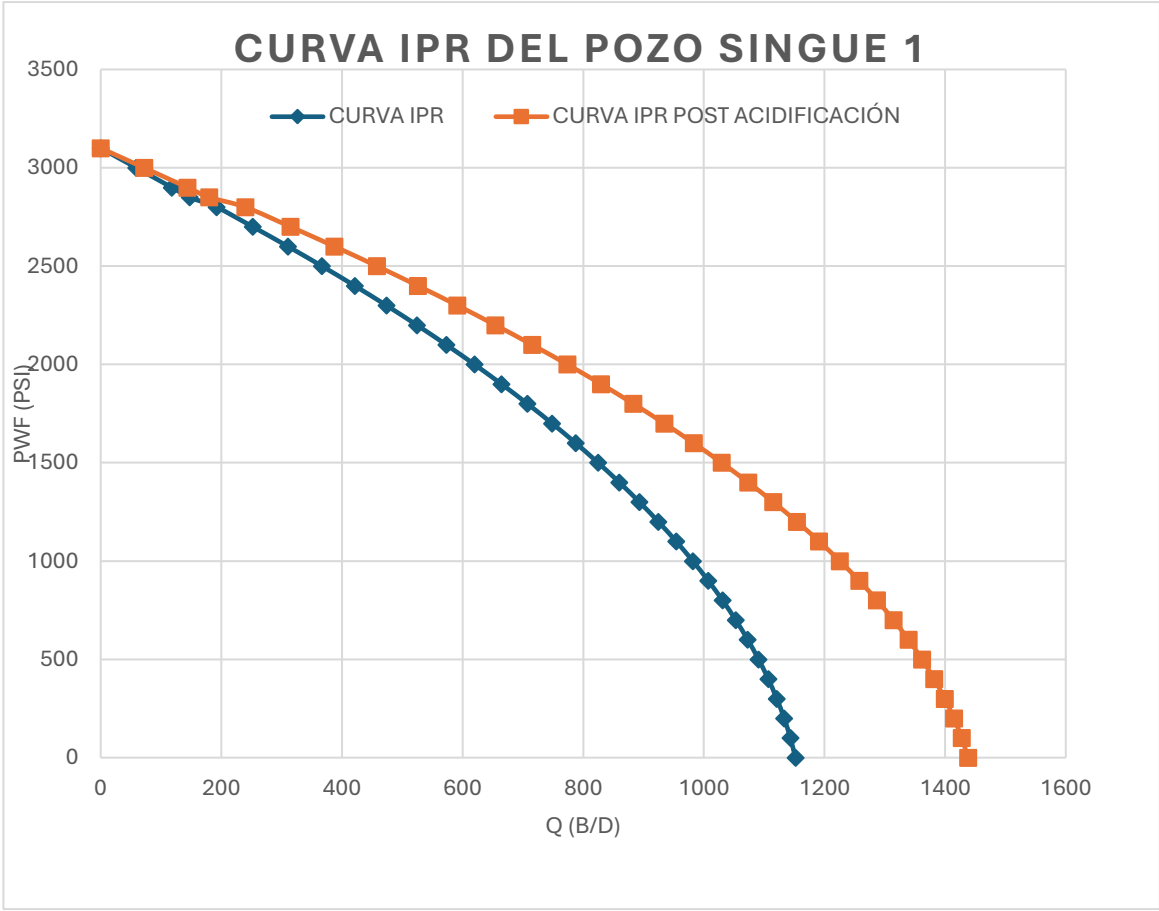


Figura 18 Curva de producción del pozo SINGUE 01 antes y posterior a la estimulación matricial

Las curvas de IPR son importantes en la evaluación de la producción de fluidos en función de las pérdidas de presión, presentando la cantidad de petróleo producido, el desarrollo de estas curvas se genera para evaluar la producción antes y después de un tratado de

estimulación matricial. El tratamiento ácido elevó la producción de petróleo de 466,96 barriles a 691,3 barriles, un aumento del 48%. También aumentó el caudal máximo de flujo pasando de 1 151,8 barriles a 1 437,9 BPD, un alza del 24,8%. La capacidad del pozo para producir líquido de manera más eficiente, al paso que aumenta la presión del yacimiento mejoró, con el índice de producción pasando de 0,59 BPD/PSI a 0,72 BPD/PSI. La presión en el fondo del pozo disminuyó de 2313 PSI a 2139,86 PSI, probablemente porque el ácido eliminó cualquier obstrucción. El pozo ahora produce más fluido a cualquier presión de fondo dada después del tratamiento con ácido. Esto se refleja en la curva puesto que, a una presión pwf de 2500 PSI, el caudal aumentó de 366.76 B/D a 457.87 B/D.

Conclusión

Utilizando el análisis bibliográfico y la recopilación de datos se pudo determinar los parámetros de evaluación de los pozos petroleros del campo singue, se evaluaron 14 pozos utilizando el método de índice de heterogeneidad en donde se comparó el rendimiento individual con el colectiva, en función de las variables de producción, obteniendo 4 pozos SA-1, SB9-RE, SB-4 y SB-13, candidatos eficientes para una estimulación ya sea hidráulica o ácida, puesto que su potencial de producción de agua y petróleo era bajo, el pozo singue 01 fue el pozo seleccionado puesto que presentaba un daño considerable y por la disposición de data, seleccionándolo para una evaluación de aplicabilidad de las técnicas de estimulación.

Utilizando los diferentes métodos de diseño se estableció los criterios técnicos y variables necesarias para un dimensionamiento de fractura o estimulación, se calculó la presión de la roca a la cual se fractura, obteniendo el siguiente valor 14 378 *psi*, bajo este parámetro se estableció la presión adecuada para un fracturamiento hidráulico y para una estimulación matricial reactiva, para la estimulación por fractura la presión de inyección o ejercida durante este proceso debe ser mayor a la presión de fracturamiento, asegurando la eficiencia de la creación de canalizaciones y micro fisuras en la formación, mientras que para la acidificación, necesitamos una presión que no supere la presión de fractura, puesto que para este caso no buscamos fracturar, sino mas bien vamos a eliminar las partículas disueltas, por la interacción roca-acido,

Después de observar el diseño y comparar los resultados, se descubrió que la acidificación funciona un poco mejor que la fracturación hidráulica. La acidificación mejoró un poco más la simplicidad con la que los fluidos circulan en la roca (752 md frente a 640

md), redujo mejor el daño a la roca (-2,37 frente a -1,33) y condujo a una tasa de flujo de petróleo ligeramente mayor (691,3 BPD frente a 670,524 BPD). La acidificación es la mejor opción aquí porque la roca del pozo SINGUE 01 responde mejor cuando se disuelven los bloqueos en los pequeños agujeros. Esto está claro porque el fluido fluye mucho más fácilmente y se reduce el daño a la roca. Este método es especialmente útil cuando el daño es causado por minerales o ciertos tipos de arcilla que se expanden, porque los ácidos utilizados en el tratamiento pueden eliminarlos. Por lo tanto, la acidificación es la mejor manera de mejorar el paso del petróleo del pozo SINGUE 01, ya que aumenta la producción y mejora la capacidad de la roca para producir petróleo de manera más efectiva que la fracturación hidráulica.

Recomendaciones

- Brindar capacitación a las personas que laboran en la etapa diseño y ejecución de las técnicas de estimulación asegurandose de que todos los que trabajan en trabajos de fracking y ácido reciban una buena capacitación sobre los métodos, herramientas y riesgos de seguridad involucrados.
- Realizar mantenimiento continuo a los equipos teniendo un plan sólido para mantener todas las máquinas de fracking en buen estado. Esto les ayudará a funcionar bien y reducirá la posibilidad de problemas durante las operaciones.
- Pensar y estudiar cómo el fracking podría afectar al medio ambiente. Tome medidas para disminuir cualquier daño y siga todas las reglas ambientales.

Bibliografías

- Aguirre, V., & Vera, L. (2018). *Análisis Técnico para la Optimización de la Producción de Petróleo en el Campo Pata*. 1–123.
- Agurto Naranjo, P. E. (2020). *Estudio Técnico del proceso de acidificación matricial para incrementar la eficiencia de trabajos futuros en el campo Drago en el periodo 2016-2019* (Issues 1–152).
- Álvarez, B. (2012). *Facturamiento Hidráulico Multietapas* [UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO]. <https://repositorio.unam.mx/contenidos/3442338>
- ANGEL, K., & HIDALGO, F. (2022). *ESTIMULACIÓN POR FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO (SLICKWATER) PARA MEJORAR LA PRODUCCIÓN DE UN POZO DEL SECTOR DE SANTA PAULA, CAMPO GUSTAVO GALINDO VELASCO*. UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA.
- Asgeron, M. (2019). Role of Well Stimulation Methods in the Optimization of Production from Oil and Gas Well. *Sciences-New York*, 1–98.
- Baque, E. (2024). *FACTIBILIDAD DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN EL CAMPO PACOA BLOQUE 1 MEDIANTE EL MODELO GEOMECÁNICO 2D*. UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA.
- Caiza Arellano, V. J., & Pabón Cruz, G. J. (2016). DISEÑO DEL MODELO ESTÁTICO DE LA ARENA T SUPERIOR DEL CAMPO SINGUE. In *UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR FACULTAD* (Issue 1). UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR FACULTAD.
- Calderon Carrillo, Z. (2014). *Introduccion a la mecanica de rocas y sus aplicaciones en la industria del petroleo*. Ediciones UIS. <https://elibro.net/es/lc/upse/titulos/129273>
- CAMPO GUALSAQUI, R. J. (2021). *ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE LA COMPLETACIÓN INTELLIZONE INSTALADA EN EL POZO SINGUE B9 Y UNA COMPLETACIÓN CONCENTRICA* [ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL]. https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/21684/1/CD_11164.pdf

- Córdova, M. (2021). *Estudio técnico de la implementación de fracturamiento hidráulico en pozos productores del campo VHR* [ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL]. <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/21330>
- Erazo, W. J., & Jácome, A. P. (2014). *Estudio para mejorar la eficiencia de los trabajos de fracturas hidráulicas en la arena U de un campo del Oriente Ecuatoriano*. <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/8153>
- GRANDA, D. (2017). “EVALUACIÓN DE POZOS POTENCIALES PARA EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN EL CAMPO TAPI – BLOQUE 57.” ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL.
- Harami, K., Bolanos, N., Sharma, S., Slimani, K., Abdel-Basset, M., Pimentel, J. A., Kiome, P., Rodriguez, J. A., Al-Ajmi, M., El Daoushy, A., & Mufarrej, M. Al. (2013). Heterogeneity index and fast screening processes used in a large mature field designed for quick production gains. *Society of Petroleum Engineers - Kuwait Oil and Gas Show and Conference, KOGS 2013*, 723–737. <https://doi.org/10.2118/167350-ms>
- Jácome, M., & Muñoz, D. (2016). “DISEÑO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN EL POZO FICT-2D.” ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL.
- Larrea, M., Peña, D., & Miranda, B. (2011). *Análisis del Factor de Daño de Formación y Evaluación de los Tratamientos de Fracturamiento Realizados en el Campo ANPA del Distrito Amazónico*. I, 1–6. <https://www.dspace.espol.edu.ec/handle/123456789/16110>
- Lea, J. F., & Nickens, H. V. (1999). Selection of artificial lift. *Society of Petroleum Engineers - SPE Mid-Continent Operations Symposium 1999, MCOS 1999*. <https://doi.org/10.2118/52157-ms>
- Liu, Z., Chen, C., Lv, X., Yang, Z., Shen, Y., Luo, Y., & Li, X. (2018). *Formation Damage Characterization of Horizontal Well in Extra-Heavy Oil Reservoir and Methods of Remedy*. Day 3 Wed, D031S025R003. <https://doi.org/10.2118/191158-MS>
- MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS. (2020). *Reglamento Ambiental De Operaciones Hidrocarburíferas*. 1–32. www.lexis.com.ec
- TOMALÁ, J., & SALVATIERRA, R. (2023). “SELECCIÓN DE POZOS PETROLEROS

ADECUADOS PARA EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN EL CAMPO LIBERTADOR” (Vol. 5) [UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA]. <https://www.ncbi.nlm.nih.gov/books/NBK558907/>