

Pregrado

Carrera: TECNOLOGÍA UNIVERSITARIA EN EXPLORACIÓN
Y PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL

Asignatura (UIC): Seminario fin de carrera

Trabajo de titulación previo a la obtención del

Título en: TECNÓLOGO UNIVERSITARIO EN

EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS
NATURAL.

Tema: INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN EN EL POZO
SACHA 420 MEDIANTE RECAÑONEO DEL POZO Y
FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN EL 2025.

Autor: Lizardo Cristian Páez Fernández

Wilfrido Alexander Malla Merino

Alex Diego Coquinche Aguinda

Tutor: Ing. Luis Álvarez Msc.

Fecha: Agosto-2025



Autor:



Lizardo Cristian Páez Fernández

Título a obtener: Tecnólogo Universitario en Exploración y Producción de Petróleo y Gas Natural.

Matriz: Sangolquí -Ecuador

Correo electrónico: lizardo.paez@ister.edu.ec

Autor:



Wilfrido Alexander Malla Merino

Título a obtener: Tecnólogo Universitario en Exploración y Producción de Petróleo y Gas Natural.

Matriz: Sangolquí -Ecuador

Correo electrónico: wilfrido.malla@ister.edu.ec

Autor:



Alex Diego Coquinche Aguinda

Título a obtener: Tecnólogo Universitario en Exploración y Producción de Petróleo y Gas Natural.

Matriz: Sangolquí -Ecuador

Correo electrónico: alex.coquinche@ister.edu.ec

Dirigido por:



Ing. Luis Álvarez

Título: Ingeniero en petróleos

Matriz: Sangolquí -Ecuador

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

Todos los derechos reservados.

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

©2024 Tecnológico Universitario Rumiñahui

SANGOLQUÍ – ECUADOR

Lizardo Cristian Páez Fernández

Wilfrido Alexander Malla Merino

Alex Diego Coquinche Aguinda

**INCREMENTO EN LA PRODUCCIÓN DEL POZO SACHA 420 MEDIANTE
RECAÑONEO DE POZO Y FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN EL AÑO 2025.**

CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-2-2.2

Sangolquí, 16 de agosto del 2025

MSc. Elizabeth Ordoñez
DIRECTORA DE DOCENCIA

MSc. Mónica Loachamín
COORDINADORA DE TITULACIÓN

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

Por medio de la presente, yo, **LIZARDO CRISTIAN PAEZ FERNANDEZ** declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: Ser autor del trabajo de titulación denominado **INCREMENTO EN LA PRODUCCION EN EL POZO SACHA 420 MEDIANTE RECAÑONEO DEL POZO Y FRACTURAMIENTO HIDRUALICO EN EL 2025**, de la Tecnología Universitaria en Exploración y Producción de Petróleo y Gas Natural; 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,



LIZARDO CRISTIAN PAEZ FERNANDEZ
C.I.: 050330645-8

CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-2-2.2

Sangolquí, 16 de agosto del 2025

MSc. Elizabeth Ordoñez
DIRECTORA DE DOCENCIA

MSc. Mónica Loachamín
COORDINADORA DE TITULACIÓN

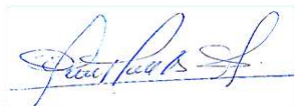
**INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE
UNIVERSITARIO**
Presente

Por medio de la presente, yo, **WILFRIDO ALEXANDER MALLA MERINO** declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: Ser autor del trabajo de titulación denominado **INCREMENTO EN LA PRODUCCION EN EL POZO SACHA 420 MEDIANTE RECAÑONEO DEL POZO Y FRACTURAMIENTO HIDRUALICO EN EL 2025**, de la Tecnología Universitaria en Exploración y Producción de Petróleo y Gas Natural; 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,



WILFRIDO ALEXANDER MALLA MERINO
C.I.: 2200084529

CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-2-2.2

Sangolquí, 12 de agosto del 2025

MSc. Elizabeth Ordoñez
DIRECTORA DE DOCENCIA

MSc. Mónica Loachamín
COORDINADORA DE TITULACIÓN

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

Por medio de la presente, yo, **ALEX DIEGO COQUINCHE AGUINDA** declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: Ser autor del trabajo de titulación denominado **INCREMENTO EN LA PRODUCCION EN EL POZO SACHA 420 MEDIANTE RECAÑONEO DEL POZO Y FRACTURAMIENTO HIDRUALICO EN EL 2025**, de la Tecnología Universitaria en Exploración y Producción de Petróleo y Gas Natural; 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,



ALEX DIEGO COQUINCHE AGUINDA
C.I.: 2200047757

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

CT-ANX-2025-ISTER-3

CARRERA:

TECNOLOGIA UNIVERSITARIA EN EXPLORACION Y PRODUCCION DE
PETROLEO Y GAS NATURAL

AUTOR /ES:

- LIZARDO CRISTIAN PAEZ FERNANDEZ
- WILFRIDO ALEXANDER MALLA MERINO
- ALEX DIEGO COQUINCHE AGUINDA

TUTOR:

ING. LUIS ALFREDO ALVAREZ LAZO MSC

CONTACTO ESTUDIANTE:

- 0962135716
- 0993455022
- 0993819008

CORREO ELECTRÓNICO:

- lizardo.paez@ister.edu.ec
- wilfrido.malla@ister.edu.ec
- alex.coquinche@ister.edu.ec

TEMA:

INCREMENTO EN LA PRODUCCION EN EL POZO SACHA 420 MEDIANTE
RECAÑONEO DEL POZO Y FRACTURAMIENTO HIDRUALICO EN EL 2025

OPCIÓN DE TITULACIÓN:

UNIDAD DE INTEGRACION CURRICULAR

RESUMEN EN ESPAÑOL:

El presente trabajo de titulación tiene como objetivo principal proponer y evaluar técnicamente

dos alternativas de intervención en el pozo Sacha 420, ubicado en la provincia de Orellana,

dentro del Campo Sacha, uno de los principales activos petroleros del Ecuador. La problemática identificada corresponde a una notable caída en la producción del pozo, atribuida a factores como daño de formación, cañoneo inadecuado, formación poco consolidada, presencia de incrustaciones y la ausencia de intervenciones correctivas en los últimos años. En este contexto, se plantea la aplicación de dos técnicas ampliamente utilizadas en la industria: el recañoneo selectivo y el fracturamiento hidráulico, con el fin de restablecer y potenciar la comunicación entre el yacimiento y el pozo, mejorando así la eficiencia del sistema de producción.

La metodología desarrollada incluyó el análisis integral del comportamiento histórico del pozo, la caracterización petrofísica y PVT de los reservorios involucrados, la estimación del daño de formación (Skin), y la aplicación de modelos matemáticos para simular los resultados esperados con cada alternativa. A través del recañoneo se busca optimizar la ubicación y profundidad de nuevos disparos en zonas con mayor potencial productivo, mientras que el fracturamiento hidráulico persigue aumentar la permeabilidad mediante la inducción de fracturas artificiales en la roca almacén.

Los resultados estimados indican que ambas técnicas permiten mejorar significativamente la producción del pozo, sin embargo, el recañoneo demuestra una mayor eficiencia, logrando una producción neta estimada de 340 BPPD frente a los 297.5 BPPD obtenidos con fracturamiento. Asimismo, se evidenció una mayor reducción del daño de formación y una mejora más notoria en la eficiencia de flujo. En base a estos hallazgos, se concluye que el recañoneo representa la opción más viable desde el punto de vista técnico-operativo y económico para la recuperación de la productividad del pozo Sacha 420.

PALABRAS CLAVE:

Palabras claves: Pozo Sacha 420; recañoneo; fracturamiento hidráulico; declinación de

producción; daño de formación; permeabilidad; eficiencia de flujo; estimulación de pozos.

ABSTRACT:

This final degree project aims to propose and technically evaluate two intervention alternatives for increasing production in well Sacha 420, located in Orellana Province, within the Sacha Field—one of Ecuador’s most important and mature hydrocarbon assets. The main issue addressed in this study is the progressive and sustained decline in the well’s production, which has been attributed to factors such as formation damage, inadequate perforation design, weakly consolidated formations, scaling near the wellbore, and the lack of timely well interventions. In response to this situation, two industry-recognized recovery techniques are proposed: selective re- perforation and hydraulic fracturing, both intended to improve the connectivity between the reservoir and the wellbore to restore and enhance hydrocarbon flow.

The methodology included a comprehensive review of the well’s production history, petrophysical and PVT reservoir characterization, and the application of productivity models for estimating the expected performance improvement for each intervention. The re-perforation alternative is based on identifying and targeting new productive zones for optimized perforation, whereas hydraulic fracturing aims to increase permeability by inducing controlled fractures in the rock matrix using high-pressure fluid injection and proppants.

The results obtained from this technical analysis show that both methods could lead to considerable production gains; however, re-perforation stands out as the more efficient alternative, yielding an estimated net production of 340 barrels of oil per day (BOPD), compared to 297.5 BOPD for hydraulic fracturing. Additionally, re-perforation achieved a greater reduction in formation damage and a more significant improvement in flow efficiency. Based

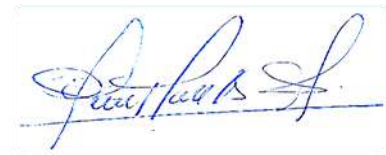
on these findings, it is concluded that re-perforation is the most suitable and cost-effective option for restoring the productive capacity of well Sacha 420.

PALABRAS CLAVE:

Sacha 420 well; re-perforation; hydraulic fracturing; production decline; formation damage; permeability; flow efficiency; well stimulation.



Lizardo Cristian Páez Fernández
C.I.: 050330645-8



Wilfrido Alexander Malla Merino
C.I.: 220008452-9



Alex Diego Coquinche Aguinda
C.I.: 220004775-7

SOLICITUD DE PUBLICACIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-4

Sangolquí, 16 de agosto del 2025

Sres.-

INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE UNIVERSITARIO

Presente

Yo, **LIZARDO CRISTIAN PAEZ FERNANDEZ**, con C.I.: **050330645-8** alumno de la Carrera EXPLORACION Y PRODUCCION DE PETROLEO Y GAS NATURAL, cedo al INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE UNIVERSITARIO, los derechos de publicaciones del presente trabajo de Titulación en el Repositorio Institucional para hacer uso de todos los contenidos con fines estrictamente académico o de investigación.

Atentamente,



Lizardo Cristian Páez Fernández
C.I.: **050330645-8**

SÓLO PARA USO DEL ISTER

Han sido revisadas las similitudes del trabajo en el software “TURNITING” y cuenta con un porcentaje de ; 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

Ing. Luis Alfredo Álvarez Lazo MSc.
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**

SOLICITUD DE PUBLICACIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-4

Sangolquí, 16 de agosto del 2025

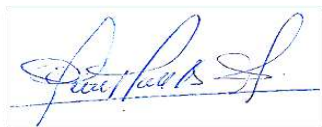
Sres.-

INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE UNIVERSITARIO

Presente

Yo, **WILFRIDO ALEXANDER MALLA MERINO**, con C.I.: **220008452-9** alumno de la Carrera EXPLORACION Y PRODUCCION DE PETROLEO Y GAS NATURAL, cedo al INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE UNIVERSITARIO, los derechos de publicaciones del presente trabajo de Titulación en el Repositorio Institucional para hacer uso de todos los contenidos con fines estrictamente académico o de investigación.

Atentamente,



Wilfrido Alexander Malla Merino
C.I.: 220008452-9

SÓLO PARA USO DEL ISTER

Han sido revisadas las similitudes del trabajo en el software “TURNITING” y cuenta con un porcentaje de ; 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

Ing. Luis Alfredo Álvarez Lazo MSc.
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

SOLICITUD DE PUBLICACIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-4

Sangolquí, 16 de agosto del 2025

Sres.-

INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE UNIVERSITARIO

Presente

Yo, **ALEX DIEGO COQUINCHE AGUINDA**, con C.I.: **2200047757-7** alumno de la Carrera EXPLORACION Y PRODUCCION DE PETROLEO Y GAS NATURAL, cedo al INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE UNIVERSITARIO, los derechos de publicaciones del presente trabajo de Titulación en el Repositorio Institucional para hacer uso de todos los contenidos con fines estrictamente académico o de investigación.

Atentamente,



Alex Diego Coquinche Aguinda
C.I.: **2200047757-7**

SÓLO PARA USO DEL ISTER

Han sido revisadas las similitudes del trabajo en el software “TURNITING” y cuenta con un porcentaje de ; 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

Ing. Luis Alfredo Álvarez Lazo MSc.
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

Dedicatoria:

Queremos dedicar este trabajo a los seres que más amamos que son nuestras familias, por ese apoyo incondicional durante todo este proceso de estudios ya que hemos tenido que dejar de lado muchas cosas y ellos siempre han estado dándoles ánimo para salir adelante, ahora que estamos culminando con este que fue una ilusión.

Agradecimientos:

Queremos agradecer a todos nuestros profesores de la institución quienes acompañaron este proceso tan agradable de estudios, de igual manera a las autoridades del instituto Rumiñahui por habernos permitido y dado la oportunidad de poner alcanzar esta bonita meta la cual esperamos nos sirva para nuestro crecimiento profesional.

Índice de contenido:

1.1	Ubicación geográfica del proyecto	12
1.2	Reseña histórica del campo Sacha	14
1.3	Características geológicas del campo	15
1.4	Características de zonas productoras	15
1.4.1	Hollín inferior	16
1.4.2	Hollín superior	16
1.4.3	Arena T.....	16
1.4.4	Arena U	16
1.4.5	Basal T	17
1.5	Propiedades petrofísicas del campo.....	17
1.6	Propiedades PVT del campo	17
1.6	Mecanismos de energía de los yacimientos	18
1.6.1	Formación Hollín	18
1.6.2	Formación Napo	18
1.6.3	Formación Tena	19
1.7	Planteamiento del problema	19
1.8	Justificación.....	20

2.2 Causas de la declinación de un campo.....	24
2.2.1 Daño de formación.....	26
2.2.2 Cañoneo inadecuado de la formación de interés	27
2.2.3 Formación poco consolidada	28
2.2.4 Incrustaciones en la cara de la arena	31
2.2.5 Falta de intervenciones en el pozo	33
2.3 Intervención de pozo para incrementar la producción del pozo.....	35
2.3.1 Objetivos	35
2.3.2 Tipos de intervenciones comunes	36
2.3.3 Beneficios de una intervención bien ejecutada.....	37
2.3.4 Importancia de la evaluación técnica previa	38
2.4 Recañoneo de pozo.....	38
2.4.1 Fundamento del recañoneo.....	38
2.4.2 Tipos de recañoneo	39
2.4.3 Criterios técnicos para aplicar recañoneo.....	39
2.4.4 Ventajas del recañoneo.....	40
2.4.5 Riesgos y consideraciones.....	40
2.5 Fractura miento hidráulico	40
2.5.1 Principio de funcionamiento.....	41
2.5.2 Objetivos principales del fracturamiento hidráulico	41

2.5.3 Componentes del tratamiento	42
2.5.4 Tipos de fracturamiento.....	42
2.5.5 Beneficios.....	43
2.5.6 Consideraciones técnicas y ambientales.....	43
3.1 Procedimiento de la intervención de recañoneo del pozo.....	44
3.2 Procedimiento de la intervención Fracturamiento hidráulico	46
3.3 Procedimiento de cálculos estimados	48
Estimación de resultados de las propuestas de solución.....	49
4.1 Detalle de resultados esperados.....	52
4.2 Discusión y comparación de propuestas del proyecto	52
4.2.1 Intervención de fracturamiento hidráulico.	52
4.2.2 Intervención de pozo con recañoneo de la zona de interés	53
4.2.3 Análisis comparativo.....	53
4.2.4 Selección de la propuesta aplicable	53
5.2 Recomendaciones	54

CAPÍTULO I

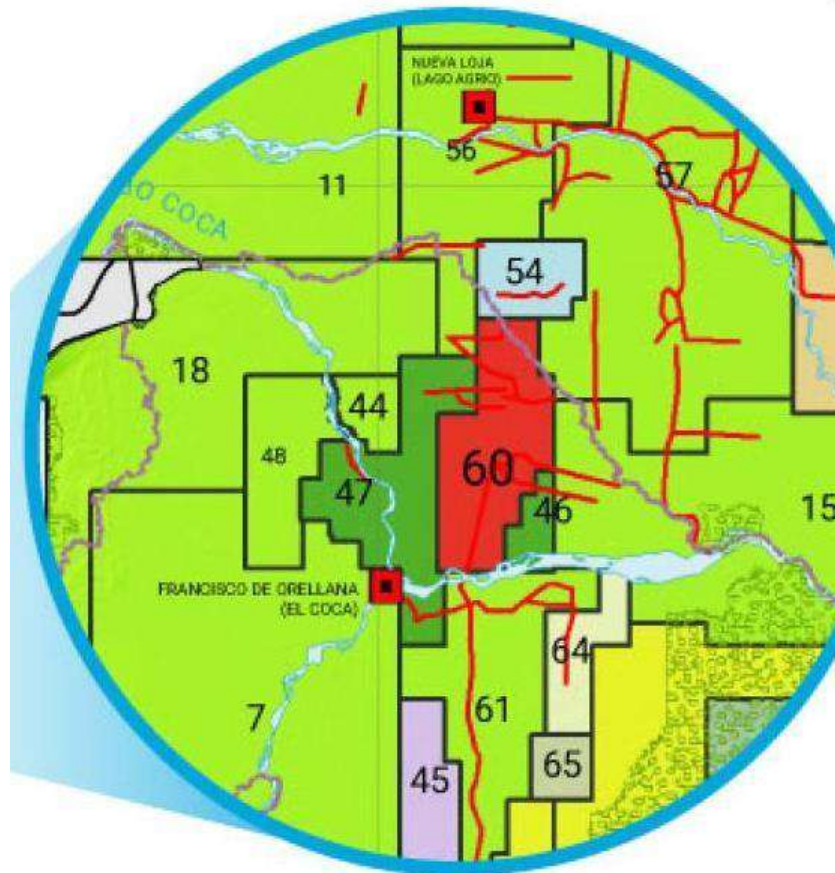
1. INTRODUCCIÓN

1.1 Ubicación geográfica del proyecto

El pozo Sacha 420 se ubica dentro del Campo Sacha, conocido también como Bloque 60, localizado en la provincia de Orellana, en la región amazónica del Ecuador. Este campo es uno de los activos más significativos del país en términos de producción petrolera, con una trayectoria de más de cinco décadas desde el inicio de su explotación en los años setenta.

Figura 1:

Mapa del campo 60 bloque 60.



Nota: fuente extraída del internet.

Desde que comenzó su producción comercial en 1972, el Campo Sacha se ha mantenido como una fuente importante de crudo para el Ecuador. En su mejor momento histórico, logró

producir más de 117 mil barriles por día. Aunque con el paso del tiempo la producción ha disminuido, el campo sigue representando una porción relevante de la producción nacional. En 2023, por ejemplo, registró un promedio superior a los 73 mil barriles diarios, cifra que lo posicionó como uno de los campos con mejor rendimiento en la década reciente (Primicias, 2023).

Durante los primeros meses de 2025 se ha evidenciado una tendencia decreciente en la producción del campo, con una reducción interanual cercana al 7% en enero. Este comportamiento está asociado, entre otros factores, al agotamiento natural de los yacimientos, a una disminución progresiva de la presión de los reservorios y a fallas en la infraestructura de superficie (El Universo, 2025).

Una evaluación técnica reciente determinó que la mayoría de las estaciones del campo presentan condiciones críticas de operación, lo cual compromete la eficiencia del sistema de producción. Además, las formaciones más productivas, como U Inferior y T Inferior, presentan presiones menores a 1000 psi, lo que se traduce en una extracción menos eficiente y en un aumento en la producción de gas no deseado (KCH Comunicación, 2025).

En un intento por modernizar la operación del campo, el gobierno ecuatoriano suscribió un contrato de participación con el consorcio Sinopetrol, compuesto por empresas de China y Canadá. Este acuerdo, que implicaba una inversión millonaria para los siguientes 20 años, fue cancelado por el Estado luego de que el consorcio incumpliera con el desembolso inicial comprometido (Reuters, 2025). Esta situación dejó en suspenso las expectativas de renovación tecnológica e inversión para mejorar las condiciones actuales del campo.

El pozo Sacha 420 actualmente produce con el sistema de levantamiento artificial electrosumergible con un contenido de agua y sedimento básico (BSW) de 87 %, se ha venido observando una caída de la producción del pozo que se quiere resolver en este estudio de investigación.

1.2 Reseña histórica del campo Sacha

El campo petrolero Sacha fue identificado en 1969 por el consorcio conformado por las compañías Texaco y Gulf, luego de perforar el pozo exploratorio Sacha-01, que alcanzó una profundidad de 10.160 pies. Este pozo logró una producción inicial proveniente de la formación Hollín Inferior de aproximadamente 1.328 barriles de petróleo por día (BPPD), con una gravedad API de 29,9° y un contenido de agua (BSW) de apenas 0,1 %. Años más tarde, específicamente en diciembre de 2011, el mismo pozo seguía en operación, extrayendo crudo de la arena “U” mediante bombeo hidráulico, con una producción promedio diaria de 419 barriles y un BSW del 2,8 %.

La producción comercial del campo comenzó oficialmente el 6 de julio de 1972, registrando en sus inicios una tasa media de extracción de 29.269 BPPD. Esta cifra se elevó significativamente en noviembre del mismo año, alcanzando los 117.591 barriles por día, lo que representa el pico histórico de producción del yacimiento. Para diciembre de 1973, la producción había disminuido a 88.024 BPPD, y en septiembre de 1974 se reportó una media de 52.000 BPPD. Desde entonces, el campo mantuvo una producción relativamente estable, rondando los 60.000 barriles diarios, siendo marzo de 1994 la última vez que se superó esta cifra.

A partir del 3 de noviembre de 2009, la operación del campo Sacha pasó a manos de la empresa Operaciones Río Napo CEM, una sociedad integrada en un 70 % por la estatal ecuatoriana EP Petroecuador y en un 30 % por la empresa venezolana PDVSA. Para diciembre de 2011, la producción mensual promedio del campo fue de 53.312 BPPD, con una gravedad API de 26,1°. De este volumen, se extrajeron 42.182 barriles de petróleo y agua por día (BAPD) con un contenido de agua del 44,2 %, además de 8,67 millones de pies cúbicos diarios (MMPCD) de gas provenientes de varios reservorios.

1.3 Características geológicas del campo

La acumulación de hidrocarburos en el campo Sacha se encuentra contenida dentro de una trampa estructural tipo anticlinal, caracterizada por un relieve suave y una forma asimétrica. El eje principal de esta estructura se localiza en la zona norte del campo, siguiendo una orientación noreste a suroeste. Hacia la parte media e inferior del anticlinal, la dirección cambia ligeramente a un rumbo norte-sur. En el extremo sur del campo se identifica la presencia de un sistema de fallas con orientación este-oeste. En cuanto a sus dimensiones, el anticlinal alcanza aproximadamente 4 kilómetros de ancho en su parte norte, ensanchándose a cerca de 7 kilómetros en la zona central y sur, con una longitud total cercana a los 33 kilómetros.

A continuación, se expone una caracterización estratigráfica de los reservorios más importantes identificados en el campo.

- Hollín inferior
- Hollín Superior
- T inferior
- T superior
- U inferior
- U superior
- Basal tena

1.4 Características de zonas productoras

En este campo, la extracción de crudo se origina principalmente en los reservorios Hollín Superior, Hollín Inferior, Napo “T”, Napo “U” y Basal Tena. Estos yacimientos productores se encuentran distribuidos en mayor o menor medida a lo largo de

todo el campo, presentando diferencias tanto en sus características petrofísicas como en las propiedades de los fluidos contenidos. Estos aspectos serán analizados a continuación.

1.4.1 Hollín inferior

El yacimiento presenta una adecuada saturación de hidrocarburos, con un espesor saturado que varía entre 44 y 54 pies en promedio. La porosidad se sitúa en torno al 16 %, mientras que la saturación inicial de agua oscila entre un 21 y un 39 %. La salinidad promedio del agua de formación es de aproximadamente 501 ppm de NaCl, y el petróleo es de tipo mediano, con una gravedad API de 29,8°.

1.4.2 Hollín superior

Este reservorio cuenta con una adecuada presencia de hidrocarburos, mostrando un espesor saturado promedio de aproximadamente 26 pies. Su porosidad es del 11 %, con una saturación inicial de agua que varía entre el 31 y el 41 %. La salinidad del agua de formación alcanza los 3.889 ppm de NaCl, y el petróleo extraído posee una gravedad API de 27,2°, clasificándose como un crudo mediano.

1.4.3 Arena T

Este reservorio presenta un espesor neto saturado cercano a los 21 pies, con una porosidad estimada en 14,4 %. La saturación inicial de agua se encuentra entre el 16 y el 21 %, mientras que la salinidad del agua de formación varía entre 20.010 y 25.011 ppm de NaCl. El petróleo contenido es de tipo mediano, con una gravedad API de 30,2°.

1.4.4 Arena U

Este yacimiento cuenta con un espesor neto promedio de aproximadamente 31 pies, una porosidad del 15 % y una saturación inicial de agua que varía entre el 21 y el 24 %. La salinidad

del agua de formación se sitúa entre 29.000 y 34.000 ppm de NaCl. El petróleo presente en este reservorio es de tipo mediano, con una gravedad API de 22,7°.

1.4.5 Basal T

Este reservorio presenta un espesor neto promedio que varía entre 11 y 16 pies. Su porosidad es del 16 %, con una saturación inicial de agua del 26 %. La salinidad del agua de formación se encuentra en un rango de 12.000 a 25.000 ppm de NaCl. El crudo producido es de tipo mediano, con una gravedad API de 24,0°.

1.5 Propiedades petrofísicas del campo

Los valores promedio de las propiedades petrofísicas correspondientes a los reservorios del campo Sacha se pueden observar en la Tabla 1.

Tabla 1:

Parámetros petrofísicos campo Sacha por arena.

Magnitud	Yacimiento				
	Hollín I	Hollín S	Arena T	Arena U	Basal Tena
Espesor de arena	44-56	24	19	29	11-16
Porosidad	14	13	14	15	14
Permeabilidad	351	129	239	424	431
Saturación de agua	19-41	29-41	14-21	21-26	24
Salinidad	499	3892	20010-24000	29000-36000	12000-23000

Nota: Fuente archivo de sachá EP Petroecuador.

1.6 Propiedades PVT del campo

Las propiedades promedio PVT de los yacimientos del campo Sacha se presentan en la Tabla 2.

Tabla 2:

Propiedades PVT del campo

Magnitud	Unidad	Yacimiento				
		Hollín I	Hollín S	Arena T	Arena U	Basal Tena
Presión de burbuja	psi	549	90	1309	1169	869
Presión del yacimiento	psi	4449	4449	3689	4053	3679
Temperatura del yacimiento	°F	220	220	220	218	180
Grado API		29.6	27.2	30.2	22.7	24.0
Factor volumétrico de petróleo	BI/BSTD	1.1624	1.1333	1.3725	1.2301	1.116
Viscosidad de petróleo	Cp	3.6	1.3	1.5	1.7	2.4
Compresibilidad del petróleo	psi-1	5.6	9.1	9.02	8.01	6.9

Nota: Fuente archivo de sachá EP Petroecuador.

1.6 Mecanismos de energía de los yacimientos

Los mecanismos de energía de los yacimientos se describen a continuación:

1.6.1 Formación Hollín

El principal mecanismo de producción en el reservorio perteneciente a la formación Hollín es el empuje hidráulico activo, originado por un acuífero con comportamiento de tipo infinito, conectado tanto en la base como lateralmente en dirección oeste-este. Esta condición de “infinito” se debe a que el acuífero es artesiano, con afloramientos en superficie y una recarga constante proveniente de la cordillera.

Adicionalmente, también se identifica un mecanismo secundario basado en la expansión de los fluidos y la compresibilidad de la roca. No obstante, este último tiene una participación mínima, ya que la disminución de presión en el yacimiento es muy leve, lo que lo vuelve poco significativo en el proceso de producción.

1.6.2 Formación Napo

En los reservorios de la formación Napo, la movilización de los fluidos se produce principalmente por la expansión de los mismos y la compresibilidad de la roca. Además, estos yacimientos cuentan con aportes de acuíferos laterales. En particular, la arena “U” inferior posee

dos sistemas acuíferos bien definidos: uno que ingresa desde el flanco noreste, afectando principalmente el sector norte del yacimiento, y otro desde el suroeste. Estos acuíferos laterales también actúan como mecanismos de soporte para la producción, y con el paso del tiempo han contribuido a la invasión de agua en la zona central y noreste del reservorio.

En el caso del reservorio “T” inferior, se identifica un acuífero lateral proveniente del noreste del campo, que impacta con mayor intensidad la región norte del mismo. Sin embargo, la intrusión natural de agua en estas arenas no ha sido suficiente para sostener la presión del yacimiento, por lo que, desde el año 1986, se implementó un proceso de recuperación mejorada mediante la inyección periférica de agua. Esta estrategia ha permitido reducir la declinación de presión en los reservorios.

1.6.3 Formación Tena

Debido a las características del yacimiento y a su dinámica de comportamiento, el mecanismo de producción en el reservorio Basal Tena se basa en una combinación de gas en solución, expansión de los fluidos junto con la compresibilidad de la roca, y un empuje parcial de agua con aportes laterales provenientes de las zonas centro-noroeste y suroeste del campo. Aunque el empuje hidráulico ha tenido un rol relevante en el sostenimiento de la presión, este no ha sido suficiente para mantenerla de forma estable en la zona de drenaje.

1.7 Planteamiento del problema

Dado que el problema central del pozo es la caída de producción en el mismo, a continuación, en el siguiente diagrama se muestran de manera gráfica los problemas y sus respectivas consecuencias las cuales se explicarán con mayor detalle líneas abajo.

- Problemas centrales:
- Daño de formación

- Diseño de cañoneo inadecuado
- Formación poco compactada
- Arena con incrustaciones
- Ausencia de tratamientos de limpieza en pozo

Las consecuencias que se derivan de cada uno de los problemas son las siguientes:

- Reducción de la permeabilidad efectiva
- Mala conexión con el pozo
- Obstrucción del flujo
- Reducción del espesor de zona de aporte
- Tendencia a la caída del aporte

Como se puede evidenciar en todos los casos los problemas apuntan al decremento del aporte de producción el cual se centra en el análisis que haremos en este estudio de investigación.

En la Figura 2 se muestra el árbol de problemas y consecuencias del proyecto.

1.8 Justificación.

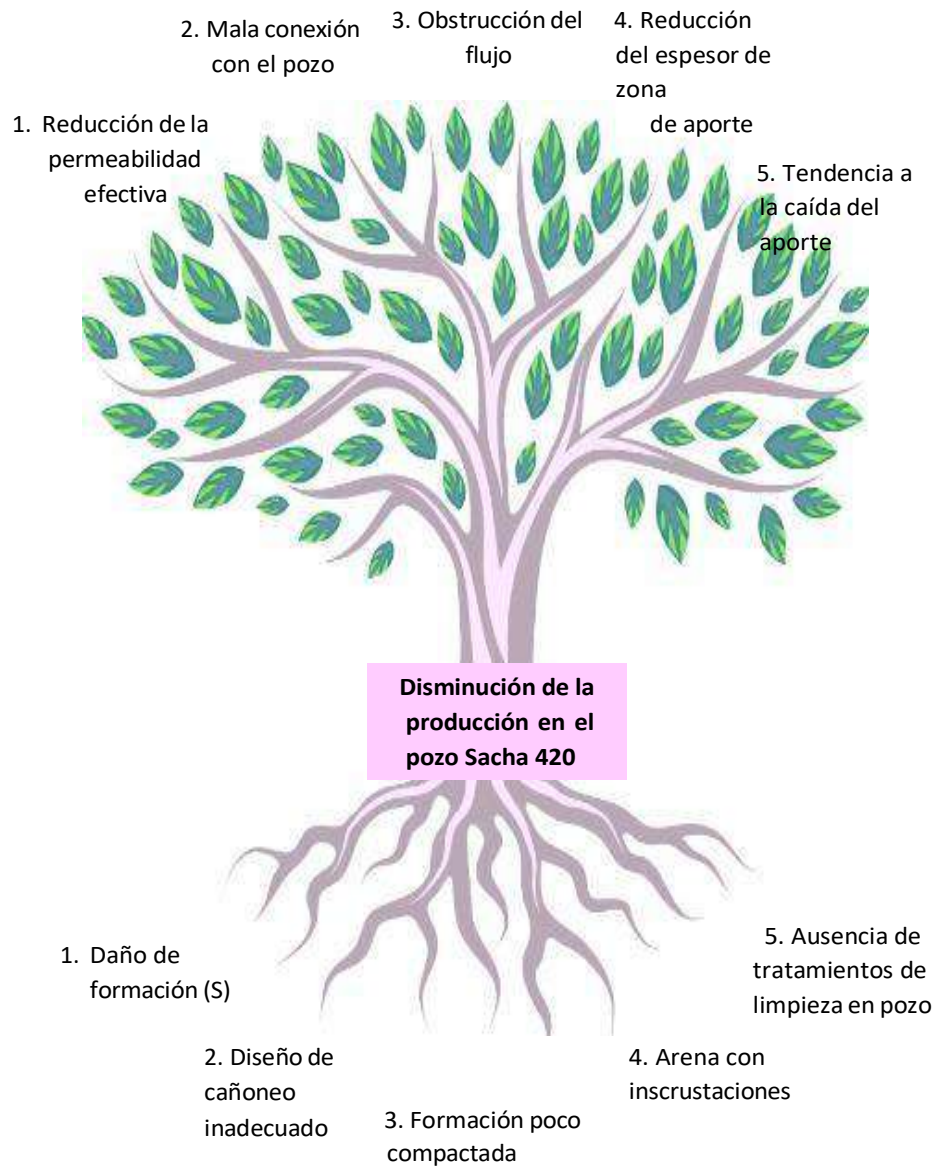
El pozo Sacha 420, ubicado en uno de los campos maduros más representativos del Oriente ecuatoriano, ha presentado una disminución sostenida en sus niveles de producción, lo cual compromete la eficiencia del yacimiento. Frente a esta situación, se plantea un análisis técnico que permita recuperar la capacidad productiva del pozo mediante la implementación de dos técnicas complementarias: recañoneo y fracturamiento hidráulico.

Diversos estudios de campo y datos históricos sugieren que esta caída en la producción puede deberse a una combinación de factores como el daño mecánico en la zona productiva actual, el agotamiento parcial de la zona cañoneada y la falta de conectividad efectiva con zonas de mayor presión o mejor permeabilidad. Bajo este contexto, se plantea la **hipótesis** de que al optimizar el

acceso a nuevas ventanas de producción mediante recañoneo estratégico, y estimular el reservorio con un programa controlado de fractura hidráulica, es posible restablecer e incluso mejorar los volúmenes de producción del pozo Sacha 420.

Figura 2:

Árbol de problemas y consecuencias



Nota: fuente propia.

La solución propuesta es completamente viable desde el punto de vista técnico-operativo y puede ejecutarse con infraestructura disponible en la zona. El recañoneo permitirá redirigir la

producción hacia intervalos más eficientes del yacimiento, mientras que el fracturamiento hidráulico incrementará la permeabilidad y facilitará el flujo de hidrocarburos hacia el pozo.

Este proyecto resulta pertinente como trabajo de seminario de carrera porque integra conocimientos clave en exploración, perforación, producción y estimulación de pozos, a la vez que permite aplicar herramientas modernas de análisis técnico, diseño operativo y evaluación de alternativas. Asimismo, responde a una necesidad real del sector hidrocarburífero nacional, promoviendo el uso racional y estratégico de recursos en campos maduros para mantener la sostenibilidad productiva a largo plazo.

Por lo tanto, el desarrollo de este proyecto no solo está justificado por la situación técnica del pozo Sacha 420, sino que también contribuye a la formación profesional del estudiante en el contexto actual de recuperación secundaria y mejora de la eficiencia operativa en campos en declive.

CAPÍTULO II:

2. MARCO TEÓRICO

2.1 Declinación de un campo

La declinación de un campo petrolero se refiere al comportamiento descendente de la producción de hidrocarburos con el paso del tiempo, una vez que se ha alcanzado el pico productivo del yacimiento. Este fenómeno es inherente a los sistemas naturales de reservorios, ya que a medida que se extraen fluidos del subsuelo, disminuye tanto la presión interna como la energía disponible para impulsar el petróleo y gas hacia la superficie.

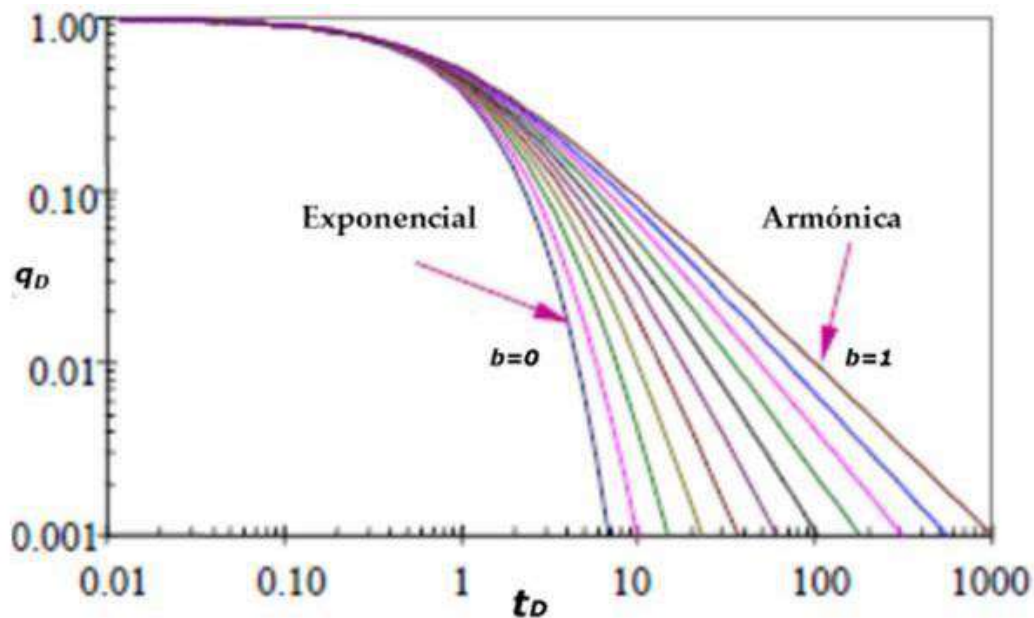
Este proceso ocurre incluso si las condiciones operativas, como la infraestructura de producción o la estrategia de extracción, se mantienen constantes. La tasa de declinación puede variar significativamente entre yacimientos, dependiendo de factores como el tipo de roca almacén, la viscosidad del crudo, el mecanismo de empuje predominante y el diseño de completación del pozo.

Existen distintos modelos para describir la declinación de un campo, siendo los más utilizados los modelos de tipo exponencial, hiperbólico y armónico. Cada uno de estos modelos permite predecir la producción futura del yacimiento con base en datos históricos, facilitando la planificación técnica, económica y operativa de las actividades de recuperación.

El análisis de la declinación es fundamental para la toma de decisiones estratégicas, ya que permite identificar con anticipación la necesidad de implementar tecnologías de recuperación secundaria o mejorada, optimizar los sistemas de producción o incluso considerar el abandono técnico de pozos cuando la operación deja de ser económicamente viable.

Figura 3:

Gráfica ejemplo de declinación de un pozo



Nota: Fuente extraída del internet.

2.2 Causas de la declinación de un campo

La declinación en la producción de un campo petrolero no ocurre al azar, sino que responde a un conjunto de causas físicas, geológicas y operativas que afectan el rendimiento del yacimiento a lo largo del tiempo. En términos generales, estas causas pueden clasificarse en tres grandes categorías: naturales, mecánicas y operacionales.

Desde el punto de vista natural, uno de los principales factores es la disminución progresiva de la presión del yacimiento. A medida que se extraen fluidos del reservorio, se reduce la energía interna que impulsa el petróleo hacia los pozos productores, lo que disminuye el caudal de producción. Este fenómeno se acentúa si el yacimiento no cuenta con un mecanismo de recarga natural o si el empuje de los fluidos de formación (como el agua o el gas disuelto) pierde efectividad.

En segundo lugar, la movilidad del crudo también puede verse comprometida debido a cambios en la saturación de los fluidos, el atrapamiento de fases en el medio poroso o el aumento de la viscosidad del petróleo, especialmente en yacimientos de crudo pesado. Asimismo, la heterogeneidad de la roca, como la baja conectividad entre poros o la presencia de capas no comunicadas hidráulicamente, puede limitar el drenaje eficiente del reservorio.

A nivel mecánico, los daños en la formación productora, la obstrucción de los canales de flujo por incrustaciones, parafinas o finos arrastrados, y la pérdida de integridad del pozo (como daños en el revestimiento o en la completación) pueden reducir significativamente la capacidad de producción.

Por último, las causas operacionales incluyen una gestión inadecuada del campo, como la falta de mantenimiento preventivo, una mala selección de métodos de levantamiento artificial, errores en la estrategia de perforación o completación, y la falta de monitoreo constante de las variables de fondo y superficie. Todos estos factores, si no son corregidos a tiempo, aceleran la declinación y acortan la vida útil del campo.

En este contexto las causas identificadas en este proyecto de investigación que llevaron a la disminución de producción en el pozo Sacha 420 se mencionan a continuación:

- Daño de formación.
- Cañoneo inadecuado de la formación de interés.
- Formación poco consolidada.
- Incrustaciones en la cara de la arena.
- Falta de intervención del yacimiento.

2.2.1 Daño de formación

El daño de formación es una de las causas mecánicas más comunes que afectan negativamente la productividad de un pozo. Este fenómeno ocurre cuando la capacidad de flujo de la roca del yacimiento hacia el pozo se ve reducida por alteraciones físicas, químicas o mecánicas en la zona cercana al pozo (zona dañada), también conocida como *zona de daño* o *zona de invasión*.

Este daño puede producirse en distintas etapas del ciclo de vida del pozo: durante la perforación, la cementación, la completación, o incluso en operaciones posteriores como reparaciones o estimulaciones mal ejecutadas. Uno de los principales mecanismos de daño es la invasión de sólidos o fluidos incompatibles, como el ingreso de lodos de perforación que taponan los poros de la roca, reduciendo su permeabilidad efectiva.

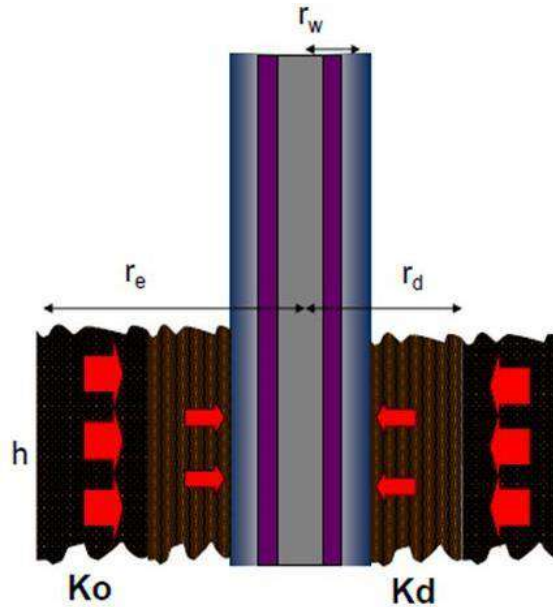
También se puede presentar daño por interacción química, por ejemplo, cuando el fluido inyectado reacciona con los minerales de la formación y genera precipitados que obstruyen los canales de flujo. Asimismo, el daño puede ser de origen mecánico, como la compactación de la formación o el colapso de poros, especialmente en formaciones débiles o mal soportadas.

El resultado directo del daño de formación es una disminución en la productividad del pozo, que se refleja en una caída de la tasa de producción, un aumento de la presión de fondo fluyente y una menor eficiencia del sistema de levantamiento. Para identificar este tipo de daño, se utilizan pruebas como el análisis de presión-transiente, pruebas de productividad (PI), o la comparación entre productividad esperada y real.

En la mayoría de los casos, este tipo de daño es reversible mediante técnicas de estimulación matricial o fracturamiento hidráulico, las cuales buscan restaurar o incluso mejorar la permeabilidad de la zona afectada.

Figura 4:

Representación del daño de formación en el pozo.



Nota: Fuente extraída del internet.

2.2.2 Cañoneo inadecuado de la formación de interés

El cañoneo es una etapa crítica en la completación de un pozo, ya que permite establecer comunicación hidráulica entre el yacimiento y la tubería de producción mediante la creación de canales o perforaciones en el revestidor. Un cañoneo mal diseñado o ejecutado puede convertirse en una causa importante de declinación prematura en la producción.

Un cañoneo inadecuado puede deberse a varios factores:

- Mala selección de la zona de disparo, donde no se alcanza la zona más productiva de la formación.
- Densidad insuficiente de disparos (pocos disparos por metro), lo que reduce la superficie de flujo y limita la conectividad con el reservorio.

- Profundidad de penetración insuficiente, especialmente en formaciones compactas o de baja permeabilidad, lo que impide que las perforaciones atraviesen la zona de daño causada por la perforación.
- Mala orientación de los disparos, que no aprovecha la dirección óptima de las fracturas naturales de la roca o que queda en zonas no drenantes.

Otro problema frecuente es el espolvoreo o daño por escombros, cuando los residuos generados por la carga explosiva no se limpian adecuadamente y obstruyen los canales de flujo, disminuyendo el índice de productividad. Del mismo modo, un cañoneo mal diseñado puede provocar fracturas indeseadas en la formación, afectando su integridad o generando comunicación con capas de agua o gas no deseadas.

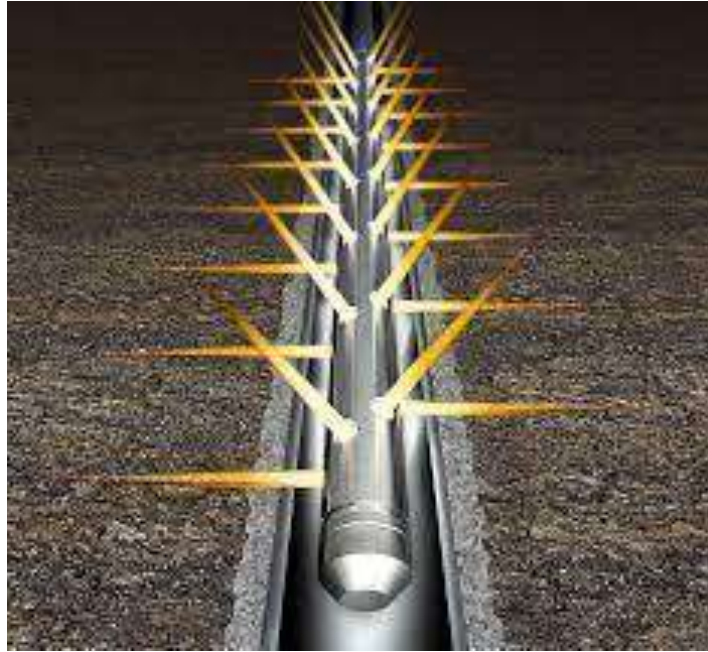
Para evitar estas limitaciones, se requiere un diseño técnico preciso que considere parámetros como la densidad de disparos, el ángulo de fase, el tipo de carga explosiva y la profundidad de penetración, evaluados en función de las propiedades de la formación y del fluido. Asimismo, la aplicación de operaciones de limpieza posteriores, como el *wellbore clean-up* o disparos bajo sobrebalance, puede minimizar el riesgo de obstrucción y maximizar la conectividad.

2.2.3 Formación poco consolidada.

Una formación poco consolidada se caracteriza por tener una estructura geológica débil, en la que los granos del material rocoso no están bien cementados entre sí. Este tipo de formaciones, comúnmente compuestas por areniscas sueltas o arcillas blandas, representan un desafío técnico significativo en la producción de hidrocarburos debido a su susceptibilidad a la erosión, colapso estructural y movilización de sólidos.

Figura 5:

Repunzonado de pozo.



Nota: Fuente extraída del internet.

Durante la producción, el diferencial de presión entre la formación y el pozo genera un gradiente que puede desestabilizar el esqueleto de la roca. En formaciones consolidadas, el cemento natural entre los granos brinda soporte mecánico. Sin embargo, en una formación poco consolidada, esta resistencia es mínima o nula, lo que facilita el desprendimiento de partículas, especialmente cuando la velocidad de flujo es elevada o el control de presiones no es óptimo.

Esto puede llevar a tres situaciones típicas:

- Arrastre de sólidos (arenamiento), los granos sueltos de la formación son transportados junto con el fluido producido hacia el pozo, provocando erosión en los equipos, taponamientos en líneas y pérdida de volumen de la matriz productora.
- Colapso de la cavidad del pozo, la pérdida de soporte estructural puede causar que el hueco perforado se desmorone parcialmente, taponando los tiros de cañoneo, generando obstrucciones mecánicas o afectando la integridad del revestimiento.

- Daño por compactación, la retirada de fluido puede provocar que la roca se compacte sobre sí misma, reduciendo la porosidad y permeabilidad originales, y dificultando la movilidad de los hidrocarburos remanentes.
- Consecuencias en la producción
- Cuando una formación poco consolidada comienza a producir arenas, se presentan varios efectos negativos:
- Disminución del índice de productividad (PI), debido al taponamiento progresivo de tiros, tuberías y válvulas.
- Daño acelerado de los equipos de superficie y fondo, como válvulas, bombas, separadores, y líneas de flujo, debido a la erosión provocada por partículas sólidas.
- Incremento de los costos operativos, derivados de limpiezas frecuentes, reemplazo de componentes, y pérdida de tiempo productivo.
- Pérdida de integridad del yacimiento, al producirse colapsos locales que afectan la continuidad hidráulica del reservorio.

El problema suele identificarse por: aumento repentino de sólidos en los fluidos producidos, disminución inesperada del caudal, acompañado de presiones inestables, erosión visible en equipos de superficie (válvulas, manifolds, líneas), producción de agua o gas asociada al colapso de zonas previamente contenidas.

Para evitar o reducir la declinación causada por formaciones poco consolidadas, se pueden aplicar varias técnicas:

Instalación de filtros o cedazos en la completación (gravel pack, prepacked screens, slotted liners): sistemas diseñados para retener los sólidos mientras permiten el paso del fluido.

Control de velocidad de flujo, reducción del caudal para evitar el arrastre de partículas, manteniendo una producción más estable, aunque menor.

Consolidación química de la formación, inyección de resinas o agentes químicos que endurecen la matriz rocosa en la zona cercana al pozo.

Uso de técnicas de levantamiento adecuadas, evitar sistemas que generen turbulencia excesiva o altas tasas instantáneas, como el bombeo intermitente sin control.

Monitoreo continuo del contenido de sólidos, uso de sensores o análisis de laboratorio para anticipar problemas antes de que se vuelvan críticos.

2.2.4 Incrustaciones en la cara de la arena

Las incrustaciones en la cara de la arena representan una causa frecuente y silenciosa de declinación productiva en los pozos, especialmente en formaciones arenosas. Este fenómeno consiste en la deposición de materiales sólidos o semisólidos en la zona de contacto entre el yacimiento y el pozo, es decir, en la cara de la formación productora. Estas obstrucciones reducen la permeabilidad efectiva y dificultan el flujo de los hidrocarburos hacia la tubería de producción.

Naturaleza del problema

Las incrustaciones pueden originarse por diversas razones físico-químicas. Las más comunes son:

Incrustaciones inorgánicas, como las formadas por carbonato de calcio, sulfato de bario o hierro, las cuales precipitan cuando los fluidos de formación se mezclan con otros fluidos inyectados o cuando cambian la presión y la temperatura del entorno.

Incrustaciones orgánicas, tales como la parafina y los asfáltenos, que tienden a precipitar al cambiar las condiciones de presión y temperatura en el entorno del pozo, o por incompatibilidades con los fluidos de tratamiento.

Estas sustancias se adhieren a las paredes del medio poroso o bloquean directamente los canales de flujo, afectando la eficiencia del drenaje del yacimiento.

Efectos en la producción

Las incrustaciones provocan una disminución progresiva del caudal, acompañada en algunos casos de un aumento en la presión de fondo fluvente. Esta obstrucción se presenta primero en la zona más cercana al pozo, es decir, en la cara de la arena, pero con el tiempo puede avanzar hacia el interior del yacimiento si no se toman medidas correctivas.

Entre los efectos más notorios se encuentran:

- Reducción del índice de productividad.
- Disminución de la eficiencia de los métodos de levantamiento artificial.
- Aumento del diferencial de presión necesario para mantener el flujo.
- Incremento de los costos operativos por intervenciones frecuentes.

Técnicas de prevención y remediación

La estrategia para controlar este tipo de obstrucciones depende del tipo de incrustación:

En el caso de incrustaciones inorgánicas, se pueden aplicar tratamientos químicos con ácidos o agentes quemantes que disuelvan los sólidos.

Para incrustaciones orgánicas, se emplean solventes especiales, dispersantes o tratamientos térmicos que remuevan los depósitos sin dañar la formación.

La inyección periódica de inhibidores también puede prevenir la formación de incrustaciones, especialmente en pozos con historial de deposición.

El uso de registros de producción y monitoreo de presiones permite detectar este tipo de problemas antes de que se agraven.

El control efectivo de las incrustaciones en la cara de la arena es crucial para mantener una buena comunicación entre el yacimiento y el pozo, y así evitar una declinación acelerada.

2.2.5 Falta de intervenciones en el pozo

La ausencia de intervenciones oportunas en el yacimiento es una causa estratégica y operativa que contribuye significativamente a la declinación acelerada de la producción. A medida que un campo petrolero madura, las condiciones del reservorio y de los pozos cambian gradualmente, y requieren ajustes técnicos para mantener un desempeño eficiente. La falta de acciones correctivas o de mantenimiento planificado puede comprometer tanto la recuperación de reservas como la vida útil del campo.

¿Qué implica una intervención?

Una intervención en el yacimiento no se limita únicamente a trabajos de reparación de pozos. También incluye actividades como:

- Estimulaciones matriciales para remover daño de formación.
- Fracturamiento hidráulico para mejorar la permeabilidad efectiva.
- Recañooneo para optimizar la comunicación con zonas más productivas.
- Cambio o ajuste en los métodos de levantamiento artificial.
- Inyecciones selectivas para mantener la presión del yacimiento (agua, gas o químicos).

Reacondicionamientos mecánicos para eliminar obstrucciones o sustituir componentes dañados.

Estas acciones buscan restablecer o mejorar el flujo de hidrocarburos desde la formación hacia el pozo, adaptándose a la evolución natural del sistema productivo.

Consecuencias de no intervenir

Cuando no se realizan intervenciones en el momento adecuado, se acumulan diversos factores que afectan la productividad:

Persistencia de daños mecánicos o químicos que podrían haberse corregido fácilmente en etapas tempranas.

Pérdida de comunicación con zonas del yacimiento que aún contienen hidrocarburos recuperables.

Obstrucciones por incrustaciones, arena o lodos no tratados que se agravan con el tiempo.

Ineficiencia del sistema de levantamiento artificial por falta de ajustes técnicos.

Pérdida de presión interna del reservorio que podría haberse mantenido con una estrategia de inyección.

Estas consecuencias llevan a una disminución sostenida de la tasa de producción, afectando tanto la rentabilidad como la recuperación final del campo.

Importancia de la planificación técnica

Para evitar la pérdida de productividad por falta de intervención, es fundamental implementar planes de seguimiento y mantenimiento que incluyan:

- Evaluaciones periódicas del desempeño de pozos.
- Análisis nodales y simulaciones de productividad.
- Monitoreo de presión y saturación a nivel de yacimiento.
- Estrategias de reacondicionamiento a mediano y largo plazo.

Una gestión proactiva, basada en datos reales del comportamiento del campo, permite identificar oportunamente cuándo y cómo intervenir para evitar un deterioro irreversible.

Figura 6:

Incrustaciones en el pozo.



Nota: Fuente extraída del internet.

2.3 Intervención de pozo para incrementar la producción del pozo

La intervención de pozo es una técnica fundamental en la gestión de campos maduros o en declinación, ya que permite recuperar la eficiencia de producción mediante acciones dirigidas a mejorar el flujo de hidrocarburos, corregir problemas mecánicos o reactivar zonas productivas. Estas intervenciones pueden clasificarse en *intervenciones livianas* (sin remover la completación) e *intervenciones mayores* (que requieren extracción de componentes o reacondicionamiento profundo del pozo).

2.3.1 Objetivos

El propósito de intervenir un pozo no es solo restaurar la producción perdida, sino también optimizar su rendimiento a largo plazo. Entre los objetivos más comunes destacan:

- Eliminar obstrucciones o daños en la formación productora.

- Estimular el yacimiento para mejorar la permeabilidad.
- Recañonear nuevas zonas con mejor calidad de roca o fluido.
- Cambiar el método de levantamiento artificial o ajustar su configuración.
- Controlar zonas con producción indeseada (agua o gas).
- Rehabilitar pozos abandonados con potencial remanente.

2.3.2 Tipos de intervenciones comunes

Algunas de las intervenciones de pozos más comunes se citan a continuación, debemos entender que una estimulación de pozos se la realiza con el objetivo de atender un problema mecánico en el pozo y el que nos enfocaremos a resolver para este proyecto de investigación, condiciones del yacimiento que hacen que la producción baje.

Estimulaciones químicas (acidificación), consisten en la inyección de ácidos para disolver incrustaciones y aumentar la conductividad de los canales de flujo.

Fracturamiento hidráulico, se aplica presión controlada para generar fracturas en la formación, mejorando la movilidad del hidrocarburo hacia el pozo.

Recañoneo selectivo, se disparan nuevas zonas con mejor productividad o se eliminan zonas antiguas que ya no aportan fluidos útiles.

Lavado con solventes o tratamientos térmicos, se emplean para remover parafinas, asfáltenos u otros componentes orgánicos que bloquean la producción.

Cambio de sistema de levantamiento artificial, se reemplazan o actualizan equipos como bombas mecánicas, bombas electrocentrífugas (BES) o sistemas jet, adaptándolos a las nuevas condiciones del pozo.

Reacondicionamiento mecánico, incluye reparaciones estructurales como cambio de tubing, empaques, válvulas o instalación de herramientas de control selectivo de producción.

2.3.3 Beneficios de una intervención bien ejecutada

Una intervención de pozo exitosa puede:

- Aumentar significativamente la tasa de producción.
- Mejorar el índice de productividad (PI).
- Prolongar la vida útil del pozo.
- Incrementar el factor de recuperación del yacimiento.
- Reducir costos operativos a mediano plazo.

Optimizar el uso de recursos del campo, evitando la perforación de nuevos pozos innecesarios.

Figura 7:

Torre de reacondicionamiento de pozos.



Nota: fuente extraída del internet.

2.3.4 Importancia de la evaluación técnica previa

Antes de ejecutar cualquier intervención, se requiere una evaluación técnica detallada que considere el historial del pozo, la presión del yacimiento, el tipo de fluido, la integridad mecánica y los registros de producción. Esta fase de diagnóstico permite seleccionar la técnica más adecuada y asegurar que la intervención tenga un efecto positivo, evitando sobrecostos o daños adicionales.

Para efecto de este estudio de investigación se han considerado analizar dos intervenciones que resuelvan el problema de raíz del bajo aporte del pozo los cuales son los siguientes:

- Recañoneo de pozo.
- Fracturamiento hidráulico.

2.4 Recañoneo de pozo

El recañoneo es una técnica de intervención que consiste en realizar nuevos disparos en el revestidor de un pozo productor, ya sea para habilitar zonas de la formación que no habían sido perforadas previamente o para mejorar los tiros existentes. Esta operación se implementa con el fin de restaurar, mejorar o reactivar la comunicación hidráulica entre el yacimiento y el pozo, especialmente en etapas de declinación productiva o cuando existen zonas con potencial remanente no aprovechado.

2.4.1 Fundamento del recañoneo

Durante la etapa inicial de completación del pozo, se seleccionan las zonas con mejor calidad petrofísica (alta porosidad, buena permeabilidad, saturación de hidrocarburos) para ser cañoneadas. Sin embargo, con el paso del tiempo, es posible que estas zonas se agoten o se vean afectadas por daño de formación, obstrucciones, o cambios en las condiciones del yacimiento. En estos casos, el recañoneo ofrece la posibilidad de:

- **Habilitar nuevas zonas productoras** que antes no fueron consideradas.
- Optimizar la eficiencia de disparos existentes, si fueron mal ejecutados o no tenían la densidad adecuada.
- Sellar zonas no deseadas (por ejemplo, con alto corte de agua) y abrir otras más productivas.
- Corregir tiros que quedaron obstruidos por incrustaciones, compactación de la formación o colapso mecánico.

2.4.2 Tipos de recañoneo

Recañoneo en zonas nuevas, se disparan intervalos que no habían sido previamente cañoneados. Esto requiere análisis geológicos y petrofísicos para identificar el nuevo objetivo.

Recañoneo sobre zonas antiguas, se realizan nuevos tiros sobre intervalos ya cañoneados pero que no fueron efectivos por baja densidad, mala orientación, poca penetración o daño mecánico.

Recañoneo selectivo, mediante el uso de herramientas como empacadores o sistemas de disparo orientables, se limita el recañoneo a zonas específicas, evitando dañar capas adyacentes.

2.4.3 Criterios técnicos para aplicar recañoneo

Antes de decidir un recañoneo, se deben analizar diversos factores:

- Registros eléctricos y de producción que muestren zonas con hidrocarburos no drenadas.
- Análisis nodal que indique restricciones de flujo en la zona cañoneada actual.
- Historial de producción que muestre caídas asociadas a pérdida de conectividad.
- Pruebas de presión y productividad (PI) que revelen disminución en la eficiencia del pozo.
- Condiciones mecánicas del pozo, para asegurar que el revestidor permite realizar nuevos disparos de manera segura.

2.4.4 Ventajas del recañoneo

El recañoneo es una estrategia eficaz, menos costosa que perforar un nuevo pozo, y con múltiples beneficios potenciales:

- Incremento inmediato en la producción, al habilitar zonas frescas o restaurar la comunicación con el yacimiento.
- Mayor drenaje del volumen de hidrocarburos en zonas previamente no productivas.
- Extensión de la vida útil del pozo sin necesidad de intervenir con operaciones más costosas.
- ***Posibilidad de combinar con otras técnicas*** como estimulación ácida o fracturamiento hidráulico para potenciar el efecto.

2.4.5 Riesgos y consideraciones

Si bien el recañoneo es una técnica útil, también conlleva ciertos riesgos operacionales:

Daño adicional a la formación, si los nuevos disparos se hacen sobre zonas no consolidadas o saturadas de agua.

- Producción de sólidos o agua, si no se realiza una evaluación adecuada.
- Debilitamiento del revestidor, si ya ha sido cañoneado repetidamente.
- Mal diseño del recañoneo, que puede generar interferencias o flujo cruzado entre capas.

Por ello, se recomienda que el recañoneo sea parte de una estrategia de intervención planificada, basada en criterios técnicos y con seguimiento posterior para evaluar su efectividad.

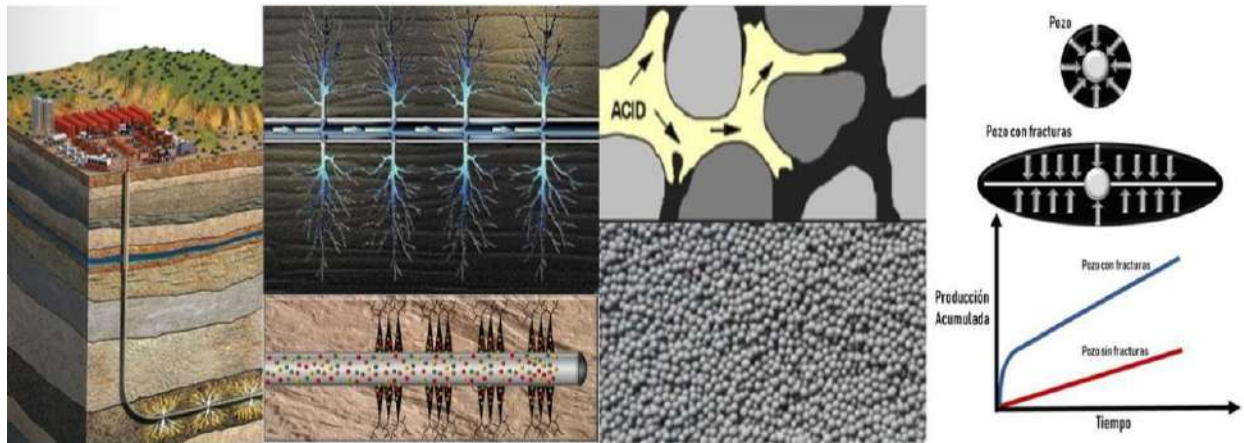
2.5 Fracturamiento hidráulico

El fracturamiento hidráulico es una técnica avanzada de estimulación de pozos utilizada para incrementar la productividad de un yacimiento, especialmente en formaciones de baja permeabilidad. Consiste en la inyección controlada de fluidos a alta presión en el interior del

pozo con el fin de generar fracturas en la roca almacén, aumentando así la conectividad entre la formación y el pozo, y facilitando el flujo de hidrocarburos hacia la superficie.

Figura 8:

Representación gráfica del fracturamiento hidráulico.



Nota: Fuente extraída del internet.

2.5.1 Principio de funcionamiento

Cuando se inyecta fluido a alta presión en el yacimiento, se supera la resistencia mecánica de la roca, lo que provoca la apertura de fracturas longitudinales. Estas fracturas se extienden horizontal o verticalmente dependiendo de las características del esfuerzo en el subsuelo (tensiones principales). Una vez que la fractura se ha formado, se introduce un material sólido llamado propano (generalmente arena o cerámica), cuya función es mantener abierta la fractura después de que se reduce la presión de inyección.

Este proceso amplía el área de contacto entre el pozo y el yacimiento, creando nuevos caminos de flujo y reduciendo la caída de presión que se requiere para movilizar los fluidos hacia el pozo.

2.5.2 Objetivos principales del fracturamiento hidráulico

Los objetivos principales de un fracturamiento hidráulico son los siguientes:

- Incrementar la **permeabilidad efectiva** en formaciones naturalmente poco permeables.
- Superar obstrucciones o zonas de daño en la vecindad del pozo.
- Reactivar pozos con bajo índice de productividad.
- Drenar áreas del yacimiento que antes no estaban conectadas hidráulicamente al pozo.
- Facilitar la producción de crudos pesados o de alta viscosidad.

2.5.3 Componentes del tratamiento

Fluido de fractura, mezcla de agua, aditivos químicos (gelificantes, biocidas, reductores de fricción) y a veces aceite ligero. Su función es transportar el propante y generar la fractura.

Propante, material sólido que se deposita dentro de la fractura para mantenerla abierta una vez que se elimina la presión de inyección.

Equipos de bombeo, bombas de alta presión y unidades de mezcla que controlan el caudal y las condiciones del tratamiento.

Monitoreo de presión y microseismicidad, herramientas que permiten evaluar la extensión y comportamiento de la fractura en tiempo real.

2.5.4 Tipos de fracturamiento

Fracturamiento hidráulico convencional (matricial), se aplica en formaciones con permeabilidad baja a media.

Fracturamiento en formaciones no convencionales, como shale gas o tight oil, donde la permeabilidad natural es extremadamente baja.

Fracturamiento multietapa, utilizado en pozos horizontales, donde se divide la completación en segmentos que se estimulan uno por uno.

Fracturamiento con ácido (acid fracturing), en formaciones carbonatadas, donde el ácido ayuda a disolver la roca y ampliar la fractura.

2.5.5 Beneficios

Como principales beneficios del tratamiento de fracturamiento hidráulico tenemos:

- Aumenta la producción significativamente, incluso en pozos considerados marginales.
- Mejora el índice de productividad (PI) y el factor de recuperación del campo.
- Permite extender la vida útil de pozos viejos sin necesidad de perforar nuevos.
- Es aplicable tanto en campos convencionales como en yacimientos no convencionales.

2.5.6 Consideraciones técnicas y ambientales

Aunque el fracturamiento hidráulico es una herramienta poderosa, debe ser diseñado y ejecutado cuidadosamente:

Se deben evaluar las propiedades mecánicas de la formación (resistencia, módulo de Young, esfuerzo mínimo y máximo).

Es esencial conocer la presión de fractura, la profundidad de la zona objetivo y el espesor de la capa productiva.

Se deben evitar fracturas excesivas que se conecten con zonas de agua o gas no deseadas.

Es necesario considerar aspectos ambientales, como la gestión del agua utilizada y el control del retorno del fluido de fractura (*flowback*).

CAPÍTULO III

3. PROPUESTA DE SOLUCIÓN

3.1 Procedimiento de la intervención de recañoneo del pozo

El procedimiento a llevar a cabo para una intervención de recañoneo en el pozo empieza con el análisis de la información del pozo para establecer con precisión la ubicación del nuevo contacto agua petróleo saturaciones de hidrocarburo y potencial efecto del trabajo de intervención propuesto, esta fase es muy importante ya que asegura un alto porcentaje de éxito o fracaso en la operación de intervención. De esta fase sale la profundidad, espesor y características de los cañones que se vayan a usar para el proceso del Re punzonamiento.

En la siguiente fase se deben contratar y comunicar a las empresas de servicios que van a ejecutar el trabajo en campo de los objetivos y demás detalles de la planificación, aunque estas empresas formaran parte del proceso de diseño este ya sería un Kick off meeting para que se realicen todas las acciones pertinentes para que en campo no falten recursos para el trabajo de intervención.

En campo se procesará a realizar la intervención del pozo que incluye la cementación secundaria pertinente para taponar los punzones actuales realizar una limpieza del hoyo que siempre es pertinente tomando en cuenta que buscamos optimizar (mejorar) la producción del pozo.

Una vez se hayan culminado con éxito todas estas etapas anteriores se deberá bajar los cañones y asegurar la correlación de la profundidad deseada para el re punzo amiento esto se lo hace con una marca radiactiva que se baja en el completamiento.

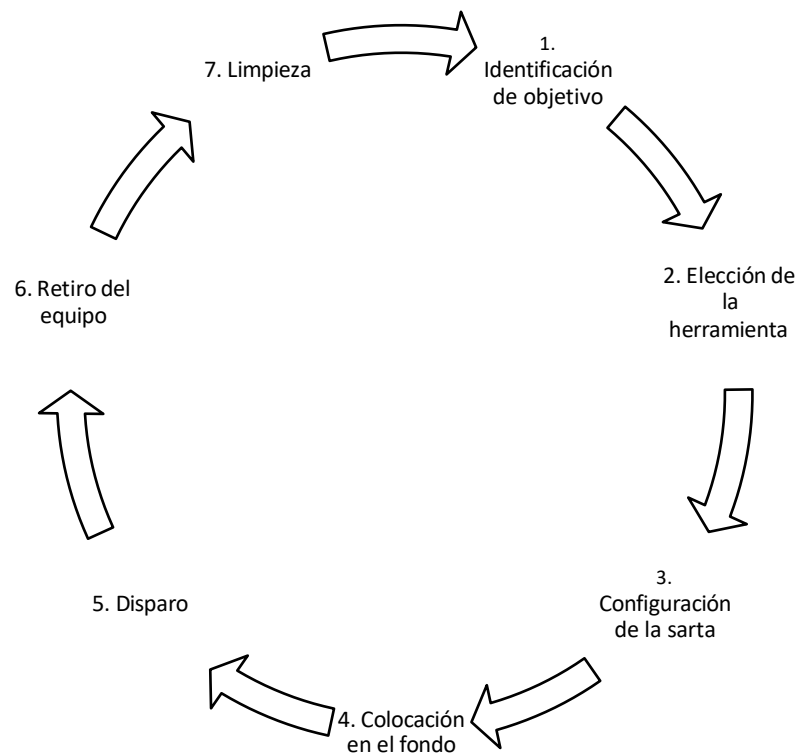
Cuando se haya correlacionado la profundidad de los disparos se debe proceder a detonar los cañones, esperar el tiempo indicado en la planificación operativa y sacar la sarta o el ensamble usado de cañoneo para luego dejar el pozo en condiciones para la producción.

El proceso culmina cuando se realiza una prueba de producción y si fuera factible lo cual sería ideal realizar una prueba Build up o Drow Dawn con registros memorizados y válvula de cierre en fondo para analizar el efecto de daño y condiciones productivas las cuales debieron haber mejorado si el trabajo se desarrolló con éxito.

El procedimiento para llevar a cabo el trabajo de recañoneo del pozo en Sacha 420 se puede apreciar en la Figura 8.

Figura 8:

Procedimiento para el recañoneo de la zona



Nota. Fuente propia.

3.2 Procedimiento de la intervención Fracturamiento hidráulico

Primordial siempre un proceso de intervención de este tipo el análisis de toda la información del pozo para verificar si es un pozo candidato para el trabajo de fracturamiento hidráulico.

Una vez que este proceso haya sido desarrollado con mucho éxito ya que depende de este para el éxito del proceso en cambio se debe coordinar y contratar las empresas que van a llevar a cabo o a ejecutar el trabajo mirando todos los aspectos logísticos que se requieren para que no exista ningún tipo de altercado en el proceso.

La selección del ácido como se lo ha venido indicando en todas las secciones de este proyecto es fundamental ya que este es el principal agente que nos va a permitir tener ese éxito o fracaso en el momento en el cual se elija un ácido no acorde a las condiciones del yacimiento al cual se va a realizar la intervención.

Ya en el pozo en campo se debe mirar detalles del desplazamiento es decir caudales presiones de la unidad de bombeo y admisión de la formación productora a la cual se está estimulando la diferencia entre este proceso y uno de fracturamiento hidráulico es la presión generada en la cara de la arena la cual debe ser menor a la presión de fractura eso es muy importante monitorear durante todo el proceso en campo.

Una vez hayamos culminado todo el proceso de inyección del ácido a la formación que estamos estimulando necesitamos entonces asegurarnos que este ácido permanezca el tiempo que hayamos diseñado para que este reaccione de la manera que buscamos en la formación y se pueda en afectar tener la estimulación acá es importante tener en consideración si el ácido usado puede

generar problemas con la integridad del pozo tubería de revestimiento producción herramientas del completamiento final y otros que apliquen.

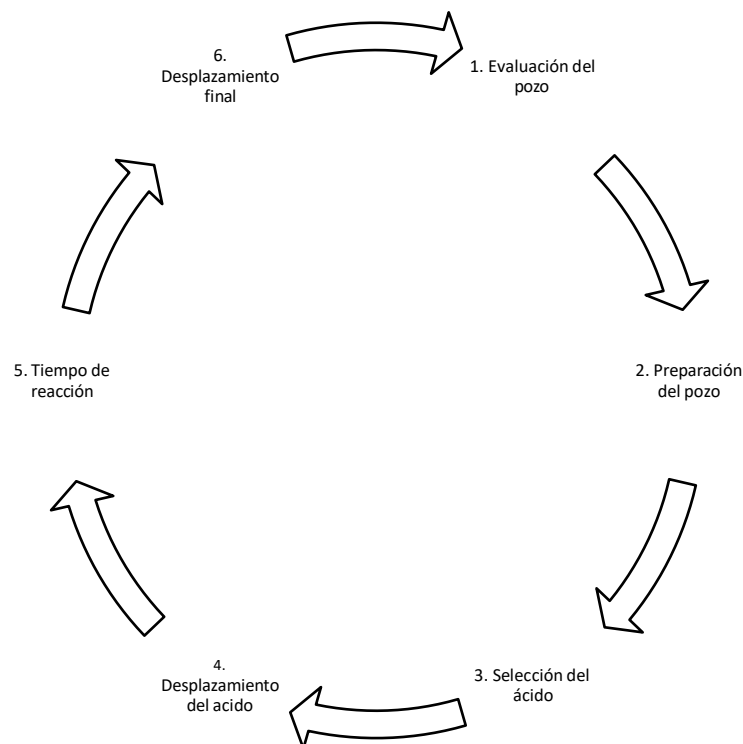
Para finalizar el proceso se realizará un desplazamiento para sacar el ácido residual en el pozo limpiando para que no se comprometa tuberías u otros por los posibles efectos adversos que podría tener este con las tuberías y herramientas en el pozo.

El proceso culmina cuando se realiza una prueba de producción y si fuera factible lo cual sería ideal realizar una prueba Build up o Drow Dawn con registros memorizados y válvula de cierre en fondo para analizar el efecto de daño y condiciones productivas las cuales debieron haber mejorado si el trabajo se desarrolló con éxito.

El procedimiento para llevar a cabo el trabajo de fractura miento hidráulico en el pozo Sacha 420 se puede apreciar en la Figura 9.

Figura 9:

Procedimiento para fracturamiento hidráulico



Nota. Fuente propia.

3.3 Procedimiento de cálculos estimados.

Este capítulo se presentan los cálculos estimados de las alternativas de solución para incrementar la producción del pozo Sacha 420.

- Re punzonado de la zona productiva.
- Fracturamiento hidráulico.

Los resultados de cada propuesta planteada se llevaron a cabo realizando cálculos con la información del pozo para tener un punto de partida la cual se detalla en la Tabla 3.

Tabla 3:

Datos referenciales de partida pozo Sacha 420.

Parámetro	Valor	Unidad	Descripción
Presión de Yacimiento	2800	psi	Presión inicial del reservorio
Presión de Cabeza	500	psi	Presión en la boca del pozo
Radio de Drenaje	1000	pies	Distancia hasta la frontera de flujo
Viscosidad del Crudo	2.5	cp	Viscosidad dinámica del crudo
Espesor de Formación	50	pies	Espesor neto productor
Radio del Pozo	0.328	pies	Radio interno del pozo
Permeabilidad Original	200	mD	Permeabilidad inicial del reservorio
Porosidad Original	22	%	Porosidad antes del daño
Tasa de Producción Inicial	200	BPD	Producción medida antes de intervención
Arena productora	U	NA	Arena que forma parte de la formación Napo del periodo cretácico.
Profundidad de la arena	7221	Pies	Profundidad del tope de la arena productora

Nota. Fuente propia

Con estos datos se llevará a cabo una serie de cálculos para estimar los resultados que se tendría al intervenir el yacimiento U del pozo Sacha 420 con el objetivo de incrementar la

producción en el pozo la cual ha ido declinando en los últimos 6 meses, según el histórico productivo del pozo.

Estimación de resultados de las propuestas de solución

Para la estimación de los resultados de las dos propuestas de solución de la problemática del bajo aporte en el pozo Sacha 420 se usaron las siguientes fórmulas matemáticas:

Daño de formación:

$$S = \frac{k}{k_e} - 1 \dots\dots (2)$$

Antes de la intervención:

$$S = 6$$

Intervención de fracturamiento hidráulico

$$S = -2.4$$

Intervención Re punzonado

$$S = -1.2$$

Eficiencia de flujo:

$$FE = \frac{1}{1+S} \dots\dots (2)$$

Antes de la intervención:

$$FE = \frac{1}{1+6} = 14.3 \%$$

Intervención de fractura miento hidráulico

$$FE = \frac{1}{1+2.4} = 29.4\%$$

Intervención Re punzonado

$$FE = \frac{1}{1+1.2} = 45.5\%$$

Caudal de producción esperado

$$q = \frac{0.00708 * k * h * (P_e - P_w)}{\mu * B * (\ln \frac{r_e}{r_w} + S)} \dots\dots (3)$$

Donde:

q = caudal de producción

k = permeabilidad

h = altura de la arena productiva

P_e = Presión del yacimiento

P_w = Presión de fondo fluyente

μ = viscosidad del crudo

B = factor volumétrico (bbl/STB)

r_e = radio de drenaje

r_w = radio del pozo

S = factor de daño

Antes de la intervención:

q = 200 BFPD

Intervención de fracturamiento hidráulico

q = 350 BFPD

Intervención Re punzonado

q = 400 BFPD

Permeabilidad efectiva

$$k_e = \frac{k}{1+S} \dots\dots (4)$$

Antes de la intervención:

k_e = 50 md

Intervención de fracturamiento hidráulico

$$k_e = 83.3 \text{ md}$$

Intervención Re punzonado

$$k_e = 100 \text{ md}$$

CAPÍTULO IV

4. RESULTADOS ESPERADOS

4.1 Detalle de resultados esperados

En la Tabla 4 se muestra la tabla de resultados estimados luego de la intervención del pozo Sacha 420 en donde se puede apreciar los mismos de manera comparativa.

Tabla 4:

Comparativo de resultados estimados de las dos propuestas.

Parámetro	Antes de Intervención	Fractura miento hidráulico	Recañoneo
Producción (BFPD)	200	350	400
Producción de petróleo neta	170	297.5	340
Daño de Formación (Skin Factor)	6	2.4	1.2
Permeabilidad Efectiva (mD)	50	83.3	100
Porosidad Relativa (%)	18	20	22
Eficiencia de Flujo (%)	14.3	29.4	45.5

Nota. Fuente propia.

4.2 Discusión y comparación de propuestas del proyecto

Se plantean dos propuestas para el análisis de los resultados de la investigación realizada, a continuación, detallaremos aspectos relevantes de cada uno de ellas, así como un análisis comparativo.

4.2.1 Intervención de fracturamiento hidráulico.

Se plantea mirar la posibilidad de aumentar la producción del pozo llevando a cabo una intervención de fracturamiento hidráulico, los resultados que se estiman tener son los siguientes:

- Aumento de producción de hasta 150 BFPD y 127,5 BPPD netos.
- Disminución del daño de formación de 3,6.

- Aumento de la permeabilidad de la formación de 33.3 md.
- Aumento de 2% de porosidad.
- Incremento de la eficiencia de flujo de 15,1 %.

4.2.2 Intervención de pozo con recañoneo de la zona de interés.

Se plantea mirar la posibilidad de aumentar la producción mediante una intervención de pozo de recañoneo de la zona, los resultados que se estiman tener son los siguientes:

- Aumento de producción de hasta 200 BFPD y 170 BPPD netos.
- Disminución del daño de formación de 4,8.
- Aumento de la permeabilidad de la formación de 50 md.
- Aumento de 4% de porosidad.
- Incremento de la eficiencia de flujo de 31,2%.

4.2.3 Análisis comparativo

Realizando un análisis comparativo tenemos los siguientes aspectos relevantes a tomar en consideración:

- Con la propuesta de intervención fracturamiento hidráulico se logra un incremento de 150 BFPD, 127 BPPD una reducción del daño inicial del 3.6.
- Con la propuesta del recañoneo se logra un incremento de 200 BFPD, 170 BPPD y una disminución del daño de 4.8.

4.2.4 Selección de la propuesta aplicable

Luego del análisis de resultados, se recomienda la propuesta de intervención del recañoneo en vista de que los resultados son mejores comparativamente con la opción de la fracturamiento hidráulico.

CAPITULO V

5. CONCLUSIONES Y RECOMMENDACIONES

5.1 Conclusiones

- Con la propuesta de intervención fracturamiento hidráulico se logra un incremento de 150 BFPD, 127 BPPD una reducción del daño inicial del 3.6.
- Con la propuesta del recañoneo se logra un incremento de 200 BFPD, 170 BPPD y una disminución del daño de 4.8.
- Las intervenciones de pozo son actividades que prolongan la vida útil de los pozos generando un impacto más sostenible en el enfoque productivo de la industria de hidrocarburos ya que se reduce la necesidad de llevar a cabo más intervenciones y perforación de pozos.

5.2 Recomendaciones

- Se recomienda aplicar en el pozo la propuesta de recañoneo del pozo ya que permite un incremento de producción de 50 bls adicionales sobre la opción de fracturamiento hidráulico, así como también una mayor reducción efectiva del daño de formación que afecta de manera directa el potencial productivo del pozo.
- Se recomienda evaluar la integridad mecánica del pozo luego de llevar a cabo la intervención del pozo con fractura miento hidráulico o recañoneo con el fin de detectar algún problema mecánico que genere la necesidad de una intervención posterior prematura en el pozo.

CAPÍTULO VI

6. BIBLIOGRAFIA

6.1 Referencias bibliográficas

- Primicias. (2023, noviembre 8). *El campo petrolero Sacha, el activo estrella que el Gobierno de Noboa quiere concesionar a un consorcio extranjero*. Primicias. <https://www.primicias.ec/economia/claves-campo-petrolero-sacha-gobierno-noboa-concesion-consorcio-extranjero-90963/>
- El Universo. (2025, febrero 10). *Producción del campo petrolero Sacha bajó 6,6 % en enero, una semana antes de que se lo adjudicara a consorcio chino-canadiense*. El Universo. <https://www.eluniverso.com/noticias/economia/campo-sacha-produccion-petroecuador-adjudicacion-fallida-sinopetrol-nota/>
- KCH Comunicación. (2025, marzo 4). *Con la suscripción del contrato del Campo Sacha, Ecuador recibirá USD 1.500 millones que serán destinados para inversión social*. KCH Comunicación. <https://kchcomunicacion.com/2025/03/04/con-la-suscripcion-del-contrato-del-campo-sacha-ecuador-recibira-usd-1-500-millones-que-seran-destinados-para-inversion-social/>
- Reuters. (2025, marzo 12). *Ecuador says upfront payment needed in Sacha oil deal not made*. Reuters. <https://www.reuters.com/business/energy/ecuador-says-upfront-payment-needed-sacha-oil-deal-not-made-2025-03-12/>