



Tecnológico UNIVERSITARIO
“RUMIÑAHUI”

CARRERA:

PETROLEOS

“Trabajo de titulación previo a la obtención del título”

TECNOLOGÍA SUPERIOR EN PETROLEOS

TEMA:

**Evaluación de aplicabilidad de métodos de estimulación
ácida e hidráulica para disminución de la migración de
partículas finas en los pozos petroleros del campo Secoya.**

AUTORES:

YONATHAN CARLOS MONTESINOS MALDONADO

DILSA MARIBEL ERIQUE FLORES

THALIA IMELDA QUIROZ TACAN

DIRECTOR:

ING. LUIS ALVAREZ

Sangolquí, agosto 31 de 2024

DECLARACIÓN JURAMENTADA

Los autores, Yonathan Carlos Montesinos Maldonado con C.I: 2100500954, Dilsa Maribel Erique Flores con C.I: 2200131114 y Thalia Imelda Quiroz Tacan con C.I: 2101034680 , declaran que el trabajo de investigación titulado “Evaluación de aplicabilidad de los métodos de estimulación acida e hidráulica para la disminución de la migración de partículas finas en pozos petroleros del campo Secoya." es trabajo propio, siguiendo estándares técnicos y de investigación. Ceden los derechos de propiedad intelectual de esta investigación al INTITUTO TECNOLÓGICO UNIVERSITARIO RUMIÑAHUI, según la Ley de Propiedad Intelectual y su normativa vigente.

Yonathan Montesinos Maldonado
CI: 2100500954

Dilsa Erique Flores
C.I: 2200131114

Thalia Quiroz Tacan
C.I: 2101034680

CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2024-ISTER-6-6.2

Sangolquí, 01 de Noviembre del 2024

MSc. Elizabeth Ordoñez
DIRECTORA DE DOCENCIA

MSc. Mónica Loachamín
COORDINADORA DE TITULACIÓN

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

Presente

Por medio de la presente, yo, DILSA MARIBEL ERIQUE FLORES declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: Ser autor del trabajo de titulación denominado, EVALUACIÓN DE APLICABILIDAD DE MÉTODOS DE ESTIMULACIÓN ACIDA E HIDRÁULICA PARA DISMINUCIÓN DE LA MIGRACIÓN DE PARTÍCULAS FINAS EN LOS POZOS PETROLEROS DEL CAMPO SECOYA 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,



DILSA MARIBEL ERIQUE FLORES
C.I.: 2200131114

CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2024-ISTER-6-6.2

Sangolquí, 01 de noviembre del 2024

MSc. Elizabeth Ordoñez
DIRECTORA DE DOCENCIA

MSc. Mónica Loachamín
COORDINADORA DE TITULACIÓN

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

Presente

Por medio de la presente, yo, **Yonathan Carlos Montesinos Maldonado** declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: Ser autor del trabajo de titulación denominado **Evaluación de aplicabilidad de métodos de estimulación acida e hidráulica para disminución de la migración de partículas finas en los pozos petroleros del campo Secoya**, 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,

YONATHAN
CARLOS
MONTESINOS
MALDONADO

Firmado digitalmente
por YONATHAN
CARLOS MONTESINOS
MALDONADO
Fecha: 2024.11.01
19:57:02 -05'00'

Yonathan Carlos Montesinos Maldonado

C.I.: 2100500954

CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2024-ISTER-6-6.2

Sangolquí, 01 de Noviembre del 2024

MSc. Elizabeth Ordoñez
DIRECTORA DE DOCENCIA

MSc. Mónica Loachamín
COORDINADORA DE TITULACIÓN

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

Presente

Por medio de la presente, yo, THALIA IMELDA QUIROZ TACAN declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: Ser autor del trabajo de titulación denominado, EVALUACIÓN DE APLICABILIDAD DE MÉTODOS DE ESTIMULACIÓN ACIDA E HIDRÁULICA PARA DISMINUCIÓN DE LA MIGRACIÓN DE PARTÍCULAS FINAS EN LOS POZOS PETROLEROS DEL CAMPO SECOYA 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,



THALIA IMELDA QUIROZ TACAN
C.I.: 210103468-0

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

CT-ANX-2024-ISTER-1

CARRERA:

TECNOLOGÍA SUPERIOR EN PETROLEOS

AUTOR /ES:

YONATHAN CARLOS MONTESINOS MALDONADO

DILSA MARIBEL ERIQUE FLORES

THALIA IMELDA QUIROZ TACAN

TUTOR:

ÁLVAREZ LAZO LUIS ALFREDO

CONTACTO ESTUDIANTE:

0991113010

0980382406

0967174634

CORREO ELECTRÓNICO:

yonathan.montesinos@hotmail.com

maribel.erique1995@gmail.com

thaliaquiroz1996@outlook.es

TEMA:

EVALUACIÓN DE APLICABILIDAD DE MÉTODOS DE ESTIMULACIÓN ACIDA E HIDRÁULICA PARA DISMINUCIÓN DE LA MIGRACIÓN DE PARTÍCULAS FINAS EN LOS POZOS PETROLEROS DEL CAMPO SECOYA.

OPCIÓN DE TITULACIÓN:

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE TECNÓLOGO/A SUPERIOR EN PETRÓLEOS

RESUMEN EN ESPAÑOL:

La evaluación de aplicabilidad de métodos de estimulación ácida e hidráulica para la disminución de partículas finas en los pozos petroleros del campo Secoya se centra en analizar la vigencia de estas técnicas para la mejora de producción y estabilidad del

MATRIZ SANGOLQUÍ: Av. Atahualpa 1701 y 8 de Febrero

Telf: 0960052734 / 023524576 / 022331628

 www.ister.edu.ec / info@ister.edu.ec

yacimiento. La estimulación ácida consiste en la inyección de soluciones ácidas para disolver minerales indeseados y mejorar la permeabilidad de la roca, mientras que la estimulación hidráulica implica la fracturación de la roca mediante presión, lo que también puede facilitar el flujo de hidrocarburos. Ambas técnicas son evaluadas para determinar su potencial en mitigar la migración de finos, que puede obstruir el flujo y afectar la producción. El estudio incluye la revisión de datos técnicos, análisis de resultados previos y simulaciones que permiten comprender cómo cada método influye en las características del reservorio y en el transporte de materiales finos. La investigación busca establecer recomendaciones para la selección del método más adecuado, considerando factores como la geología del campo y las condiciones operativas. Finalmente, se concluye que la aplicación adecuada de estos métodos puede mejorar de una manera significativa tanto la producción como la durabilidad de los pozos en el campo secoya, al tiempo que se minimizan los problemas asociados con la migración de finos.

PALABRAS CLAVE:

Fracturamiento.

Estimulación.

Migración de finos.

Daño de formación.

ABSTRACT:

The evaluation of the applicability of acid and hydraulic stimulation methods for the reduction of fine particles in the oil wells of the Secoya field focuses on analyzing the validity of these techniques for improving production and reservoir stability. Acid stimulation involves the injection of acid solutions to dissolve unwanted minerals and improve rock permeability, while hydraulic stimulation involves fracturing the rock using pressure, which can also facilitate the flow of hydrocarbons. Both techniques are evaluated to determine their potential to mitigate fines migration, which can obstruct flow and affect production. The study includes the review of technical data, analysis of previous results and simulations that allow us to understand how each method influences the characteristics of the reservoir and the transport of fine materials. The research seeks to establish recommendations for the selection of the most appropriate method, considering factors such as the geology of the field and operating conditions. Finally, it is concluded that the proper application of these methods can significantly improve both the production and durability of wells in the redwood field, while minimizing the problems associated with the migration of fines.

Keywords:

Fracturing.

Stimulation.

Fines migration.

Formation damage.

SOLICITUD DE PUBLICACIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2024-ISTER-2
Sangolquí, 01 de Noviembre del 2024

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

Presente

A través del presente me permito aceptar la publicación del trabajo de titulación de la Unidad de Integración Curricular en el repositorio digital “DsPace” de los estudiantes: Yonathan Carlos Montesinos Maldonado con C.I: 2100500954, Dilsa Maribel Erique Flores con C.I: 2200131114 y Thalia Imelda Quiroz Tacan con C.I: 2101034680, alumnos de la Carrera TECNOLOGIA SUPERIOR EN PETROLEOS

Atentamente,

YONATHAN
CARLOS
MONTESINOS
MALDONADO

Firmado digitalmente por
YONATHAN CARLOS
MONTESINOS MALDONADO
Fecha: 2024.11.01 18:50:16
-05'00'

Yonathan Montesinos Maldonado
CI: 2100500954

Dilsa
Erique

Firmado
digitalmente por
Dilsa Erique
Fecha: 2024.11.01
20:14:13 -05'00'

Dilsa Erique Flores
C.I: 2200131114

Thalia
Quiroz

Firmado
digitalmente por
Thalia Quiroz
Fecha: 2024.11.01
20:14:44 -05'00'

Thalia Quiroz Tacan
C.I: 210103468

SÓLO PARA USO DEL ISTER

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

MSc. Elizabeth Ordoñez
DIRECTORA DE DOCENCIA

MSc. Mónica Loachamín
COORDINADORA DE TITULACIÓN

Fecha del Informe ____ / ____ / ____

MATRIZ SANGOLQUÍ: Av. Atahualpa 1701 y 8 de Febrero

Telf: 0960052734 / 023524576 / 022331628

 www.ister.edu.ec / info@ister.edu.ec

Índice

1.	INTRODUCCIÓN.....	9
1.1	Planteamiento de problema	10
1.2	Justificación	10
1.3	Alcance	11
1.4	Objetivo General.....	12
1.5	Objetivos Específicos	12
2	MARCO TÓRICO.....	13
2.1	ANTECEDENTES DEL CAMPO SECOYA	13
2.1.1	Ubicación Geográfica	13
2.2	Geofísica del campo Secoya.....	14
2.3	Propiedades petrofísicas	14
2.3.1	Permeabilidad	15
2.3.2	Porosidad	15
2.3.3	Saturación	16
2.3.4	Densidad y Peso Específico.....	16
2.4	Mecanismo “Producción del campo Secoya”	17
2.5	Tipos de estimulación.....	17
2.5.1	Estimulación matricial.....	17
2.5.2	Estimulación por fracturamiento	18
2.6	Fundamentos de estimulación acida e hidráulica	21
2.6.1	“Daño de formación”	21
2.6.2	Estimulación de pozo	22
2.7	MIGRACIÓN DE FINOS	23
2.7.1	Identificación del daño causado por la migración de finos	23

3	Metodología.....	25
3.1	Esquema de trabajo.....	25
3.2	SELECCIÓN DE POZO ADECUADO PARA UN PROCESO DE ESTIMULACIÓN	26
3.3	Índice de heterogeneidad.....	27
3.4	Daño de formación	30
3.4.1	Datos de las areniscas de la formación.....	31
3.4.2	Factor de daño >0	32
3.4.3	Factor de daño <0	32
3.4.4	Factor de daño = 0	32
3.4.5	Filtro de pozos candidatos para la estimulación.....	33
3.5	Estimulación hidráulica de pozos	34
3.6	Diseño del fracturamiento	35
3.5.1	Criterios para la selección del agente propante y apuntalante.....	35
3.6	Estimulación acida.....	36
3.7	UTILIZACIÓN DE LA ESTIMULACIÓN.....	36
3.8	VENTAJAS DE UNA ESTIMULACIÓN.....	36
3.9	TIPOS DE TRATAMIENTO ACIDOS GENERALES.....	37
3.10	PARAMETROS ANTES DE REALIZAR UNA ESTIMULACIÓN.....	38
3.11	PARAMETROS PARA REALIZAR UNA ESTIMULACIÓN	38
3.12	VELOCIDAD DE REACCIÓN DEL ÁCIDO.....	39
3.11.1	Elementos que afectan la velocidad de reacción	39
3.12	ACIDIFICACIÓN A LA MATRIZ DE FORMULACIONES CARBONATADA.....	44
3.13	ERRORES COMUNES EN LOS TRATAMIENTOS ÁCIDOS A LA MATRIZ	

3.14	USO DE TÉCNICAS ANALÍTICAS EN LA EVALUACIÓN DE ESTIMULACIONES: LA PROGRESIÓN DEL DAÑO, ASÍ COMO LA EFICACIA DE LOS SISTEMAS ÁCIDOS Y AJUSTES EN LA PRESIÓN DE INYECCIÓN	46
3.15	Modelo de fractura.....	47
3.16	Parámetros para el diseño la fractura.....	48
3.16.1	Geometría de fracturamiento	48
3.16.2	“Longitud de fractura”.....	49
3.16.3	Altura de la fractura.....	49
3.16.4	Ancho de la fractura	49
Capitulo IV	52
4	Análisis y Resultados	52
4.1	Selección del agente propante y apuntalante.....	52
4.2	Diseño del modelo de fractura.....	53
5	Conclusiones y Recomendaciones	58
5.1	Conclusiones.....	58
5.2	Recomendaciones.....	58
Bibliografías	59

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 bloque de ubicación del campo secoya	13
Figura 2 Diagrama de flujo del esquema metodológico del trabajo de investigación.....	25
Figura 3 grafica de distribución de los pozos según el índice de heterogeneidad.....	27
Figura 4 distribución de los pozos en el plano cartesiano	29
Figura 5 distribución de producción de agua y petróleo de cada pozo.....	34
Figura 6 selección del agente apuntalante en función de la presión y temperatura.....	36
Figura 7 parámetros a seguir una estimulación	39
Figura 8 Efecto combinado de sobrecarga y acidificación.....	40
Figura 9 grafica de penetración vs temperatura.....	41
Figura 10 Efecto de la concentración del ácido sobre el tiempo de reacción a varias temperaturas.....	42
Figura 11 Efecto de la amplitud de la fractura en la penetración del acido	43
Figura 12 tasa de penetración del ácido en función del volumen.....	44
Figura 13 Penetración del ácido activo para $T_r=250^{\circ}F$ y $r_w=3pg$	46
Figura 14 ESCENARIO DE EL FACTOR “S”	47
Figura 15 modelo PKN de diseño de una fractura.....	48
Figura 16 Fracturamiento de un pozo sin una optimización	54
Figura 17 Diseño de un fracturamiento por estimulación para la optimización de la producción	55

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 coordenadas geográficas del campo secoya	14
Tabla 2 tabla de cálculo de valores de índice de heterogeneidad.....	29
Tabla 3 pozos preseleccionados para un análisis de estimulación	30
Tabla 4 datos petrofísicos para la estimación del daño de formación	31
Tabla 5 resultados de aplicación de la ecuación de DARCY considerando la presencia de daño de formación	32
Tabla 6 Datos para la aplicación de filtro de pozos candidatos para una estimulación	33
Tabla 7 pozos candidatos para un proceso de estimulación tanto acida e hidráulica.....	34

Resumen

La evaluación de aplicabilidad de métodos de estimulación ácida e hidráulica para la disminución de partículas finas en los pozos petroleros del campo Secoya se centra en analizar la vigencia de estas técnicas para la mejora de producción y estabilidad del yacimiento. La estimulación ácida consiste en la inyección de soluciones ácidas para disolver minerales indeseados y mejorar la permeabilidad de la roca, mientras que la estimulación hidráulica implica la fracturación de la roca mediante presión, lo que también puede facilitar el flujo de hidrocarburos. Ambas técnicas son evaluadas para determinar su potencial en mitigar la migración de finos, que puede obstruir el flujo y afectar la producción. El estudio incluye la revisión de datos técnicos, análisis de resultados previos y simulaciones que permiten comprender cómo cada método influye en las características del reservorio y en el transporte de materiales finos. La investigación busca establecer recomendaciones para la selección del método más adecuado, considerando factores como la geología del campo y las condiciones operativas. Finalmente, se concluye que la aplicación adecuada de estos métodos puede mejorar de una manera significativa tanto la producción como la durabilidad de los pozos en el campo Secoya, al tiempo que se minimizan los problemas asociados con la migración de finos.

Palabras claves: Fracturamiento, estimulación, Migración de finos, daño de formación

Abstract

The evaluation of the applicability of acid and hydraulic stimulation methods for the reduction of fine particles in the oil wells of the Secoya field focuses on analyzing the validity of these techniques for improving production and reservoir stability. Acid stimulation involves the injection of acid solutions to dissolve unwanted minerals and improve rock permeability, while hydraulic stimulation involves fracturing the rock using pressure, which can also facilitate the flow of hydrocarbons. Both techniques are evaluated to determine their potential to mitigate fines migration, which can obstruct flow and affect production. The study includes the review of technical data, analysis of previous results and simulations that allow us to understand how each method influences the characteristics of the reservoir and the transport of fine materials. The research seeks to establish recommendations for the selection of the most appropriate method, considering factors such as the geology of the field and operating conditions. Finally, it is concluded that the proper application of these methods can significantly improve both the production and durability of wells in the redwood field, while minimizing the problems associated with the migration of fines.

Keywords: Fracturing, stimulation, Fines migration, formation damage

CAPITULO I

1. INTRODUCCIÓN

El activo libertador abarca en su extensión territorial varios campos petroleros importantes para el desarrollo energético, económico e industrial del país. Fue descubierto en el año 1982 por la empresa CEPE (Petroproducción), es considerado actualmente un campo maduro, presentando problemas en la producción por el decline de la presión, asociados a problemas como daños de formación, presencia de sólidos dispersos, alto corte de agua, entre otros. El libertador está compuesto por varios campos petroleros, uno de ellos es el campo Secoya, en el cual analizaremos los pozos para el estudio, actualmente varios pozos de este campo emplean un sistema de bombeo electrosumergible que está presentando dificultades por la presencia de migración de finos, ocasionando una baja productividad, dificultando el proceso de extracción por el método empleado, las partículas de sólidos presentes tienden a obstruir la permeabilidad de la formación impidiendo el desplazamiento del crudo, también la migración de sólidos se dispone en la bomba por lo que ocasiona problemas de arenamiento generando dificultades en la unidad de bombeo, los sólidos dispersos tienden a formarse por la presencia de un fluido incompatible con la arena productora o por presencia de daño de formación. En este estudio, analizaremos la existencia de daños en la formación en diversos pozos de producción del campo Secoya. El desarrollo de este trabajo de investigación se fundamenta en proponer alternativas, para minimizar la presencia de finos en la formación productora, mediante el análisis bibliográfico del proceso de estimulación ácida e hidráulica. Es eficiente prevenir esta problemática de migración de finos ya que puede traer consecuencias drásticas como daño de la bomba, daño de la formación, deficiencia productiva, lo que genera pérdidas económicas y operacionales por taponamiento en los poros de la formación productora, la disminución de permeabilidad, lo que refleja en una baja tasa de producción de crudo.

1.1 Planteamiento de problema

La zona Secoya se clasifica como un área madura, lo que genera dificultades en la producción debido a la disminución de la presión, la producción promedio del campo es de 1 222.93 BFPD los que denota un valor muy bajo en comparatividad con la producción de otros pozos que llega a los 5000 BFPD, presentando deficiencia en el método de levantamiento artificial por disposición de sólidos, siendo esta una de las principales causas del decline de presión, el arenamiento tiende a generar daño de formación por lo cual podemos evidenciar de que si existe un daño es probable que tengamos presencia de sólidos dispersos. La migración de partículas finas es un problema que se genera por la movilización de partículas de sólidos hacia el sistema de extracción, estos finos se encuentran suspendido en el medio poroso, pero producto de la movilidad del crudo los finos tienen a desplazarse en dirección del flujo hacia la garganta de poro, donde tienden a entraparse, la presencia de este tipo de problemas genera grandes pérdidas de tiempo en operaciones de reacondicionamiento y pérdidas económicas por la baja producción, por lo cual es eficiente detectarlo a tiempo para su tratamiento, las migración de finos se asocia con la baja permeabilidad de las formaciones productoras puesto que tienden a obstruir el paso del fluido , generando daños en la formación porosa que pueden ser irreversible lo que generaría una pérdida total del pozo, esto en cuanto al yacimiento, en cuanto al rendimiento del equipo, estos solidos dispersos también tiende a adentrarse en la línea de flujo lo que ocasiona un problema de arenamiento obstruyendo el paso del fluido, necesitando que la unidad de bombeo requiera de mayor potencia puesto que el crudo se encuentra contaminado con partículas de sólidos, generando mayor dificultad en su desplazamiento, la presencia de finos en la bomba genera desgaste y reduce la vida útil del equipo. Detectarlo a tiempo es eficiente ya que mediante estudios previos se puede presentar alternativas viables que permitan remediar esta problemática.

1.2 Justificación

La migración de finos puede impedir el flujo de fluidos y comprometer el rendimiento del sistema de levantamiento artificial, lo cual es un desafío importante para la industria del “petróleo y el gas”. Este problema afecta la producción en este momento, pero también tiene el potencial de dañar el pozo y el equipo de bombeo en el largo plazo, lo que aumentaría los costos de mantenimiento y reparación. Como tal, es imperativo que este problema se aborde de manera proactiva.

Uno de los problemas recurrentes es la acumulación de finos, que se refiere a partículas finas de arcilla, arena y otros sólidos suspendidos en los fluidos de producción. La presencia de finos puede causar obstrucciones en las líneas de producción, disminuir la permeabilidad de la roca reservorio y afectar negativamente el rendimiento general del pozo.

Para abordar este problema, hay diversas técnicas de estimulación, entre las que se encuentran la estimulación ácida y la estimulación hidráulica, se han implementado con el objetivo de poder mejorar la capacidad de flujo de los hidrocarburos y mitigar la producción de finos. Sin embargo, es esencial realizar un análisis exhaustivo de la efectividad de estas técnicas en el contexto específico del campo Secoya, considerando factores geológicos, operativos y económicos.

1.3 Alcance

El presente trabajo de investigación tiene como idea principal disminuir la presencia de finos en las formaciones productoras para maximizar el rendimiento del sistema de producción empleado en el campo y evitar posibles daños de formación irreversibles. Mediante el método investigativo se propondrá dos alternativas eficientes para remediar esta problemática aplicando las técnicas de estimulación tanto ácida como hidráulica.

Con la aplicación de la estimulación ácida se busca restaurar la permeabilidad de la formación, a través de un compuesto químico que permite disolver la presencia de sustancias arcillosas hinchadas por el contacto de agua, además de disminuir la presencia de feldespatos, que son los principales causantes de la migración de finos, reduciendo al mínimo los daños durante la perforación y optimizar la eficiencia del pozo. Mientras que con la estimulación hidráulica se pretende mejorar la longitud de fractura de las perforaciones y emplear los agentes estimulantes y apuntalantes adecuados que permitan mantener abierto los canales de conexión incrementando la permeabilidad de la formación productora, la estimulación hidráulica se utiliza para reducir el daño en la formación causado por la presencia de partículas finas en la arena de producción.

La finalidad de estos métodos es la optimización de la producción a través de la disposición de mecanismos de estimulación que permitan incrementar la permeabilidad y reducir daño de formaciones ocasionado por la migración de partículas finas maximizando la producción y, mejorando el desplazamiento del fluido.

1.4 Objetivo General

Analizar la efectividad de las metodologías de estimulación ácida e hidráulica, para la reducción de partículas finas y optimización de la producción de petróleo en pozos del campo Secoya, a través de la técnica de investigación científica

1.5 Objetivos Específicos

- Recopilar las características petrofísicas tanto de la formación como de los fluidos presentes en el campo Secoya.
- Seleccionar los pozos petroleros del campo Secoya que presentan daño de formación para la aplicación de técnicas de estimulación.
- Determinar la efectividad de las técnicas de estimulación ácida e hidráulica en la reducción de finos en pozos petroleros del campo Secoya, comparando las tasas de producción antes y después de la aplicación de estas técnicas.
- Investigar la interacción química entre los fluidos de estimulación ácida y los minerales presentes en la formación, para comprender cómo las interacciones pueden influir en la producción y la mitigación de finos.

CAPITULO II

2 MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES DEL CAMPO SECOYA

El yacimiento Secoya fue identificado en 1980 gracias a la perforación exploratoria del pozo Secoya W-1, que llegó a una longitud de subsuelo cercano a los 9750 ft. Esta perforación de pozos, realizada por la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE), permitió identificar los ilustres reservorios del yacimiento, destacando la “Arenisca Basal Tena, la Arenisca U Inferior, la Arenisca U Superior y la Arenisca T”(León, 2012).

2.1.1 Ubicación Geográfica

El área Secoya está situado en el suroeste del Bloque Libertador, incluyendo también los campos adyacentes de Shuara, Atacapi y Aguarico.

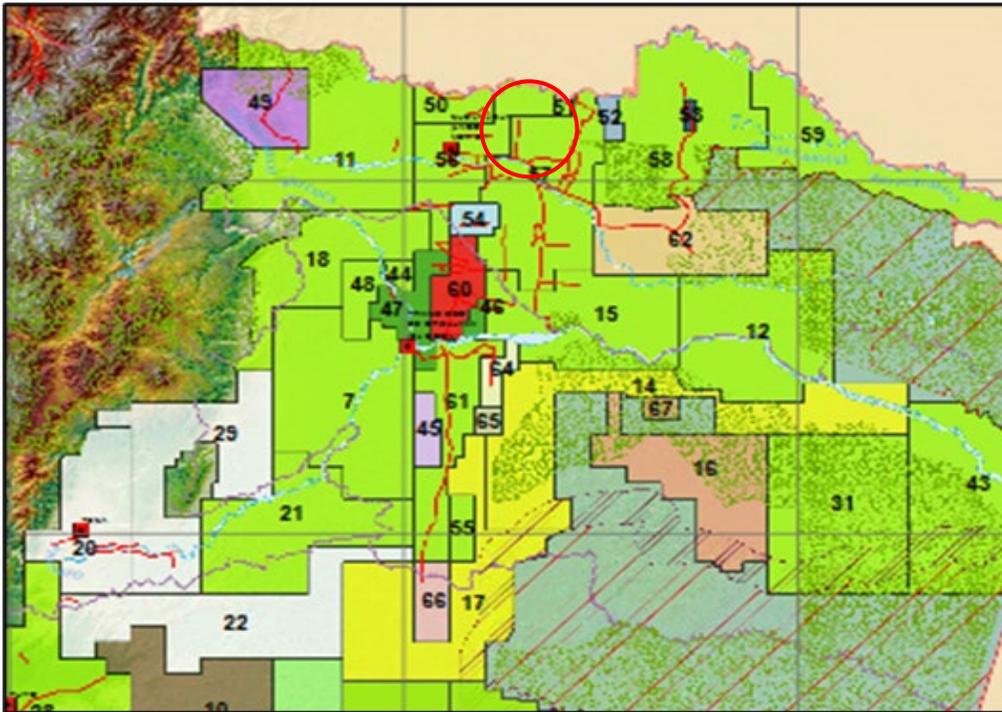


Figura 1 bloque de ubicación del campo secoya

Sus coordenadas geográficas son:

Coordenadas	
LONGITUD	76°35' 54.95" OESTE
LATITUD	0°2' 2.4" NORTE

Tabla 1 coordenadas geográficas del campo secoya

2.2 Geofísica del campo Secoya

A través de un tratado entre Petroproducción y Amoco-Mobil, que tuvo lugar entre 1978 y 1995, se llevaron a cabo estudios de estratigrafía y sísmica 2D. El objetivo de estas investigaciones fue incorporar información de sísmica disponibles en el modelo geológico del Campo Libertador, teniendo en cuenta aspectos claves para la evaluación de reservorios, tales como:

- Las amplitudes sísmicas en la parte superior e inferior de los intervalos de reservorio
- La inversión sísmica
- Los atributos sísmicos.

En los años 2001 y 2002, Petroproducción ejecutó sísmica 3D en el campo. Se procesó 197.31 km². En el registro y procesamiento se contó con la participación de la compañía PGS OnShore sus respuestas fueron interpretados en 2003 a través de Paradigm Inc.

2.3 Propiedades petrofísicas

Las propiedades petrofísicas son esenciales para la evaluación de reservas de petróleo y gas, puesto que permiten acceder a ingenieros y a geólogos a información pertinente para la toma de decisiones, sobre técnicas de extracción y estrategias de desarrollo del campo. Estas propiedades son generalmente medidas a través de técnicas de exploración y análisis de núcleos de roca, así como registros de pozos (Escobar, 2012).

2.3.1 Permeabilidad

(Paris de Ferrer, 2009) Hace mención a que la permeabilidad se refiere a la habilidad de una roca para permitir que fluidos fluyan a través de su interior. Se mide en darcys (D) o milidarcy (mD). Las rocas con alta permeabilidad permiten un mejor flujo de hidrocarburos, lo cual es crucial para la producción. La permeabilidad puede ser influenciada por la porosidad, la forma de los poros y la relación entre el fluido y la roca.

- Permeabilidad absoluta: se refiere a la capacidad de una roca que permite el paso de fluidos en condiciones óptimas, sin la influencia de otros factores, en la cual la roca se encuentra al 100% saturada en un solo fluido.
- Permeabilidad efectiva: Se expresa como la permeabilidad de la roca en condiciones específicas que consideran la presencia de múltiples fluidos. Este valor puede verse afectado por la saturación de los fluidos en el poro, la viscosidad, y la interacción entre ellos.
- Permeabilidad relativa: Evalúa la habilidad de una roca para permitir que un fluido específico se desplace a través de ella, teniendo en cuenta la presencia de otros fluidos. Depende de la saturación del fluido y se puede expresar como un porcentaje de la permeabilidad absoluta.

2.3.2 Porosidad

Mide el espacio vacío en las rocas que puede contener fluidos. Se expresa en porcentaje y es crucial para evaluar la capacidad de almacenamiento de petróleo o gas (Paris de Ferrer, 2009).

La porosidad es la medida del espacio vacío dentro de una roca en relación con su volumen total. Se expresa como un porcentaje y se divide en dos tipos principales:

- Porosidad efectiva: Es aquella parte de la porosidad que es conectada y que puede almacenar fluidos.

- Porosidad total: Incluye tanto los espacios conectados como los no conectados. Las rocas con alta porosidad son más capaces de almacenar hidrocarburos.

$$\Phi = \frac{V_p}{V_t} \times 100\%$$

$$\Phi_{absoluta} = \Phi_{efectiva} + \Phi_{no\ efectiva}$$

2.3.3 Saturación

(Revelo, 2007) Menciona que la saturación se refiere a la cantidad de cada tipo de líquido que se encuentra en los espacios interfaciales de la roca, ya sea agua, petróleo o gas. Las saturaciones se deben evaluar para entender la viabilidad de producción del campo. Se puede expresar en términos de saturación:

- Saturación de agua (S_w): Porcentaje del volumen total de los poros que está ocupado por agua.
- Saturación de petróleo (S_o): Porcentaje de los poros ocupado por petróleo.
- Saturación de gas (S_g): Porcentaje de los poros ocupado por gas. La distribución de estas saturaciones es fundamental para comprender el potencial de producción del reservorio.

$$s_f = \frac{V_p}{V_{pt}} \times 100\%$$

$$S_w + S_o + S_g = 100\%$$

2.3.4 Densidad y Peso Específico

Ayudan a determinar la composición y la naturaleza de las rocas en el yacimiento, a su vez al hablar de la densidad de una roca se refiere a una alternativa para expresar "su masa por unidad de volumen" y es un parámetro importante en la caracterización de los reservorios. Las densidades de los fluidos también son relevantes; por ejemplo, el petróleo y el gas tienen diferentes densidades que afectan en la recuperación.

Resistividad

La resistividad es un precepto de la habilidad de una roca para oponerse al flujo de electricidad. Las rocas con alta saturación de agua tienen baja resistividad, mientras que aquellas con hidrocarburos tienen resistividades más altas (Escobar, 2012).

2.4 Mecanismo “Producción del campo Secoya”

El sistema de producción en los reservorios del Campo Secoya se basa en el empuje hidráulico lateral, en el que el agua fluye hacia el reservorio desde sus lados. Normalmente, la presión inicial excede la presión del punto de burbuja, lo que indica que el yacimiento está sub-saturado.

2.5 Tipos de estimulación

2.5.1 Estimulación matricial

Este tratamiento se genera en la formación sin generar una fractura sino más bien incrementa la capacidad permeable de la formación. Para a su vez incrementar la capacidad de movilidad del crudo, el objetivo de la estimulación matricial es mejorar la región alrededor del pozo. En este procedimiento, se inyectan en la formación fluidos a presiones inferiores al punto de fractura, como ácidos o disolventes, estos fluidos tienden a mejorar la capacidad de permeabilidad de la formación cerca del pozo aumentando la productividad y la capacidad de flujo del pozo. Existen dos tipos de estimulación matricial, estimulación Reactiva y No reactiva descritas a continuación.

2.5.1.1 Estimulación Reactiva

La estimulación reactiva es una técnica muy utilizada para eliminar diferentes tipos de daños, como los causados por precipitaciones inorgánicas o partículas sólidas como la arcilla. La estimulación de matriz reactiva se puede utilizar en formaciones altamente productivas no sólo para reparar daños sino también para aumentar la productividad inherente del pozo al aumentar la permeabilidad de la formación circundante. Para el desarrollo de esta técnica se emplea ciertos fluidos de tratamiento, incluido “el ácido acético, el ácido clorhídrico, el ácido fluorhídrico o el ácido fórmico”, pueden disolver sustancias que han dañado tanto los sólidos de la roca como la formación rocosa a través de interacciones químicas (Herrera, 2010).

2.5.1.2 Estimulación No reactiva

En este método, los componentes del granito no interactúan químicamente con el fluido de tratamiento. En esencia, los tensioactivos se utilizan para soluciones a base de solventes, alcohol, aceite y agua. A lo largo de la vida del pozo, se emplean unas estimulaciones; los más usuales son los atascos provocados por las emulsiones, aceites, la pérdida de suciedad, residuos orgánicos o agua (CARVAJAL, 2021).

2.5.2 Estimulación por fracturamiento

La estimulación hidráulica y la estimulación ácida son dos técnicas utilizadas en el sector de “petróleo y gas” para aumentar la producción de hidrocarburos de un yacimiento. Ambas son métodos de estimulación de yacimientos que buscan mejorar el flujo de petróleo o gas hacia un pozo. (Victoria & Morales, 2015).

2.5.2.1 Estimulación hidráulica

La estimulación hidráulica, frecuentemente llamada fracking, es un procedimiento que consiste en inyectar una combinación de agua, arena y sustancias químicas en alta presión dentro de las formaciones rocosas subterráneas. Este proceso provoca la creación o expansión de fracturas en la roca, facilitando así el flujo del petróleo o gas hacia el pozo. El tratamiento se divide en varias fases:

- Perforación de pozo: Se perfora un pozo vertical o horizontal hasta llegar a la formación que se desea estimular.
- Inyección: Se inyecta la mezcla de fluidos a alta presión.
- Fracturación: La presión genera fracturas en el estrato, permitiendo que los hidrocarburos fluyan hacia el pozo.
- Producción: Después de la fracturación, se reduce la presión, permitiendo que el petróleo o gas se extraiga.

Este método es muy efectivo en formaciones de baja permeabilidad, como las rocas de esquisto.

2.5.2.2 Estimulación ácida

La estimulación ácida es una técnica que utiliza ácidos (generalmente ácido clorhídrico) para disolver minerales y mejorar la permeabilidad de la roca en el yacimiento. (Victoria &

Morales, 2015). La finalidad es eliminar obstrucciones y mejorar el flujo de hidrocarburos. El proceso incluye:

- Perforación del pozo: Similar a la fracturación hidráulica.
- Inyección de ácido: Se inyecta un fluido ácido en la formación. El ácido reacciona con los minerales de la roca, disolviendo carbonatos y otros componentes.
- Limpieza de la formación: El ácido ayuda a eliminar residuos, como barro de perforación o precipitados.
- Producción: Con la mejora en la permeabilidad, los hidrocarburos pueden fluir más libremente hacia el pozo.

Los tratamientos ácidos se clasifican en tres tipos: lavado ácido, acidificación de la matriz y fracturamiento ácido. Para mejorar la efectividad de la acidificación, es fundamental tener en cuenta el diseño del tratamiento ácido como un proceso integral. El enfoque general abarca lo siguiente:

- Elegir un pozo adecuado.
- Planificar un tratamiento efectivo.
- Monitorear el tratamiento mejorado posterior.

En los tratamientos convencionales, se utilizan diversos ácidos, siendo más frecuentes los siguientes:

- Clorhídrico (HCl)
- Fluorhídrico (HF)
- Acético (CH₃COOH)
- Fórmico (HCOOH)
- Sulfámico (H₂NSO₃H)
- Cloroacético (ClCH₂COOH)

Los elementos que influyen en la velocidad de reacción de un ácido comprenden: el área de contacto relativa del ácido en un volumen específico, la presión involucrada en la reacción,

la temperatura, la concentración y el tipo de ácido, así como las características fisicoquímicas de la formación y la rapidez con la que circula el ácido. Todos estos factores están interconectados entre sí.

Cuando se realiza una estimulación ácida, conocido también como acidificación matricial, implica que el ácido clorhídrico es la selección más indicada para las formaciones carbonatadas, debido a su capacidad para disolver rápidamente la calcita al ingresar en contacto con el mismo. Este ácido, sin embargo, reacciona de manera más lenta con minerales como clorita, piritita, hematita y magnetita. En el caso de formaciones areniscas, se sugiere el uso de ácido fluorhídrico, ya que este ácido disuelve rápidamente el feldespato, y reacciona de una manera con el cuarzo, esmectita, ilita y sericita, que son asociadas comunes en las areniscas.

Es fundamental comprender la estructura mineralógica de la formación y la originalidad del daño para poder desarrollar un tratamiento ácido apropiado. Si se desarrolla un tratamiento ácido que no esté correctamente diseñado puede llevar a la precipitación de productos de reacción dentro de la formación, lo que podría disminuir la permeabilidad de la roca.

Ambos métodos son fundamentales para maximizar la producción en campos petroleros, especialmente en aquellos donde los recursos son más difíciles de extraer. Sin embargo, también han sido objeto de debate debido a preocupaciones ambientales y de seguridad, lo que ha llevado a un mayor escrutinio y regulación en muchos lugares.

2.5.2.3 Hidrofracturamiento

El Hidrofracturamiento implica la inyección de un fluido, que puede ser un agua o un fluido viscoso, a una presión superior necesaria para fracturar la roca. Esto facilita la creación de fracturas en la formación. Cuanto mayor sea la viscosidad del fluido utilizado, más fácil será la expansión de la fractura. Una vez que se ha generado la fractura, se inyectan agentes de apuntalamiento, que son pequeñas partículas diseñadas para mantener la apertura de la fisura. Cuando se detiene el bombeo, la fractura se cierra alrededor de los apuntalamientos, los cuales permanecen en el proceso de extracción de fluidos del yacimiento hacia el pozo, es fundamental considerar la mecánica de la roca, la magnitud de la fractura y la geometría que se genera. Estos aspectos dependen de las condiciones de tensión que rodean el pozo, así como de las propiedades de la roca circundante. Además, son determinantes las

características del fluido utilizado para la fracturación y la técnica empleada para inyectar ese fluido en la formación.

Este procedimiento es aconsejable en formaciones con baja permeabilidad, como ocurre en los Sistemas Geotérmicos Mejorados. Mediante el “fracturamiento hidráulico”, se generan nuevos canales que transforman el patrón de flujo de radial a lineal en las etapas iniciales de producción, mejorando la eficiencia del flujo y permitiendo la apertura de fracturas que previamente estaban selladas por minerales o depósitos de sales generados durante la extracción de agua geotérmica (Victoria & Morales, 2015).

2.5.2.4 “Fracturamiento térmico”

El proceso de fracturamiento térmico se distingue del fracturamiento hidráulico puesto que en el fracturamiento térmico las principales variables a considerar son el esfuerzo aplicado y el módulo de Young, y en el hidráulico se enfocan en el coeficiente de dilatación térmica, el módulo de Young y las diferencias de temperatura.

Este fenómeno ocurre a través de la inyección de agua fría, lo que provoca un choque térmico. La introducción de agua u otros fluidos en el yacimiento durante períodos prolongados produce tensiones derivadas de la reducción de temperatura en la formación, así como un aumento en la presión de poros. La manera en que se lleva a cabo la inyección y la temperatura existente en el yacimiento pueden influir en el estado in-situ de las tensiones, lo que puede ser suficiente para desencadenar la formación de fracturas. (Victoria & Morales, 2015).

2.6 Fundamentos de estimulación ácida e hidráulica

2.6.1 “Daño de formación”

La terminología “daño de formación” se emplea cuando existen inconvenientes para la productividad del pozo generado en el yacimiento, en la zona próximas al pozo o en los disparos, ya sea de manera natural o inducida.

Los daños naturales se producen cuando los fluidos del yacimiento se desplazan a través de este, mientras que los daños inducidos resultan sobre procesos externos y la interacción con

los líquidos en el pozo, como ocurre durante la perforación, la finalización del pozo, el acondicionamiento o los tratamientos de estimulación.

Ciertos daños provocados pueden desencadenar procesos de deterioro natural. Estos daños naturales abarcan la migración de partículas, la expansión de arcillas, la generación de incrustaciones, así como la acumulación de sustancias orgánicas como parafinas o asfaltenos, además de la deposición combinada de materiales orgánicos e inorgánicos.

Por otro lado, los daños inducidos pueden ser el resultado de taponamientos por partículas de sustancias no deseadas en el líquido inyectado, variaciones en la capacidad de humectación, aparición de emulsiones, precipitados o suspensiones debido a reacciones ácidas, crecimiento bacteriano, u obstrucciones causadas por la presencia de agua.

Las operaciones la purificación del pozo y los procedimientos de estimulación en la matriz son dos soluciones distintas. métodos desemejantes que pueden emplearse para descartar estos daños, ya sean naturales o inducidos. La elección de la operación adecuada depende de la ubicación y el tipo de daño.

$$s = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \left(\frac{r_s}{r_w} \right) \quad Ec(1).$$

2.6.2 Estimulación de pozo

Es un procedimiento que se lleva a cabo con la finalidad de aumentar o restablecer la productividad de un pozo, se utilizan tratamientos de estimulación, que se dividen en dos tipos principales: fracturamiento hidráulico y tratamientos a nivel matricial.

El fracturamiento hidráulico consiste en la aplicación de una presión que supera la presión de fractura de la formación geológica del reservorio, lo que da lugar a la creación de un conducto de alta permeabilidad que conecta el yacimiento con el pozo.

Por otro lado, los tratamientos matriciales se realizan a presiones por debajo de la presión de fractura del reservorio. Estos tratamientos están generalmente orientados a restaurar la permeabilidad original del yacimiento después de que se ha producido algún daño en la zona adyacente o cercana al pozo.

2.7 MIGRACIÓN DE FINOS

Se le denomina migración de partículas finas a la movilización de pequeñas partículas de cuarzo, arcilla u otros materiales similares durante la producción en un yacimiento. Este fenómeno ocurre por las fuerzas de arrastre que se generan durante la extracción. La migración puede ser provocada por formaciones que no están bien consolidadas o que son inherentemente inestables, así como por el uso de fluidos de tratamiento que no son compatibles, los cuales liberan estas partículas. A diferencia de la migración de arenas, que tiende a estabilizarse, los finos movilizados deben ser extraídos para prevenir daños en las áreas cercanas al pozo.

Este fenómeno puede causar que las partículas en suspensión dentro del fluido extraído bloqueen los poros cercanos al pozo, lo que a su vez disminuye la capacidad de producción. Los materiales finos pueden incluir una variedad de sustancias, como arcillas (filosilicatos de menos de 4 micrones) y limos (silicatos o aluminosilicatos de tamaño entre 4 y 64 micrones). Entre las arcillas que más comúnmente migran se encuentran la caolinita y la illita.

El daño ocasionado por partículas finas suele concentrarse en un área de 1 a 2 metros (3 a 5 pies) alrededor del pozo, aunque también puede afectar a las terminaciones con empaque de grava. En las formaciones arenosas, se emplean mezclas de ácido fluorhídrico (HF) para eliminar estos finos, mientras que en las formaciones de carbonato, la estrategia es dispersar las partículas en los pasajes creados por los gusanos, utilizando ácido clorhídrico (HCl) como agente de tratamiento.

2.7.1 Identificación del daño causado por la migración de finos

La migración de finos es una fuente reconocida de daño en la formación en algunos pozos de producción, especialmente en areniscas, lo que puede resultar difícil de diagnosticar.

La evidencia directa de daño en la formación inducido por finos en los pozos de producción a menudo es difícil de obtener. Aunque la mayoría de las otras formas de daño en la formación tienen indicadores obvios del problema, los síntomas en campo de la migración de finos son mucho más sutiles.

La evidencia indirecta, como la disminución de la productividad durante un período de varias semanas o meses, es el síntoma más común. Esta reducción en la productividad generalmente puede revertirse con tratamientos de ácido de lodo.

Un gran número de pozos en todo el mundo siguen estos patrones de reducción de la productividad, seguida de mejoras significativas cuando se someten a un tratamiento con ácido de lodo. Este comportamiento sugiere con frecuencia una acumulación de finos en la región cercana al pozo a lo largo del tiempo.

Estudios de campo y experimentos de laboratorio han indicado que los finos que causan la reducción de la permeabilidad incluyen:

- Arcillas
- Feldespatos
- Micas
- Plagioclasa

Debido a que los finos móviles están compuestos por una amplia variedad de minerales, el contenido de arcilla del reservorio no siempre es un buen indicador de la sensibilidad al agua de la formación.

Capítulo III

3 Metodología

3.1 Esquema de trabajo

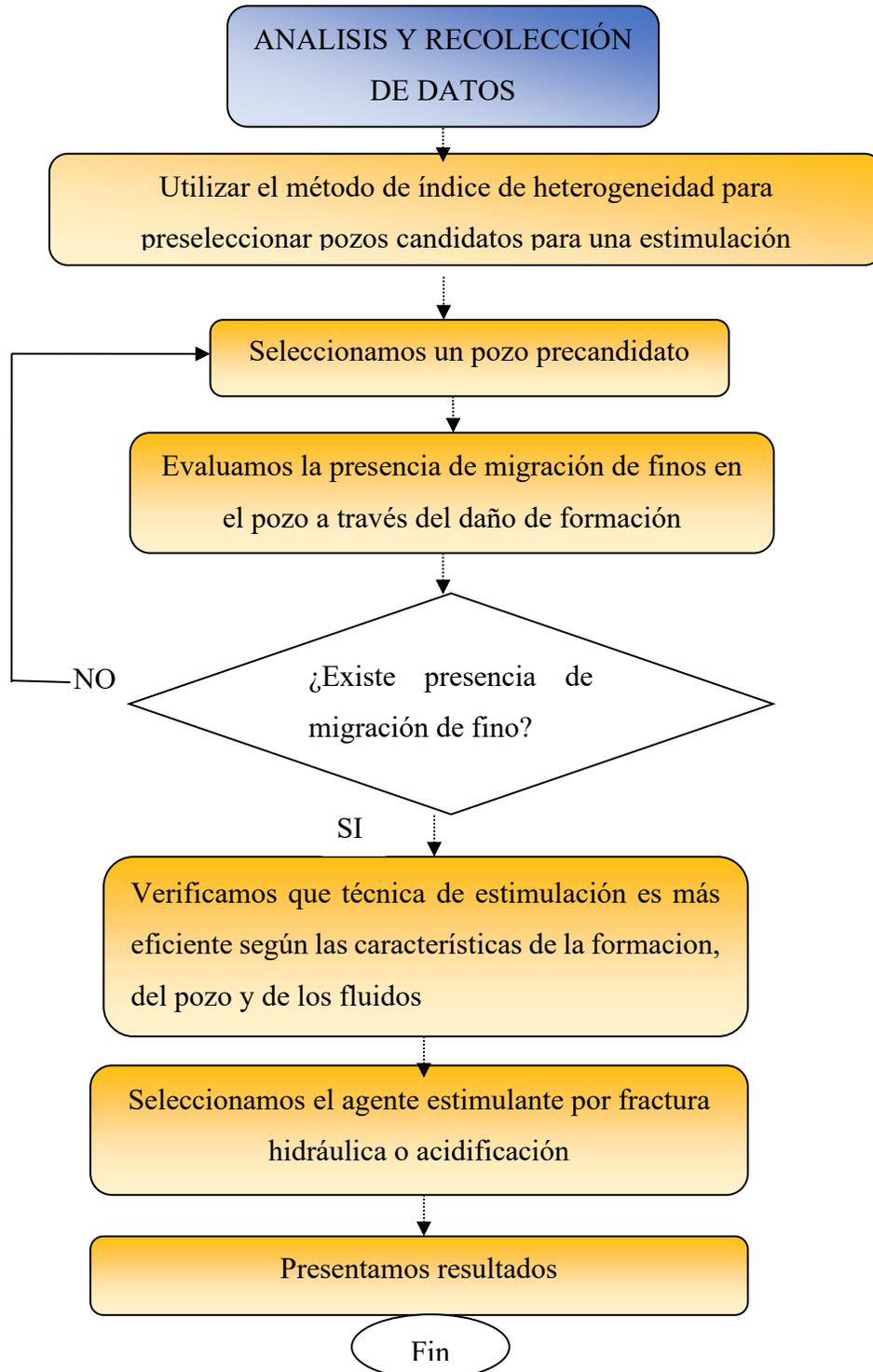


Figura 2 Diagrama de flujo del esquema metodológico del trabajo de investigación.

3.2 SELECCIÓN DE POZO ADECUADO PARA UN PROCESO DE ESTIMULACIÓN

El éxito o fracaso de un tratamiento de fractura hidráulica está íntimamente ligado a la pertinencia del pozo seleccionado para esta intervención.

Seleccionar un pozo adecuado para la estimulación generalmente asegura resultados positivos, mientras que optar por uno inadecuado frecuentemente conlleva pérdidas económicas.

Para determinar cuál es el candidato más idóneo para la estimulación, es crucial evaluar múltiples factores. Entre los elementos clave que deben considerarse se encuentran la permeabilidad del área de formación, la distribución de las tensiones en el lugar, la viscosidad del fluido presente en el yacimiento, el factor de daño, así como la presión y profundidad del yacimiento, además del estado general del pozo. El factor de daño es especialmente relevante, ya que indica si el yacimiento ha recibido estímulos en el pasado o si ha sufrido de migración de partículas finas. Un factor skin positivo sugiere que el yacimiento está en condiciones deterioradas, lo que podría convertir al pozo en un fuerte candidato para procesos de estimulación.

Los pozos más propensos para la fracturación hidráulica son aquellos que cuentan con un volumen considerable de petróleo y gas disponible y que requieren un impulso en su índice de producción. Estos reservorios suelen tener zonas de pago extensas, presiones medias a altas, barreras en la distribución de tensiones que limitan el crecimiento vertical de las fracturas, y segmentos con baja permeabilidad o áreas perjudicadas que muestran un alto factor de daño. Por otro lado, los reservorios que no son aptos para este tipo de fracturación son aquellos que presentan cantidades mínimas de petróleo o gas, debido a su escaso grosor, bajas presiones o limitaciones en su extensión geográfica. Asimismo, los yacimientos con permeabilidad extremadamente baja podrían no generar suficientes hidrocarburos que justifiquen los gastos de perforación y terminación, incluso si las estimulaciones se llevan a cabo con éxito.; por lo tanto, no serían considerados como buenos candidatos para este tipo de intervención.

3.3 Índice de heterogeneidad

El índice de heterogeneidad se define como un análisis comparativo entre el rendimiento individual y colectivo de un pozo, para definir su afluencia de fluido según la distribución del cuadrante, para el desarrollo de este proceso se toma en consideración un grupo de pozos tomando en cuenta su caudal de producción tanto de crudo y de agua, se calcula el rendimiento promedio y se hace una comparación con el rendimiento individual haciendo uso de la siguiente formula:

$$HI = \frac{valor_{well}}{valor_{promedio-well}} - 1 \quad \text{Ec(2).}$$

Para este análisis se graficó en un plano cartesiano las coordenadas obtenidas de la tabla 3 donde en el eje de las ordenadas tenemos los valores del índice de heterogeneidad del petróleo, mientras que en el eje de las abscisas se distribuyeron los valores del índice de heterogeneidad del agua, tal y como lo presente la figura 3.

INDICE DE HETEROGENEIDAD	
Net HI Producción de agua	CUADRANTE IV
	Alta producción de agua Baja producción de petróleo
	CUADRANTE III
	Baja producción de agua Baja producción de petróleo
	CUADRANTE I
	Alta producción de agua Alta producción de petróleo
	CUADRANTE II
	Baja producción de agua Alta producción de petróleo
	Net HI Producción de petróleo

Figura 3 grafica de distribución de los pozos según el índice de heterogeneidad

Haciendo uso de esta técnica de selección de pozos precandidatos para un proceso de Estimulación, se logró identificar el comportamiento individual de cada objetivo teniendo en cuenta el rendimiento colectivo del grupo de pozos, esta técnica permite estimar el rendimiento operativo de un pozos, en función de su caudal de producción, es evidente que un pozo que pose bajos niveles de crudo es un pozo candidato por la baja tasa de presión y caudal, pero también hay que tener en cuenta el porcentaje de agua, puesto que en algún momento podemos producir más agua que crudo, lo que a nosotros como técnicos no nos conviene, puesto que el uso de estos métodos es para optimizar la producción a través de métodos y técnicas de recuperación, en este caso evaluaremos el uso de estimulación tanto

hidráulica y acida para minimizar la presencia de finos en las zonas adyacentes a la cara de la arena productor. La finalidad de esta técnica es presentar posibles alternativas viables técnicamente, a través de un posterior análisis de pozos preseleccionados como candidatos para un proceso de estimulaciones, el uso de esta técnica permite evaluar pozos con un comportamiento anormal, utilizando el historial de producción de los pozos del campo secoya Se realizó el cálculo de los valores del índice de heterogeneidad, presentado en la tabla 3

Pozos	BPPD	BAPD	HI OIL	HI AGUA
SECOYA -23 US	36.924	55.386	-94.467	-972.590
SECOYA 001 UI	131.600	1,513.400	0.209	485.424
SECOYA 010 UI	55.697	1,336.723	-75.694	308.747
SECOYA 010 US	25.023	600.557	-106.368	-427.419
SECOYA 011 TI	212.700	3,332.300	81.309	2,304.324
SECOYA 019 UI	45.000	1,080.000	-86.391	52.024
SECOYA 021 UI	126.990	1,284.010	-4.401	256.034
SECOYA 022 UI	92.960	1,235.040	-38.431	207.064
SECOYA 024 US	0.000	540.000	-131.391	-487.976
SECOYA 030 TS	148.000	1,702.000	16.609	674.024
SECOYA 032 TI	39.401	1,016.919	-91.990	-11.057
SECOYA 032 TS	4.724	121.576	-126.667	-906.400
SECOYA 032 UI	78.279	779.101	-53.112	-248.875
SECOYA 033B US	104.500	5.500	-26.891	-1,022.476
SECOYA 052 US	478.170	4.830	346.779	-1,023.146
SECOYA 054 UI	400.950	4.050	269.559	-1,023.926
SECOYA 054 US	935.550	9.450	804.159	-1,018.526
SECOYA A038 UI	145.375	2,060.625	13.984	1,032.649
SECOYA A038 US	38.038	48.123	-93.353	-979.853
SECOYA A042 UI	100.250	1,904.750	-31.141	876.774
SECOYA A044 TI	43.817	154.183	-87.574	-873.793
SECOYA A044 US	126.020	466.180	-5.371	-561.796
SECOYA A047 TI	22.198	88.792	-109.193	-939.184
SECOYA A047 UI	44.395	133.185	-86.996	-894.791
SECOYA A047 US	7.400	0.000	-123.991	-1,027.976
SECOYA B039 UI	103.055	2,473.326	-28.336	1,445.350
SECOYA B039 US	44.104	1,058.498	-87.287	30.522
SECOYA B045 UI	36.458	279.742	-94.933	-748.234
SECOYA B045 US	81.148	622.652	-50.243	-405.324
SECOYA C028 TI	136.220	1,809.780	4.829	781.804
SECOYA C049 US	398.040	885.960	266.649	-142.016
SECOYA C053 UI	188.000	2,162.000	56.609	1,134.024
SECOYA D002 TS	135.400	3,249.600	4.009	2,221.624

SECOYA E005 TI	103.650	1,969.350	-27.741	941.374
SECOYA E051 TI	26.961	422.389	-104.430	-605.587
SECOYA E051 US	22.059	345.591	-109.332	-682.385
Autosuma	5,085.232	40,052.082		
Promedio	130.3905641	1026.976462		

Tabla 2 tabla de cálculo de valores de índice de heterogeneidad

Utilizando la figura 3 se procede a ubicar los respectivos pozos evaluados según los valores obtenido en la tabla 3, con los datos de (HI) de la ecuación 2, Tanto para el petróleo y agua, teniendo en cuenta que los pozos aptos para una posible estimulación son los ubicados en el cuadrante tres.

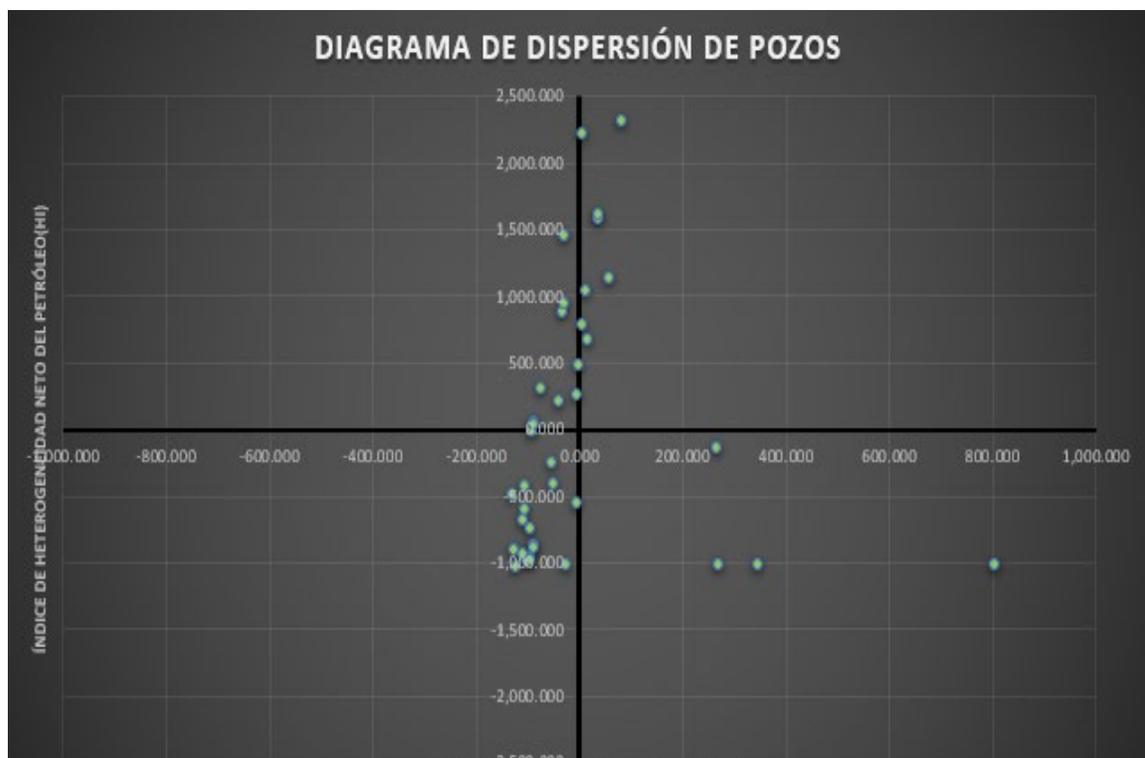


Figura 4 distribución de los pozos en el plano cartesiano

Una vez ubicado los pozos preseleccionamos todos aquellos que se encuentran localizado en el cuadrante tres, es decir baja producción de petróleo y baja producción de agua, siendo pozos adecuados para un posterior análisis de aplicabilidad de técnica de estimulación, a continuación, se presentan los 16 pozos seleccionados del campo secoya.

Pozos preseleccionados

SECOYA -23 US	SECOYA 033B US	SECOYA A047 US	
SECOYA 010 US	SECOYA A038 US	SECOYA B045 UI	SECOYA A047 UI

SECOYA 032 UI	SECOYA A044 TI	SECOYA B045 US	
SECOYA 032 TI	SECOYA A044 US	SECOYA E051 TI	
SECOYA 032 TS	SECOYA A047 TI	SECOYA E051 US	

Tabla 3 pozos preseleccionados para un análisis de estimulación

3.4 Daño de formación

El daño de formación es un factor determinante para estimar la presencia de migración de finos en los pozos, ya que si tenemos presencia de daño con valores superiores a 1 podemos estimar que existe un daño de formación presente en el pozo, es crucial estipular que cuando el daño se aproxima a un radio de 3 a 5 ft en el pozo estamos presencia en partículas de migración de finos, esta problemática se genera por las fuerzas de rearaste generada durante el proceso de producción, en arenas productoras donde las partículas son inestables pues no están consolidadas, también el factor de daño se puede producir por la presencia de fluidos incompatibles que tienden a generar partículas dispersas ocasionando un reducción de la permeabilidad de la formación, la migración de partículas finas que genera que las diminutas átomos de sólidos dispersos en el fluido de producción, se dispongan en las garganta de los poros, obstruyendo el paso y reduciendo la producción lo que denota en bajos caudales flujo. Utilizando los datos recolectados de la formación, de los fluidos y de los pozos procedemos calcular la presencia de daño de formación, haciendo uso de la ecuación de Darcy, puesto que no contamos con pruebas de build-up, se estimará de manera teórica el factor skin.

(Escobar, 2012) Menciona que la ecuación de Darcy es una de las más utilizadas que se encuentran dentro de la industria petrolera para evaluar ,daño de formación en zonas cercanas al pozo, este daño se genera por la alteraciones en las propiedades de las formación, producto de la disposición de fluidos incompatibles y partículas de sólidos dispersos, por tal razón es esencial determinar si los pozos de estudio presentan el factor de skin para la aplicabilidad de un proceso de estimulación que permita incrementar la permeabilidad de la formación productora, a continuación se presenta la fórmula para calcular el daño de formación.

$$q = \frac{kh(\bar{p} - p_{wf})}{141.2\beta\mu \left[\ln \left(0.472 \frac{r_e}{r_w} \right) + S \right]} \quad Ec(2).$$

3.4.1 Datos de las areniscas de la formación

Propiedades petrofísicas							
Areniscas	Permeabilidad K (md)	Espesor h (ft)	Presión de reservorio (psi)	Factor volumétrico B (rb/stb)	Viscosidad u (cp)	Radio De Drenaje re (ft)	Radio De pozo rw (ft)
U inferior	682	30.63	3805	1.179	2.402	790	0.34
U superior	112	10	3710	1.263	2.30	790	0.34
T superior	297	16	3910	1.266	3.220	790	0.34
T inferior	600	29.64	3910	1.266	3.700	790	0.34

Tabla 4 datos petrofísicos para la estimación del daño de formación

Utilizando la ecuación (2) procedemos a estimar el rotura de formación de la muestra de pozos del capo secoya, la estimación de factor skin es necesario hacer énfasis en los datos proporcionado en la tabla 5 donde se encuentran las propiedades petrofísicas necesarias.

Resultados de la evaluación del daño de formación			
Pozo	Skin positivo > 0	Skin neutro = 0	Skin negativo < 0
SECOYA -23 US	X		
SECOYA 010 US	X		
SECOYA 032 UI	X		
SECOYA 032 TI	X		
SECOYA 032 TS	X		
SECOYA 033B US	X		
SECOYA A038 US	X		
SECOYA A044 TI	X		
SECOYA A044 US	X		

SECOYA A047 TI	X		
SECOYA A047 US	X		
SECOYA B045 UI	X		
SECOYA B045 US	X		
SECOYA E051 TI	X		
SECOYA A047 UI	X		
SECOYA E051 US	X		

Tabla 5 resultados de aplicación de la ecuación de DARCY considerando la presencia de daño de formación

3.4.2 Factor de daño >0

Cuando el factor de daño es mayor que cero se puede estipular que ha existido una alteración en las zonas aledañas al pozo, esto puede ser ocasionado por la presencia de migración de finos, problemas de arenamiento, alto corte de agua, entre otros. los valores menores a cero indican una caída de presión adicional al sistema, dado que la permeabilidad en la zona del daño es menor que la permeabilidad de la formación.

3.4.3 Factor de daño <0

Este comportamiento se genera cuando la permeabilidad en la zona del daño es mayor que la permeabilidad de la formación, lo que indica que la arena productora está en mejores condiciones, en comparación con el caso anterior, por lo general estos valores tienden a ser negativo.

3.4.4 Factor de daño = 0

Indica que la permeabilidad de la formación no ha sido alterada por lo tanto no existe evidencia de daño de formación.

En este caso se evaluó el rotura de formación presente en los pozos preseleccionados de los cuales todos estos pozos presentan daño de formación, estos resultados fueron clasificados según la distribución del factor skin, aplicando la ecuación de Darcy se obtuvo los resultados expuestos en la tabla 5, cabe recalcar que, de estos 16 pozos, se escogerá una muestra de un pozo, acorde a las características de diseño y requerimiento de estimulación, considerando un bajo BSW%, obteniendo lo siguiente.

3.4.5 Filtro de pozos candidatos para la estimulación

Distribución de pozos Numeración	Pozos	BPPD	BAPD
1	SECOYA -23 US	36.924	55.386
2	SECOYA 010 US	25.023	600.557
3	SECOYA 032 TI	39.401	1,016.919
4	SECOYA 032 TS	4.724	121.576
5	SECOYA 032 UI	78.279	779.101
6	SECOYA 033B US	104.500	5.500
7	SECOYA A038 US	38.038	48.123
8	SECOYA A044 TI	43.817	154.183
9	SECOYA A044 US	126.020	466.180
10	SECOYA A047 TI	22.198	88.792
11	SECOYA A047 UI	44.395	133.185
12	SECOYA A047 US	7.400	0.000
13	SECOYA B045 UI	36.458	279.742
14	SECOYA B045 US	81.148	622.652
15	SECOYA E051 TI	26.961	422.389
16	SECOYA E051 US	22.059	345.591

Tabla 6 Datos para la aplicación de filtro de pozos candidatos para una estimulación

Con los datos propuesto en la tabla 6 se procede a hacer en análisis en función de la producción de agua y crudo de manera individual de cada pozo preseleccionado, estableciendo los candidatos idóneos para la aplicación de una estimulación tanto hidráulica y acida, el bajo índice de productividad denota presencia de daño en la formación , puesto que la presión ha declinado en el tiempo, ocasionando una producción baja, este problema se asocia a la presencia de migración de finos que tiende a taponar la garganta a través de los poros, obstaculizando el movimiento de los fluidos y disminuyendo la capacidad de permeabilidad de la formación.

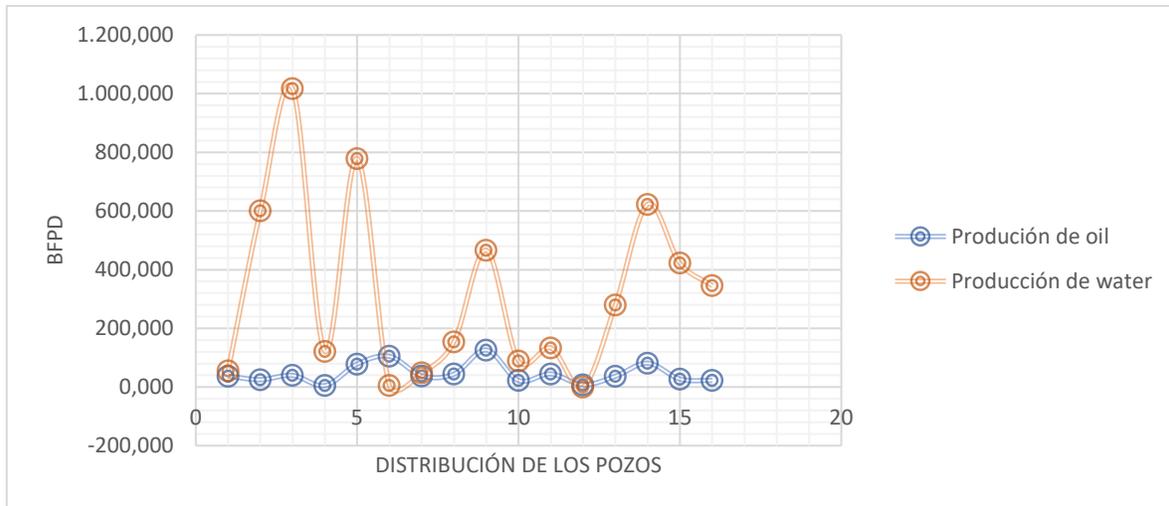


Figura 5 distribución de producción de agua y petróleo de cada pozo

Las técnicas de estimación pueden mejorar la permeabilidad del yacimiento, aumentar la presión, acceder a nuevas áreas productivas y recuperar recursos que no fueron extraídos previamente, todo lo cual puede mejorar la eficiencia general de la extracción de hidrocarburos en comparación con la perforación de nuevos pozos. Esta es la razón por la que los pozos de petróleo y gas de menor producción. pueden beneficiarse de estas técnicas. a continuación, se presenta la tabla 7 con los pozos candidatos para la estimulación, con la finalidad de optimizar la presencia de migración de finos, mejorar la productividad e incrementar el factor de recobro.

Pozos candidatos para un proceso de estimulación

SECOYA -23 US	SECOYA A038 US	SECOYA A047 TI
---------------	----------------	----------------

Tabla 7 pozos candidatos para un proceso de estimulación tanto acida e hidráulica

3.5 Estimulación hidráulica de pozos

La estimulación hidráulica es una técnica aplicada para incrementar la permeabilidad de la formación, a través de la fractura, este consiste en mejorar la longitud de las perforaciones a través del uso de un agente fracturante y apuntalante, este tipo de estimulación se aplica a yacimientos con baja permeabilidad, producto del daño de formación, generado por la migración de las partículas finas en el pozo, el proceso de fracturamiento se ejecuta a través

del Se bombean con fuerza fluidos especializados al área objetivo a alta presión y caudal, lo que provoca la formación de una grieta vertical. La grieta se extiende hacia afuera desde el pozo en direcciones opuestas, alineadas con las tensiones naturales de la formación. El apuntalante, que consiste en partículas de arena de un tamaño determinado, se mezcla con el fluido de tratamiento para asegurar que la fractura permanezca abierta después de completar el procedimiento. La fracturación hidráulica establece una conexión muy eficiente con una amplia zona de la formación, minimizando cualquier posible daño en las cercanías del pozo.

3.6 Diseño del fracturamiento

(TOMALÁ & SALVATIERRA, 2023) Mencionan que la información crucial necesaria para diseñar un tratamiento de fractura eficaz incluye los niveles de tensión actuales la capacidad de permeabilidad de la roca, las características de pérdida de fluidos, el volumen total de fluido empleado, el tipo y la cantidad de material de apuntalamiento, el tamaño de la plataforma, la viscosidad del fluido de fracturación, la tasa de inyección y las propiedades del material de la formación. Es esencial medir con precisión los niveles de tensión actuales y la permeabilidad de la zona objetivo, así como las capas de roca circundantes, ya que estos factores afectarán el crecimiento vertical de la fractura.

3.5.1 Criterios para la selección del agente propante y apuntalante

(Economides & Nolte, 2013) Propone un método para seleccionar el agente apuntalante en función del esfuerzo efectivo máximo, considerando lo expuesto en la figura 6, donde establece que si la presión de esfuerzo mínima ejercida es menor a 6000 PSI, podemos aplicar a la formación un agente apuntalante de arena, mientras que si la presión de esfuerzo se encuentra en un rango de 6000 a 12 000 PSI, el agente se apuntalante a usar sería (RCP) apuntalante de resistencia media, pero cuando superan la presión los 12 000 PSI, es necesario la aplicación de bauxita de alta resistencia.

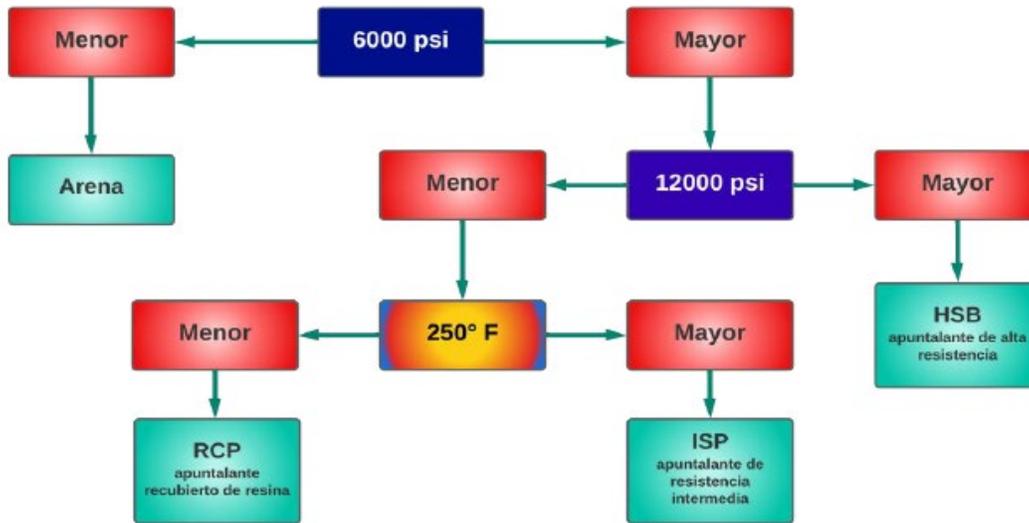


Figura 6 selección del agente apuntalante en función de la presión y temperatura

3.6 Estimulación acida

3.7 UTILIZACIÓN DE LA ESTIMULACIÓN

La utilización de la estimulación en la industria petrolera se refiere a la aplicación de técnicas diseñadas para mejorar la capacidad de extracción de los yacimientos de petróleo y gas.. Estas técnicas, como la fracturación por medios hidráulicos o la acidificación, permiten incrementar el flujo de hidrocarburos al reducir la resistencia del reservorio, optimizando así la extracción y la rentabilidad. La estimulación es fundamental en formaciones con baja permeabilidad o en aquellas donde la producción ha disminuido, permitiendo maximizar la recuperación de recursos y prolongar la vida útil de los campos petroleros en un contexto de creciente demanda energética y sostenibilidad

3.8 VENTAJAS DE UNA ESTIMULACIÓN

- La inyección de ácido puede ayudar a controlar la presión en el reservorio, lo cual es esencial para optimizar la producción. Es importante señalar que entre los avances más significativos en la industria petrolera se encuentra la estimulación de pozos, lo que implica que no debería existir un solo pozo, no hay ningún pozo en el mundo que no haya sido sometido a uno o más de estos procesos.

- La estimulación se realiza en situaciones donde la formación ha sufrido daños, cuyas posibles causas se abordarán más adelante.
- Esta técnica permite aumentar la producción de petróleo y gas, lo que contribuye a incrementar las reservas recuperables y obtener beneficios económicos de una reserva de hidrocarburos mediante su aplicación.
- Al limpiar el espacio intersticial en las rocas, se crea un ambiente más favorable para el flujo de petróleo, lo que puede reducir la viscosidad del fluido en el reservorio.

3.9 TIPOS DE TRATAMIENTO ACIDOS GENERALES

En la industria petrolera, el tratamiento de ácidos es esencial para mejorar la producción, la eficiencia y la calidad del petróleo y sus derivados. Los tipos de tratamientos ácidos generales que se utilizan incluyen:

Tratamiento de Acidificación:

Este proceso se utiliza principalmente en completación y estimulación de pozos. Consiste en la inyección de soluciones ácidas (como ácido clorhídrico) en las formaciones para disolver minerales que obstruyen los poros y mejorar la permeabilidad de la roca. Esto ayuda a aumentar el flujo de petróleo hacia el pozo.

Desalado:

La separación y eliminación de sales disueltas y agua de producción a menudo implica el uso de ácidos para ayudar a descomponer emulsiones y facilitar la separación. Se puede agregar ácido clorhídrico para liberar agua y sales de los hidrocarburos.

Desacidificación:

Este tratamiento se utiliza para reducir el contenido de ácidos en los productos petroleros, especialmente en el crudo. Se aplican diferentes técnicas químicas y físicas para neutralizar o eliminar compuestos ácidos, como ácidos nafténicos o ácidos orgánicos.

Control de Corrosión:

En sistemas donde se manipulan productos ácidos, es necesario implementar tratamientos para prevenir corrosión en equipos e instalaciones. Esto puede incluir la aplicación de inhibidores de corrosión, que ayudan a proteger los materiales de la corrosión causada por ácidos presentes en el crudo o durante el proceso de tratamiento.

Remoción de Impurezas:

Se utilizan ácidos para eliminar impurezas, como metales pesados y otras sustancias no deseadas de productos petroleros. Este proceso puede incluir tratamientos químicos con ácidos que precipiten y eliminen estas impurezas.

Refinación Ácida:

Durante el proceso de refinación, se pueden aplicar tratamientos químicos ácidos para mejorar la calidad de los productos finales. Esto incluye la neutralización de compuestos ácidos y la mejora del índice de cetano en diésel, entre otros.

3.10 PARAMETROS ANTES DE REALIZAR UNA ESTIMULACIÓN

Antes de llevar a cabo una estimulación en la industria petrolera, es crucial considerar una serie de parámetros que garantizan la efectividad del proceso. Entre estos se incluyen la evaluación geológica del reservorio, que permite identificar la porosidad y permeabilidad de las formaciones, así como el tipo de fluidos presentes; la presión del yacimiento, que influye en el diseño de la estimulación; la historia de producción y comportamiento del pozo, para anticipar la respuesta a las intervenciones; y la selección de los métodos de estimulación adecuados, como fracturamiento hidráulico o acidificación, basándose en las características específicas del reservorio. Todos estos elementos contribuyen a maximizar la recuperación de hidrocarburos y minimizar riesgos ambientales y económicos asociados (Garaicochea, 1985).

3.10.1.1 Problemas mecánicos típico en la completación

-  Sistema de levantamiento no adecuado
-  Mal funcionamiento del sistema de levantamiento
-  Diámetro inadecuado de la tubería de producción
-  Limitaciones en el equipo instalado en el fondo del pozo
-  Deterioro de la tubería

3.11 PARAMETROS PARA REALIZAR UNA ESTIMULACIÓN

La estimulación en la industria petrolera se refiere a diversas técnicas utilizadas para mejorar el flujo de petróleo y gas desde el reservorio hacia el pozo. Esto puede incluir métodos como la fracturación hidráulica, la acidificación y la inyección de productos químicos. (HERNADEZ)

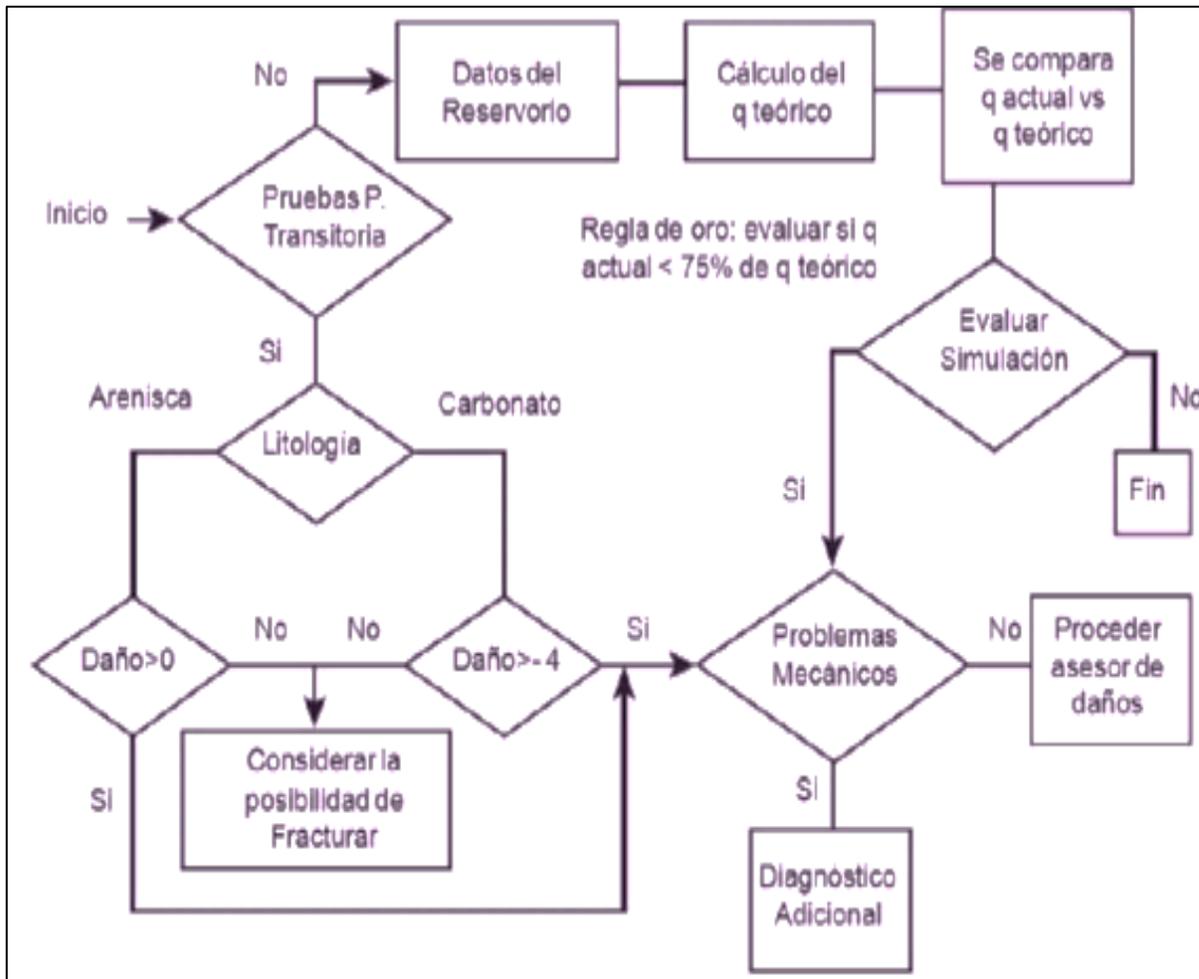


Figura 7 parámetros a seguir una estimulación

3.12 VELOCIDAD DE REACCIÓN DEL ÁCIDO

3.11.1 Elementos que afectan la velocidad de reacción

La rapidez con la que reacciona el ácido se ve influenciada por diversos factores:

- La superficie de contacto entre el ácido y la roca.
- La temperatura del entorno
- La presión aplicada durante la inyección
- La concentración del ácido utilizado
- El tipo específico de ácido empleado
- Las propiedades químicas y físicas de la roca.

- La tasa de inyección del ácido
- La pérdida de fluidos durante el proceso.

El efecto de la relación área-volumen.

Incrementar la superficie de la roca en contacto con una determinada cantidad de ácido resulta en una mayor velocidad de reacción. Durante los procesos de acidificación en la matriz, se pueden observar relaciones área-volumen bastante elevadas. Por otro lado, las fracturas presentan relaciones más bajas, lo que facilita una mayor penetración del ácido en comparación con los tratamientos en la matriz.

El tiempo que tarda el ácido en reacción está relacionado con la porosidad de la roca. La penetración radial de un ácido que ya ha sido consumido no proporciona beneficios adicionales. Además, las tensiones de sobrecarga aplicadas a una formación durante el proceso de acidificación pueden causar colapsos o Re compactaciones, lo que resulta en una reducción de la permeabilidad y la porosidad debido a un tratamiento excesivo. Este fenómeno fue examinado por Farley, Miller y Schoettle en su artículo "Criterios de Diseño para Estimulaciones a la Matriz con Ácido Fluorhídrico Clorhídrico", publicado en JPT en abril de 1970. Los autores evidenciaron que la combinación de las tensiones de confinamiento y el ácido inyectado provoca cambios en la relación de permeabilidades dentro de la formación. (Garaicochea, 1985)

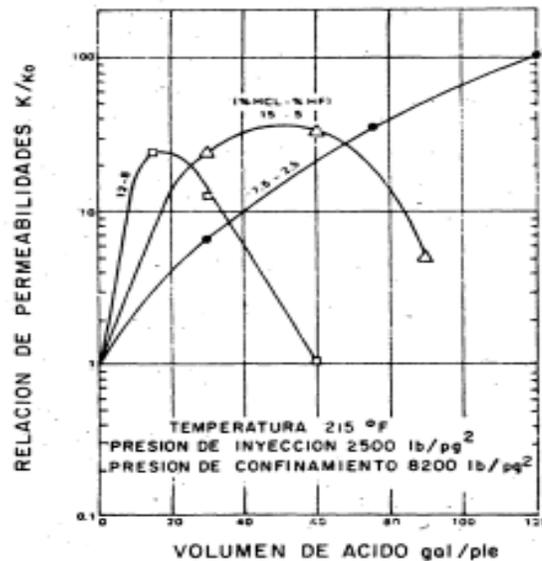


Figura 8 Efecto combinado de sobrecarga y acidificación

Para prever la forma de una fractura y cómo el ácido se introducirá en ella, es esencial calcular con exactitud la temperatura del fluido presente en la fractura. La figura 4 demuestra de qué manera la temperatura y la concentración del ácido influyen en su capacidad para penetrar en una fractura.

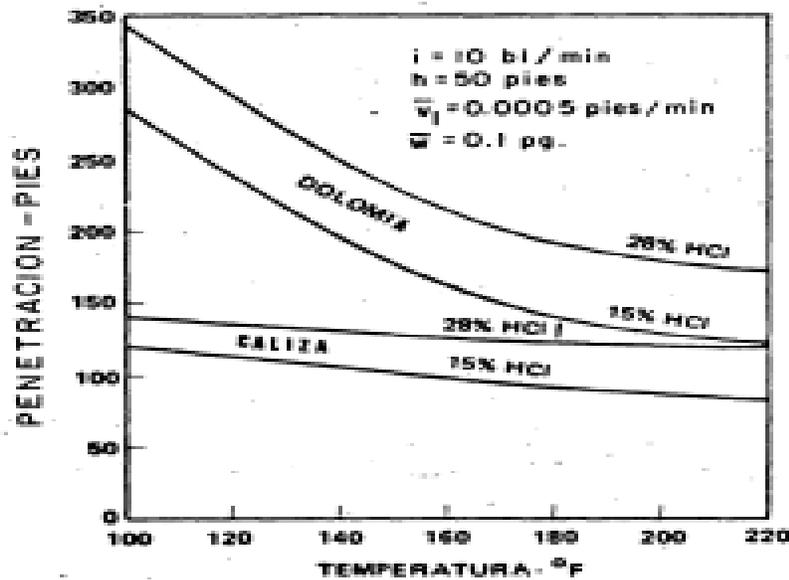


Figura 9 grafica de penetración vs temperatura

Dado que la rapidez de la reacción entre el ácido y las calizas en las paredes de la fractura es muy elevada, la forma en que el ácido se infiltra se vuelve casi insensible a las variaciones de temperatura. Por otro lado, si la formación responde lentamente al ácido, el proceso de penetración se verá más afectado por la temperatura.

En cuanto a la presión de inyección, esta no tiene un efecto significativo en la velocidad de reacción.

En cambio, al aumentar la concentración del ácido, se nota un aumento en el tiempo que toma la reacción. (Ver Figura 6).

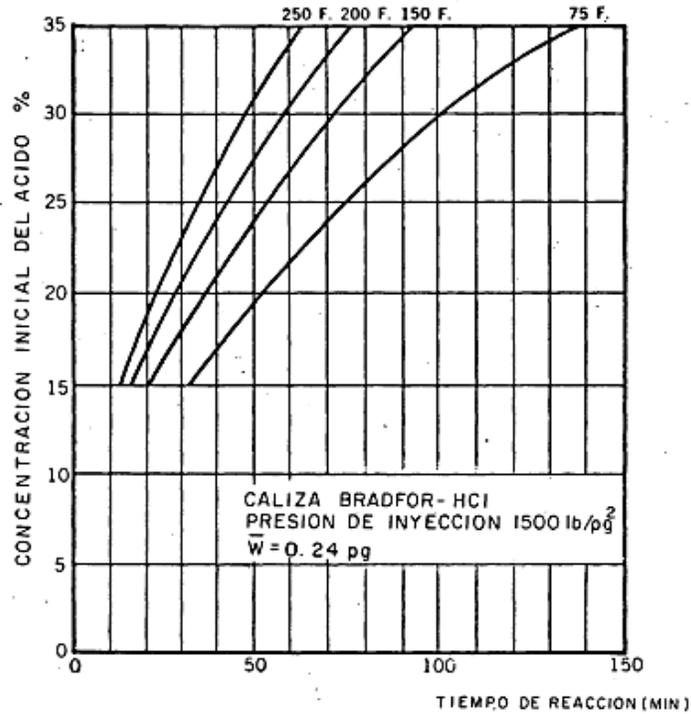


Figura 10 Efecto de la concentración del ácido sobre el tiempo de reacción a varias temperaturas

Efecto del tipo de ácido y aditivos: Si es posible controlar la tasa de pérdida de filtrado de un ácido, se puede optar por un ácido retardado para optimizar su penetración en la fractura antes de que se produzca la reacción completa. En este contexto, el ácido emulsificador se considera la mejor opción cuando se requiere retardación, ya que su viscosidad elevada disminuye la velocidad de reacción con las paredes de la fractura.

Efecto de las propiedades de la roca: El efecto de las características de la roca en la reacción del ácido es significativo. La composición física y química de la formación es uno de los factores más influyentes en el tiempo de reacción. Generalmente, la velocidad de reacción en

las calizas es aproximadamente el doble que en las dolomitas. La estructura física es crucial, ya que afecta la relación entre el área y el volumen de contacto.

La velocidad a la que se inyecta el ácido también impacta su penetración en una fractura; a mayor velocidad, mayor será la distancia que alcance. Un incremento en el flujo puede reducir la temperatura del ácido, lo que mejora su penetración al ralentizar su reacción.

La pérdida de fluido influye en la inyección; si el ácido contiene un aditivo que minimiza la filtración, se incrementará tanto el volumen como la longitud de la fractura. Por lo tanto, seleccione un aditivo eficaz que sea esencial para optimizar la penetración del ácido. Una mayor amplitud de la fractura facilita una mejor penetración del ácido, como se ilustra en la figura 4.

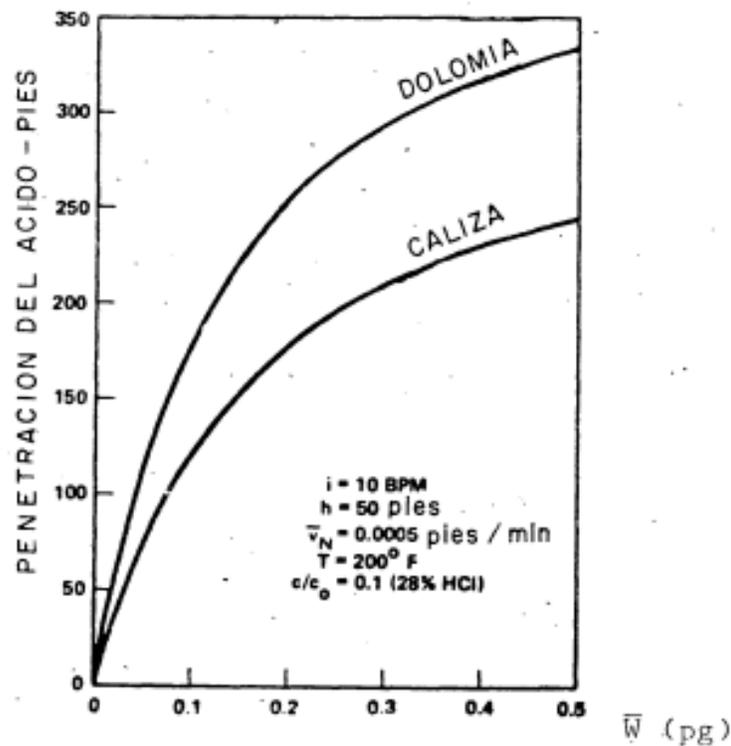


Figura 11 Efecto de amplitud de fractura en la penetración del ácido

Cuando se incrementa la amplitud de la fractura, se reduce la relación área-volumen, lo que prolonga el tiempo de reacción y mejora la penetración.

3.12 ACIDIFICACIÓN A LA MATRIZ DE FORMULACIONES CARBONATADA

Los ácidos empleados en los tratamientos de matriz tienen limitaciones en la longitud de los agujeros de gusano debido a la pérdida de fluidos. Por esta razón, todos los ácidos tienden a generar longitudes y aumentos de productividad similares. En formaciones adecuadas, se prefieren ácidos emulsionantes o HCl con un reductor de pérdida de fluido. Sin embargo, en formaciones con baja permeabilidad, se utiliza HCl al 28%. Normalmente, se inyectan entre 50 y 200 galones de HCl al 15% o 28% por cada pie del intervalo que se desea estimular.

La acidificación de la matriz en formaciones carbonatadas es un proceso esencial en la industria petrolera para mejorar la producción de los reservorios. Este procedimiento consiste en inyectar soluciones ácidas, generalmente basadas en ácido clorhídrico, para disolver el carbonato de calcio y otras rocas carbonatadas, lo que incrementa la permeabilidad y facilita el flujo de petróleo hacia el pozo. A través de este tratamiento, se pueden recuperar reservas de hidrocarburos que de otro modo serían difíciles de extraer, optimizando así la producción y extendiendo la vida útil de los yacimientos. Sin embargo, es fundamental manejar cuidadosamente el proceso para minimizar los impactos ambientales y asegurar la eficiencia económica de la operación (Gabriel et al., 2017).

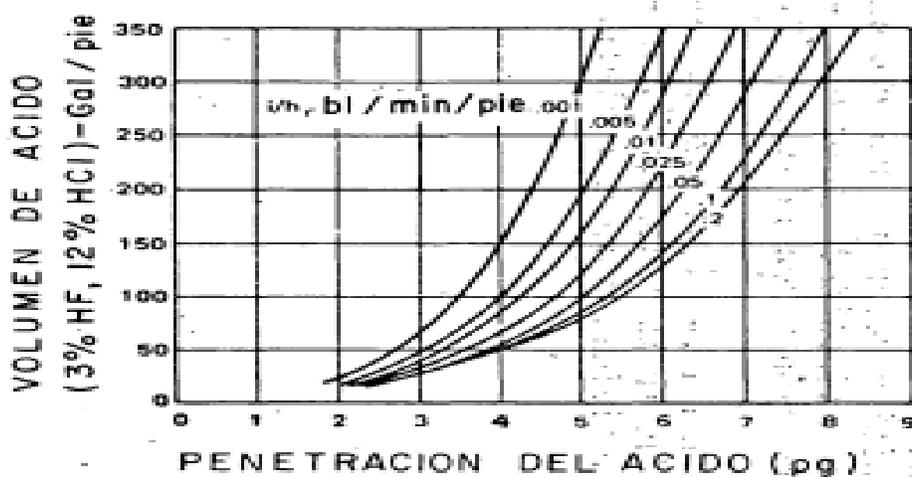


Figura 12 tasa de penetración del ácido en función del volumen

3.13 ERRORES COMUNES EN LOS TRATAMIENTOS ÁCIDOS A LA MATRIZ

(Garaicochea, 1985) Menciona que los tratamientos ácidos suelen dar resultados favorables; sin embargo, cuando esto no ocurre, las razones pueden estar relacionadas con varios factores:

- **Empleo de ácidos carentes de fluoruro de hidrógeno (HF).** -Para las formaciones que presentan altas concentraciones de arcillas, es fundamental el uso de mezclas ácidas que incluyan HF para lograr su estimulación adecuada.
- **Descuido en el pretratamiento con HCl.** - Este pretratamiento es crucial, ya que previene que el ácido utilizado para los lodos interactúe con el agua salina presente en la formación. Tal interacción es dañina, ya que propicia la formación de sales insolubles, como los fluosilicatos.
- **Volumen de ácido para 10^9 barrenos inadecuados.** - Algunos tratamientos se llevarán a cabo utilizando 10 galones de ácido por pie de formación. Aunque estas aplicaciones pueden ser efectivas en ciertas ocasiones, cuando la zona afectada es extremadamente superficial o se limita a las perforaciones, se obtienen mejores resultados utilizando al menos 12.5 galones por pie. En formaciones que son altamente permeables, muy ácidas o significativamente dañadas, se requerirán volúmenes aún mayores.
- **Omisión de la limpieza inmediata.** - Los productos no deseados se acumularán si el ácido para lodos permanece en la formación por un período prolongado, por lo que el pozo debe comenzar a producir lo antes posible al concluir el tratamiento.

Fracturamiento de la formación durante el tratamiento.

El ácido para lodos no puede realizar un grabado suficiente en la formación para crear fracturas conductivas. Si se excede la presión máxima para facilitar la entrada de fluidos, la presión de inyección deberá bajarse por debajo del límite máximo tan pronto como se inicie la inyección. No utilizar solventes mixtos en tratamientos con ácido para lodos. El uso de un solvente mixto (metanol, isopropanol, etilenglicol, etc) generalmente mejora la tasa de éxito de los tratamientos. Antes de agregar estos productos o cualquier otro aditivo, deben probarse en el laboratorio para asegurar su compatibilidad con otros aditivos, con los fluidos de la formación y con la propia formación.

- Cambios en la geometría del flujo radial, influenciados por la penetración parcial y la convergencia del flujo en áreas de producción.
- Desviaciones de la ley de Darcy, especialmente en áreas con altas velocidades de flujo, que generalmente ocurren cerca del pozo.

Caso	$s = \ln \left[\frac{r_s}{r_w} \right] \left[\frac{k}{k_s} - 1 \right]$	Comentarios
$k = k_s$	0	Sin daño ni estimulación
$k_s = \infty$	$-\ln(r_s/r_w)$	Máxima estimulación
$k_s = 0$	∞	Máximo daño

Figura 14 ESCENARIO DE EL FACTOR "S"

3.15 Modelo de fractura

Entre los modelos más usados para dimensionar una fractura de la formación destacan; El modelo PKN y el modelo KGD, siendo eficientes para el dimensionamiento de fracturas en un plano estratigráfico 2D, la diferencia de estos dos modelos destaca en que el modelo PKN se utiliza cuando la semilongitud de fractura es más alta o de mayor longitud que el ancho de fractura, mientras que el modelo KGD se utiliza cuando la altura de fractura es superior que la longitud.

(TOMALÁ & SALVATIERRA, 2023) Mencionada que para el diseño de la fractura necesaria para los procesos de estimulación se usara el modelo PKN, que fue desarrollado por Perkins & Kern en el año 1961, para el desarrollo de este proceso los autores no tomaron en cuenta las pérdidas menores y el almacenaje del fluido, a través de la solución de manera analítica diseñaron un modelo de propagación vertical de la fractura, realizándolo a través de una altura inmovible y una parte seccional elíptica en un plano vertical, tal como demuestra la figura 7

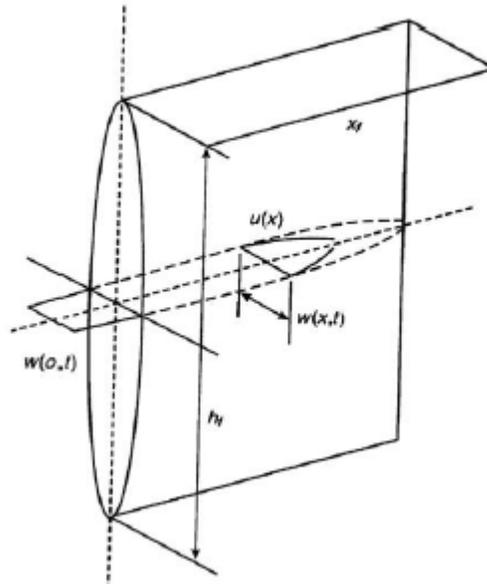


Figura 15 modelo PKN de diseño de una fractura

3.16 Parámetros para el diseño la fractura

3.16.1 Geometría de fracturamiento

Dentro del diseño del fracturamiento por métodos de estimulación , es necesario determinar la geometría de fracturamiento, permitiendo fracturara la formación y alcanzar zonas vírgenes con la finalidad de incrementar la producción a través del aumento de la permeabilidad, mediante el incremento de la longitud, espesor y ancho de fractura, siendo aplicable principalmente en yacimientos de baja permeabilidad, mientras que en yacimiento de permeabilidad media y alta, el ancho de longitud de fractura llega a ser considerable, siendo necesario determinar la conductividad de fractura a través de la siguiente formula.

$$C_{fs} = \frac{K_f * w}{k * X_f} \quad Ec(4).$$

Donde:

Kf : Permeabilidad de la fractura.

W: Espesor de fractura o ancho.

k: Permeabilidad de la formación.

Xf: Longitud de fractura.

3.16.2 “Longitud de fractura”

Este parámetro define la sección longitudinal de la abertura de la fractura en la formación, en el caso de una fractura simétrica, esta considera las dos secciones fracturas de manera igual al diseño de una sección. Para el diseño de la longitud de fractura utilizamos la ecuación numero 5

$$X_f = \frac{Q_i \times t_p}{2 \times h_f \times W} \quad Ec(5)$$

Donde:

Q_i = caudal de inyeccion

t_p = tiempo de bombeo

h_f = Altura de fractura

W = Ancho de fractura

3.16.3 Altura de la fractura

La altura de fractura se ve influenciada por los esfuerzos in situ actuantes en la formación, a través del diferencial de esfuerzos de los diferentes estratos, si el valor de variación de los esfuerzos es alto entonces la altura y longitud de la fractura es amplia lo que favorece a la productividad de crudo del yacimiento, mientras que si los valores de delta esfuerzos es bajo, la formación tiene a presentar grandes problemas puestos que ya se atravesó la formación adyacente disminuyendo la longitud de fractura, disminuyendo la permeabilidad de la arena productora.

3.16.4 Ancho de la fractura

Una fractura con forma elíptica, el ancho varía dentro de ciertos márgenes a medida que la presión neta aplicada se reduce y llega al punto más alto de la fractura.

$$W_{max} = \frac{2 \times Net_p \times h_f}{E'} \quad Ec(6).$$

Donde:

$Net_p =$ Presión neta

$h_f =$ Altura de la fractura

$E' =$ Módulo del plano de deformacion

$$E' = \frac{E}{1 - \nu^2} \quad Ec(7).$$

Donde

$E =$ Módulo de Young

$\nu =$ Coeficiente de Poisson

El módulo de Young (E) mide la rigidez de la roca y se calcula a partir de las propiedades elásticas obtenidas de registros acústicos. Estos valores son fundamentales para evaluar la resistencia a la deformación del material.

Esto se establece en la siguiente ecuación:

$$E = \frac{G(3R^2 - 4)}{R^2} \quad Ec(8).$$

Los parámetros que son utilizados se calculan mediante:

$$R^2 = \frac{v_p^2}{v_s^2} \quad Ec(11).$$

Donde:

$v_s =$ Velocidad de cozallamiento de la roca

$v_p =$ Velocidad de compresional de la roca

$$G = 13.474 \frac{Pb}{\Delta ts^2} \quad Ec(12).$$

Donde:

$G =$ Módulo de corte

$Pb =$ Densidad aparente

$\Delta ts =$ Variación de tiempo sónico

Las pruebas de compresión axial realizadas en núcleos de roca permiten determinar valores elásticos estáticos, como el módulo de elasticidad (también conocido como módulo de Young) y el coeficiente de Poisson. Además, se pueden calcular las propiedades elásticas dinámicas mediante la propagación de ondas sonoras en la roca, utilizando las velocidades de los pulsos ultrasónicos y la resonancia, información que se obtiene a partir de registros sísmicos en pozos.

Se ha observado que los valores del módulo elástico dinámico suelen ser significativamente mayores que los estáticos obtenidos en laboratorio, lo cual puede afectar la geometría de fractura y alterar el diseño de proyectos. Por esta razón, se decide utilizar los valores estáticos generados en laboratorio para los cálculos de diseño posteriores.

Capítulo IV

4 Análisis y Resultados

4.1 Selección del agente propante y apuntalante

Haciendo uso de la figura 6 se procede a seleccionar el agente apuntalante más eficiente que cumpla con los criterios de diseño en función de la geometría del yacimiento y del pozo.

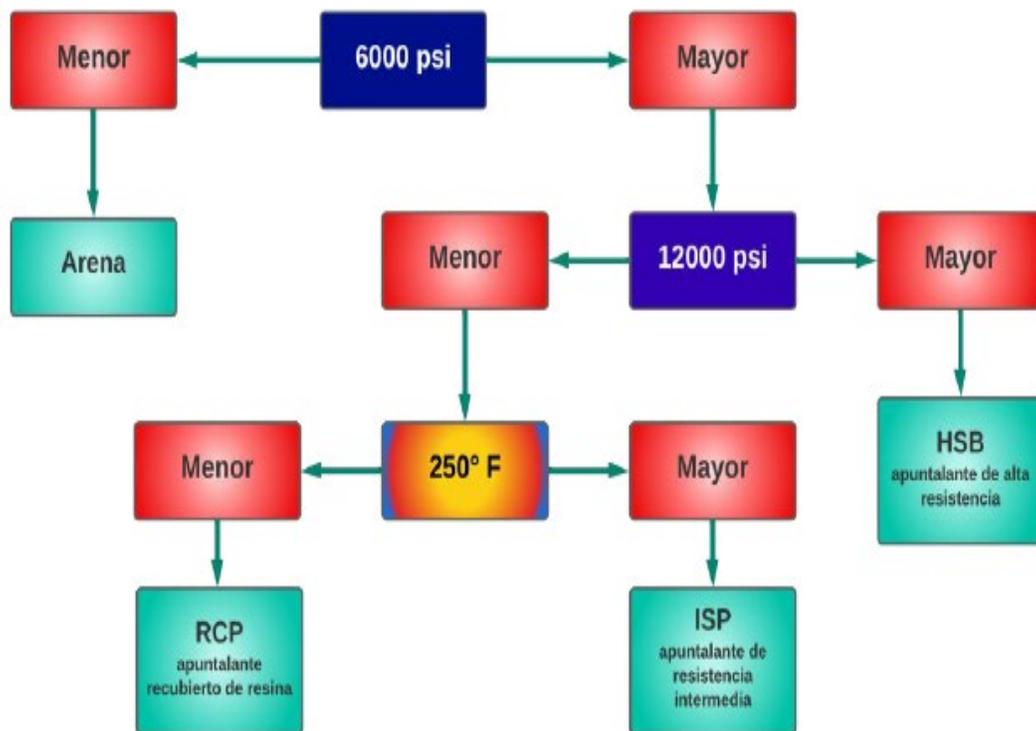


Figura 16 selección del agente apuntalante en función de la presión y temperatura

En base al proceso investigativo se puede establecer que la presión máxima de fractura del campo secoya es de aproximadamente 7342 PSI a una profundidad de 10040 ft y un gradiente de fractura 0.81 PSI/FT, estos principales parámetros geomecánicos permitirán seleccionar

el agente apuntalante, en este caso la presión de fractura es mayor a 6000 PSI por lo que descartamos el uso de la arena como agente apuntalante.

Calculamos la presión de cierre utilizando la siguiente ecuación

$$PIC = \text{gradiente de fractura} * \text{profundidad} \quad Ec(3).$$

Obteniendo que la presión de cierre para este pozo es de 8132.4 PSI, y una temperatura de formación de 223°f, haciendo uso de la figura 6, procedemos a ingresar en el gráfico con la presión máxima fractura, y al ser esta mayor que 6000 PSI, se continua el proceso hasta alcanzar la presión de cierre en este caso el valor es menor a los 12 000 PSI, por lo que se sigue al próximo proceso hasta la temperatura de formación, aquí se puede verificar que la temperatura de formación es menor a 250°f, entonces seleccionamos el agente apuntalante RCP recubierto de resina.

Para este caso se utilizar resina pre curada RCPs “ Resin Precoatedv Proppants” La característica principal de estos materiales es que se encuentra recubierta la arena apuntalante con resina, aumentando la resistencia a la deformación del materias puesto que se encuentra aislada las paredes de la arena apuntalante, lo que da una mayor resistencia y mejora la conductividad de la formación productora, donde la arena recubierta de resina se mezcla con el fluido de fracturación y luego se deposita dentro de los canales de fractura. Para su aplicación se usa los dispositivos de bombeo convencional no requiere de equipos especializados por lo que es rentable técnica y económicamente (PANTOJA, 2017).

(TOMALÁ & SALVATIERRA, 2023) Hacen referencia a que El fluido de fractura más optimo es el sistema YF135HTD o YF140HTD, cuyo objetivo es optimizar la eficacia de aplicación del fracturamiento hidráulico, permitiendo establecer una geometría de fractura eficiente, para maximizar el incremento productivo de crudo e incrementar el factor de recobro.

4.2 Diseño del modelo de fractura

Utilizando el modelo PKN y las ecuaciones mostradas en el capítulo 3, sección de diseño de fractura podemos establecer que el incremento de la longitud de fractura, el ancho, la altura, la geometría de la formación y demás parámetros petrofísicos podemos estimar un análisis comparativo tomando como referencias antecedentes de fracturamiento.

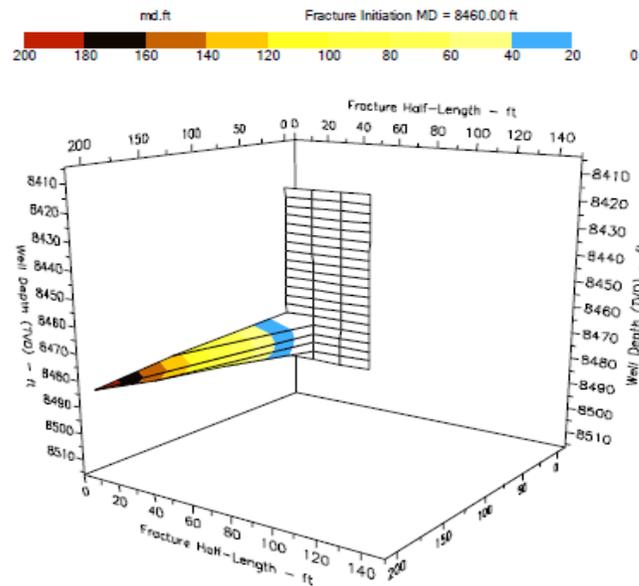


Figura 17 Fracturamiento de un pozo sin una optimización

Cómo se puede observar en la figura 12 tenemos la presencia de un modelo de fractura sin la optimización, es decir está condiciones iniciales de perforación a través de los disparos de la zona productora, se puede observar que la longitud de fractura, el ancho, y la altura de fractura son mínimos, evidenciando problemas de producción por migración de fino estos sólidos dispersos tienden a irse acumulando y desplazando a medida que nosotros entramos en producción arrastrando partículas de solidos hacia la formación productora en este caso lo que generan es la acumulación de sedimentos que pueden ocasionar un taponamiento de la garganta de los poros generando la disminución de la permeabilidad.

la gráfica muestra que este problema puede ser muy grave ya que la presencia de pequeñas partículas reduce la permeabilidad por lo cual los fluidos tendrán problema al desplazarse, lo que ocasionara una disminución de la producción de crudo.

La migración de finos es un fenómeno común en la producción de petróleo que puede llevar a la obstrucción de pozos, disminución en la tasa de recuperación y problemas operativos. El campo Secoya, ubicado en la región amazónica de Ecuador, enfrenta desafíos significativos relacionados con la migración de finos, lo que afecta su eficiencia operativa y la rentabilidad de los pozos. Este análisis busca evaluar la aplicabilidad de los métodos de estimulación ácida e hidráulica como medidas para reducir la migración de finos en este campo.

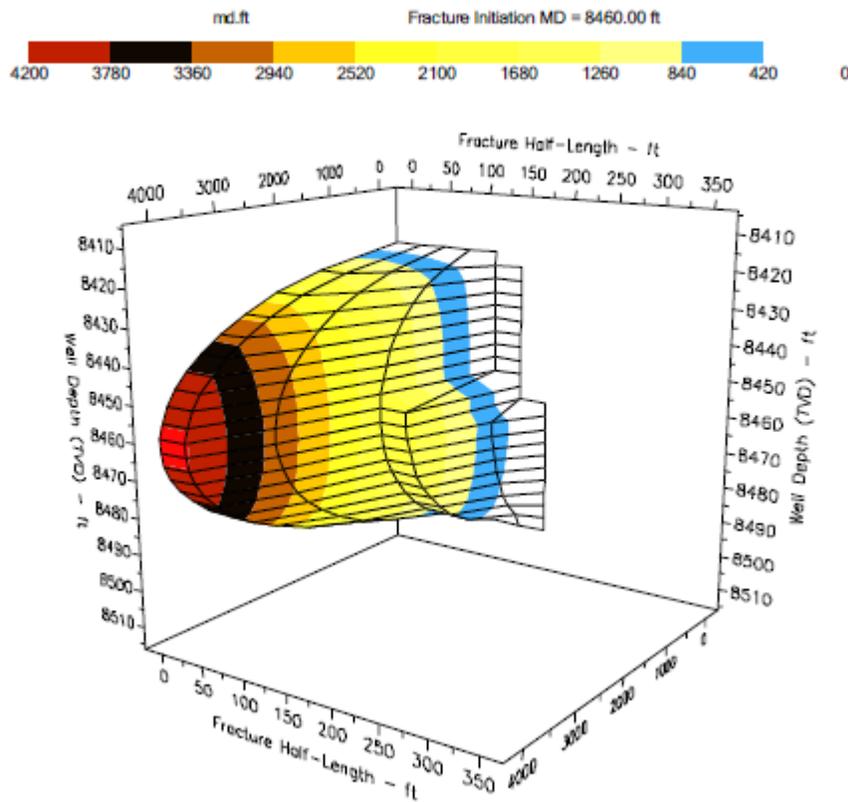


Figura 18 Diseño de un fracturamiento por estimulación para la optimización de la producción

La figura 13 presenta un claro ejemplo de optimización del proceso de fracturamiento a través del uso de agentes estimulantes que pueden ser, hidráulico o ácido, la selección del fluido más compatible para la fractura dependerá de las condiciones geológicas y geomecánicas de la formación, ya que si utilizamos un fluido incompatible en vez de mejorar el problema tenemos a empeorarlo, Al aumentar el área de superficie donde el fluido interactúa con la roca yacimiento, extender la longitud de la fractura mejora la productividad del pozo y aumenta la cantidad de hidrocarburos recuperados. Las fracturas más largas y cuidadosamente pensadas pueden ayudar a estabilizar y contener partículas diminutas dentro del yacimiento, evitando que entren al pozo y creen obstrucciones. Esto se logra aumentando el área en la que los fluidos pueden moverse y reduciendo la presión que puede provocar la migración de partículas. La tasa de producción y la longevidad del pozo se pueden aumentar aún más combinando la fracturación hidráulica con productos químicos estabilizadores finos.

Esta mezcla no sólo mejora el flujo de hidrocarburos, sino que también controla más eficazmente la formación de agua concomitante.

La evaluación de la aplicabilidad de los métodos de estimulación ácida e hidráulica para reducir la migración de finos en pozos petroleros del Campo Secoya es crucial para optimizar la producción y prolongar la vida útil de los yacimientos, especialmente en ambientes donde la interacción entre la roca y los fluidos puede llevar a la obstrucción de poros y canales. Estos métodos, que buscan mejorar la permeabilidad y la eficiencia del flujo hidrocarburíferos, deben ser analizados en función de las características geológicas y de los fluidos presentes en el campo, así como de los riesgos ambientales asociados. Un enfoque sistemático que incluya simulaciones, como ensayos en laboratorio y estudios de caso previos puede proporcionar una guía sólida para la implementación de estas técnicas, asegurando que se maximicen sus beneficios mientras se mitigan potenciales efectos negativos sobre la producción. Por lo que la estimulación hidráulica muestra un mayor potencial en términos de efectividad, aunque requiere un análisis exhaustivo del costo-beneficio a largo plazo. Se sugiere realizar estudios complementarios para optimizar los parámetros de cada método y reducir los impactos económicos y ambientales.

Para el caso de la fractura hidráulica se logró estimar que el uso de un fluido fracturante YF135HTD o YF140HTD Este es un gel polímero entrecruzado a base de goma de guar, con una concentración particular de este polímero, y el agente apuntalante seleccionado es la resina pre curada RCPs

El recubrimiento de resina no une los granos, pero permite una mayor conductividad en comparación con los apuntaladores sin recubrimiento. Se aplican recubrimientos de resina a la arena para mejorar la resistencia del apuntalante, aunque la resistencia puede variar según el tipo de arena utilizada. La resina ayuda a distribuir la tensión a través de la arena y encapsula las porciones trituradas para evitar que obstruyan el canal de flujo.

Los recubrimientos de resina generalmente se endurecen antes de su uso, pero también se puede aplicar un recubrimiento de resina endurecible. El objetivo principal de utilizar apuntalante recubierto de resina curable es evitar que el apuntalante se mueva durante el flujo de retorno y se asiente cerca del pozo. Los apuntaladores endurecibles recubiertos de resina se mezclan y bombean en las últimas etapas del tratamiento, y luego el pozo se cierra por un

período para permitir que la resina se una a las partículas de apuntalante. En teoría, esto da como resultado una consolidación de apuntalante permeable y endurecida

en cuanto a la estimulación acida se puede decir que El tratamiento con ácido implica inyectar un líquido ácido para disolver minerales como arcillas y feldespatos en la formación geológica, lo que puede provocar el movimiento de partículas finas.

Los productos químicos empleados para estabilizar arcillas y partículas finas funcionan mediante absorción, generalmente mediante atracción electrostática o intercambio iónico, en el depósito objetivo. Dado que los silicatos poseen una carga negativa, el estabilizador más eficaz alberga una carga positiva (catiónica). Los estabilizadores de arcilla típicos incluyen cationes altamente cargados, tensioactivos cuaternarios, poliaminas, aminas poli cuaternarias y silanos orgánicos.

Capítulo V

5 Conclusiones y Recomendaciones

5.1 Conclusiones

- El uso de métodos de estimulación ácida e hidráulica puede potencialmente aumentar la productividad de los pozos en el campo Secoya, pero es importante considerar los factores técnicos, económicos y ambientales para garantizar la sostenibilidad a largo plazo. Una combinación de estas técnicas, junto con un enfoque en la reducción de riesgos, puede contribuir significativamente al éxito de las operaciones en la región.
- Debe tenerse en cuenta el impacto medioambiental de cada método. La estimulación ácida puede tener efectos adversos sobre el acuífero, mientras que la estimulación hidráulica, aunque menos invasiva, también plantea riesgos de contaminación si el agua del fracking no se gestiona adecuadamente.
- La estimulación hidráulica puede crear fracturas en la roca, lo que permite un flujo de petróleo más eficaz y reduce la migración de partículas no deseadas. Sin embargo, su efectividad puede depender de las características geológicas específicas del campo Secoya. La estimulación ácida, por otro lado, puede ser eficaz para mejorar la producción al disolver minerales y otros materiales que contribuyen a la migración de partículas finas. Este método también puede ayudar a abordar los daños a la formación causados por la perforación y otros procesos.

5.2 Recomendaciones

- Realice un examen geológico y petrofísico exhaustivo de los pozos para comprender mejor cómo interactúan los fluidos y las partículas finas. Esto permitirá seleccionar la técnica de estimulación más adecuada y también permitirá la implementación de estudios piloto para evaluar la efectividad de ambos métodos en las condiciones específicas del campo Secoya. Esto ayudará a validar los resultados y realizar los ajustes necesarios a las técnicas.
- Establecer un sistema de seguimiento constante para observar el movimiento de partículas finas y la producción de petróleo después de aplicar los métodos de estimulación. Esto posibilitará realizar ajustes inmediatos y evitar problemas posteriores.

Bibliografías

- CARVAJAL PANCHANA, J. C. (2021). “*EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA DE ESTIMULACIONES MATRICIALES NO REACTIVAS EN POZOS DEL CAMPO GUAFITA – VENEZUELA MEDIANTE LA TÉCNICA DE ANÁLISIS NODAL USANDO EL SOFTWARE WELLFLOTM.*”
- Economides, M. J., & Nolte, K. G. (2013). *Reservoir Stimulation*. Wiley New York, 18.
<https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Escobar, F. (2012). *Fundamentos de ingeniería de yacimientos*.
[http://oilproduction.net/files/Libro Fundamentos de Ing de Yacimientos - Fredy Escobar.pdf](http://oilproduction.net/files/Libro_Fundamentos_de_Ing_de_Yacimientos_-_Fredy_Escobar.pdf)
- Gabriel, R., Vel, C., & Gonz, B. E. (2017). *Aplicación de técnicas analíticas para la evaluación de estimulaciones : evolución del daño , efectividad de sistemas ácidos y ajustes Application of analytical techniques for the evaluation of matrix stimulation treatments : skin evolution , effectiveness*. 57(6), 394–420.
- Garaicochea, F. (1985). Estimulación de pozos. *Universidad Autónoma de México. Facultad de Ingeniería*, 210.
- Herrera, L. (2010). Estimulación de Pozos petroleros mejoradores de la conductividad en arenas. *Instituto Politecnico Nacional*, 59.
- León Guamin, M. J. (2012). Plan De Desarrollo Para La Optimización De La Producción Del Campo Secoya. In *Escuela Politécnica Nacional*.
- PANTOJA ALVEAR, J. F. (2017). *ANÁLISIS DEL USO DE RESINAS CURABLES COMO SOLUCIÓN AL RETORNO DE ARENA DE FRACTURA TRABAJO*.
- Paris de Ferrer, M. (2009). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*.
- Revelo, T. A. (2007). *Actualización de reservas y ubicación de pozos de desarrollo en el campo Tapi-Tetete*. 172.
- TOMALÁ SORIANO, J. F., & SALVATIERRA QUIMI, R. E. (2023). “*SELECCIÓN DE POZOS PETROLEROS ADECUADOS PARA EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN EL CAMPO LIBERTADOR*” (Vol. 5).
<https://www.ncbi.nlm.nih.gov/books/NBK558907/>
- Victoria, A. N. A., & Morales, G. (2015). “*ESTIMULACIÓN ÁCIDA E HIDRÁULICA EN POZOS GEOTÉRMICOS.*”

