

Pregrado

Carrera: Tecnología Universitaria en Exploración y Producción de Petróleo y Gas Natural

Trabajo de titulación previo a la obtención del Título en: Tecnología Universitaria en Exploración y Producción de Petróleo y Gas Natural

Tema: Incremento de la Producción en el Campo Sacha Pozo SCH-503UI del Bloque 60, mediante Recuperación Secundaria y Fracturamiento Hidráulico

Autor/s: Erick Leonardo Sánchez Lalangui / Mariuxi Lorena Matias Gonzaga

Tutor: MSc. Luis Alfredo Álvarez Lazo

Fecha: 18 agosto de 2025



Autor:



Erick Leonardo Sánchez Lalangui

Título a obtener: Tecnología Universitaria en Exploración y Producción de petróleo y Gas Natural

Matriz: Sangolquí-Ecuador

Correo electrónico: erickleonardo.sanchez@ister.edu.ec



Matías Gonzaga Mariuxi Lorena

Título a obtener: Tecnología Universitaria en Exploración y Producción de Petróleo y Gas Natural

Matriz: Sangolquí-Ecuador

Correo electrónico: mariuxi.matias@ister.edu.ec



Álvarez Lazo Luis Alfredo

Título Magister

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

**INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN EN EL CAMPO SACHA POZO SCH-503UI
DEL BLOQUE 60, MEDIANTE RECUPERACIÓN SECUNDARIA Y
FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO**



CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-2-2.2

Sangolquí, 18 de agosto de 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, Sánchez Lalangui Erick Leonardo declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: Ser autor del trabajo de titulación denominado INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN EN EL CAMPO SACHA POZO SCH-503UI DEL BLOQUE 60, MEDIANTE RECUPERACIÓN SECUNDARIA Y FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO 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,

Erick Leonardo Sánchez Lalangui
C.I.: 1712517984



Sangolquí, 18 de agosto de 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, Matias Gonzaga Mariuxi Lorena declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: Ser autor del trabajo de titulación denominado INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN EN EL CAMPO SACHA POZO SCH-503UI DEL BLOQUE 60, MEDIANTE RECUPERACIÓN SECUNDARIA Y FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO 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,

Mariuxi Lorena Matías Gonzaga
C.I.: 0703216051



MATRIZ SANGOLQUÍ: Av. Atahualpa 1701 y 8 de Febrero
Telf: 0960052734 / 023524576 / 022331628
www.ister.edu.ec / info@ister.edu.ec

Sangolquí, 18 de agosto de 2025

Sres.-

INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE UNIVERSITARIO

Presente

Yo, Erick Leonardo Sánchez Lalangui, con C.I.: 1712517984 alumno de la CARRERA DE, TECNOLOGÍA UNIVERSITARIA EN EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO 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,

Firma del Estudiante
Erick Leonardo Sánchez Lalangui
C.I.: 1712517984

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



SOLICITUD DE PUBLICACIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-4

Sangolquí, 18 de agosto de 2025

Sres.-

INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE UNIVERSITARIO

Presente

Yo, Mariuxi Lorena Matias Gonzaga, con C.I.: 0703216051 alumno de la CARRERA DE, TECNOLOGÍA UNIVERSITARIA EN EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO 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,

Firma del Estudiante
Mariuxi Lorena Matias Gonzaga
C.I.: 0703216051

BIBLIOTECA INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE UNIVERSITARIO

CT-ANX-2025-ISTER-3

CARRERA:

TECNOLOGÍA UNIVERSITARIA EN EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL

AUTOR /ES: ERICK LEONARDO SÁNCHEZ LALANGUI - MARIUXI LORENA MATIAS GONZGA

TUTOR: MSC. LUIS ALFREDO ÁLVAREZ LAZO

CONTACTO ESTUDIANTE: 0995923115 - 0999684164

CORREO ELECTRÓNICO: leoerick224@gmail.com - chesmar_79@hotmail.com

TEMA: INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN EN EL CAMPO SACHA POZO SCH-503UI DEL BLOQUE 60, MEDIANTE RECUPERACIÓN SECUNDARIA Y FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

RESUMEN EN ESPAÑOL:

El pozo SCH-503, ubicado en la formación U inferior, presenta múltiples problemáticas que afectan directamente su productividad. Entre estas se incluyen daño a la formación, depleción del yacimiento, arrastre de arena y sedimentos, corrosión interna y problemas de presión de fondo, lo que limita la movilidad de los fluidos y reduce el flujo de petróleo hacia el pozo. Estos factores comprometen la eficiencia de producción y la recuperación final del reservorio. Para mitigar estas limitaciones, se implementaron dos técnicas de estimulación: fracturamiento hidráulico e inyección de agua. El fracturamiento hidráulico mostró un aumento significativo de la permeabilidad, de 47 mD a 525,5 mD, y de la porosidad, de 12 % a 17 %, reduciendo el daño de formación de 13 a -4,71. Esto permitió incrementar la producción de petróleo de 551,08 a 917,24 BPPD, el flujo total de 1198 a 1994 BFPD y mantener un contenido de agua de 54 %, con una producción acumulada de 117114 BBLS. Por otro lado, la inyección de agua logró mantener la presión y desplazar el crudo, con Qo cercano a 909,88 BPPD y producción acumulada de 288751 BBLS a largo plazo, aunque con un flujo total menor (780 BFPD). Técnicamente, el fracturamiento hidráulico es la técnica más relevante para mejorar la productividad inmediata, optimizar permeabilidad y drenaje del yacimiento, mientras que la inyección de agua es más efectiva para la recuperación acumulada a largo plazo. La combinación de ambas estrategias permite maximizar la eficiencia operativa y la recuperación de hidrocarburos en el pozo SCH-503.

Palabras clave: fractura, inyección, permeabilidad, producción, acumulada.

ABSTRACT:

The SCH-503 well, located in the lower U formation, presents multiple issues that directly affect its productivity. These include formation damage, reservoir depletion, sand and sediment carryover, internal corrosion, and bottomhole pressure problems, which limit fluid mobility and reduce oil flow to the well. These factors compromise production efficiency and the reservoir's final recovery. To mitigate these limitations, two stimulation techniques were implemented: hydraulic fracturing and water injection. Hydraulic fracturing showed a significant increase in permeability, from 47 mD to 525.5 mD, and porosity, from 12% to 17%, reducing formation damage from 13 to -4.71. This allowed oil production to increase from 551.08 to 917.24 BPD, total flow from 1198 to 1994 BFPD, and maintained a water cut of 54%, with a cumulative production of 117114 BBLS. On the other hand, water injection helped maintain pressure and displace oil, with Q_o close to 90988 BPD and cumulative production of 288,751 BBLS over the long term, although with lower total flow (780 BFPD). Technically, hydraulic fracturing is the most relevant technique for improving immediate productivity, optimizing permeability, and reservoir drainage, while water injection is more effective for long-term cumulative recovery. Combining both strategies maximizes operational efficiency and hydrocarbon recovery in the SCH-503 well.

Keywords: fracture, injection, permeability, production, cumulative.

Firma del Estudiante

Erick Leonardo Sánchez Lalangui

C.I.: 1712517984

Firma del Estudiante

Mariuxi Lorena Matias Gonzaga

C.I.: 0703216051

Dedicatoria:

Con gratitud profunda, dedico este proyecto a mi familia quienes con su amor y confianza me han brindado la fortaleza necesaria para superar cada uno de mis desafíos.

Erick L. Sánchez L.

A mis padres por ser ejemplo de superación, por su apoyo incondicional durante el periodo de mis estudios superiores para lograr mis objetivos propuestos, tanto personales como profesionales y; sobretodo a mi tía Ana (+) por ser mi guía y cuidarme siempre, aunque no este físicamente junto a mí.

Mariuxi L. Matías G.

Agradecimiento:

Expresamos nuestros agradecimientos al Instituto Tecnológico Universitario Rumiñahui y especialmente a cada uno de los profesionales que compartieron sus conocimientos en estos dos años de estudio, nos extendieron su apoyo en cada uno de los momentos más difíciles del trayecto, y motivaron nuestro desarrollo personal y profesional en este camino de la carrera de Exploración y Producción de Petróleo y Gas Natural, su entrega y responsabilidad por la docencia enriquecieron nuestra destreza académica y nos capacitaron para afrontar los retos del futuro.

De igual manera, agradecemos con el más profundo respeto y admiración al MSc. Luis Álvarez por proporcionarnos su soporte, recomendaciones y sugerencias para elaborar este proyecto, por ser nuestro mentor de inicio a fin de este duro proceso; pero que al culminar esta etapa nos quedamos con la experiencia fundamental para nuestro desarrollo profesional.

¡Gracias por todo!

Erick L. Sánchez L.
Mariuxi L. Matías G.

Resumen

El pozo SCH-503, ubicado en la formación U inferior, presenta múltiples problemáticas que afectan directamente su productividad. Entre estas se incluyen daño a la formación, depleción del yacimiento, arrastre de arena y sedimentos, corrosión interna y problemas de presión de fondo, lo que limita la movilidad de los fluidos y reduce el flujo de petróleo hacia el pozo. Estos factores comprometen la eficiencia de producción y la recuperación final del reservorio. Para mitigar estas limitaciones, se implementaron dos técnicas de estimulación: fracturamiento hidráulico e inyección de agua. El fracturamiento hidráulico mostró un aumento significativo de la permeabilidad, de 47 mD a 525,5 mD, y de la porosidad, de 12 % a 17 %, reduciendo el daño de formación de 13 a -4,71. Esto permitió incrementar la producción de petróleo de 551,08 a 917,24 BPPD, el flujo total de 1198 a 1994 BFPD y mantener un contenido de agua de 54 %, con una producción acumulada de 117114 BBLS. Por otro lado, la inyección de agua logró mantener la presión y desplazar el crudo, con Q_o cercano a 909,88 BPPD y producción acumulada de 288751 BBLS a largo plazo, aunque con un flujo total menor (780 BFPD). Técnicamente, el fracturamiento hidráulico es la técnica más relevante para mejorar la productividad inmediata, optimizar permeabilidad y drenaje del yacimiento, mientras que la inyección de agua es más efectiva para la recuperación acumulada a largo plazo. La combinación de ambas estrategias permite maximizar la eficiencia operativa y la recuperación de hidrocarburos en el pozo SCH-503.

Palabras clave: fractura, inyección, permeabilidad, producción, acumulada.

Abstract

The SCH-503 well, located in the lower U formation, presents multiple issues that directly affect its productivity. These include formation damage, reservoir depletion, sand and sediment carryover, internal corrosion, and bottomhole pressure problems, which limit fluid mobility and reduce oil flow to the well. These factors compromise production efficiency and the reservoir's final recovery. To mitigate these limitations, two stimulation techniques were implemented: hydraulic fracturing and water injection. Hydraulic fracturing showed a significant increase in permeability, from 47 mD to 525.5 mD, and porosity, from 12% to 17%, reducing formation damage from 13 to -4.71. This allowed oil production to increase from 551.08 to 917.24 BPD, total flow from 1198 to 1994 BFPD, and maintained a water cut of 54%, with a cumulative production of 117114 BBLS. On the other hand, water injection helped maintain pressure and displace oil, with Q_o close to 90988 BPD and cumulative production of 288,751 BBLS over the long term, although with lower total flow (780 BFPD). Technically, hydraulic fracturing is the most relevant technique for improving immediate productivity, optimizing permeability, and reservoir drainage, while water injection is more effective for long-term cumulative recovery. Combining both strategies maximizes operational efficiency and hydrocarbon recovery in the SCH-503 well.

Keywords: fracture, injection, permeability, production, cumulative.

Índice de Contenidos

CAPÍTULO I	1
Localización del Campo Sacha.....	1
Arenas Productoras	2
Diagrama mecánico del pozo	3
Planteamiento del problema	3
Hipótesis	5
Incremento de producción	5
Justificación legal	6
Glosario de Términos	6
CAPÍTULO II.....	7
MARCO TEÓRICO	7
Problemas en el reservorio	7
Daño a la formación que reduce la permeabilidad efectiva.....	8
Depleción del yacimiento con caída de presión.	9
Arrastre de arena y sedimentos que bloquean el flujo.....	10
Corrosión interna por presencia de H ₂ S, CO ₂ y agua.	10
Problemas de presión de fondo que limitan el drenaje del reservorio.....	11
Recuperación secundaria	11
Inyección de agua	13
Equipos de la inyección de agua.....	14
Arreglo de pozos.....	15
Área de drenaje	16
Características químicas del agua de inyección	17
Flujo horizontal	18
Flujo fraccional.....	19
Movilidad Petróleo desplazado	19
Eficiencia de barrido.....	19
Tiempo de ruptura.....	20
Presión de interferencia	20
Volumen desplazado	21

Producción post inyección.....	21
Fracturamiento Hidráulico.....	21
Equipos	22
Fluido de fractura.....	24
Apuntalante.....	24
Geometría de la fractura	25
Amplitud de fractura.....	26
Longitud Fractura	27
Altura Fractura.....	27
Conductividad fractura	28
Permeabilidad fractura.....	28
Curva de oferta IPR	29
Declinación exponencial.....	29
CAPÍTULO III	31
PROPUESTAS DESARROLLADAS	31
Condiciones actuales SCH-503	31
Registro Eléctrico	31
Producción de los fluidos	31
Análisis de presión, volumen y temperatura	34
Curva IPR	35
Daño de formación	36
IMPLEMENTACIÓN INYECCIÓN DE AGUA.....	37
Equipos en la inyección de agua.....	37
Arreglo de pozos.....	38
Radio de drenaje	39
Área de drenaje.....	40
Selección del agua de inyección.....	40
Proceso de inyección flujo fraccional.....	41
Flujo horizontal	42
Flujo fraccional en superficie	43
Volumen de agua inyectada	44
Volumen de petróleo desplazado MOV	44
Factor de movilidad	45
Relación de movilidad.....	46

Petróleo desplazado en la irrupción de agua	46
Eficiencia de barrido areal.....	47
Tiempo de ruptura.....	48
Prueba de interferencia	48
Presión de fondo después de la inyección	49
Volumen poro invadido	50
Saturación de agua al momento del rompimiento del frente (Swbt)	50
Eficiencia de barrio.....	51
Producción de petróleo post inyección.....	52
IMPLEMENTACIÓN FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	54
Equipos en el fracturamiento Hidráulico en SCH-503	54
Determinación de la presión de poro	54
Relación de esfuerzos en la roca.....	55
Tiempo total de bombeo	56
Dimensiones de la fractura	56
Amplitud de la fractura.....	56
Longitud de la Fractura.....	57
Sistema de presiones en la fractura.....	58
Perdidas de presión generadas en la tubería	58
Perdidas de presión en la cara de la formación	60
Presión de fractura	61
Presión de inyección desde superficie (Piny)	61
Presión de cierre	62
Eficiencia de la fractura.....	63
Conductividad.....	63
Permeabilidad de la fractura	64
Daño de la formación	65
Índice de productividad	66
Presión de fondo fluyente	67
Caudal del fluido	67
Curva de oferta IPR	68
Declinación Exponencial post Fractura.....	69
CAPÍTULO IV	72
RESULTADOS.....	72

Fracturamiento Hidráulico.....	72
Inyeccion de agua	75
Propuesta adecuada.....	76
CAPÍTULO V.....	78
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	78
Conclusiones.....	78
Recomendaciones	78
Bibliografia.....	79

Índice de Figuras

Figura 1 Ubicación campo Sacha	2
Figura 2 Columna Estratigráfica.....	2
Figura 3 Diagrama de Ishikawa.....	5
Figura 4 Problemas en el reservorio	7
Figura 5 Daño en el reservorio	8
Figura 6 Recuperación secundaria.....	12
Figura 7 Inyección de agua.....	13
Figura 8 Arreglo de pozos	16
Figura 9 Flujo Horizontal	18
Figura 10 Fracturamiento Hidráulico	22
Figura 10 Equipos del Fracturamiento Hidráulico	24
Figura 12 Geometría de la fractura.....	25
Figura 13 Amplitud Fractura	26
Figura 14 Longitud de la Fractura	27
Figura 15 Altura de la Fractura.....	27
Figura 16 Permeabilidad de la fractura.....	28
Figura 17 IPR	29
Figura 18 Declinación exponencial	30
Figura 19 Registro Eléctrico SCH-503.....	31
Figura 20 Producción SCH-503	32
Figura 21 IPR SCH-503	35

Figura 22 Daño de formación SCH-503.....	37
Figura 23 Equipos en la inyección de agua	38

Índice de Tablas

Tabla 1 Causas y Consecuencias	4
Tabla 2 Historial de producción.....	32
Tabla 3 Análisis PVT SCH503	35
Tabla 4 Prueba de Presión	36

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

Localización del Campo Sacha

EP Petroecuador opera actualmente el campo Sacha que es considerado como un campo en desarrollo y ha sido uno de los mayores productores de petróleo desde su descubrimiento el 25 de febrero de 1969 con la perforación del pozo exploratorio Sacha 1. El inicio de la producción del campo se produjo en el mes de julio de 1972 con una tasa promedio de 29.269 BPPD.

El campo Sacha es un campo productor de crudo liviano promedio de 24.4 °API con una producción promedio de 75.746 BPPD y un BSW de 55.41% con un gas asociado de 2.006 MSCFD. Dispone de cuatro estaciones de producción como lo son: Sacha Sur, Central, Norte 1 y Norte 2 que corresponden la parte de facilidades de producción, adicional el campo Sacha dispone tanques de almacenamiento de crudo, sistema de reinyección de agua, separadores trifásicos, bifásicos y electrostático. (Jiménez Carrión, 2009)

El campo Sacha está ubicado en el Cantón La Joya de los Sachas, en la Provincia de Francisco de Orellana, a 50Km al Sur de Lago Agrio, situado en las coordenadas 00°11'00" a 00°24'30" Latitud Sur y 76°49'40" a 76°54'16" longitud Oeste, teniendo una extensión de 124Km². Esta delimitado al Norte por las estructuras Palo Rojo, Eno, Ron y Vista; al Sur por los campos Culebra-Yulebra; al Este por los campos Mauro Davalos Cordero y Shushufindi-Aguarico; y al Oeste por los campos Pucuna Huachito. Se encuentra formado parte del tren de estructuras orientadas Norte-Sur.(Leonel Villacis Recalde, 2018)



Figura 1 Ubicación campo Sacha

Arenas Productoras

Actualmente el Campo Sacha extrae el petróleo de las arenas Hollín, U, T y Basal Tena, la columna estratigráfica de este campo está representada por una sección vertical de aproximadamente 1100 pies de espesor de sedimentos siliciclasticos/carbonatados del Cretácico, representados por varias secuencias sedimentarias de tercer orden de ambientes de plataforma, plataforma carbonatada, marinos someros y de transición.

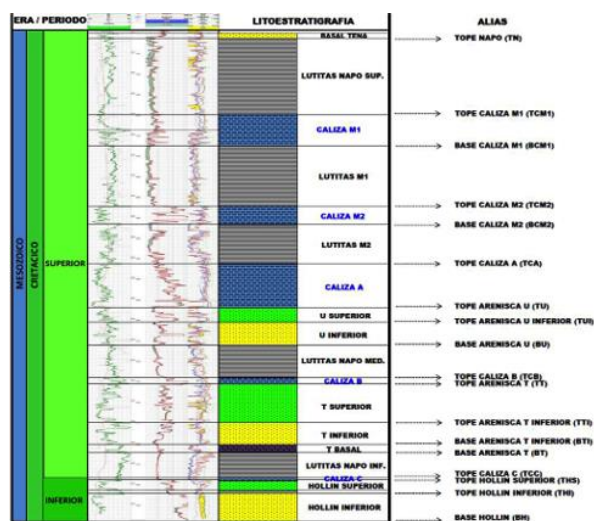
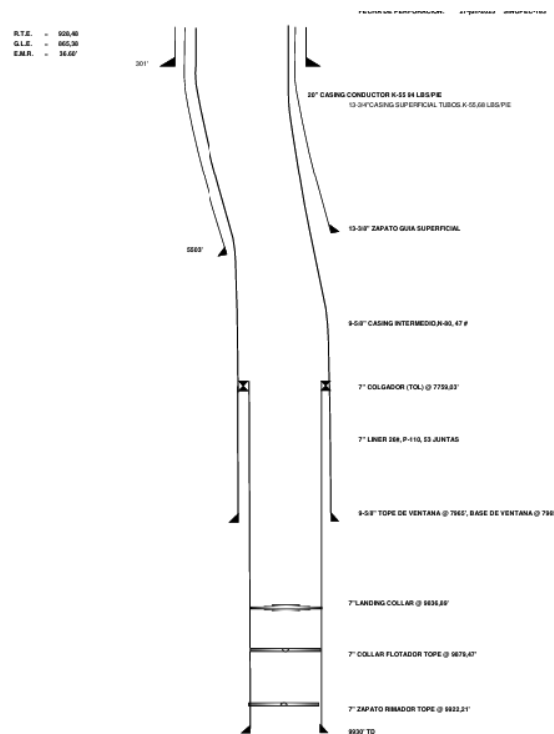


Figura 2 Columna Estratigráfica

El Sistema de Levantamiento Artificial para extraer el crudo que se usa en el campo es con bombas electrosumergibles (BES) y bombeo hidráulico, los trabajos realizados para mantener la producción son perforación de pozos horizontales, perforación direccional, fracturamiento hidráulico y, además se han promovido campañas de inyección de agua como método de producción secundario y como estrategia para mantener las presiones.(Castillo Josue, 2024)

Diagrama mecánico del pozo

En la figura se observa la completación del pozo SCH-593



Planteamiento del problema

En el pozo Sacha SCH-503, ubicado en la formación U inferior, se han identificado diversas problemáticas que afectan directamente al comportamiento del reservorio y, en consecuencia, a la eficiencia de la producción. El daño a la formación ha generado una reducción en la permeabilidad efectiva, lo cual limita el movimiento de los hidrocarburos hacia el pozo, disminuyendo progresivamente el volumen producido. Adicionalmente, la

depleción del yacimiento se refleja en una caída significativa de la presión, reduciendo el flujo natural y dificultando alcanzar las metas de extracción programadas para este pozo.

Otro factor crítico es el arrastre de arena y sedimentos, que obstruye los poros de la formación y compromete la conectividad del reservorio, bloqueando los canales de flujo e incrementando la posibilidad de taponamientos internos. Estos eventos afectan directamente la comunicación entre el yacimiento y el pozo, limitando la capacidad de drenaje. Asimismo, la presencia de H_2S , CO_2 y agua ha intensificado procesos de corrosión interna, lo que, junto con los problemas de presión de fondo, reduce el diferencial de presión necesario para movilizar los fluidos.

En conjunto, estas condiciones en el pozo SCH-503 de la formación U inferior representan un desafío para mantener la productividad, comprometiendo la recuperación final del reservorio.

Tabla 1 Causas y Consecuencias

CAUSA	CONSECUENCIA
Selección inadecuada del nuevo sistema de LA	Caída significativa de producción y pérdidas de los costos de inversión por nuevo equipo BES.
Mal dimensionamiento del equipo	Se deben asumir los costos de la nueva instalación, más el impacto económico por el tiempo fuera de línea.
Daño a la formación	Disminución del volumen de producción diaria afectando al objetivo de producción del campo.
Arrastre de arena o sedimentos	Puede obstruir el intake de la bomba BES, taponamiento de tuberías, daño de las etapas de las bombas y reducción de flujo.
Depleción del yacimiento	Flujo insuficiente de fluidos hacia el pozo, por lo que se requiere una mayor inversión en la implementación y diseño de un sistema de levantamiento artificial.
Corrosión interna	Debido al H_2S , CO_2 o agua los daños estructurales al tubing y al equipo de fondo aumentan.
Problemas con presión de fondo	No se genera un buen drawdown provocando pérdidas potenciales de fluido



Figura 3 Diagrama de Ishikawa

Hipótesis

Incrementar la producción del pozo Sacha SCH-503 mediante la aplicación de técnicas de estimulación de formación que mitiguen el daño en el reservorio, controlen el arrastre de arena y reduzcan los efectos de la depleción, mejorando la permeabilidad efectiva y optimizando el flujo de hidrocarburos desde la formación U inferior.

Incremento de producción

El incremento de la producción en el pozo Sacha SCH-503 se logrará mediante intervenciones orientadas a remover el daño en la formación U inferior, controlar la producción de sedimentos y restablecer el diferencial de presión entre el yacimiento y el pozo. Estas acciones permitirán mejorar la conectividad de los poros, aumentar la movilidad de los fluidos y reducir las pérdidas por taponamientos internos. Asimismo, la recuperación de la energía natural del reservorio permitirá optimizar el flujo de hidrocarburos y disminuir las caídas de presión que actualmente limitan la productividad.

Con ello, se proyecta un aumento sostenido en la producción diaria de petróleo, incrementando la eficiencia operativa y la viabilidad técnica y económica del pozo.

Justificación legal

La Ley de Hidrocarburos del Ecuador, en su artículo 10, establece que la explotación de recursos hidrocarburíferos debe realizarse de manera eficiente y sostenible, asegurando el uso racional y minimizando impactos ambientales. En este contexto, la implementación de técnicas de estimulación en el pozo Sacha SCH-503 se enmarca en la normativa vigente, pues busca restaurar la productividad de la formación U inferior, mejorar la eficiencia de extracción y garantizar un aprovechamiento responsable de los hidrocarburos, en concordancia con los principios de sostenibilidad y optimización de recursos establecidos en la legislación nacional.

Glosario de Términos

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

Problemas en el reservorio

Disminución rápida de la presión: la presión se reduce velozmente, lo que limita la producción. Baja eficacia en el empuje natural: si el reservorio carece de un acuífero o gas disuelto adecuado, la extracción primaria será muy baja. (Navarrete, 2013) Afectación a la formación: disminución de la permeabilidad alrededor del pozo por la invasión de lodo, la deposición de sales o arcillas que se expanden, entre otros factores. Bloqueo por agua o gas los líquidos que se inyectan o se utilizan para perforar disminuyen el flujo de hidrocarburos. Compresión del reservorio pérdida de permeabilidad debido al colapso de la estructura rocosa. Conización de agua o gas cuando se produce a una velocidad excesiva, el gas o agua cerca del contacto con el petróleo se desplaza hacia el pozo. Altas concentraciones de agua irreducible: esto reduce el espacio útil para el petróleo. Baja eficacia de desplazamiento: ocurre cuando el fluido inyectado no se mezcla o no logra disminuir suficientemente la viscosidad del petróleo. (Macualo, 2006)

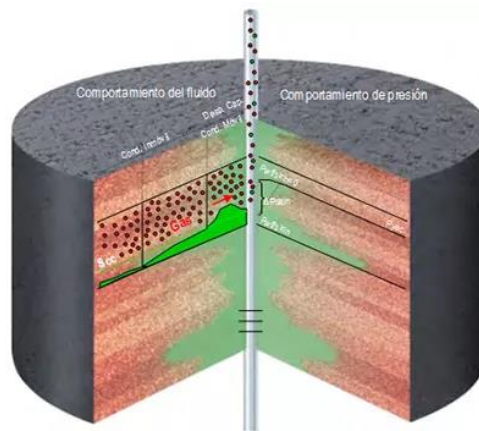


Figura 4 Problemas en el reservorio

Daño a la formación que reduce la permeabilidad efectiva.

El deterioro de la formación es uno de los inconvenientes más frecuentes en los reservorios y está estrechamente vinculado a la disminución de la permeabilidad efectiva en la zona circundante al pozo (área afectada). El deterioro de la formación se refiere a la reducción en la capacidad de tránsito de hidrocarburos hacia el pozo, ocasionada por la disminución de la permeabilidad efectiva, que suele ocurrir en un rango de pocos centímetros a metros alrededor del pozo. (Acosta, 2004)

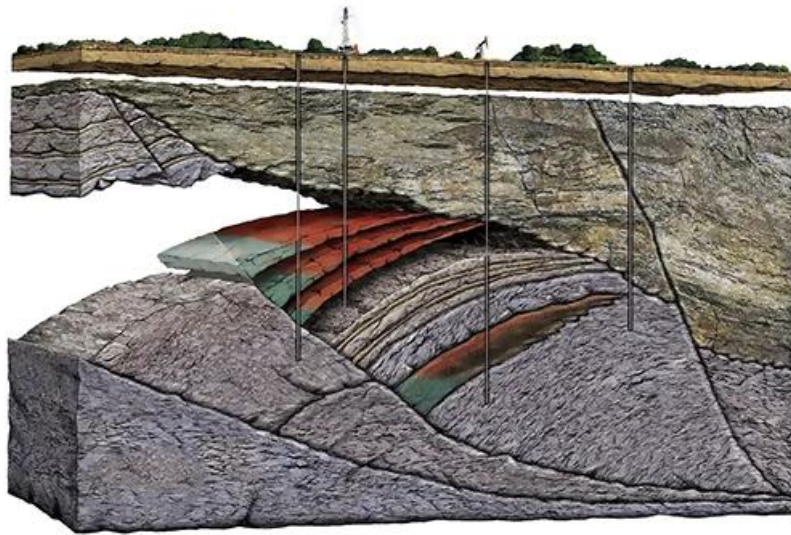


Figura 5 Daño en el reservorio

Causas principales

- Intrusión de lodos de perforación
- El filtrado del lodo bloquea los poros.
- Las arcillas expansibles disminuyen la conductividad.
- Compresión mecánica
- El exceso de tensión provoca el cierre de poros.
- Depósitos de sólidos

- Acumulaciones de sales, asfáltenos o parafinas.

Depleción del yacimiento con caída de presión.

Este fenómeno ocurre porque, al obtener petróleo y gas, la cantidad de fluidos dentro del reservorio se reduce, lo que disminuye la energía de empuje natural. (Macosay, 2022). Como resultado, se produce una caída en la presión, lo que a su vez provoca una disminución en la tasa de producción.

Clasificación de mecanismos de empuje y su reducción

La manera en la que disminuye la presión está determinada por el mecanismo de empuje predominante en el yacimiento:

Empuje por gas disuelto. Cuando se reduce la presión, el gas que está disuelto en el petróleo se libera. La presión baja rápidamente. Producción inicial de gas, lo que genera una alta proporción de gas respecto al petróleo.

Empuje por gas en la parte superior. El gas que se encuentra en la parte superior se expande al disminuir la presión. La caída de presión es más gradual en comparación con el caso anterior.

Empuje acuífero. El agua de un acuífero se expande y ocupa el yacimiento. La presión se mantiene casi estable durante un periodo prolongado.

En reservorios que están sellados y carecen de acuíferos o gas, solamente la roca y los fluidos proporcionan energía. La presión disminuye rápidamente, lo que resulta en una baja recuperación primaria. Es fundamental no extraer a un ritmo elevado para evitar acelerar la disminución de presión.

Arrastre de arena y sedimentos que bloquean el flujo.

El transporte de arena sucede cuando los granos de arena o sedimentos del yacimiento son arrastrados junto con los hidrocarburos y se dirigen hacia el pozo. Este evento ocurre porque la resistencia del material rocoso (fuerzas que mantienen unidas las partículas) es inferior a la fuerza de arrastre generada por los fluidos en circulación. (Mao, 2016). Como consecuencia, la arena se libera y entra al pozo, dando lugar a múltiples inconvenientes.

Factores principales

- Formaciones con baja consolidación (areniscas recientes).
- Altas tasas de extracción → incrementan las fuerzas de arrastre.
- Presión reducida excesiva en la zona del pozo (elevado drawdown).
- Variaciones en las condiciones del yacimiento: compactación y fracturas provocadas.
- Controles inadecuados en los procesos de estimulación (fracturamiento hidráulico o acidificación).

Corrosión interna por presencia de H_2S , CO_2 y agua.

La corrosión interna se refiere al daño que sufren el acero y otras aleaciones metálicas al entrar en contacto con fluidos que causan corrosión, como combinaciones de agua, hidrocarburos y gases ácidos, incluyendo CO_2 y H_2S . (Carvajal, 2022)

- Corrosión ocasionada por CO_2 (corrosión dulce)
- Corrosión ocasionada por H_2S (corrosión agria)
- Importancia del agua

Control químico

Inyección de inhibidores de corrosión que crean una película protectora para disminuir la reacción. Inhibidores de H_2S , también conocidos como antioxidantes, que eliminan el gas ácido. Mantenimiento del pH mediante aditivos alcalinos.

Problemas de presión de fondo que limitan el drenaje del reservorio.

La presión de fondo fluyente (Pwf) es la fuerza que se registra en el fondo del pozo durante el flujo.

- Principales motivos de alta presión de fondo
- Altas presiones en la columna de líquido
- Pozos profundos con fluidos pesados (aceites densos o columnas de agua).
- Relaciones gas-petróleo deficitarias (poca cantidad de gas para ayudar a elevar el petróleo).

Daño en la formación (Skin). Disminución de la permeabilidad en el área alrededor del pozo. Incrementa la caída de presión requerida para permitir el flujo. Limitaciones en el pozo. Bloqueos por acumulaciones, parafinas, asfáltenos. Equipos de completación inadecuados (tuberías demasiado estrechas, filtros obstruidos). Baja energía del yacimiento (depleción avanzada). La presión en el reservorio ya no es suficiente para contrarrestar la columna de fluidos. (Torres, 2011)

Recuperación secundaria

La recuperación secundaria representa la segunda etapa en la producción de un yacimiento, que sigue a la recuperación primaria (empuje natural). Este proceso implica la inyección de un fluido externo, comúnmente agua o gas, para conservar la presión y mover los hidrocarburos hacia los pozos de extracción. Su finalidad es incrementar el factor de

recuperación, que es la cantidad de petróleo extraída en comparación con el petróleo que se encuentra en el lugar.

Recuperación primaria: se logra la extracción mediante la energía natural del yacimiento (gas disuelto, acuífero, capa de gas, expansión de roca o fluidos). Recupera entre un 5 y un 30 por ciento del petróleo presente. Recuperación secundaria: se utiliza la introducción de líquido o efluvo para sostener la imposición y facilitar el desplazamiento. Se logra una recuperación adicional del 10 al 20 por ciento. Recuperación terciaria (EOR): implica métodos más sofisticados (inyección de vapor, surfactantes, polímeros o CO₂ miscible). Esto permite recuperar entre un 5% al 20%.

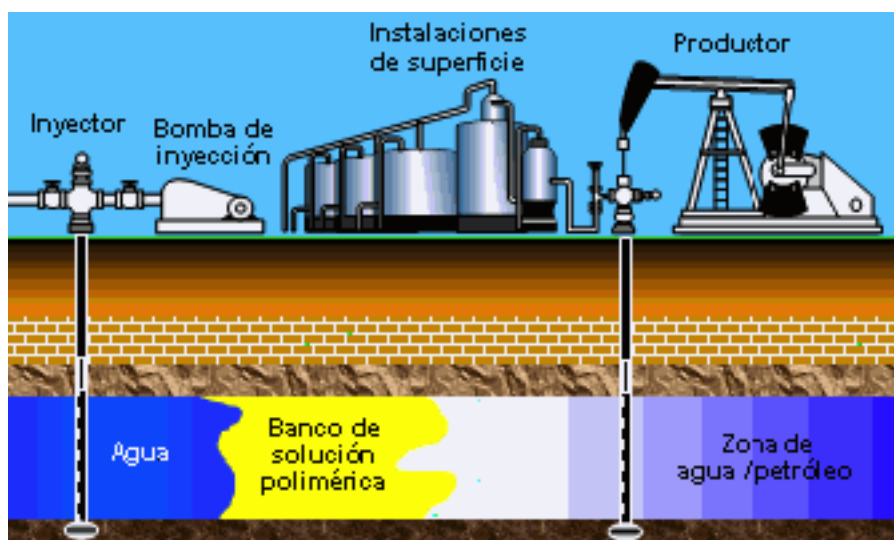


Figura 6 Recuperación secundaria

Métodos fundamentales de liberación

Introducción de agua

Se introduce agua en el yacimiento para:

Conservar la presión.

Impulsar el petróleo hacia los pozos de extracción.

Es el método más utilizado a nivel mundial.

Inyección de gas

Pueden usarse gas natural, gas ligero, aire o dióxido de carbono.

El gas se expande, ayuda a mantener la presión y también mueve el petróleo.

Distinciones con la recuperación primaria y terciaria.

Inyección de agua

La inyección de líquido implica la introducción de agua en el reservorio a través de pozos diseñados para esto con el propósito de conservar la presión dentro del yacimiento. Mover el petróleo hacia los pozos de extracción. Es el método secundario más común en todo el mundo, capaz de recuperar entre el 10 y el 20 por ciento del petróleo almacenado en el lugar original. (Alamilla, 2022)

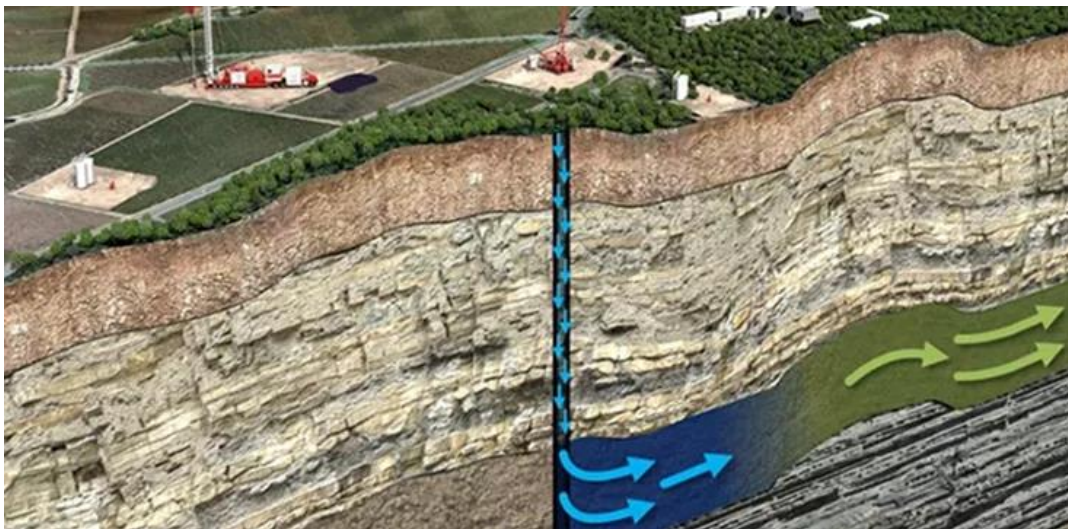


Figura 7 Inyección de agua

Conservación de la imposición

Se inicia la inyección desde el comienzo de la extracción. El objetivo fundamental es mantener la presión de manera casi estable. Se lleva a cabo la inyección cuando la presión ha disminuido y se intenta desplazar el petróleo restante. Deben ser químicamente compatibles con el agua del reservorio (previniendo incrustaciones o la precipitación de

sales). Bajo nivel de sólidos en suspensión (para evitar daños en la formación). Tratamiento para eliminar oxígeno, bacterias y sulfuro de hidrógeno.

Equipos de la inyección de agua

Recolección de agua

Fuentes hídricas:

Agua generada (aislada del petróleo).

Agua de ríos, lagos o océanos.

Agua subterránea.

Equipos

Bombas para recolección.

Tuberías de aspiración.

Filtros gruesos iniciales.

Tratamiento de agua

Previo a la inyección, es necesario que el agua esté libre de impurezas y químicamente adecuada para la formación, para prevenir depósitos y daños.

Equipos de purificación

Separadores de agua y aceite → eliminan restos de hidrocarburos.

Filtros multimedia/cartucho → retienen sólidos suspendidos.

Desoxigenadores → quitan O₂ para evitar corrosión.

Sistemas para dosificación de productos químicos:

Inhibidores de corrosión.

Biocidas (contra bacterias que reducen sulfatos).

Antiincrustantes.

Sistemas de bombeo e inyección

El agua procesada se presuriza para ser inyectada en el reservorio.

Bombas principales:

Bombas centrífugas multietapa (alta presión, gran capacidad).

Bombas de pistón de carrera alterna (para menores caudales, pero con alta presión).

Colectores y tuberías de inyección: distribuyen el agua a pozos diversos.

Arreglo de pozos

Existen varios patrones para el arreglo de pozos que se ve a continuación

Patrón de 5 puntos (five-spot pattern). Es el más común, con un pozo que trabaja y ubicado en el eje y 4 pozos de inyección en los extremos de un cuadrado, Garantiza un adecuado desplazamiento del petróleo. Patrón de 7 puntos (seven-spot pattern) Es una variación del five-spot, Contiene un pozo productor central y 6 pozos inyectoros dispuestos en forma hexagonal, Ofrece mayor eficacia en extensas áreas. Patrón lineal (line drive pattern) Los pozos inyectoros se alinean en una fila paralela a los productores, El agua empuja el petróleo en una dirección perpendicular, Se utiliza frecuentemente en yacimientos alargados. Patrón de 9 puntos (nine-spot pattern). Es parecido al de 5, pero con mayor densidad, Un pozo productor en el centro y 8 inyectoros alrededor, Se emplea cuando se necesita más control sobre el frente de inyección. Arreglo en hileras alternas (staggered line drive) Productores e inyectoros se organizan en filas alternas, Se adapta eficazmente a reservas con una dirección de permeabilidad preferente. (Hinestroza, 2019)

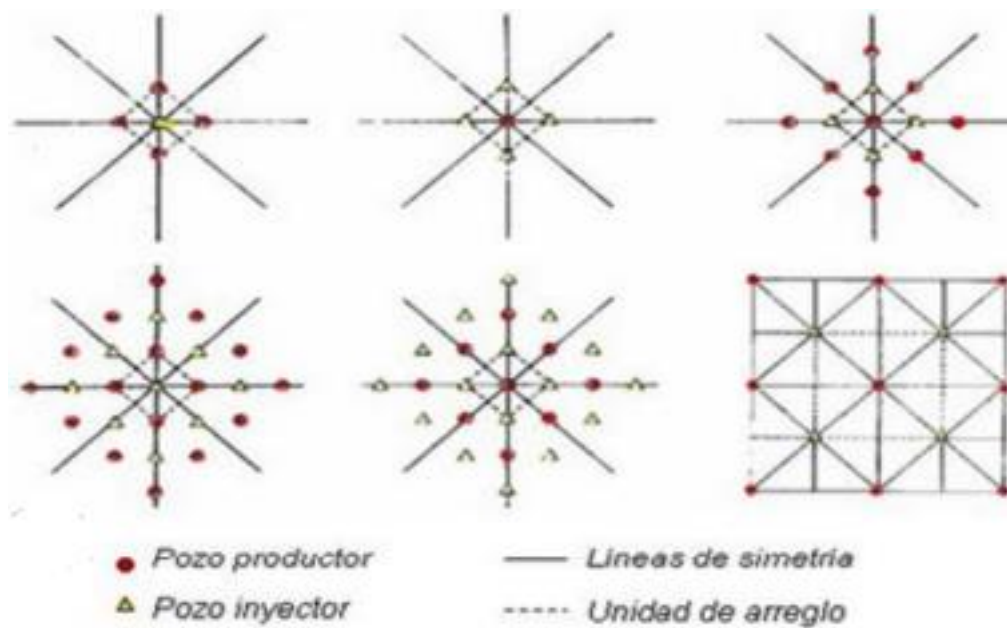


Figura 8 Arreglo de pozos

Área de drenaje

La zona de drenaje se refiere a la porción del yacimiento desde donde un pozo obtiene los fluidos (petróleo, gas o agua). Su eficacia depende de diversos factores como la permeabilidad, la presión del yacimiento, el periodo de producción, la viscosidad del petróleo y la forma del reservorio. Este aspecto es fundamental para determinar dónde situar los pozos y establecer estrategias de inyección. (Donne, 2014)

Aspectos que influyen en la zona de drenaje

Permeabilidad: a mayor permeabilidad, mayor distancia cubierta por el pozo.

Porosidad: afecta la cantidad de fluido que se puede obtener.

Grosor del reservorio.

Atributos del pozo

Diámetro del pozo y su método de finalización.

Tasa de producción

Duración de la producción

Con el paso del tiempo, la zona de drenaje tiende a crecer.

Modalidad de flujo

Puede ser laminar o turbulento, radial o lineal.

Esto afecta la configuración de la zona drenada.

Ayuda a definir la posición de los pozos y el espacio entre ellos para evitar dejar petróleo sin extraer. Facilita la estimación de la producción futura y la planificación de las iniciativas de inyección, además de ofrecer control sobre la recuperación secundaria (inundación con agua).

Características químicas del agua de inyección

Las propiedades sintéticas del líquido utilizada para inyección son esenciales en las iniciativas de rescate de segundo lugar por medio de la introducción del líquido, ya que determinan la compatibilidad con la formación geológica, previenen el daño a la roca y reducen inconvenientes como la corrosión y las incrustaciones. (Quijano, 2022). Prevenir incompatibilidades con el agua de formación, Evitar la precipitación de sales (carbonatos, sulfatos), Disminuir la corrosión en tuberías y pozos, Regular la actividad bacteriana que puede causar H₂S y biofilm.

Características clave

El pH

Dureza total

Sodio y cloruros

Sulfatos

Dióxido de carbono

Oxígeno disuelto

Bacterias y microorganismos

Cantidad de sólidos disueltos y sólidos en suspensión

Tratamientos químicos para el agua de inyección

Inhibidores de corrosión → protegen el acero y las tuberías.

Antiincrustantes → previenen la formación de carbonatos o sulfatos.

Biocidas → eliminan bacterias nocivas.

Ajuste de pH → evita reacciones no deseadas con la formación.

Flujo horizontal

El flujo horizontal se refiere al desplazamiento de fluidos que se mueve en paralelo al plano del yacimiento, en contraste con el movimiento vertical (de arriba hacia abajo).

Este concepto se utiliza especialmente en pozos horizontales, que atraviesan la formación de modo lateral. Esto facilita un contacto más extenso con la zona productora, lo que mejora la eficiencia en el drenaje y la extracción de petróleo. (Patino, 2018)

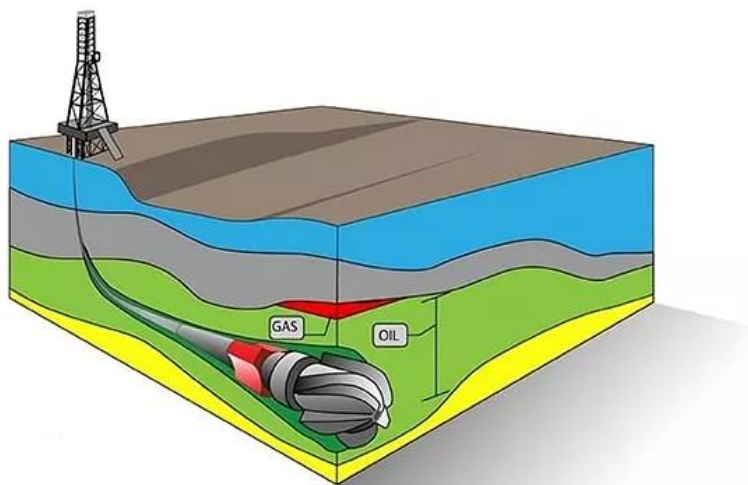


Figura 9 Flujo Horizontal

Flujo fraccional

El flujo fraccional se refiere a la cantidad de un líquido en comparación con el total que se mueve dentro del yacimiento. En un yacimiento que consta de dos fases (petróleo y agua, o petróleo y gas), no todos los fluidos se desplazan simultáneamente. (Patino, 2018). Permite identificar el momento en el que comenzará la salida de agua en un pozo durante un proceso de inundación. Contribuye a evaluar la eficacia del barrido en la recuperación secundaria.

Movilidad Petróleo desplazado

El movimiento del petróleo desplazado muestra qué tan sencillo es transportar el petróleo en comparación con el fluido que se inyecta. Establece la efectividad del desplazamiento. Una alta movilidad relativa del petróleo facilita su desplazamiento por el agua o gas que se inyecta. Esto ayuda a planificar los procesos de inyección, modificando la viscosidad del agua (mediante polímeros) para disminuir M y optimizar el barrido. Analiza la cantidad de petróleo que se extraerá antes de que el agua comience a aparecer. La movilidad (λ) se refiere a la facilidad con que un fluido se desplaza a través de la roca del reservorio bajo un determinado gradiente de presión. (Cruz, 2017)

Eficiencia de barrido

La eficacia del barrido evalúa la porción del yacimiento que ha sido realmente desplazada por el fluido que se ha inyectado, ya sea agua o gas. Muestra qué parte del petróleo presente in situ se ha trasladado hacia los pozos de extracción. Está condicionada por la disposición de los pozos y el patrón de inyección. Está relacionada con la movilidad relativa y la saturación remanente de petróleo.

Aspectos que influyen en la eficiencia de barrido

Heterogeneidad del yacimiento

Relación de movilidad

Distribución de pozos y su separación

Saturación inicial de agua

Clase de fluido inyectado

Tiempo de ruptura

El momento de ruptura es cuando el frente del agua que se ha inyectado llega a un pozo que está produciendo. Este evento señala el comienzo de una producción significativa de agua en dicho pozo. Antes de alcanzar este tiempo de ruptura, el pozo genera principalmente petróleo. Facilita el cálculo del espacio ideal entre los pozos que inyectan y los que producen. Asiste en la evaluación de cuándo la elaboración del líquido aumentará y la de crudo disminuirá. Un tiempo de ruptura breve sugiere posible canalización del agua, lo que reduce la eficiencia volumétrica. Un tiempo de ruptura extenso indica un barrido más uniforme, llevando a una mejor recuperación.

Presión de interferencia

La presión de interferencia se refiere al cambio en la presión observado en un pozo de extracción debido a la inyección de líquidos en un pozo adyacente. Se trata de un fenómeno que involucra el flujo entre pozos, lo que facilita el estudio de la comunicación hidráulica entre ellos y la evaluación de características del reservorio como la permeabilidad y la conectividad. Si hay una variación en la presión de un pozo productor cuando se introduce agua en un pozo inyector cercano, esto indica que ambos pozos están hidráulicamente interrelacionados.

Volumen desplazado

El volumen que se desplaza es la medida de líquido (agua o gas) que ha movido al petróleo en el yacimiento. Este volumen se refiere a la cantidad de petróleo que es forzada a salir hacia los pozos de extracción por el fluido que se introduce. Normalmente se mide en metros cúbicos.

Aspectos que influyen en el volumen desplazado

Superficie de drenaje

Efectividad de barrido

Porosidad del depósito

Clase de fluido inyectado

Duración de inyección

Producción post inyección

La producción posterior a la inyección se refiere a la extracción de petróleo que se logra tras concluir un ciclo de inyección de gas o agua. Esto indica el volumen de petróleo que continúa saliendo debido a la presión residual y el desplazamiento permanente. Facilita el análisis de la eficacia del proyecto de inyección. (Izurieta, 2022)

Fracturamiento Hidráulico

La ruptura hidráulica, conocida como fracking, consiste en introducir un líquido a elevada presión en una formación geológica para crear hendiduras en las rocas, lo que mejora la permeabilidad y permite que el petróleo o gas fluya hacia el pozo. (Mosquera, 2019). Este método se utiliza en formaciones con rocas duras, lutitas, areniscas con baja capacidad de permeación y carbonatos fracturados. Permite obtener hidrocarburos de rocas que no pueden generar producción de forma natural debido a su baja permeabilidad. Las

fracturas unen poros que están desconectados y rutas de flujo. La resistencia a la fractura, porosidad y permeabilidad. Debe ser superior a la presión crítica de la roca para causar la fractura. Mantiene la hendidura abierta y garantiza un flujo constante de hidrocarburos.

Define la longitud de la fractura y el traslado del proppant.

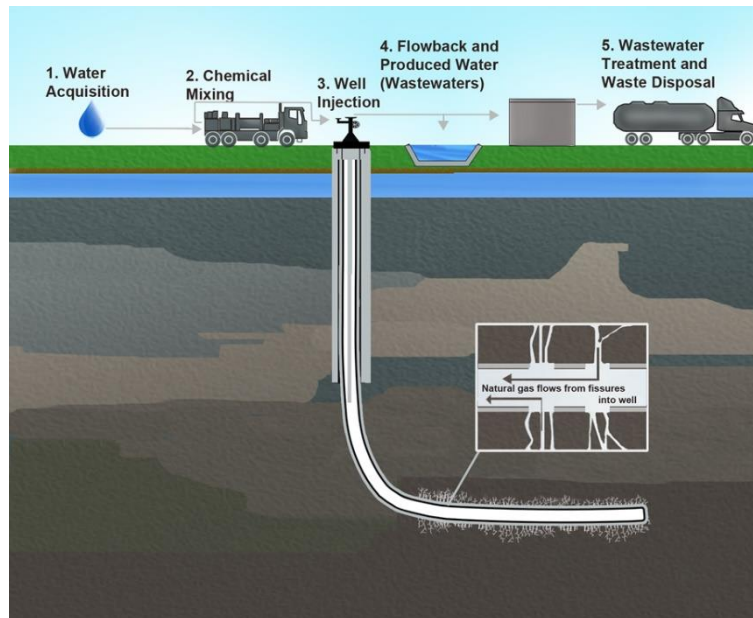


Figura 10 Fracturamiento Hidráulico

Equipos

1. Camiones de bombeo a alta presión

Inyectan fluido para fracturación con una presión extremadamente elevada (hasta 70–100 MPa), Es fundamental que mantengan flujos estables para controlar la expansión de la fractura.

2. Tanques para fluidos y aditivos

Almacenan agua, sustancias químicas (como tixotrópicos, biocidas, inhibidores de corrosión) y proppant (arena, cerámica), Permiten la mezcla y preparación del fluido de fracturación previo a inyectarlo.

3. Sistemas de mezcla

Combinan agua con productos químicos y arena para lograr un fluido con la viscosidad y densidad óptimas, Aseguran un transporte eficaz del proppant dentro de la fractura.

4. Bombas de transporte de proppant

Trasladan la arena o polímero desde los tanques hasta el pozo, Es necesario regular la cantidad precisa de proppant en relación al volumen de líquido.

5. Colectores y tuberías de inyección

Dirigen el fluido hacia el pozo, Permiten gestionar tanto la presión como el flujo en cada fase del proceso de fracturación.

6. Instrumentos y sensores para medir presión y flujo

Determinan la presión en el pozo, el flujo de inyección y el proppant, Facilitan la adaptación de parámetros en tiempo real para prevenir fracturas no deseadas.

7. Sistemas para recuperación y manejo de fluidos de retorno

Recogen el fluido de fracturación que vuelve al pozo, Permiten recuperar cierta cantidad de agua y químicos, así como evaluar la efectividad del proceso de fracturación.

8. Sistemas de protección

Incluyen válvulas de alivio de presión, mecanismos de vigilancia y control remoto, Previenen incidentes y salvaguardan tanto al personal como al pozo.



Figura 11 Equipos del Fracturamiento Hidráulico

Fluido de fractura

El líquido de fracturación es una mezcla específica que se introduce bajo alta presión en el yacimiento. Generar fisuras en la piedra, Llevar el proppant (arena, material cerámico o polímero) dentro de la fisura, Sostener la fisura abierta después de su inyección. (Melgarejo, 2012). Agua o una base líquida, Principalmente agua, ocasionalmente con una mezcla de aceite en fracturaciones para petróleo. Sustancias químicas adicionales, Agentes tixotrópicos o que gelatinizan incrementan la viscosidad para mover el proppant. Inhibidores de corrosión salvaguardan el pozo y las tuberías. Bactericidas previenen la contaminación por organismos. Agentes para controlar la fricción disminuyen las pérdidas de presión en las tuberías.

Apuntalante

El material conocido como apuntalante es una sustancia sólida que se introduce al mismo tiempo que el fluido de fractura para asegurar que las grietas permanezcan abiertas una vez que se haya reducido la presión de inyección. (Soriano, 2024). Su objetivo principal es mantener la grieta abierta para facilitar el flujo de petróleo o gas hacia el pozo. Conservar la grieta abierta, Previene el colapso de la grieta debido a la presión ejercida por

las rocas. Facilitar el desplazamiento de hidrocarburos, Establece un pasaje permeable que vincula los poros de la formación con el pozo. Sostener la presión de cierre, Debe poder aguantar la presión de cierre del reservorio sin deformarse.

Características clave del apuntalante

- Tamaño del grano (malla)
- Regula la permeabilidad de la grieta y evita bloqueos.
- Capacidad de resistencia a la compresión
- Forma y dureza
- Compatibilidad química

Geometría de la fractura

La estructura de la fractura se relaciona con la configuración, dimensiones y dirección de las fisuras que se forman en el material rocoso durante el proceso de fracturamiento hidráulico. Incorpora la longitud, altura, grosor y dirección de la fisura. Es fundamental para optimizar la superficie que interactúa con el reservorio y aumentar la producción. (Quintero, 2010)

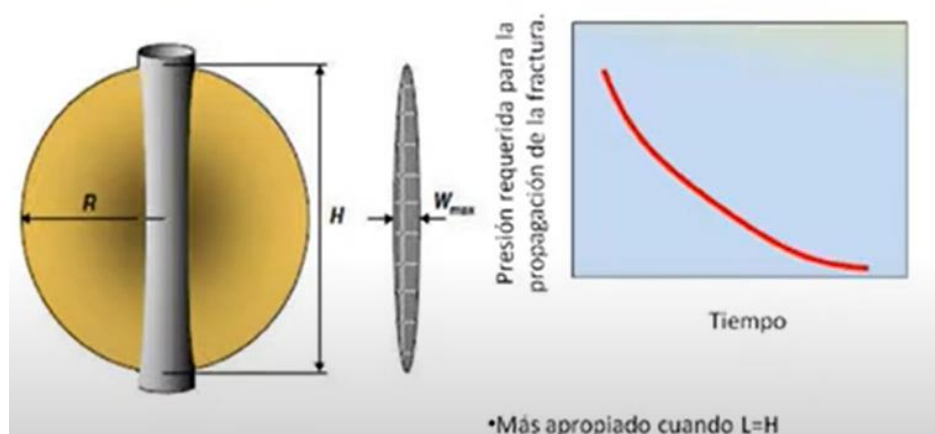


Figura 12 Geometría de la fractura

Amplitud de fractura

Es la medida del ancho de la fisura creada por el líquido y mantenida por el material de soporte.

Clasificaciones de apertura:

Primaria: cuando se realiza la inyección.

Secundaria: tras eliminar la presión, mantenida por el material de soporte.

Valores comunes: 1–5 mm

Influye de manera directa en la permeabilidad efectiva de la fisura y en el movimiento de hidrocarburos.

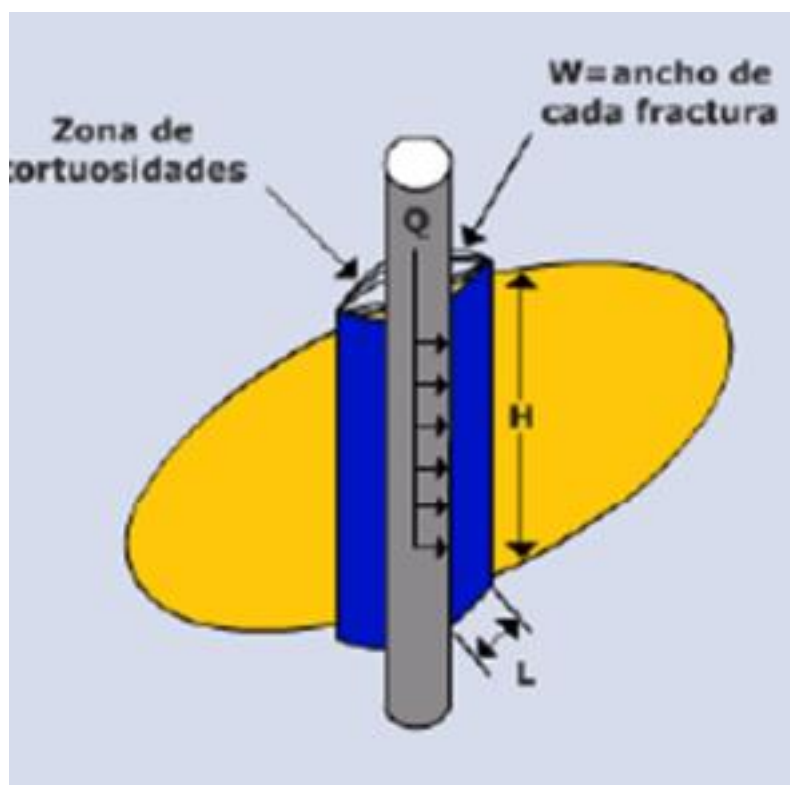


Figura 13 Amplitud Fractura

Longitud Fractura

Espacio desde el pozo hasta la cara de la fractura. Calcula qué cantidad del reservorio es extraída a través de la fractura. Depende de la imposición de introducción, la densidad del fluido y las características mecánicas de la roca.

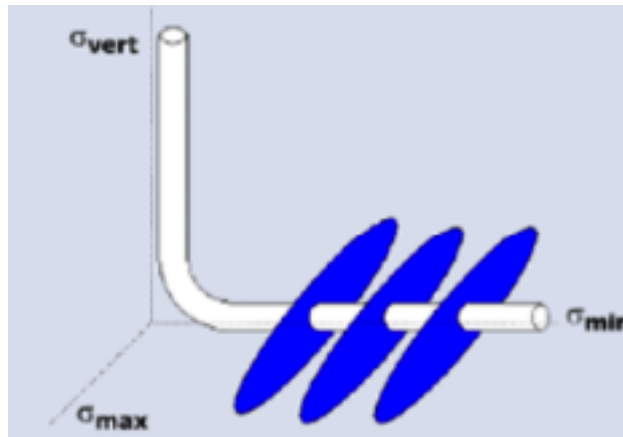


Figura 14 Longitud de la Fractura

Altura Fractura

Alcance vertical de la fisura. Restringido por variaciones de presión entre estratos o diversidad del depósito. Conservar la fisura en la región productiva es crucial para evitar afectar estratos indeseados. Normalmente: 1 a 5 metros en arcillas, hasta 10 metros en arenas.

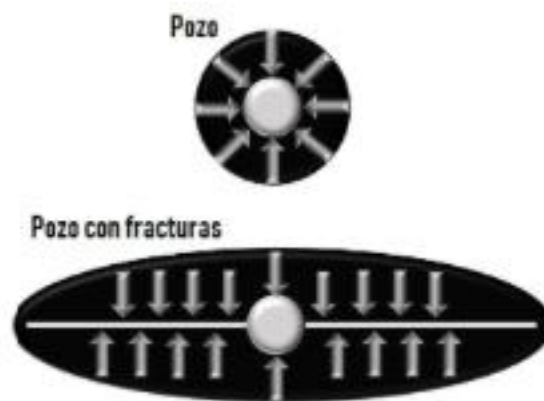


Figura 15 Altura de la Fractura

Conductividad fractura

Evalúa la habilidad de la fisura para facilitar el paso de petróleo o gas, depende de la anchura de la fisura y la permeabilidad del material de soporte

Permeabilidad fractura

La habilidad de la fisura para dejar pasar fluidos se conoce como permeabilidad de la fractura, teniendo en cuenta que la fisura está despejada y soportada por el agente de soporte. Normalmente, esta capacidad es considerablemente superior a la de la roca matriz, lo que lleva a que las fracturas incrementen de manera notable la extracción. (Ayan, 2002)

Aspectos que influyen en la permeabilidad de la fractura

Dimension de la fisura

Especie y volumen de soporte

Presión de cierre del yacimiento

Textura y configuración de la fisura

Compatibilidad química

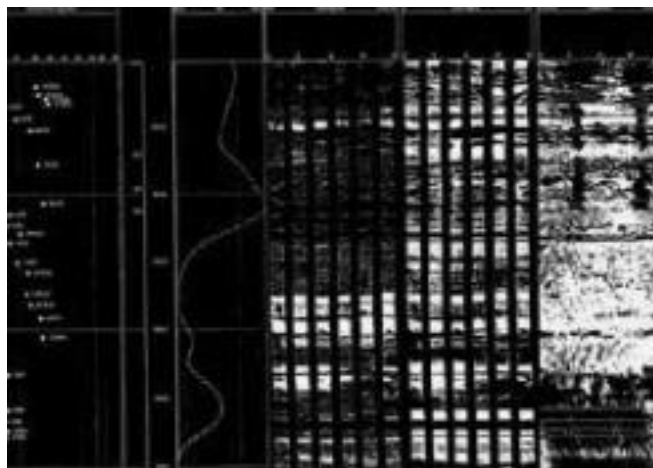


Figura 16 Permeabilidad de la fractura

Curva de oferta IPR

La gráfica IPR ilustra la conexión entre la cantidad de flujo del pozo y la presión en su base (P_{wf}). Facilita la estimación de la producción de petróleo o gas bajo varias condiciones de presión del yacimiento, siendo crucial para formular tácticas de extracción y maximizar la recuperación. La presión en la base del pozo se refiere a la presión que existe en la parte inferior del pozo mientras se lleva a cabo la extracción. La presión del yacimiento, que también se conoce como presión estática del reservorio. La pauta de elaboración es el volumen de crudo que se extrae en un tiempo determinado.

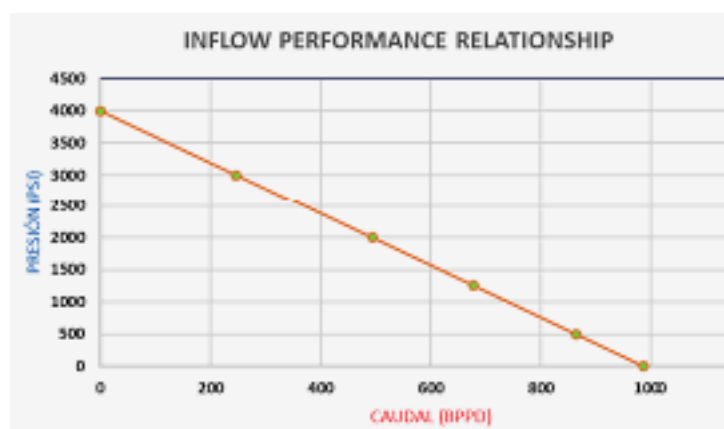


Figura 17 IPR

Declinación exponencial

La disminución exponencial ilustra de qué manera la velocidad de producción de un pozo se reduce con el paso del tiempo de forma proporcional a su producción vigente. Es el método más sencillo y habitual para representar la disminución en la producción de pozos. (Mendoza, 2014). La disminución está relacionada con la producción vigente, Cada intervalo, el pozo experimenta una reducción constante de su producción.

Curva que desciende suavemente, La producción no alcanza nunca el cero, aunque se aproxima de manera asintótica. Es apropiada para pozos con reservorios volumétricos y bajo grado de interferencia.

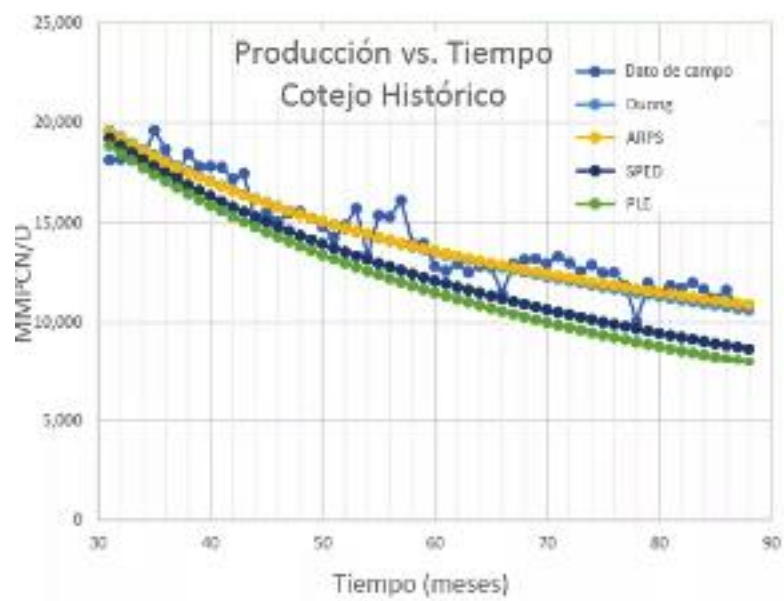


Figura 18 Declinación exponencial

CAPÍTULO III

PROPUESTAS DESARROLLADAS

Condiciones actuales SCH-503

Registro Eléctrico

El pozo SCH-503, según su registro eléctrico, presenta un espesor neto de 14 pies y una porosidad del 12%. El intervalo productor se extiende desde los 9650 hasta los 9747 pies, con un espesor total de 88 pies. Estos datos reflejan la capacidad del yacimiento para almacenar y transmitir fluidos, siendo la porosidad un indicador clave de almacenamiento de petróleo. El espesor neto evidencia la sección efectiva del reservorio, mientras que el espesor total del intervalo productor muestra la extensión completa del contacto con hidrocarburos.

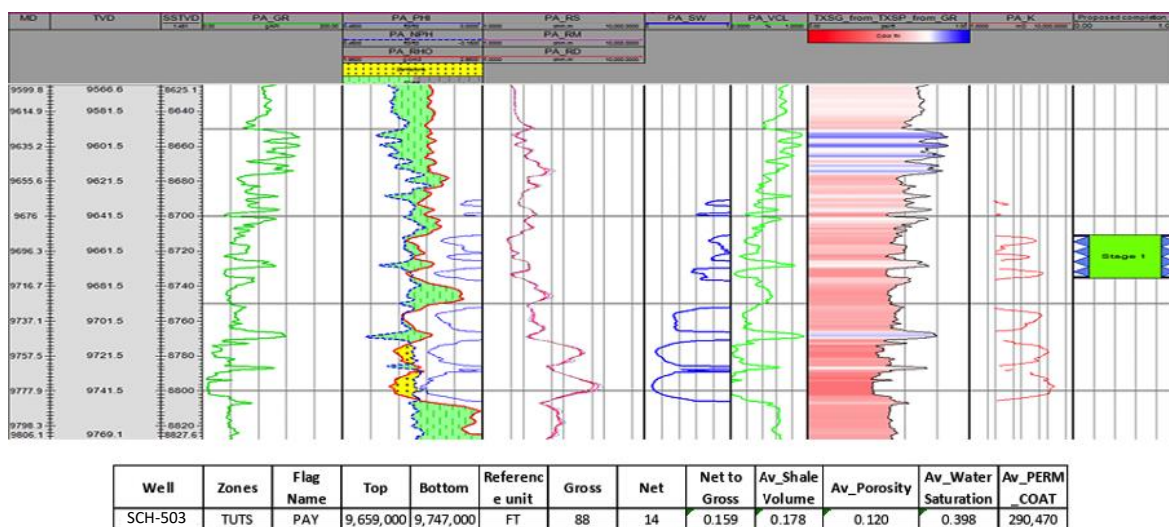


Figura 19 Registro Eléctrico SCH-503

Producción de los fluidos

Al analizar los datos del pozo durante 60 meses, se observa una disminución progresiva de la producción de petróleo (QO) de 1490,94 bppd a 551,08 bppd, mientras que la producción de agua (QW) aumenta de 15,06 bwpd a 646,92 bwpd. La BSW incrementa

del 1% al 54%, evidenciando un creciente contenido de agua en el flujo total. Esta tendencia indica un avance del frente de agua en el yacimiento, con menor eficiencia en la recuperación de crudo. El flujo total (QF) disminuye ligeramente, reflejando la influencia del agua y la pérdida de presión, lo que requiere estrategias de manejo para optimizar la producción futura.

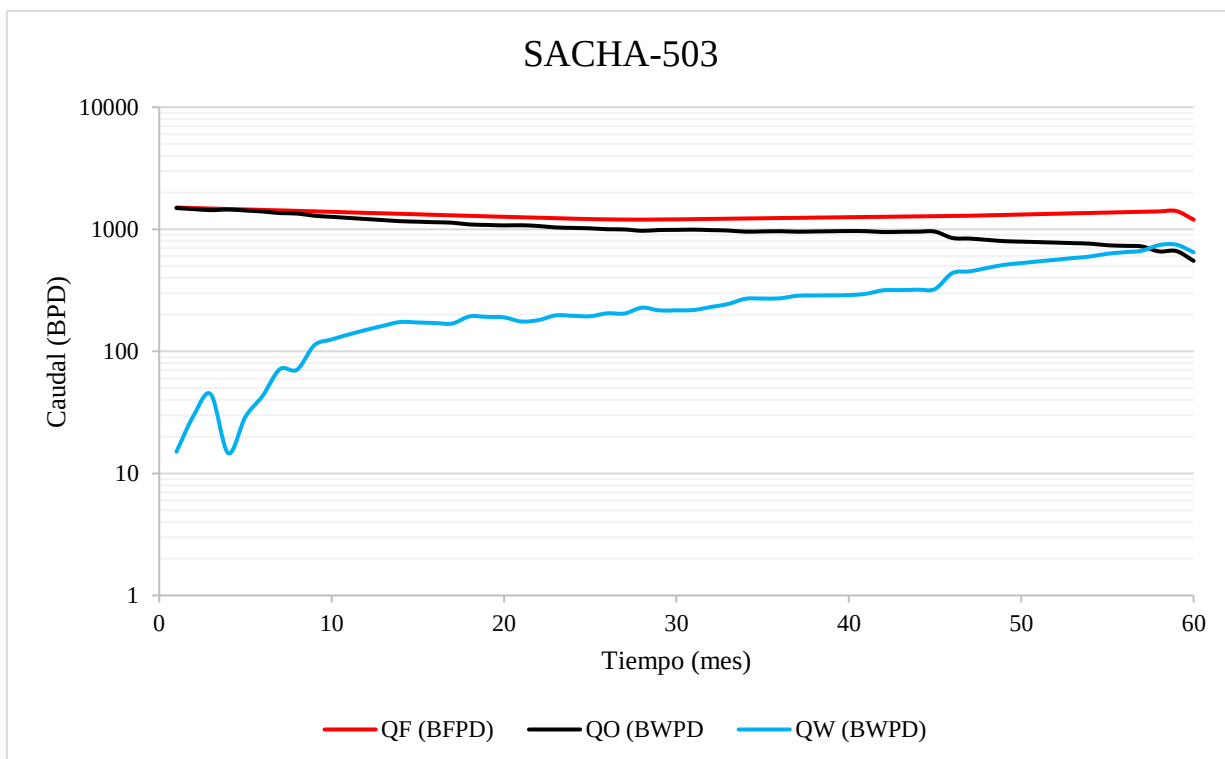


Figura 20 Producción SCH-503

Tabla 2 Historial de producción

Tiempo (mes)	QF bfpd)	BSW (%)	QO (bppd)	QW (bwpd)
1	1506	1%	1490,94	15,06
2	1492	2%	1462,16	29,84
3	1478	3%	1433,66	44,34
4	1465	1%	1450,35	14,65
5	1453	2%	1423,94	29,06
6	1440	3%	1396,8	43,2

7	1428	5%	1356,6	71,4
8	1415	5%	1344,25	70,75
9	1402	8%	1289,84	112,16
10	1389	9%	1263,99	125,01
11	1375	10%	1237,5	137,5
12	1362	11%	1212,18	149,82
13	1350	12%	1188	162
14	1338	13%	1164,06	173,94
15	1325	13%	1152,75	172,25
16	1312	13%	1141,44	170,56
17	1300	13%	1131	169
18	1288	15%	1094,8	193,2
19	1276	15%	1084,6	191,4
20	1265	15%	1075,25	189,75
21	1254	14%	1078,44	175,56
22	1243	15%	1062,765	180,235
23	1232	16%	1034,88	197,12
24	1221	16%	1025,64	195,36
25	1211	16%	1017,24	193,76
26	1205	17%	1000,15	204,85
27	1200	17%	996	204
28	1199	19%	971,19	227,81
29	1202	18%	985,64	216,36
30	1205	18%	988,1	216,9
31	1210	18%	992,2	217,8
32	1215	19%	984,15	230,85
33	1220	20%	976	244
34	1225	22%	955,5	269,5
35	1230	22%	959,4	270,6
36	1235	22%	963,3	271,7
37	1240	23%	954,8	285,2
38	1245	23%	958,65	286,35
39	1250	23%	962,5	287,5
40	1255	23%	966,35	288,65
41	1260	24%	963,9	296,1
42	1265	25%	948,75	316,25
43	1270	25%	952,5	317,5
44	1275	25%	954,975	320,025
45	1280	25%	956,16	323,84

46	1285	34%	848,1	436,9
47	1290	35%	838,5	451,5
48	1300	37%	819	481
49	1310	39%	799,1	510,9
50	1320	40%	792	528
51	1330	41%	784,7	545,3
52	1340	42%	777,2	562,8
53	1350	43%	769,5	580,5
54	1360	44%	761,6	598,4
55	1370	46%	739,8	630,2
56	1380	47%	731,4	648,6
57	1390	48%	722,8	667,2
58	1400	53%	658	742
59	1410	53%	662,7	747,3
60	1198	54%	551,08	646,92

Análisis de presión, volumen y temperatura

El análisis PVT del pozo SACHA-503 describe las propiedades del crudo y sus condiciones de yacimiento. La presión inicial (P_r) es de 3800 PSI, con una gravedad API de 25, indicando un crudo pesado. La viscosidad del aceite (U_0) es de 9 cP, mostrando fluidez moderada. El factor volumétrico del aceite (B_o) es 1,12 bbl/STB, y el gas disuelto (RGP) es de 500 STCF/STB, lo que refleja un contenido de gas significativo. La saturación de agua (U_w) es 1 cP y la temperatura del yacimiento (T) es de 200 °F. Estos datos son esenciales para modelar producción y comportamiento del pozo.

Tabla 3 Análisis PVT SCH503

PVT		
Pozo	SACHA-503	
Arena	Arenisca U	
Pr	PSI	3800
API		25
U0	cP	9
Bo	BY/BN	1,12
RGP	STCF/STB	500
Uw	cp	1
T	F	200

Curva IPR

La curva de oferta (IPR) del pozo SCH-593 muestra la relación entre la presión en el yacimiento y el caudal de fluido producido. A medida que la presión disminuye de 3800 a 0 PSI, el caudal incrementa de 0 a 1864 bfpd, indicando que el pozo responde positivamente a la caída de presión. Se produce 1198 BFPD a una presión de fondo fluente de 1700 psi; con un índice de productividad de 0,57 BFPD/PSI.

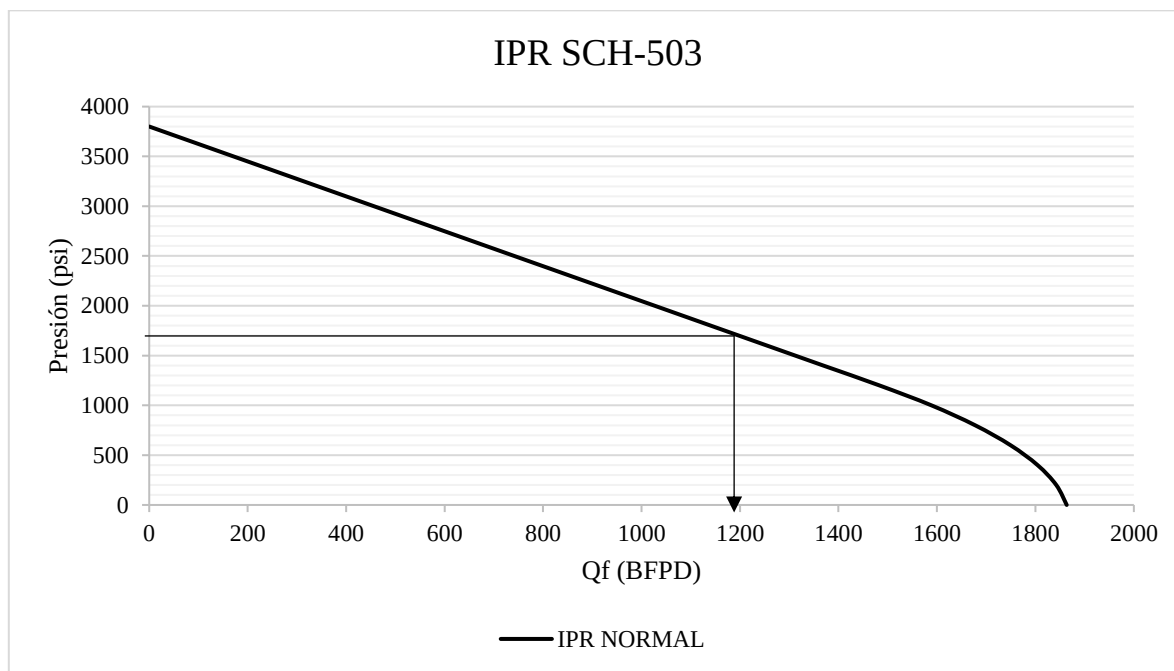


Figura 21 IPR SCH-503

Tabla 4 Prueba de Presión

Presión (PSI)	Caudal de fluido (BFPD)
3800	0
3600	114
3200	342
2800	570
2200	913
1800	1141
1600	1255
1400	1369
1200	1483
1000	1589
800	1678
600	1749
400	1804
200	1842
0	1864

Daño de formación

Según la prueba de presión en el pozo SSH-503 (10 horas), la presión inicial de yacimiento fue 3800 psi. La permeabilidad determinada de 45 mD y un factor de daño de 13 indican una restricción significativa al flujo en la zona cercana al pozo. La compresibilidad del sistema, $0,03 \text{ psi}^{-1}$, sugiere una respuesta notablemente compresible del reservorio durante el ensayo. En conjunto, los resultados muestran un yacimiento con buen almacenamiento pero con pérdidas de conductividad cerca del pozo que limitan la producción. Se recomienda evaluar tratamientos de estimulación para reducir el daño y mejorar la productividad. Además, realizar análisis complementarios.

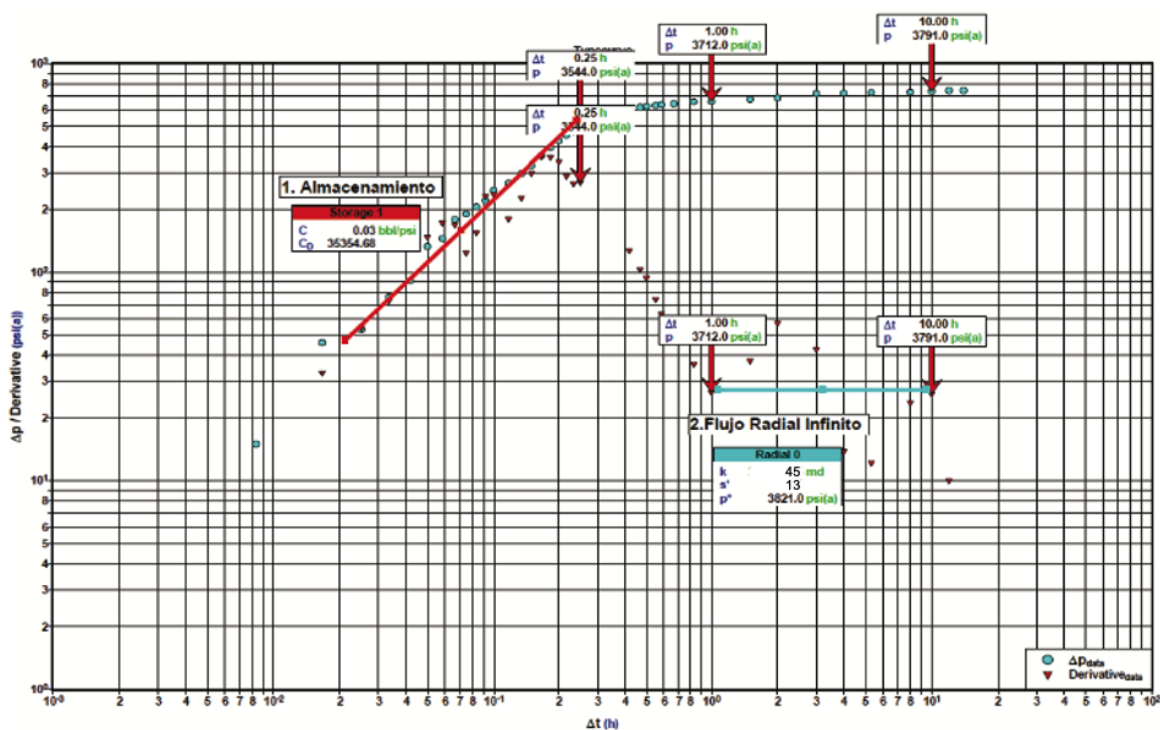


Figura 22 Daño de formación SCH-503

IMPLEMENTACIÓN INYECCIÓN DE AGUA

Equipos en la inyección de agua

En el pozo SCH-503, el sistema de inyección de agua inicia con la salida del agua desde el separador, la cual presenta una salinidad de 1500 ppm y es dirigida hacia un tratamiento químico. En esta etapa se adicionan biocidas para controlar bacterias, inhibidores de corrosión para proteger líneas y equipos, y antiincrustantes que evitan la formación de depósitos minerales. Luego, el agua atraviesa un proceso de separación de sólidos y un sistema de filtrado que asegura la limpieza del fluido. Finalmente, el agua tratada es impulsada por una bomba de 1200 HP, garantizando presión y caudal adecuados para la inyección.

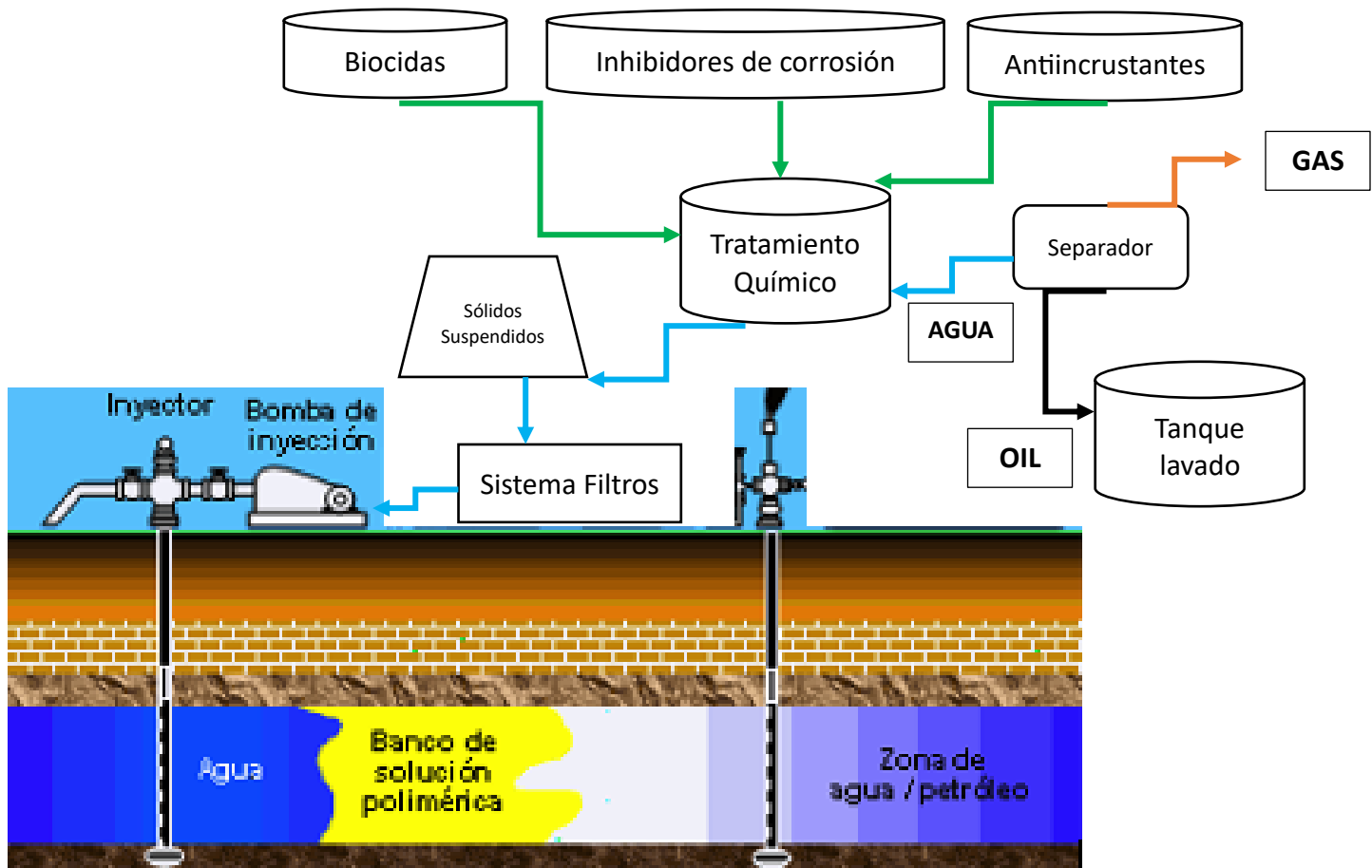
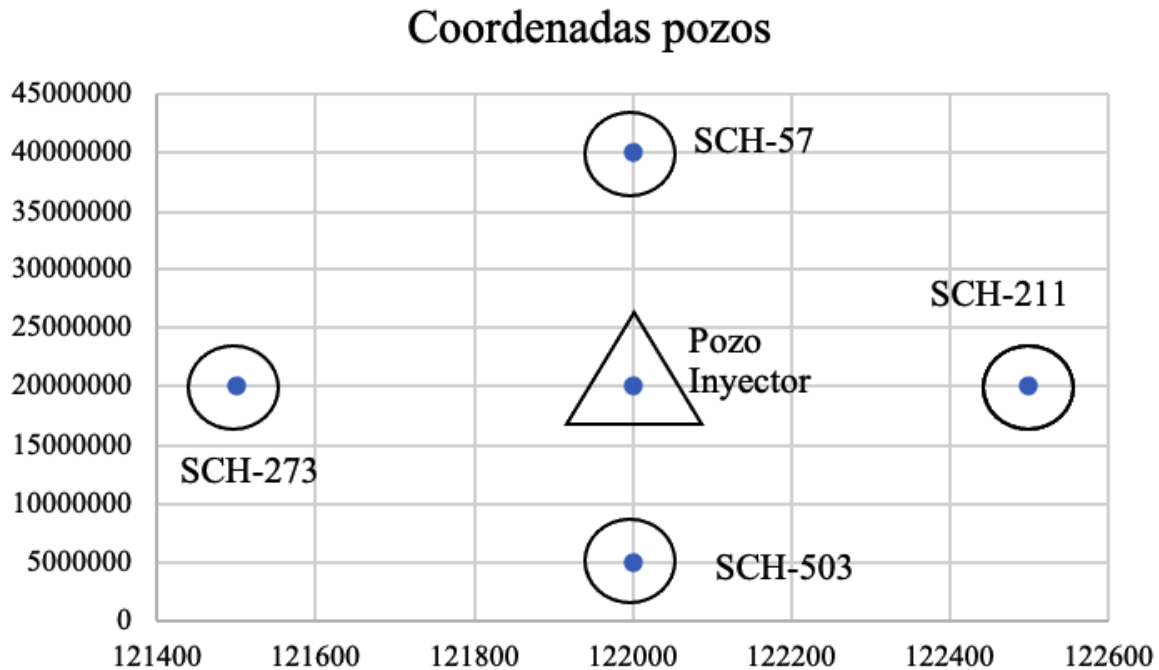


Figura 23 Equipos en la inyección de agua

Arreglo de pozos

El pozo SCH-503 se localiza en coordenadas $X=122000$ e $Y=5000000$, mientras que el pozo inyector está ubicado en $X=122000$ e $Y=2000000$. Ambos pozos comparten la misma coordenada X , lo que sugiere una alineación norte-sur, y presentan una separación longitudinal que equivale a una distancia real de 1000 pies. Esta disposición facilita la planificación de operaciones de inyección y monitoreo del yacimiento, permitiendo un control más eficiente del frente de avance del agua. La proximidad relativa favorece la gestión de presión y optimiza la estrategia de recuperación secundaria en el área de influencia.



Radio de drenaje

Esto significa que, bajo las condiciones del yacimiento, la zona de influencia de producción del pozo alcanza aproximadamente 332 pies de radio. En términos prácticos, indica el área hasta donde el pozo afecta la presión y el flujo en el yacimiento durante el tiempo considerado. Un valor relativamente alto sugiere que la fractura y la permeabilidad permiten un buen drenaje del yacimiento, optimizando la recuperación del hidrocarburo y confirmando la eficiencia del diseño de estimulación.

k = permeabilidad = 45 mD

t = tiempo = 30 días

ϕ = porosidad = 0,12

μ = viscosidad = 2 cP = 0,001 Pa·s

C_t = compresibilidad total = 0,001 psi⁻¹

$$r_e = 0,14 * \sqrt{\frac{k * t}{\phi * \mu * C_t}}$$

$$re = 0,14 * \sqrt{\frac{45 * 30}{0,12 * 2 * 0,001}}$$

$$re = 332 \text{ ft}$$

Área de drenaje

El cálculo determina el área de drenaje del pozo a partir del radio efectivo $re = 332$ ft, usando la fórmula $A = 4,1416 * re^2$. Esto da un área de 456,611,40 ft², que convertida a acres equivale a 10,48 acres. La interpretación indica que el pozo influye sobre una superficie aproximada de 10,5 acres del yacimiento, es decir, esta es la zona desde la cual se puede extraer petróleo de manera efectiva bajo las condiciones actuales de permeabilidad y presión. Conocer esta área permite planificar el espaciamiento de pozos y estimar la eficiencia de drenaje y recuperación del hidrocarburo en el reservorio.

$$A = 4,1416 * re^2$$

$$A = 4,1416 * 332^2$$

$$A = \frac{456611,40 \text{ ft}^2}{43560 \text{ ft}^2} * 1 \text{ acre}$$

$$A = 10,48 \text{ acres}$$

Selección del agua de inyección

La interpretación indica que, para mantener la compatibilidad química con el yacimiento y evitar precipitación o daño de formación, el agua de inyección debe tener una salinidad de aproximadamente 1500 ppm. Este valor se obtiene a partir de la conductividad eléctrica medida y asegura que el fluido inyectado no altere la porosidad ni la permeabilidad del reservorio. Seleccionar correctamente el agua de inyección es fundamental para prevenir incrustaciones, mantener la eficiencia del desplazamiento del

petróleo y optimizar la recuperación secundaria, garantizando la estabilidad química del yacimiento durante la operación

S = Salinidad del agua de inyección = 1500 ppm

CE = Conductividad eléctrica = 7200 $\mu\text{S}/\text{cm}$

K = Factor de conversión = 0,48

$$S = \frac{CE}{K}$$

$$S = \frac{7200 \mu\text{S}/\text{cm}}{0,48}$$

$$\mathbf{S = 1500 \text{ ppm}}$$

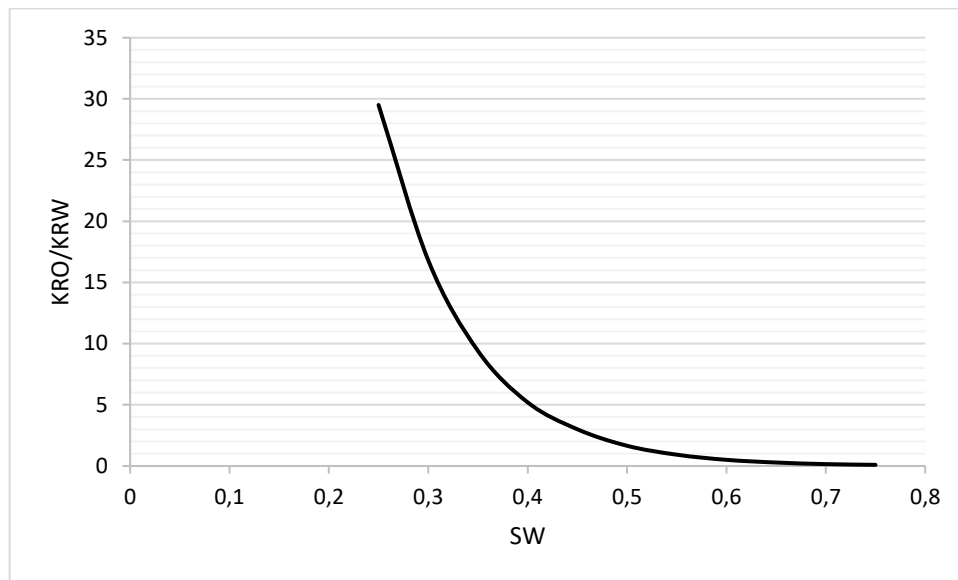
Proceso de inyección flujo fraccional

La tabla muestra la relación entre Kro/Krw y la saturación de agua (Sw) en un sistema bifásico petróleo-agua. A medida que Sw aumenta de 0,25 a 0,75, la relación Kro/Krw disminuye de 29,5 a 0,09, lo que indica que el flujo relativo de petróleo se reduce progresivamente frente al agua.

Tabla 5 Saturación y permeabilidad

Kro/Krw	Sw
29,5	0,25
16,8	0,3
9,4	0,35
5,2	0,4
3	0,45
1,65	0,5
0,92	0,55
0,5	0,6
0,28	0,65
0,15	0,7
0,09	0,75

Este comportamiento es típico en yacimientos donde el agua desplaza al petróleo, ocupando los poros disponibles y disminuyendo la permeabilidad efectiva del crudo. A saturaciones de agua superiores a 0,6, el petróleo se vuelve casi residual y el agua domina el flujo, reflejando un desplazamiento clásico según el método de Buckley-Leverett.



Flujo horizontal

La interpretación indica que, después del desplazamiento de petróleo por agua, aproximadamente el 25% del volumen poroso del yacimiento queda ocupado por agua residual inmovilizada. Este valor refleja la eficiencia del desplazamiento, mostrando que el 75% del volumen poroso aún puede contribuir al flujo de hidrocarburos. Conocer la saturación de agua residual es fundamental para evaluar la recuperación secundaria y planificar estrategias de inyección, ya que determina la cantidad de agua que permanecerá atrapada y no producible, afectando directamente la eficiencia del barrido y la producción final del yacimiento.

S_{fw} = Saturación de agua residual = 0,25

U_w = Viscosidad del agua = 0,9 cP

K_{rw} = Relativa permeabilidad al agua = 0,13

K_{ro} = Relativa permeabilidad al petróleo = 0,87

U_o = Viscosidad del petróleo = 2 cP

$$S_{fw} = \frac{1}{1 + \frac{U_w}{K_{rw}} * \frac{K_{ro}}{U_o}}$$

$$S_{fw} = \frac{1}{1 + \frac{0,9}{0,13} * \frac{0,87}{2}}$$

$$S_{fw} = 0,25$$

Flujo fraccional en superficie

La interpretación indica que, al producir el fluido hacia la superficie, aproximadamente el 30% del caudal total será agua y el 70% petróleo. Este valor refleja cómo la saturación de agua en el yacimiento y los factores volumétricos afectan la composición del fluido producido. Conocer la fracción de agua en superficie es fundamental para dimensionar separadores, gestionar tratamiento de agua y estimar la eficiencia del pozo. Además, permite planificar la producción y el manejo de hidrocarburos y agua, optimizando la recuperación y reduciendo costos operativos.

f_{ws} = Fracción de agua en superficie = 0,30

B_w = Factor volumétrico del agua = 1 bbl/STB

B_o = Factor volumétrico del petróleo = 1,3 bbl/STB

f_w = Fracción de agua en el yacimiento = 0,24

$$f_{ws} = \frac{1}{1 + \frac{B_w}{B_o} * (\frac{1}{f_w} - 1)}$$

$$fws = \frac{1}{1 + \frac{1}{1,3} * (\frac{1}{0,24} - 1)}$$

$$fws = 0,30$$

Volumen de agua inyectada

La interpretación indica que, durante cinco años de operación a un caudal de inyección de 250 barriles por día, se habrán inyectado aproximadamente 456,250 barriles de agua en el yacimiento. Este volumen refleja la cantidad de fluido utilizada para mantener la presión del reservorio, desplazar petróleo hacia los pozos productores y mejorar la recuperación secundaria. Conocer el volumen total inyectado permite evaluar la eficiencia del proyecto de inyección, planificar la logística de suministro de agua y diseñar estrategias de manejo de yacimiento, asegurando una operación sostenida y optimizando la recuperación de hidrocarburos.

VAiny = Volumen de agua inyectada = 456,250 bbl

Qinyecc = Caudal de inyección = 250 bbl/d

Tiempo = 5 años × 365 días/año

$$VAiny = Qinyecc * tiempo$$

$$VAiny = 250 \frac{bbl}{d} * 5 años * 365 \frac{día}{año}$$

$$VAiny = 456250 bbl$$

Volumen de petróleo desplazado MOV

La interpretación indica que, considerando la porosidad del yacimiento, el espesor del reservorio y la saturación inicial y residual de petróleo, se puede desplazar un volumen aproximado de 412,205 barriles de petróleo mediante el proceso de inyección de agua. Este volumen representa la cantidad de hidrocarburos que puede movilizarse desde la formación

hacia los pozos productores, reflejando la eficiencia de la recuperación secundaria. Conocer MOV es esencial para dimensionar la estrategia de inyección, estimar la producción futura y planificar la optimización del rendimiento del yacimiento.

MOV = Volumen de petróleo desplazado = 412,205.5 BBL

A = Área del yacimiento = 10,48 acres

h = Espesor neto del reservorio = 88 ft

Porosidad = 0,12

Soi = Saturación inicial de petróleo = 0,78

Sor = Saturación residual de petróleo = 0,3

$$MOV = 7758 * A * h * \text{porosidad} * (Soi - Sor)$$

$$MOV = 7758 * 10,48 * 88 * 0,12 * (0,78 - 0,3)$$

$$MOV = 412205,5 \text{ BBL}$$

Factor de movilidad

La interpretación indica que el factor de movilidad del agua respecto al petróleo es 0,33, lo que significa que el agua es menos móvil que el petróleo en la formación bajo las condiciones dadas. Un valor menor que 1 refleja que el desplazamiento de petróleo por inyección de agua será relativamente eficiente, ya que el agua se mueve más lentamente y empuja el petróleo hacia los pozos productores sin fingir canales preferenciales. Este parámetro es clave para evaluar la eficiencia de barrido y la planificación de proyectos de recuperación secundaria.

M = Factor de movilidad = 0,33

Krw = Permeabilidad relativa al agua = 0,13

Uo = Viscosidad del petróleo = 2 cP

Kro = Permeabilidad relativa al petróleo = 0,87

Uw = Viscosidad del agua = 0,9 cP

$$M = \frac{Krw * Uo}{Kro * Uw}$$

$$M = \frac{0,13 * 2}{0,87 * 0,9}$$

$$M = 0,33$$

Relación de movilidad

La interpretación indica que la eficiencia areal-barrido total del yacimiento es del 75%, lo que significa que aproximadamente tres cuartas partes del área del reservorio se ven efectivamente afectadas por el desplazamiento del petróleo mediante inyección de agua. Este valor refleja la capacidad del fluido inyectado para movilizar hidrocarburos de manera uniforme y minimizar zonas no barridas o bypassed. Una eficiencia alta sugiere un buen diseño de inyección, con movilidad controlada y distribución adecuada del agua en el yacimiento, lo que optimiza la recuperación secundaria y mejora la producción final de petróleo.

Eabt = Eficiencia areal-barrido total = 0,75

M = Factor de movilidad = 0,33

$$Eabt = 0,5472 + 0,3959 * \log (M^{-1} + 0,3)$$

$$Eabt = 0,5472 + 0,3959 * \log (0,33^{-1} + 0,3)$$

$$Eabt = 0,75$$

Petróleo desplazado en la irrupción de agua

La interpretación indica que, considerando la eficiencia de barrido areal del 75%, aproximadamente 310,424 barriles de petróleo serán efectivamente desplazados hacia los pozos productores durante la inyección de agua. Esto refleja que no todo el petróleo movilizable se produce debido a limitaciones de movilidad y barrido parcial del yacimiento. Conocer este volumen es fundamental para estimar la producción adicional

esperada, evaluar la eficiencia del proyecto de recuperación secundaria y planificar estrategias de inyección y manejo del yacimiento, garantizando un uso óptimo del agua y la maximización de la recuperación de hidrocarburos

q_{bt} = Volumen de petróleo desplazado durante la irrupción de agua

E_{abt} = Eficiencia areal-barrido total = 0,75

MOV = Volumen de petróleo movilizable = 412,205.5 BBL

$$q_{bt} = E_{abt} * MOV$$

$$q_{bt} = 0,75 * 412205,5$$

$$q_{bt} = 310423,65 \text{ bbl}$$

Eficiencia de barrido areal

La interpretación indica que la eficiencia de barrido areal del yacimiento es del 86%, lo que significa que una proporción significativa del área del reservorio ha sido efectivamente barrida por el agua inyectada. Este valor superior al 75% de la eficiencia total refleja que el incremento del volumen de agua inyectada permitió mejorar la movilización de petróleo en zonas que inicialmente no habían sido completamente barridas. Una alta eficiencia de barrido areal es indicativa de un diseño de inyección exitoso, optimizando la recuperación secundaria y asegurando que una mayor fracción del hidrocarburo movilizable sea efectivamente producida.

E_a = Eficiencia de barrido areal = 0,86

q = Volumen de agua inyectada = 456,250 BBL

q_{bt} = Petróleo desplazado durante la irrupción de agua = 310,423.65 BBL

E_{abt} = Eficiencia areal-barrido total = 0,75

$$E_a = 0,2777 * \ln\left(\frac{q}{q_{bt}}\right) + E_{abt}$$

$$Ea = 0,2777 * \ln\left(\frac{456250}{310423,65}\right) + 0,75$$

$$Ea = 0,86$$

Tiempo de ruptura

La interpretación indica que el tiempo estimado para que el agua inyectada alcance y movilice de manera efectiva el petróleo en el yacimiento es de aproximadamente 8 días. Esto refleja el período necesario para que la inyección genere un barrido significativo dentro del área afectada, alcanzando un flujo estable hacia los pozos productores. Conocer el tiempo de ruptura permite planificar la operación de inyección, ajustar caudales y prever la respuesta inicial del yacimiento, asegurando que la recuperación secundaria sea eficiente y que la producción de hidrocarburos se optimice en los primeros días de operación.

t = Tiempo de ruptura

Área = 10,48 acres

Espesor = 88 ft

Re = Factor empírico relacionado con el yacimiento = 500

Φ = Porosidad = 0,12

qi = Caudal de inyección = 456,250 BBL

$$t = \frac{Area * espes * Re * \Phi}{5,615 * qi} * t$$

$$t = \frac{10,48 * 88 * 500 * 0,12}{5,615 * 456250} * 365$$

$$t = 8 \text{ días}$$

Prueba de interferencia

La interpretación indica que, durante una prueba de interferencia, la presión medida en un pozo productor debido a la inyección en un pozo vecino alcanzará aproximadamente 784 PSI. Este valor refleja la respuesta hidráulica del yacimiento y permite evaluar la

comunicación entre pozos, la permeabilidad efectiva y la eficiencia del barrido. Conocer la presión de interferencia es fundamental para planificar el espaciamiento de pozos de inyección y producción, ajustar estrategias de manejo del yacimiento y optimizar la recuperación secundaria, asegurando que la inyección de agua impacte de manera efectiva los pozos productores cercanos.

P interfe = Presión de interferencia

q = Caudal de inyección = 250 BBL/d

u = Viscosidad del fluido = 2 cP

k = Permeabilidad del yacimiento = 45 mD

$$P \text{ interfe} = \frac{70,6 * q * u}{k}$$

$$P \text{ interfe} = \frac{70,6 * 250 * 2}{45}$$

$$P \text{ interfe} = 784 \text{ PSI}$$

Presión de fondo después de la inyección

La interpretación indica que, tras la inyección de agua a un caudal de 250 BBL/d, la presión de fondo fluyente del pozo se reduce a 1400 PSI. Esto refleja la presión efectiva en el fondo del pozo una vez que parte de la energía del yacimiento se ha utilizado para desplazar petróleo hacia la tubería de producción. Conocer la presión de fondo post-inyección es fundamental para evaluar la capacidad de producción, ajustar los parámetros de bombeo y garantizar que el pozo mantenga un flujo estable y eficiente durante la operación de recuperación secundaria.

Pwf = Presión de fondo después de la inyección = 1400 PSI

Pr = Presión del yacimiento = 3800 PSI

q = Caudal de inyección = 250 BBL/d

B_o = Factor volumétrico del petróleo = 1,3 bbl/STB

U_o = Viscosidad del petróleo = 2 cP

$$PWf = Pr - q * B_o * U_o$$

$$PWf = 3800 - (250 * 1,3 * 2)$$

$$PWf = 1400 \text{ PSI}$$

Volumen poro invadido

La interpretación indica que, considerando la porosidad y la eficiencia de barrido areal, aproximadamente 95,2 barriles del volumen poroso del yacimiento han sido efectivamente invadidos por el fluido inyectado. Este volumen refleja la parte del reservorio que ha sido contactada por el agua inyectada, desplazando petróleo hacia los pozos productores. Conocer el volumen de poro invadido es fundamental para evaluar la eficiencia del barrido, estimar la producción esperada y optimizar la estrategia de inyección de agua, asegurando una recuperación más uniforme y efectiva de hidrocarburos.

$V_{\text{poro invadido}}$ = Volumen de poro invadido por el fluido inyectado

A = Área del yacimiento = 10,48 acres

H = Espesor del reservorio = 88 ft

Φ = Porosidad = 0,12

E_a = Eficiencia de barrido areal = 0,86

$$V_{\text{poro invadido}} = A * H * \Phi * E_a$$

$$V_{\text{poro invadido}} = 10,48 * 88 * 0,12 * 0,86$$

$$V_{\text{poro invadido}} = 95,20 \text{ bbl}$$

Saturación de agua al momento del rompimiento del frente (S_{wb})

La interpretación indica que, al momento en que el frente de agua alcanza los pozos productores, la saturación de agua en el yacimiento ha aumentado a 58%, partiendo de una saturación inicial del 20%. Esto refleja que una fracción significativa del volumen poroso

ya está ocupada por el agua inyectada, lo que permite movilizar petróleo hacia los pozos.

Conocer Sw_{bt} es crucial para evaluar la eficiencia del barrido, estimar la producción inicial de agua y petróleo, y planificar estrategias de manejo del yacimiento, asegurando una recuperación secundaria efectiva y controlada.

Sw_{bt} = Saturación de agua al momento del rompimiento del frente = 0,58

Sw_i = Saturación inicial de agua = 0,2

Vagua invadido = Volumen de poro invadido por el agua = 95,2 BBL

V_{poro} inyectada = Volumen total de agua inyectada = 250 BBL

$$Sw_{bt} = Sw_i + \frac{V_{agua\ invadido}}{V_{poro\ inyectada}}$$

$$Sw_{bt} = 0,2 + \frac{95,2}{250}$$

$$Sw_{bt} = 0,58$$

Eficiencia de barrido

La interpretación indica que, al comparar el volumen de petróleo desplazado con el volumen de fluido inyectado, la eficiencia de barrido del yacimiento es del 46%. Esto significa que menos de la mitad del agua inyectada se tradujo efectivamente en desplazamiento de petróleo, mientras que el resto puede haber bypassed zonas no barridas o permaneció en áreas ya saturadas de agua. Conocer esta eficiencia es fundamental para evaluar la efectividad del proceso de recuperación secundaria, ajustar parámetros de inyección y optimizar la producción de hidrocarburos del yacimiento.

Eficiencia de barrido

Sw_f = Saturación de agua final = 0,86

Sw_{bt} = Saturación de agua al rompimiento del frente = 0,58

$$Efici.\ barrido = \frac{V_{petroleo\ desplazado}}{V_{fluido\ inyectado}} * 100$$

$$Efici.barrido = \frac{Swf - Swbt}{1 - Swbt} * 100$$

$$Efici.barrido = \frac{0,86 - 0,58}{1 - 0,86} * 100$$

$$Efici.barrido = 0,46 * 100$$

$$Efici.barrido = 46\%$$

Producción de petróleo post inyección

Los datos de producción y de inyección corresponden al yacimiento T Superior. Este yacimiento ha sido sometido a un esquema de recuperación secundaria mediante inyección de agua, donde el caudal de inyección aumenta progresivamente desde 91,250 bwpd hasta 547,500 bwpd a lo largo de seis años. La producción diaria de petróleo (Qoil) disminuye de 358,85 BPPD a 131,85 BPPD, mientras que la producción acumulada alcanza 288,751 BBL. El comportamiento observado refleja la eficiencia del barrido y la movilidad de los fluidos dentro del T Superior, con un incremento sostenido de presión en el yacimiento y la movilización efectiva de hidrocarburos mediante el agua inyectada.

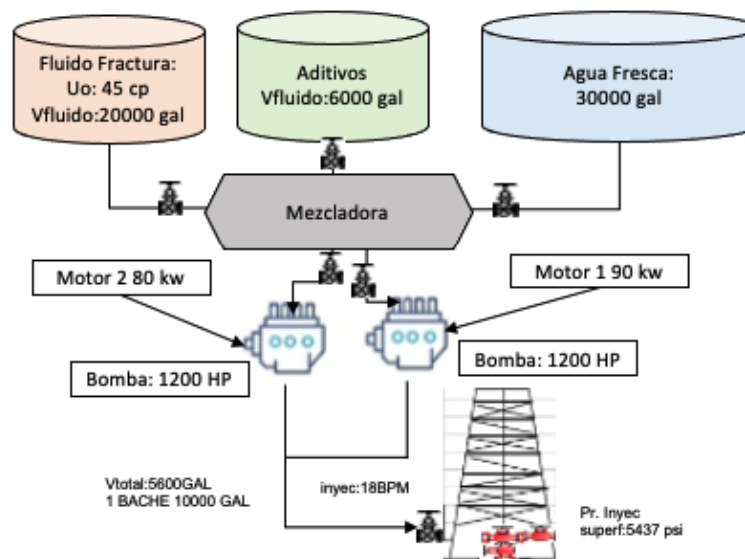
Tiempo (años)	Qiny. (BWPD)	Petrol. Acum. (BBLs)	Qoil (BPPD)
1	91250	130981	358,85
1,1	100375	139373	347,13
1,2	109500	147035	335,70
1,3	118625	154083	324,73
1,4	127750	160608	314,30
1,5	136875	166683	304,44
1,6	146000	172366	295,15
1,7	155125	177704	286,39
1,8	164250	182737	278,14
1,9	173375	187498	270,36
2	182500	192015	263,03

2,1	191625	196311	256,11
2,2	200750	200407	249,57
2,3	209875	204321	243,38
2,4	219000	208069	237,52
2,5	228125	211663	231,96
2,6	237250	215117	226,68
2,7	246375	218440	221,65
2,8	255500	221642	216,87
2,9	264625	224732	212,31
3	273750	227717	207,96
3,1	282875	230604	203,80
3,2	292000	233400	199,83
3,3	301125	236109	196,02
3,4	310250	238738	192,38
3,5	319375	241291	188,88
3,6	328500	243771	185,52
3,7	337625	246184	182,29
3,8	346750	248532	179,19
3,9	355875	250819	176,20
4	365000	253049	173,32
4,1	374125	255223	170,55
4,2	383250	257345	167,87
4,3	392375	259417	165,29
4,4	401500	261441	162,79
4,5	410625	263420	160,38
4,6	419750	265355	158,04
4,7	428875	267249	155,78
4,8	438000	269103	153,60
4,9	447125	270918	151,48
5	456250	272697	149,42
5,1	465375	274441	147,43
5,2	474500	276151	145,50
5,3	483625	277828	143,62
5,4	492750	279474	141,79
5,5	501875	281089	140,02
5,6	511000	282676	138,30
5,7	520125	284235	136,62
5,8	529250	285766	134,99
5,9	538375	287271	133,40
6	547500	288751	131,85

IMPLEMENTACIÓN FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Equipos en el fracturamiento Hidráulico en SCH-503

En la figura se presentan los equipos de fracturamiento hidráulico, conformados por tres tanques principales. El primero contiene 20.000 galones de fluido de fractura, el segundo almacena 6.000 galones de aditivos, y el tercero posee 30.000 galones de agua fresca. Estos volúmenes son dirigidos hacia una unidad mezcladora, donde se preparan las proporciones requeridas para la operación. Posteriormente, la mezcla es impulsada por medio de dos motores de 280 kW y 190 kW, que transmiten la energía necesaria a dos bombas de 1200 HP, encargadas de generar la presión requerida para efectuar la fractura hidráulica.



Determinación de la presión de poro

El resultado obtenido indica que la presión de poro (P_p) a la profundidad de 9747 pies es de aproximadamente 3257 psi. Esto significa que el yacimiento contiene fluidos que ejercen esa presión sobre las formaciones en equilibrio natural.

γ : densidad del fluido FRACTURA ($0,6 \text{ gr/cm}^3$)

Cs: concentración promedio del sustentante (2 lb/gal)
 Dm: densidad de la mezcla (gr/cm³)
 Profundidad: profundidad del pozo (pies)
 PH: presión hidrostática (psi)

$$Dm = \frac{8,34 * \gamma + Cs}{1 + 0,0456 * Cs}$$

$$Dm = \frac{8,34 * (0,6) + 2}{1 + 0,0456 * 2}$$

$$Dm = 0,77 \text{ gr/cm}^3$$

$$PP = \frac{Dm * Profundidad}{10}$$

$$PP = \frac{0,77 * 9747/3,28}{10}$$

$$Pp = 3257 \text{ psi}$$

Relación de esfuerzos en la roca

Este valor indica la rigidez ajustada de la roca, considerando la deformación lateral asociada al coeficiente de Poisson. En términos prácticos, E''E'' representa la resistencia de la formación frente a esfuerzos aplicados, y es clave para el diseño de fracturas hidráulicas y la predicción de propagación de la fractura.

E'' = Módulo de elasticidad corregido de la roca = 3000 psi

Coeficiente poisson=0,2

$$E'' = \frac{EH}{(1 - Poisson^2)}$$

$$E'' = \frac{3000 \text{ psi}}{(1 - 0,2^2)}$$

$$E'' = 3125 \text{ psi}$$

Tiempo total de bombeo

El cálculo del tiempo de bombeo indica que, para inyectar 56 000 galones de fluido fracturante con un bache inicial de 10 000 galones, una concentración de sustentante de 2 y densidad de 19 lb/gal a un caudal de 18 bpm, se requieren aproximadamente 80,57 minutos, es decir, 1 hora con 20 minutos. Este resultado es fundamental para la planificación de la operación, ya que permite coordinar la logística de equipos, controlar la presión de inyección y asegurar una colocación adecuada del sustentante dentro de la fractura

Volumen de fluido fracturante 56000 gal
 Volumen de bache inicial 10000 gal
 Cs= concentración promedio del sustentante=2
 Q= Caudal de inyección 18bpm
 ps=densidad del sustentante 19 lb/gal

$$t_{\text{bombeo}} = \frac{(V_{ff} - V_{bo}) \cdot C_s \cdot \frac{1}{\rho_s} + V_{ff}}{Q}$$

$$t_{\text{bombeo}} = \frac{(56000 - 10000) \cdot 2 \cdot \frac{1}{19} + 56000}{18}$$

$$t_{\text{bombeo}} = 80,57 \text{ minutos}$$

$$t_{\text{bombeo}} = 1 \text{ horas con 20 minutos}$$

Dimensiones de la fractura

Amplitud de la fractura

El resultado de 0,76 pulgadas de apertura de fractura evidencia una fractura técnicamente viable para la colocación de sustentante. Además, al relacionar este valor con la altura de la fractura (80 ft) y el tiempo de bombeo (80,47 min), se deduce que el sistema logró una propagación estable en el tiempo operativo previsto. La combinación de caudal de inyección, viscosidad del fluido y módulo elástico de la roca permitió generar una

fractura de buena conductividad. Esto garantiza no solo un canal de flujo más eficiente, sino también una mejora significativa en la productividad del pozo y en la vida útil de la estimulación.

Afractura = Ancho de la fractura = 0,76 in

Qiny = Caudal de inyección = 18 bpm

Ufluid = Viscosidad del fluido fracturante = 45 cp

tbombeo = Tiempo de bombeo = 80,47 min

Hfract = Altura de la fractura = 80 ft

E'' = Módulo de elasticidad corregido de la roca = 3125 psi

π = Constante matemática $\pi \approx 3,1416$

$$Afractura = \sqrt[4]{\frac{4 * Qiny * Ufluid. fract * t bombeo}{\pi * Hfract * E''}}$$

$$Afractura = \sqrt[4]{\frac{4 * 18 * 45 * 80,47}{\pi * 80 * 3125}}$$

$$Afractura = 0,76 \text{ in}$$

Longitud de la Fractura

El cálculo indica que la longitud de la fractura hidráulica es de 196,56 pies, lo que refleja la extensión del canal creado en la formación durante la operación de fracturamiento. Esta longitud, combinada con el ancho de 0,76 pulgadas, sugiere que la fractura tiene suficiente tamaño para mejorar significativamente la comunicación entre el pozo y el yacimiento, facilitando el flujo de hidrocarburos

Long fractura = Longitud de la fractura hidráulica = 196,56 ft

Qiny = Caudal de inyección = 18 bpm

E'' = Módulo de elasticidad corregido de la roca = 3125 psi

U fluido = Viscosidad del fluido de fractura = 45 cp

t bombeo = Tiempo de bombeo = 80,47 min

5,6 = Constante empírica usada en la correlación de fracturas

Exponentes 0,2 y 0,8 = Factores de influencia del caudal, rigidez y tiempo sobre la longitud de la fractura.

$$Long\ fracture = \left[\frac{5,6 * Q_{iny} * E''}{U\ fluido\ fractura} \right]^{0,2} * [t\ bombeo]^{0,8}$$

$$Long\ fracture = \left[\frac{5,6 * 18 * 3125''}{45} \right]^{0,2} * [80,47]^{0,8}$$

$$Long\ fracture = 196,56\ ft$$

Sistema de presiones en la fractura

Perdidas de presión generadas en la tubería

El cálculo de pérdidas de presión en la tubería proporciona información clave sobre el comportamiento del fluido fracturante durante la operación de fractura hidráulica. La velocidad del fluido, de 20 m/s (65,88 ft/s), indica un flujo rápido, suficiente para transportar partículas y sustentante a lo largo del tramo de tubería sin sedimentación. El diámetro hidráulico equivalente de 0,063 pulgadas refleja la sección efectiva por donde circula el fluido, considerando las diferencias entre el diámetro externo e interno de la tubería, lo que influye directamente en la fricción y en la caída de presión. La viscosidad del fluido, 0,045 Pa·s, representa la resistencia interna del fluido al movimiento; un fluido más viscoso genera mayores pérdidas de energía, mientras que la densidad de 720 kg/m³ afecta la inercia y la presión hidrostática. El número de Reynolds, 6121, indica que el flujo es turbulento, lo que favorece la mezcla del fluido con el sustentante y evita la segregación. Finalmente, la pérdida de presión calculada de 1173,6 psi refleja la caída de energía a lo largo de la tubería, información crítica para dimensionar bombas, seleccionar equipos de superficie y garantizar que el fluido llegue al fondo del pozo con la presión suficiente para abrir y propagar la fractura, asegurando eficiencia y seguridad en la operación.

V = Velocidad del fluido en la tubería = 20 m/s = 65,88 ft/s

Q_{iny} = Caudal de inyección = 18 bpm

Do = Diámetro exterior de la tubería = 3,5 in

Di = Diámetro interior de la tubería = 2,75 in

D = Espesor hidráulico equivalente = 0,063 in

u = Viscosidad del fluido = 0,045 Pa·s

ρ = Densidad del fluido = 720 kg/m³

NR = Número de Reynolds = 6121, indicando flujo turbulento

f = Factor de fricción = 0,002

L = Longitud de la tubería = 9747 ft

g = Aceleración de la gravedad = 32,17 ft/s²

Pt = Pérdida de presión en la tubería = 1173,6 psi

$$V = \frac{17,16 \cdot Q_{iny}}{Do^2 - Di^2}$$

$$V = \frac{17,16 \cdot 18}{3,5^2 - 2,75^2}$$

$$V = 20 \frac{m}{s} = 65,88 \text{ ft/s}$$

$$D = \left[\frac{OD}{39,37} \right] - \left[\frac{ID}{39,37} \right]$$

$$D = \left[\frac{3,5}{39,37} \right] - \left[\frac{2,75}{39,37} \right]$$

$$D = \frac{0,019}{12}$$

$$D = 0,063 \text{ in}$$

$$u = 45 \text{ cP} \cdot 0,001$$

$$u = 0,045 \text{ Pa} \cdot \text{s}$$

$$NR = \frac{\rho \cdot V \cdot D}{u}$$

$$NR = \frac{720 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \cdot 20 \frac{\text{m}}{\text{s}} \cdot 0,019 \text{ m}}{0,045 \text{ Pa} \cdot \text{s}}$$

$$NR = 6121$$

$$Pt = \frac{f * L * V^2}{2 * g * D}$$

$$Pt = \frac{0,002 * 9747 * 20,08^2}{2 * 32,17 * 0,019}$$

$$Pt = 1173,6 \text{ psi}$$

Perdidas de presión en la cara de la formación

La interpretación indica que, debido al diámetro y número de perforaciones en la cara de la formación, la pérdida de presión es mínima, solo 0,46 psi. Esto significa que el fluido puede entrar en la formación con casi toda la presión aplicada desde la superficie, favoreciendo una eficiente propagación de la fractura y una buena colocación del fracturante dentro del yacimiento. La pérdida baja confirma que las perforaciones son adecuadas para permitir un flujo uniforme, evitando obstrucciones o sobrepresiones localizadas. Además, asegura que la mayoría de la energía del bombeo se use para abrir y propagar la fractura, optimizando la eficiencia del tratamiento y la comunicación con el reservorio.

de = Diámetro equivalente del orificio de la formación = 3,16 in

n = Número de perforaciones o ranuras = 40

dp = Diámetro individual de cada perforación = 0,5 in

Pd = Pérdida de presión en la cara de la formación = 0,46 psi

ρ = Densidad del fluido = 0,6

Qiny = Caudal de inyección = 18 bpm

7430 = Constante empírica de la ecuación

$$de = \sqrt{n * dp^2}$$

$$de = \sqrt{40 * 0,5^2}$$

$$de = 3,16 \text{ IN}$$

$$Pd = \frac{\rho \cdot Qiny^2}{7430 * de^4}$$

$$Pd = \frac{0,6 \cdot 18^2}{7430 * 3,16^4}$$

$$\mathbf{Pd = 0,46 \text{ psi}}$$

Presión de fractura

La interpretación indica que la presión necesaria para iniciar y propagar una fractura en la formación a la profundidad del pozo es de 5436,75 psi. Este valor representa la fuerza mínima que debe aplicarse para superar la resistencia de la roca y abrir una fractura.

Conocer la presión de fractura es fundamental para diseñar el tratamiento, dimensionar bombas y seleccionar el peso del lodo, evitando fracturas prematuras o inadecuadas.

Además, permite garantizar la seguridad de la operación, asegurando que la fractura se genere dentro de los límites previstos y optimizando la colocación del fracturante y del sustentante en el yacimiento.

Pf = Presión de fractura = 5436,75 psi

GF = Gradiente de fractura = 0,557 psi/ft

D = Profundidad del pozo = 9747 ft

$$Pf = GF \times D$$

$$Pf = 0,557 \frac{\text{psi}}{\text{ft}} \times 9747 \text{ ft}$$

$$\mathbf{Pf = 5436,75 \text{ psi}}$$

Presión de inyección desde superficie (Piny)

La interpretación indica que para bombear el fluido fracturante hasta el fondo del pozo y generar la fractura, la presión aplicada desde la superficie debe ser de 6610 psi. Este valor considera la presión necesaria para abrir la fractura (Pf), las pérdidas de energía a lo

largo de la tubería (Pt) y la mínima pérdida en la cara de la formación (Pd). Conocer Piny es fundamental para dimensionar bombas, asegurar que el fluido alcance el fondo con presión suficiente y garantizar la efectividad y seguridad del tratamiento de fractura hidráulica.

Piny = Presión de inyección desde superficie

Pf = Presión de fractura = 5436,75 psi

Pt = Pérdida de presión en la tubería = 1173,62 psi

Pd = Pérdida de presión en la cara de la formación = 0,46 psi

$$P_{iny} = P_f + P_t - P_d$$

$$P_{iny} = 5436,75 \text{ psi} + 1173,62 \text{ psi} - 0,46 \text{ psi}$$

$$\mathbf{P_{iny} = 6610 \text{ psi}}$$

Presión de cierre

La interpretación indica que la fractura permanecerá abierta mientras la presión aplicada desde el pozo supere los 6257 psi. Este valor combina la presión natural del yacimiento con la resistencia horizontal de la formación, representando el límite mínimo necesario para mantener la fractura abierta. Conocer Pc es crucial para planificar la inyección, evitar cierre prematuro de la fractura y asegurar que el fluido y el sustentante queden correctamente distribuidos. También permite comparar con la presión de inyección (Piny) para garantizar que la operación sea efectiva y segura.

Pc = Presión de cierre de la fractura = 6257 psi

PP = Presión de poro = 3257 psi

Esf horizontal = Tensión horizontal mínima del yacimiento = 3000 psi

$$P_c = PP + \text{Esf horizontal}$$

$$P_c = 3257 \text{ psi} + 3000 \text{ psi}$$

$$P_c = 6257 \text{ psi}$$

Eficiencia de la fractura

El cálculo de eficiencia muestra que el 73% del volumen de fluido inyectado contribuyó efectivamente a la creación de la fractura hidráulica, mientras que el resto se dispersó o permaneció como bache inicial. Esto indica una colocación eficiente del fracturante dentro de la formación, logrando un canal amplio y continuo que mejora la conductividad y facilita el flujo de hidrocarburos hacia el pozo.

V_i = Volumen total inyectado = 66,000 gal

V_f = Volumen de fractura efectiva = 48,000 gal

H_f = Altura de la fractura = 80 ft

W = Ancho de la fractura = 0,756 in

L = Longitud de la fractura = 196,59 ft

$$Eficiencia = \frac{V_f}{V_i}$$

$$V_i = V_s + V_l$$

$$V_i = 56000 + 10000$$

$$V_i = 23876,44 \text{ gal}$$

$$V_f = 2 * H_f * W * L$$

$$V_f = 2 * 80 * 0,756 * 196,59$$

$$V_f = 48000 \text{ GAL}$$

$$Eficiencia = \frac{48000}{66000} * 100$$

$$Eficiencia = 73\%$$

Conductividad

La interpretación indica que la fractura tiene una conductividad efectiva de 253 mD·ft, lo que refleja la capacidad del canal fracturado para permitir el flujo de hidrocarburos desde la formación hacia el pozo. Un valor alto de conductividad significa

que el sustentante mantiene la fractura abierta y proporciona baja resistencia al flujo, optimizando la producción. Esta información es clave para evaluar la eficiencia del tratamiento de fractura, garantizar que el yacimiento esté bien comunicado y determinar si se alcanzarán los incrementos de producción esperados.

Cf = Conductividad de la fractura = 253 mD·ft
 Afrac = Ancho de la fractura = 0,76 in
 Kpropante = Permeabilidad del sustentante = 4000 mD

$$Cf = \frac{Afrac * Kpropante}{2}$$

$$Cf = \frac{0,76 * 4000 \text{ mD}}{12}$$

$$Cf = 253 \text{ mD} \cdot \text{ft}$$

Permeabilidad de la fractura

La interpretación indica que la fractura lograda tiene una permeabilidad efectiva de 525,5 mD, significativamente mayor que la permeabilidad inicial del yacimiento (47 mD). Esto significa que la fractura proporciona un canal altamente conductivo para el flujo de hidrocarburos, mejorando la productividad del pozo. La combinación de conductividad, altura de la fractura y factores geométricos asegura que el fluido pueda moverse con menor resistencia, optimizando la eficiencia del tratamiento y garantizando que la estimulación cumpla su objetivo de incrementar la recuperación de petróleo de manera efectiva.

KF = Permeabilidad efectiva de la fractura = 525,5 mD
 Cond = Conductividad de la fractura = 253 mD·ft
 Kini = Permeabilidad inicial del yacimiento = 47 mD
 Hf = Altura de la fractura = 80 ft
 Re = Factor empírico relacionado con la fractura = 500

$$KF = 1,5 * \frac{Cond * Kini}{Hf} * \sqrt{\frac{Re}{40}}$$

$$KF = 1,5 * \frac{253 * 47}{80} * \sqrt{\frac{500}{40}}$$

$$KF = 525,5 \text{ mD}$$

Daño de la formación

La interpretación indica que el valor negativo de S (-4,71) refleja que la fractura ha mejorado significativamente la conductividad del yacimiento respecto a su estado natural. Esto significa que no existe daño de formación, sino una mejora neta en la permeabilidad **efectiva**, facilitando el flujo de hidrocarburos hacia el pozo. La relación entre la permeabilidad inicial, la permeabilidad de la fractura y el radio efectivo de la fractura muestra que el tratamiento ha creado un canal altamente eficiente, minimizando pérdidas por daño o compactación del reservorio y maximizando la producción tras la estimulación.

Rwfr = Radio efectivo de la fractura = 125,15 ft

LF = Longitud de la fractura = 196,6 ft

S = Índice de daño de la formación = -4,71

Ki = Permeabilidad inicial del yacimiento = 47 mD

KF = Permeabilidad de la fractura = 525,5 mD

re = Radio de drenaje del pozo = 0,7083 ft

$$Rwfr = \frac{2 * LF}{\pi}$$

$$Rwfr = \frac{2 * 196,6 \text{ ft}}{\pi}$$

$$Rwfr = 125,15 \text{ ft}$$

$$S = \frac{Ki}{KF} - 1 * \ln \frac{Rwfr}{re}$$

$$S = \frac{47 \text{ mD}}{525,5 \text{ mD}} - 1 * \ln \frac{125,15}{0,7083}$$

$$S = -4,71$$

Índice de productividad

La interpretación indica que tras la fractura hidráulica, el índice de productividad del pozo aumentó de 0,57 a 0,88 BFPD/PSI, reflejando una mejora significativa en la capacidad del pozo para producir petróleo por unidad de presión aplicada. Este incremento se debe al aumento de permeabilidad y conductividad generados por la fractura, así como a la mayor altura y longitud del canal creado. Un índice más alto significa que el pozo puede producir más hidrocarburos con la misma presión de bombeo, evidenciando la eficiencia del tratamiento de estimulación y la optimización de la producción del yacimiento.

J = Índice de productividad del pozo = 0,88 BFPD/PSI

Jo = Índice de productividad inicial = 0,57 BFPD/PSI

KF = Permeabilidad de la fractura = 525,56 mD

hF = Altura de la fractura = 80 ft

Cond = Conductividad de la fractura = 253 mD·ft

LF = Longitud de la fractura = 196,6 ft

Uflu = Viscosidad del fluido = 45 cp

$$J = Jo * \frac{KF * hF}{1 + \frac{KF}{Cond} * LF * Uflu}$$

$$J = 0,57 * \frac{525,56 * 80}{1 + \frac{525,56}{253} * 196,6 * 45}$$

$$J = 0,88 \text{ BFPD/PSI}$$

Presión de fondo fluyente

La interpretación indica que, después del tratamiento de fractura hidráulica, la presión de fondo fluyente del pozo se reduce a 1536 psi debido a la eficiencia del fracturante. Este valor refleja la presión real que se mantiene en el fondo del pozo cuando el fluido comienza a fluir hacia la tubería de producción. La reducción significativa respecto a la presión del yacimiento muestra que la fractura creó un canal eficiente de baja resistencia, mejorando la comunicación entre el yacimiento y el pozo. Este resultado es clave para estimar caudales de producción y garantizar que el pozo funcione de manera óptima tras la estimulación.

P_{wf} = Presión de fondo fluyente = 1536 psi

P_r = Presión del yacimiento = 3800 psi

EF = Eficiencia del fracturante = 0,73

P_{cierre} = Presión de cierre de la fractura = 6257 psi

$$P_{wf} = P_r - (EF * P_{cierre})$$

$$P_{wf} = 3800 - (0,73 * 6257)$$

$$\mathbf{P_{wf} = 1536\ psi}$$

Caudal del fluido

La interpretación indica que, bajo las condiciones de presión calculadas, el pozo puede producir un total de 1994 barriles de fluido por día, de los cuales 1077 barriles corresponden a agua y 917 barriles a petróleo. Esto refleja una producción significativa de **hidrocarburos**, con un BSW de 54% indicando que más de la mitad del fluido producido es agua. La separación de flujo de agua y petróleo permite evaluar la eficiencia del pozo, diseñar estrategias de manejo de agua y estimar ingresos potenciales por producción de

petróleo. El resultado confirma que la fractura y la estimulación mejoraron la productividad del pozo y la comunicación con el yacimiento.

P_r = Presión de yacimiento = 3800 PSI

P_{wf} = Presión de fondo fluyente = 1536 PSI

Q_w = Caudal de agua = 1077 bwpd

BSW = Saturación de agua en el fondo = 0,54

Q_o = Caudal de petróleo = 917 BPPD

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

$$Q_f = 0,88 \frac{BFPD}{PSI} * (3800 - 1536) PSI$$

$$\mathbf{Q_f = 1994 BFPD}$$

$$Q_w = Q_f * BSW$$

$$Q_w = 1994 * 0,54$$

$$Q_w = 1077 \text{ bwpd}$$

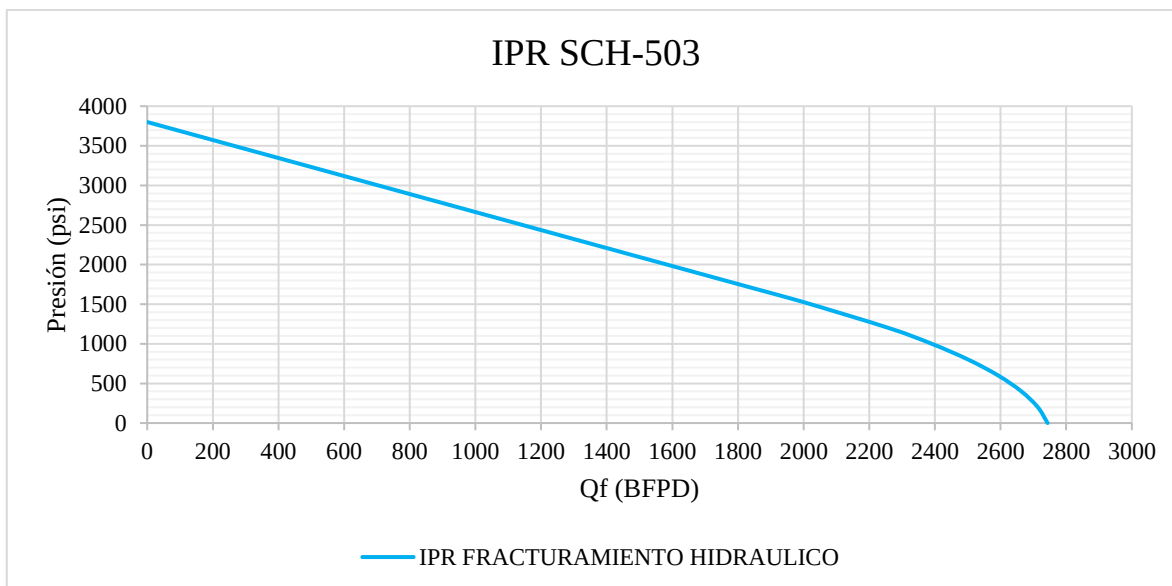
$$Q_o = Q_f - Q_w$$

$$Q_o = 1994 - 1077$$

$$\mathbf{Q_o = 917 BPPD}$$

Curva de oferta IPR

La gráfica del pozo SCH-503 muestra la relación entre la presión de fondo (P_{wf}) y el caudal de producción (Q_f). Inicialmente, con P_{wf} alta (3800 psi), no hay flujo; al disminuir la presión, el caudal aumenta progresivamente. La relación es no lineal, con un aumento lento al inicio, más pronunciado a presiones intermedias, y una estabilización cercana al máximo caudal (2743 bfpd) cuando la presión tiende a cero. Esto refleja las características del yacimiento, como permeabilidad y viscosidad del crudo. El punto de operación típico sería alrededor de 1536 psi, con 1992 bfpd.



Presión psi	QF bfpd
3800	0
3600	176
3400	352
3200	528
3000	704
2800	880
2600	1056
1700	1848
1536	1992,32
1200	2259,25
1000	2390,84
800	2502,06
600	2592,92
400	2663,40
200	2713,51
0	2743,25

Declinación Exponencial post Fractura

La tabla muestra los datos post fractura del pozo SSH-503 durante 60 meses. Se observa un decrecimiento gradual tanto en el flujo total (Qf) como en la producción de petróleo (Qo), desde 1994 BFPD y 917 BPPD en el primer mes hasta 181 BFPD y 83 BPPD al mes 60. Este declive refleja la disminución de presión y energía en el yacimiento

con el tiempo, incluso tras la estimulación. Sin embargo, la producción acumulada de petróleo (Np) sigue aumentando constantemente, alcanzando 117114 BBL al mes 60, evidenciando que, aunque la producción diaria disminuye, el pozo continúa contribuyendo a la recuperación total del hidrocarburo.

Tiempo (mes)	Qf bfpd	Qo (BPPD)	Np(BBL)
1	1994	917	21511
2	1841	847	39714
3	1769	814	57236
4	1700	782	73322
5	1633	751	88059
6	1569	722	101528
7	1507	693	113805
8	1448	666	124964
9	1392	640	135073
10	1337	615	144197
11	1285	591	152398
12	1234	568	159734
13	1186	545	166260
14	1139	524	172030
15	1095	504	177091
16	1052	484	181491
17	1010	465	185274
18	971	447	188481
19	933	429	191152
20	896	412	193324
21	861	396	195032
22	827	381	196308
23	795	366	197185
24	764	351	197691
25	734	338	197854
26	705	324	197701
27	677	312	197256
28	651	299	196541
29	625	288	195580
30	601	276	194391

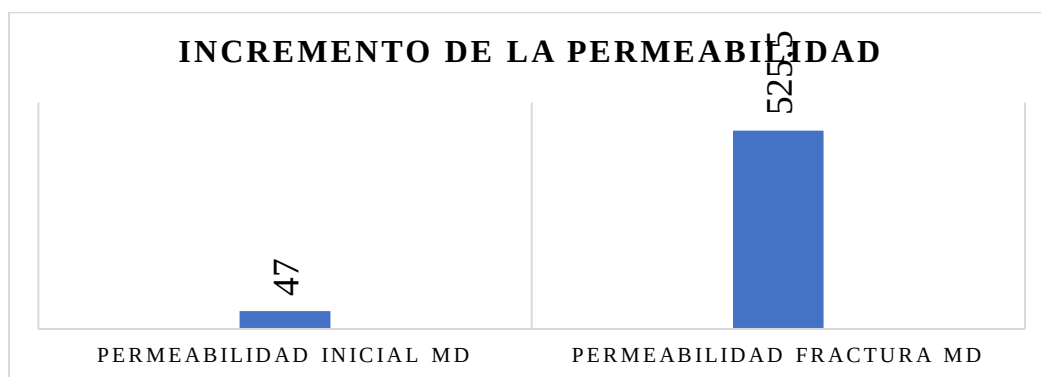
31	577	266	192996
32	555	255	191410
33	533	245	189653
34	512	236	187739
35	492	226	185684
36	473	217	183501
37	454	209	181204
38	436	201	178805
39	419	193	176315
40	403	185	173746
41	387	178	171108
42	372	171	168409
43	357	164	165659
44	343	158	162865
45	330	152	160036
46	317	146	157179
47	304	140	154299
48	292	135	151404
49	281	129	148499
50	270	124	145588
51	259	119	142678
52	249	115	139772
53	239	110	136874
54	230	106	133989
55	221	102	131120
56	212	98	128270
57	204	94	125441
58	196	90	122638
59	188	87	119861
60	181	83	117114

CAPÍTULO IV

RESULTADOS

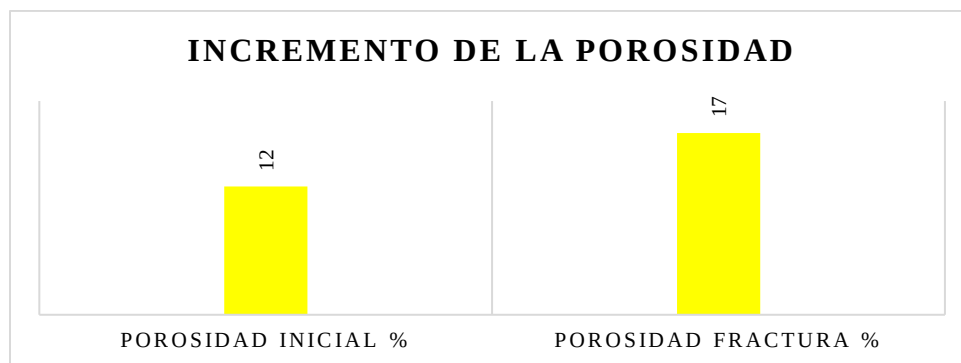
Fracturamiento Hidráulico

El resultado del fracturamiento hidráulico en el pozo SCH-503 evidenció una mejora notable en la permeabilidad de la formación. Antes de la estimulación, la permeabilidad era de 47 mD, lo que restringía la productividad por la baja capacidad de flujo. Tras el tratamiento, la permeabilidad aumentó a 525,5 mD, es decir, más de diez veces el valor inicial. Este incremento redujo significativamente la resistencia al paso de fluidos, mejorando el drenaje del yacimiento y aumentando de manera considerable el caudal de producción. El éxito alcanzado demuestra la efectividad del fracturamiento hidráulico para optimizar la productividad del pozo SCH-503.

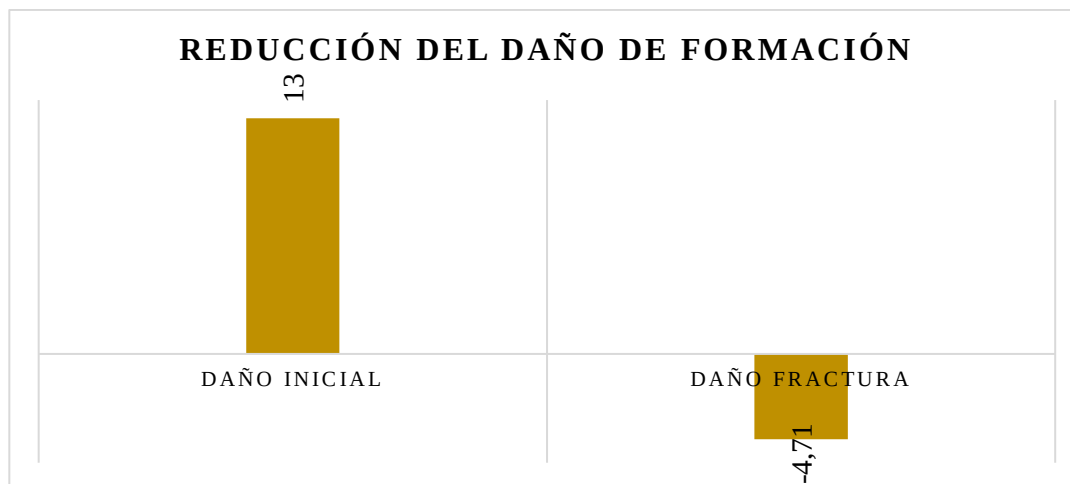


El fracturamiento hidráulico realizado en el pozo SCH-503 generó mejoras significativas en las propiedades petrofísicas de la formación. Inicialmente, la permeabilidad era de 47 mD y, tras la estimulación, se incrementó a 525,5 mD,

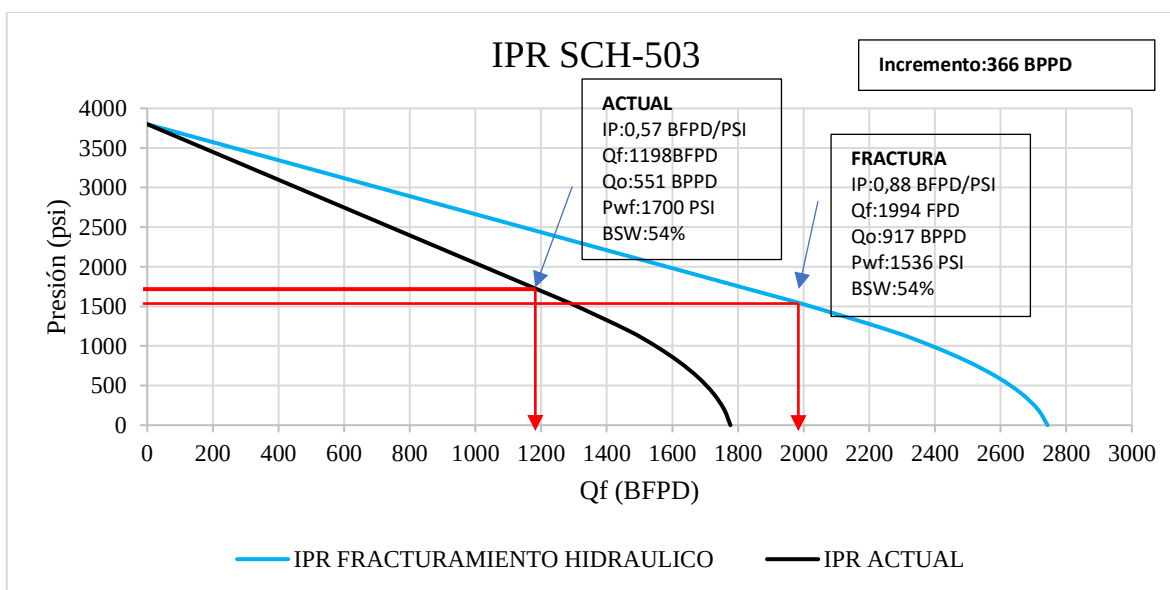
multiplicando por más de diez la capacidad de flujo. Asimismo, la porosidad pasó de 12 % a 17 %, lo que refleja un aumento en el volumen de espacio disponible para almacenar y movilizar fluidos. Estas mejoras redujeron la resistencia al paso del crudo, optimizaron el drenaje del yacimiento y elevaron de forma considerable la productividad. El tratamiento confirmó la efectividad del fracturamiento hidráulico en el pozo SCH-503.

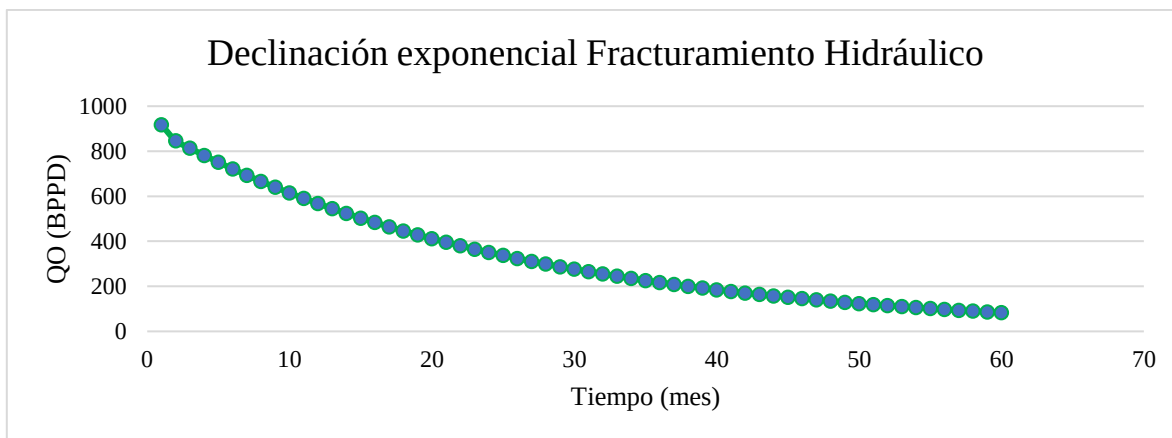


El fracturamiento hidráulico aplicado en el pozo SCH-503 permitió una notable reducción del daño de formación, el cual inicialmente presentaba un valor de **13**, lo que limitaba severamente la movilidad de los fluidos y la productividad del pozo. Después del tratamiento, el daño se redujo a **-4,71**, evidenciando no solo la eliminación de restricciones en el medio poroso, sino también la generación de una condición de estimulación positiva, que favorece el flujo de hidrocarburos hacia el pozo. Esta mejora, junto con el incremento de permeabilidad y porosidad, confirma la efectividad del fracturamiento hidráulico en optimizar el desempeño del SCH-503.



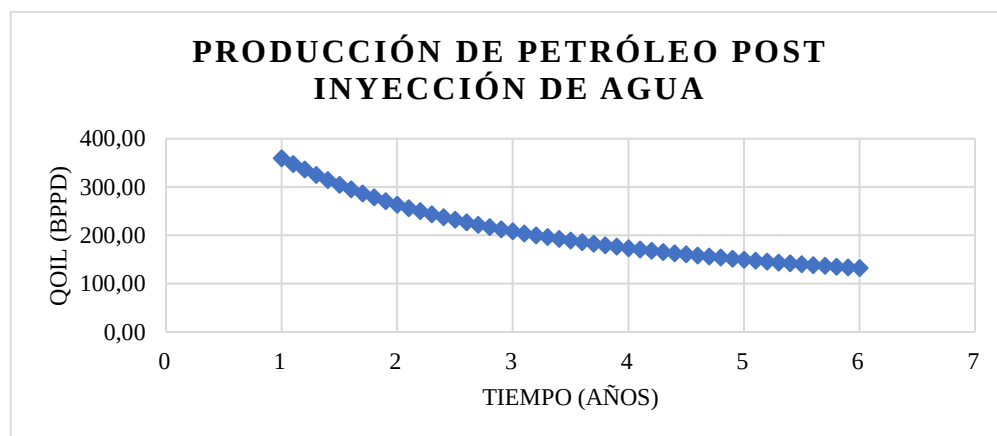
El pozo SSH-503 muestra condiciones de producción actuales y después de la fractura. Inicialmente, la producción presenta un índice de productividad (IP) de 0,57 BFPD/PSI, con un flujo total de 1,198 BFPD, de los cuales 551 BPPD corresponden a petróleo, una presión en fondo de pozo (Pwf) de 1,700 PSI y un contenido de agua (BSW) de 54%. Tras la estimulación por fractura, el IP aumenta a 0,88 BFPD/PSI, Qf asciende a 1,994 BFPD y Qo a 917 BPPD, mientras que Pwf disminuye a 1,536 PSI, manteniéndose el BSW en 54%. La fractura mejora significativamente la capacidad de producción sin alterar la proporción de agua.



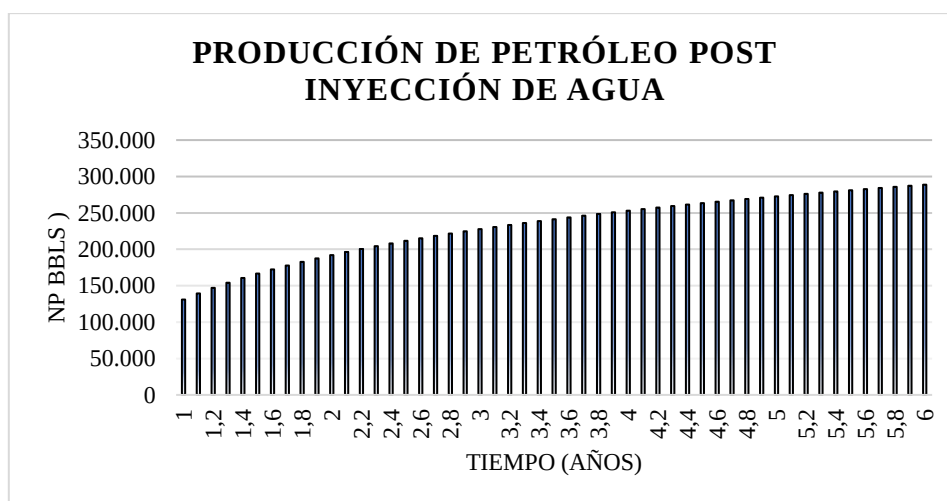


Inyeccion de agua

La gráfica refleja la producción de petróleo del pozo SCH-503 después de la implementación de la inyección de agua. Se observa una tendencia decreciente en la producción, comenzando en 358,85 BPPD en el año 1 y descendiendo a 131,85 BPPD al año 6. Esta disminución progresiva indica que, aunque la inyección de agua inicialmente ayuda a mantener la presión del yacimiento y desplazar el petróleo hacia el pozo productor, su efecto se va reduciendo con el tiempo debido al agotamiento de la energía del yacimiento y a la saturación creciente de agua. El declive es relativamente constante, mostrando un comportamiento predecible de la curva de producción.



La tabla muestra la producción acumulada de petróleo en el pozo SCH-503 tras la inyección de agua, reflejando el volumen total extraído a lo largo del tiempo. Se observa un incremento constante desde 130981 BBLS al año 1 hasta 288751 BBLS al año 6. Este crecimiento acumulativo indica que, a pesar de la disminución gradual de la producción diaria, el yacimiento sigue contribuyendo al flujo de petróleo gracias al efecto sostenido de la inyección de agua, que mantiene la presión y desplaza el crudo hacia el pozo. La curva acumulada evidencia un aumento progresivo y estable de la recuperación de hidrocarburos.



Propuesta adecuada

La tabla compara los resultados obtenidos en el pozo SCH-503 bajo condiciones iniciales y tras la implementación de fracturamiento hidráulico e inyección de agua. En condiciones iniciales, el pozo presenta una presión en fondo de pozo (P_{wf}) de 1,700 PSI, un flujo total (Q_f) de 1,198 BFPD, flujo de agua (Q_w) de 646,92 BWPD y producción de petróleo (Q_o) de 551,08 BPPD.

Tras el fracturamiento hidráulico, se observa un incremento notable en la productividad: P_{wf} disminuye a 1,536 PSI, Q_f aumenta a 1,994 BFPD, Q_w sube a 1,076,76

BWPD, y Q_o alcanza 917,24 BPPD, con un incremento de petróleo de 366,16 BPPD y producción acumulada de 117,114 BBLS. Estos datos reflejan que el tratamiento mejora significativamente la permeabilidad y la capacidad de flujo del yacimiento, optimizando la extracción de hidrocarburos.

Por su parte, la inyección de agua reduce la P_{wf} a 1,400 PSI, mantiene Q_o casi constante en 909,88 BPPD, pero genera un flujo total menor (780 BFPD) y un incremento de petróleo ligeramente inferior (358,8 BPPD), aunque logra una producción acumulada mucho mayor (288,751 BBLS) a largo plazo.

Técnicamente, el fracturamiento hidráulico es la técnica más importante para incrementar la productividad inmediata del pozo, mejorar permeabilidad y eficiencia de drenaje, mientras que la inyección de agua es más efectiva para mantener la presión y maximizar la recuperación acumulada a largo plazo.

Variable	Condiciones Iniciales	Fracturamiento Hidráulico	Inyección de Agua
$P_{wf}(\text{psi})$	1700	1536	1400
Q_f (BFPD)	1198	1994	780
Q_w (BWPD)	646,92	1076,76	421,2
Q_o ((BPPD)	551,08	917,24	909,88
N_p (BBLS)	-----	117114	288751
Incremento de Petróleo	-----	366,16	358,8

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

- El fracturamiento hidráulico en el pozo SCH-503 incrementó significativamente la permeabilidad (de 47 mD a 525,5 mD) y la porosidad (de 12 % a 17 %), mejorando la movilidad de los fluidos y aumentando la producción inmediata de petróleo de 551,08 a 917,24 BPPD.
- La inyección de agua permitió mantener la presión del yacimiento y desplazó petróleo hacia el pozo, logrando una recuperación acumulada de 288,751 BBLS a largo plazo, aunque con un flujo total menor que el obtenido con fractura hidráulica.
- Técnicamente, el fracturamiento hidráulico es más efectivo para incrementar la productividad inmediata y optimizar el drenaje del yacimiento, mientras que la inyección de agua es más adecuada para sostener la producción y maximizar la recuperación acumulada en el tiempo.

Recomendaciones

- Implementar un programa combinado de fracturamiento hidráulico seguido de inyección de agua para maximizar tanto la producción inmediata como la recuperación acumulada del yacimiento.
- Realizar monitoreo continuo de presión, flujo y BSW para ajustar los parámetros de inyección y fractura, evitando taponamientos y optimizando la eficiencia operativa.
- Evaluar y mantener un control de corrosión y manejo de sedimentos, asegurando la integridad de las tuberías y bombas, lo que prolongará la vida útil del pozo y mantendrá la productividad.

Bibliografía

- Navarrete, A. E. (2013). *Estudio de los problemas operacionales durante la perforación de los pozos horizontales de tres campos del oriente ecuatoriano*. Quito: Escuela Politecnica Nacional.
- Macualo, F. H. (2006). *Aspectos Fundamentales de Recobro Secundario y Terciario*. Bogota: Universidad Surcolombia.
- Acosta, V. D. (2004). *METODOLOGÍA DE LABORATORIO PARA EVALUAR LA EFECTIVIDAD DE TRATAMIENTOS MODIFICADORES DE PERMEABILIDAD RELATIVA*. Medellin: Universidad Nacional de Colombia.
- Macosay, J. M. (2022). *Identificación y cuantificación de flujo cruzado mediante análisis de caídas de presión y balance de materia*. C.D. Mexico: Ingenieria Petrolera.
- Mao, L. (2016). *Sedimentos, Hidraulica y Efectos Morfologicos*. Santiago: Ministerio de Energia.
- Carvajal, J. A. (2022). *Estrategia para la integracion, control y prevencion de la corrosion en un proceso de combustion in situ*. Bogota: Universidad Pedagogica y tecnologica de Colombia.
- Torres, R. G. (2011). *Análisis y aplicación de modelos de flujo y limites del reservorio mediante la utilización de pruebas de presión realizadas en los yacimientos de hidrocarburos del país*. Guayaquil: ESPOL.

- Alamilla, E. J. (2022). *Lecciones aprendidas por cambios de puntos de inyección realizados en pozos productores de aceite de campos maduros para la optimización de la producción*. C.D. Mexico: Ingenieria Petrolera.
- Hinestroza, M. G. (2019). *Modelo de simulación numérica para un arreglo de cinco pozos invertidos en un yacimiento subsaturado*. Santa Elena: UPSE.
- Quijano, C. H. (2022). *Características de los sistemas de inyección*. Quito: Instituto Superior TecnoEcuatoriano.
- Patino, A. F. (2018). *INTEGRACIÓN DE LOS MODELOS DE FLUJO DE FLUIDOS EN YACIMIENTO Y TUBERÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LA LONGITUD ÓPTIMA DE LA SECCIÓN HORIZONTAL EN UN POZO HORIZONTAL DEL CAMPO SURIA*. Bogota: Universidad de America .
- Cruz, A. I. (2017). *Movilidad de fluidos debido a procesos de invacion a la formacion*. C.D. Mexico: Instituto Politecnico Nacional .
- Izurieta, A. A. (2022). *Evaluación del proyecto piloto de inyección de agua y pronóstico de producción e inyección futura en el campo Amo yacimiento Basal Tena*. Guayaquil: ESPOL.
- Mosquera, A. A. (2019). *Estudio técnico-económico para la aplicación de fracturamiento hidráulico en pozos productores de la arena Ui, en la zona norte del campo Sacha*. Quito: Escuela Politecnica Nacional.
- Melgarejo, A. S. (2012). *Simulación de fractura en pozo de la selva peruana*. Lima: Universidad Nacional de Ingeniería.
- Soriano, J. F. (2024). *SELECCIÓN DE POZOS PETROLEROS ADECUADOS PARA EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN EL CAMPO LIBERTADOR*. La Libertad: UPSE.
- Quintero, Y. A. (2010). *OPTIMIZACIÓN DE DISEÑOS DE FRACTURA HIDRÁULICA APLICANDO ESTUDIOS GEOMECÁNICOS*. Bogota: El Reventon Energetico.
- Ayan, C. (2002). *Caracterización de la permeabilidad con probadores de formación*. Escosia: Aberdeen.
- Mendoza, R. G. (2014). *Comparación de metodologías de análisis de declinación de la productividad en pozos*. C.D. Mexico: Instituto Mexicano de Tecnologia del Agua.

Anexo Completación del pozo SCH-503

R.T.E. = 928.40
 G.L.E. = 965.30
 E.M.R. = 36.66'

