

Pregrado

Carrera: Petróleos

Asignatura (UIC): Seminario Fin de Carrera

Trabajo de titulación previo a la obtención del

Título en: Tecnólogo Superior en Petróleos

Tema: Optimizar la producción del pozo BRS-026

**Bloque 49 de la arena Basal Tena por baja producción
a través de fracturamiento hidráulico y la adición de
un nuevo intervalo para el año 2025.**

Autor: Juan Carlos Cuesta Jimenez

Tutor: Ing. Luis Álvarez

Fecha: Marzo, 14 de 2025



AUTOR:



Cuesta Jimenez Juan Carlos

**Título a obtener: Tecnólogo
Superior en Petróleos**

Matriz: Sangolquí- Ecuador

**Correo electrónico:
juan.cuesta@ister.edu.ec**

DIRIGIDO POR:



Álvarez Lazo Luis Alfredo

Título: Ingeniero en Petróleos

Matriz: Sangolquí- Ecuador

**Correo electrónico:
Luis.Alvarez@ister.edu.ec**

Todos los derechos reservados.

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

©2024 Tecnológico Universitario Rumiñahui

SANGOLQUÍ – ECUADOR

Cuesta Jimenez Juan Carlos

**OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN DEL POZO BRS-026 BLOQUE 49 DE LA ARENA
BASAL TENA POR BAJA PRODUCCIÓN A TRAVÉS DE FRACTURAMIENTO
HIDRÁULICO Y LA ADICIÓN DE UN NUEVO INTERVALO PARA EL AÑO 2025.**

CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-2-2.2

Sangolquí, 14 de marzo del 2025

MSc. Elizabeth Ordoñez
DIRECTORA DE DOCENCIA

MSc. Mónica Loachamín
COORDINADORA DE TITULACIÓN

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

Por medio de la presente, yo, Cuesta Jimenez Juan Carlos declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: Ser autor del trabajo de titulación denominado Optimizar la producción del pozo BRS-026 de la arena Basal Tena por baja producción a través de fracturamiento hidráulico y la adición de un nuevo intervalo para el año 2025, de la Tecnología Superior en Petróleos; y a su vez manifiesto mi voluntad de ceder al Instituto Superior Tecnológico Rumiñahui con condición de Universitario los derechos de reproducción, distribución y publicación de dicho trabajo de titulación, en cualquier formato y medio, con fines académicos y de investigación.

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

En fe de lo cual, firmo la presente.

Atentamente,

Juan Carlos Cuesta Jimenez
C.I.: 210032435-5

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

CT-ANX-2025-ISTER-3

CARRERA:
TECNOLOGÍA SUPERIOR EN PETRÓLEOS

AUTOR:
JUAN CARLOS CUESTA JIMENEZ

TUTOR:
ING. LUIS ALFREDO ÁLVAREZ LAZO

CONTACTO ESTUDIANTE:
0994796061

CORREO ELECTRÓNICO:
juan.cuesta@ister.edu.ec

TEMA:
OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN DEL POZO BRS-026 BLOQUE 49 DE LA ARENA
BASAL TENA POR BAJA PRODUCCIÓN A TRAVÉS DE FRACTURAMIENTO
HIDRÁULICO Y LA ADICIÓN DE UN NUEVO INTERVALO PARA EL AÑO 2025.

OPCIÓN DE TITULACIÓN:
UNIDAD DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

RESUMEN EN ESPAÑOL:

El Pozo BRS-026 en el Bloque 49 enfrenta una disminución en la producción de petróleo debido a varios problemas geológicos y operacionales. La baja permeabilidad y porosidad del reservorio, las diferencias litológicas entre capas y la migración de finos dificultan el flujo de hidrocarburos. Además, la saturación de agua y la acumulación de parafinas en el pozo obstruyen los poros, reduciendo la eficiencia de producción. Estos factores, junto con la formación de incrustaciones, han disminuido significativamente el caudal de crudo. Para abordar estos problemas, se implementaron dos propuestas. La primera fue el fracturamiento hidráulico, que logró una permeabilidad de 1550

MATRIZ SANGOLQUÍ: Av. Atahualpa 1701 y 8 de Febrero

Telf: 0960052734 / 023524576 / 022331628

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

mD y una reducción del daño en la formación de -5,2. Esto resultó en un incremento de 81 barriles de petróleo por día y un índice de productividad de 0,52 BFPD/PSI. La segunda propuesta fue la implementación de un nuevo intervalo productor de 25 pies, con una permeabilidad de 63 mD y un índice de productividad de 0,4 BFPD/PSI. Esta técnica resultó en un aumento de 184 barriles de petróleo por día y una mejora en el índice de productividad a 0,785 BFPD/PSI. La mejor opción fue la implementación del nuevo intervalo productor, ya que generó un mayor incremento en la producción de petróleo y una mejora sustancial en la eficiencia del pozo.

Palabras clave: Fracturamiento, nuevo intervalo, producción, finos, parafinas.

ABSTRACT:

The BES-026 Well in Block 49 faces a decrease in oil production due to several geological and operational issues. The low permeability and porosity of the reservoir, the lithological differences between layers, and the migration of fines hinder the flow of hydrocarbons. Additionally, water saturation and the accumulation of paraffins in the well clog the pores, reducing production efficiency. These factors, along with the formation of deposits, have significantly decreased crude flow. To address these issues, two proposals were implemented. The first was hydraulic fracturing, which achieved a permeability of 1550 mD and a formation damage reduction of -5.2. This resulted in an increase of 81 barrels of oil per day and a productivity index of 0.52 BFPD/PSI. The second proposal was the implementation of a new 25-foot producer interval with a permeability of 63 mD and a productivity index of 0.4 BFPD/PSI. This technique resulted in an increase of 184 barrels of oil per day and an improvement in the productivity index to 0.785 BFPD/PSI. The best option was the implementation of the new producer interval, as it generated a larger increase in oil production and a substantial improvement in well efficiency.

Keywords: Fracturing, new interval, production, fines, paraffins.

SOLICITUD DE PUBLICACIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-4

Sangolquí, 14 de marzo del 2025

Sres.-

INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE UNIVERSITARIO

Presente

Yo Juan Carlos Cuesta Jimenez, con C.I.: 2100324355 alumno de la Carrera TECNOLOGÍA SUPERIOR EN PETRÓLEOS, 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

Juan Carlos Cuesta Jimenez

C.I.: 210032435-5

Dedicatoria:

El presente trabajo dedico primeramente a Dios, a mis seres queridos que siguen con vida: mi familia, mi esposa e hijas, mis padres, mi hermana que me dieron su apoyo para culminar mi carrera y obtener mi título, es así como también agradezco a mis docentes y a mi tutor quienes con su enseñanza y dedicación me han permitido sembrar ese espíritu de enseñanza y de querer adquirir más conocimientos.

Este trabajo presentado es el reflejo de todo el esfuerzo en conjunto de quienes estuvieron para mí en todo momento y para quienes soy el orgullo en este largo trayecto de aprendizaje y de retos.

Juan Carlos Cuesta J

Agradecimientos:

En este importante momento, deseo expresar mi más sincero agradecimiento a todas las personas que, de una forma u otra, hicieron posible la culminación de este proyecto.

A mi familia, por su comprensión, paciencia y palabras de ánimo en los momentos más difíciles.

A mis profesores y mentores, por su guía, conocimiento y confianza en mi trabajo, así como por su disposición para resolver mis dudas y brindarme valiosos consejos.

A mis padres, por su amor incondicional, sus sacrificios y su constante apoyo, que me han dado la fuerza para seguir adelante en este camino.

Finalmente, agradezco al Instituto Tecnológico Universitario Rumiñahui por su apoyo técnico, académico o financiero, sin el cual este proyecto no habría sido posible.

A todos ustedes, mi gratitud eterna por ser parte de este logro.

Juan Carlos Cuesta J.

Resumen:

El Pozo BRS-026 en el Bloque 49 enfrenta una disminución en la producción de petróleo debido a varios problemas geológicos y operacionales. La baja permeabilidad y porosidad del reservorio, las diferencias litológicas entre capas y la migración de finos dificultan el flujo de hidrocarburos. Además, la saturación de agua y la acumulación de parafinas en el pozo obstruyen los poros, reduciendo la eficiencia de producción. Estos factores, junto con la formación de incrustaciones, han disminuido significativamente el caudal de crudo. Para abordar estos problemas, se implementaron dos propuestas. La primera fue el fracturamiento hidráulico, que logró una permeabilidad de 1550 mD y una reducción del daño en la formación de -5,2. Esto resultó en un incremento de 81 barriles de petróleo por día y un índice de productividad de 0,52 BFPD/PSI. La segunda propuesta fue la implementación de un nuevo intervalo productor de 25 pies, con una permeabilidad de 63 mD y un índice de productividad de 0,4 BFPD/PSI. Esta técnica resultó en un aumento de 184 barriles de petróleo por día y una mejora en el índice de productividad a 0,785 BFPD/PSI. La mejor opción fue la implementación del nuevo intervalo productor, ya que generó un mayor incremento en la producción de petróleo y una mejora sustancial en la eficiencia del pozo.

Palabras clave: Fracturamiento, nuevo intervalo, producción, finos, parafinas.

Abstract:

The BES-026 Well in Block 49 faces a decrease in oil production due to several geological and operational issues. The low permeability and porosity of the reservoir, the lithological differences between layers, and the migration of fines hinder the flow of hydrocarbons. Additionally, water saturation and the accumulation of paraffins in the well clog the pores, reducing production efficiency. These factors, along with the formation of deposits, have significantly decreased crude flow. To address these issues, two proposals were implemented. The first was hydraulic fracturing, which achieved a permeability of 1550 mD and a formation damage reduction of -5.2. This resulted

in an increase of 81 barrels of oil per day and a productivity index of 0.52 BFPD/PSI. The second proposal was the implementation of a new 25-foot producer interval with a permeability of 63 mD and a productivity index of 0.4 BFPD/PSI. This technique resulted in an increase of 184 barrels of oil per day and an improvement in the productivity index to 0.785 BFPD/PSI. The best option was the implementation of the new producer interval, as it generated a larger increase in oil production and a substantial improvement in well efficiency.

Keywords: Fracturing, new interval, production, fines, paraffins.

Índice de contenido:

INTRODUCCIÓN.....	2
Planteamiento del problema	2
Problema científico.....	3
Preguntas científicas o directrices	3
Objetivo general	4
Objetivos específicos.....	4
Justificación.....	4
CAPÍTULO I:.....	6
MARCO TEÓRICO	6
Estratigrafía del Campo.....	6
Registros Eléctricos	8
Caída de producción del pozo BRS-026.....	8
Diagrama de completación	9
Curva de producción.....	9
Prueba de presión.....	10
Arenas saturadas de hidrocarburos	10
Reducción de producción	12
Fracturamiento hidráulico.....	13
Etapas del Proceso de Fracturación Hidráulica	13
Tipos de Fracturamiento Hidráulico.....	15

Ventajas del Fracturamiento Hidráulico	15
Desventajas y Riesgos del Fracturamiento Hidráulico	15
Presión de Fractura	15
Elementos que Influyen en la Presión de Fractura	16
Esfuerzos	16
Esfuerzos horizontales	17
Esfuerzos verticales	17
Coeficiente de poisson.....	18
Características del Coeficiente de Poisson	18
Uso en Geomecánica y Fractura Hidráulica	19
Longitud de fractura	19
Presiones y Tensiones en la Formación:.....	20
Proporciones Geométricas del Pozo	20
Amplitud de la fractura.....	20
Elementos que Impactan la Amplitud de la Fractura	21
Modelos para Calcular la Amplitud de la Fractura.....	22
Disparos TCP en formaciones	22
Componentes y Funcionamiento del Disparo TCP	23
Ventajas de los Disparos TCP	24
Retorno de Permeabilidad	25
Elementos que Influyen en el Retorno de Permeabilidad.....	26

Índice de productividad	28
Capacidad de Producción del Pozo	28
Gráficas IPR y Producción mediante Bombeo Artificial	29
CAPÍTULO II.....	31
METODOLOGÍA.....	31
Tipo de investigación:	31
Diseño de investigación:.....	31
Población y muestra:	31
Instrumentos de recolección de datos:.....	31
Procedimiento de investigación:.....	31
Análisis de datos:.....	32
Consideraciones éticas:.....	32
Fracturamiento Hidráulico.....	32
Análisis de registros eléctricos	32
Diseño del fracturamiento hidráulico	35
Cálculo de la presión de fractura	36
Presión de inyección en superficie	39
Potencia hidráulica de la bomba	39
Tiempo total de bombeo	39
Dimensiones de la fractura	40
Longitud de la fractura	40

Eficiencia de la fractura.....	40
Amplitud de la fractura.....	41
Permeabilidad de la fractura	42
Daño de la formación	42
Índice de productividad	43
Incremento de producción	43
Análisis nuevo intervalo productor.....	44
Datos para el diseño de los disparos	45
Profundidad del disparo.....	45
Velocidad del disparo	46
Diámetro del hoyo	46
Angulo de disparo.....	46
Velocidad del flujo	47
Conductividad del disparo	47
Permeabilidad post disparos	47
Disparos por pie.....	48
Índice de productividad	48
Presión de fondo	49
Caudal de fluido.....	49
Curva oferta IPR.....	50
Curva de oferta IPR conjunta	51

CAPÍTULO III	57
PROPUESTA DEL DESARROLLO DEL PROYECTO TÉCNICO.....	57
Propuesta 1 Implementación del fracturamiento hidráulico	57
Propuesta 2 Nuevo intervalo productor	59
Incremento de producción post disparos	59
Resultados.....	60
CAPÍTULO IV	63
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	63
Conclusiones.....	63
Recomendaciones	64
Bibliografía	65

Índice de tablas

Tabla 1	<i>Resultados prueba de presión BRS-026</i>	10
Tabla 2	<i>Características del pozo</i>	33
Tabla 3	<i>Características del apuntalante y fluido de fractura</i>	34
Tabla 4	<i>Geomecánica rocas</i>	34
Tabla 5	<i>Diseño del equipo BES</i>	51

Índice de figuras

Figura 1. Ubicación del campo Bermejo bloque 49.	6
Figura 2. Estratigrafía Campo Bermejo	7
Figura 3. Estratigrafía Campo Bermejo	8
Figura 4. Historial de producción BRS - 026	9
Figura 5. Curva de producción IPR.....	10
Figura 6. Continuidad estratigráfica.....	11
Figura 7. Fracturamiento hidráulico.....	14
Figura 8. Esfuerzos en la roca.....	17
Figura 9. Longitud de la fractura.....	20
Figura 10. Amplitud de la fractura.....	21
Figura 11. Disparos con carga TCP.	23
Figura 12. Estructuras permeables en los reservorios.....	27
Figura 13. Curva de oferta IPR.	29
Figura 14. Curva de oferta IPR.	30
Figura 15. Registro eléctrico.....	33
Figura 16. Factor de fricción.....	38
Figura 17. Incremento de producción post – fractura.....	44
Figura 18. Nuevo intervalo productor.	45
Figura 19. Curva de oferta IPR	50
Figura 20. Curva de oferta IPR conjunta.....	51
Figura 21. Características del sistema REDA RC1000	56
Figura 22. Variación de presiones.....	58
Figura 23. Resultados del fracturamiento hidráulico.....	58
Figura 24. Características de los disparos TCP.	59
Figura 25. Incremento de producción nuevo disparo.	60
Figura 26. Incremento de producción fracturamiento y nuevo intervalo.	61
Figura 27. Índice de productividad.	61
Figura 28. Incremento de producción, fracturamiento y nuevo intervalo.	62

INTRODUCCIÓN

Planteamiento del problema

La disminución de la producción del Pozo BRS-026 en el Bloque 49 es un desafío complejo que involucra varios factores geológicos y operacionales. Uno de los principales causantes de esta baja es la disminución de la permeabilidad, que limita el flujo de hidrocarburos desde el reservorio hasta el pozo. A su vez, la reducción de la porosidad en las rocas del yacimiento disminuye el volumen de almacenamiento de crudo disponible para su extracción. Las diferencias litológicas entre las distintas capas del reservorio también afectan la capacidad del pozo para producir de manera eficiente, ya que algunas capas pueden presentar propiedades que dificultan el movimiento de los fluidos.

Otro factor importante es la migración de finos, partículas pequeñas que se desplazan dentro del yacimiento, obstruyendo los poros y reduciendo la capacidad de producción. Además, la saturación de agua dentro del reservorio interfiere con la extracción del crudo, ya que el agua ocupa espacio que podría ser utilizado por los hidrocarburos. Como resultado, se forman incrustaciones dentro del pozo y se acumulan parafinas en las tuberías, lo que contribuye a bloqueos y reduce el caudal del crudo.

Estas condiciones derivan en una menor recuperación de crudo, lo que genera una producción menos rentable y más difícil de mantener. La intervención en estos pozos se complica debido a los costos elevados y la necesidad de aplicar tecnologías más sofisticadas, lo que afecta la viabilidad económica de continuar con la explotación en el largo plazo.

Problema científico

El problema científico en el Pozo BRS-026 del Bloque 49 radica en la disminución de la producción debido a varios factores geológicos y operacionales. La baja permeabilidad y porosidad del reservorio dificultan el flujo de hidrocarburos, mientras que las diferencias litológicas entre las capas afectan la capacidad de almacenamiento y transporte de los fluidos. La migración de finos obstruye los poros, reduciendo aún más la eficiencia de producción, y la saturación de agua en el reservorio interfiere con la extracción de crudo. Estos factores contribuyen a la formación de incrustaciones y la acumulación de parafinas en el pozo, lo que genera bloqueos y disminuye el caudal de crudo. El desafío científico es entender cómo estos procesos interactúan y desarrollar métodos para mejorar la recuperación de crudo, optimizando las intervenciones tecnológicas y mitigando los efectos de estos problemas en la productividad del pozo.

Preguntas científicas o directrices

¿Cómo impactan las variaciones en la permeabilidad y la porosidad de las formaciones rocosas en la producción de crudo en el Pozo BRS-026?

¿Qué papel juegan las diferencias litológicas en la capacidad del reservorio para almacenar y permitir el flujo de hidrocarburos?

¿Cómo afecta la migración de finos a la obstrucción de los poros en el yacimiento y qué soluciones podrían minimizar este impacto?

¿En qué medida la saturación de agua reduce la capacidad de extracción de crudo en el Pozo BRS-026?

¿Cuáles son los mecanismos responsables de la acumulación de parafinas y la formación de incrustaciones en el pozo, y cómo se pueden controlar?

Objetivo general

- Optimizar la producción del pozo BRS-026 de baja productividad, a través de fracturamiento hidráulico o un cambio de zona productora

Objetivos específicos

- Implementar el fracturamiento hidráulico en la arena Basal Tena del pozo BRS-026 para incrementar la producción de petróleo.
- Realizar un cambio en la zona productora en el reservorio Basal Tena para aumentar la producción del pozo.
- Analizar técnicamente la implementación de las técnicas de reacondicionamiento para mejorar la productividad del pozo BRS-026

Justificación.

Se necesita que la producción sea mejorada y tienda a mantenerse estable y no siga disminuyendo, la disminución de la producción de petróleo puede afectar la rentabilidad de las operaciones, la eficiencia económica y la continuidad a largo plazo en un campo petrolero. Resolver este problema optimiza recursos, garantiza el cumplimiento de objetivos financieros y de producción, abordar las causas de la disminución de la producción puede aumentar la vida útil del pozo y maximizar la recuperación de recursos en un mercado competitivo mantener o aumentar la producción es crucial para la posición y competitividad de una empresa. Abordar los problemas técnicos de manera sostenible promueve un uso responsable y eficaz de los recursos naturales, contribuyendo al desarrollo del país y de la industria petrolera.

La ley de hidrocarburos en el Ecuador ha sido un tema clave para el desarrollo del sector energético del país, uno de los objetivos ha sido fomentar la inversión petrolera, mejorar la producción y generar mayores ingresos al estado, es por ello que en el año 2010 tuvo una

reforma con el objetivo de incrementar la producción y la inversión en el sector petrolero, las reformas incluyen incentivos fiscales, renegociación de contratos, aumento de la producción, apertura al sector privado, seguridad jurídica, eficiencia y transparencia. Sin embargo, la reforma enfrenta desafíos como el impacto ambiental, resistencia social y política, y la dependencia del petróleo. A pesar de buscar aumentar la producción del hidrocarburo y atraer inversiones extranjeras, la reforma debe abordar preocupaciones sobre la sostenibilidad ambiental y la estabilidad política.

CAPÍTULO I

MARCO TEÓRICO

Antecedentes

La problemática de investigación se desarrolla en el campo Bermejo Bloque 49 perteneciente al activo Lago Agrio - Libertador, el mismo que se encuentra ubicado a 60 kilómetros de la ciudad de Nueva Loja en la provincia de Sucumbíos dentro de la circunscripción del cantón Cascales, en la actualidad las operaciones del campo están a cargo de la empresa estatal EPPETROECUADOR.

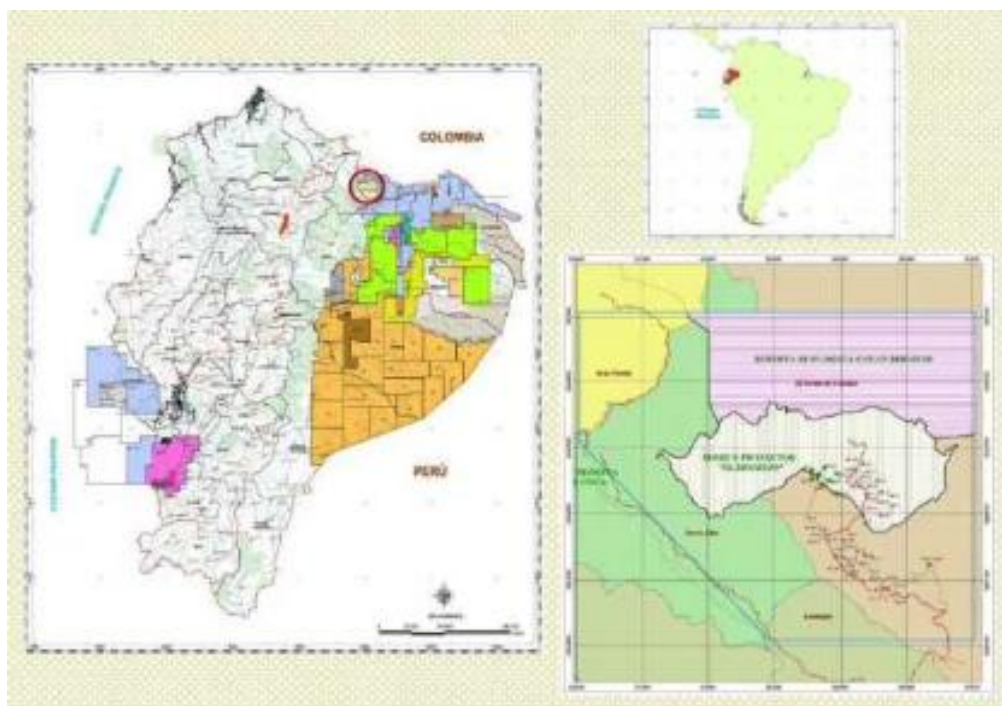


Figura 1. Ubicación del campo Bermejo bloque 49.

Estratigrafía del Campo

El campo Bermejo se encuentra conformado por dos estructuras anticlinales que son limitadas por una falla normal y otra inversa, conformado por dos acumulaciones de hidrocarburos que son entrampadas en sendos anticlinales fallados, que son denominados como:

Bermejo Sur, Bermejo Norte, con otro tipo de estratigrafía encontramos el desarrollo de la estructura El Rayo y como nuevo desarrollo encontramos la estructura Bermejo Este.

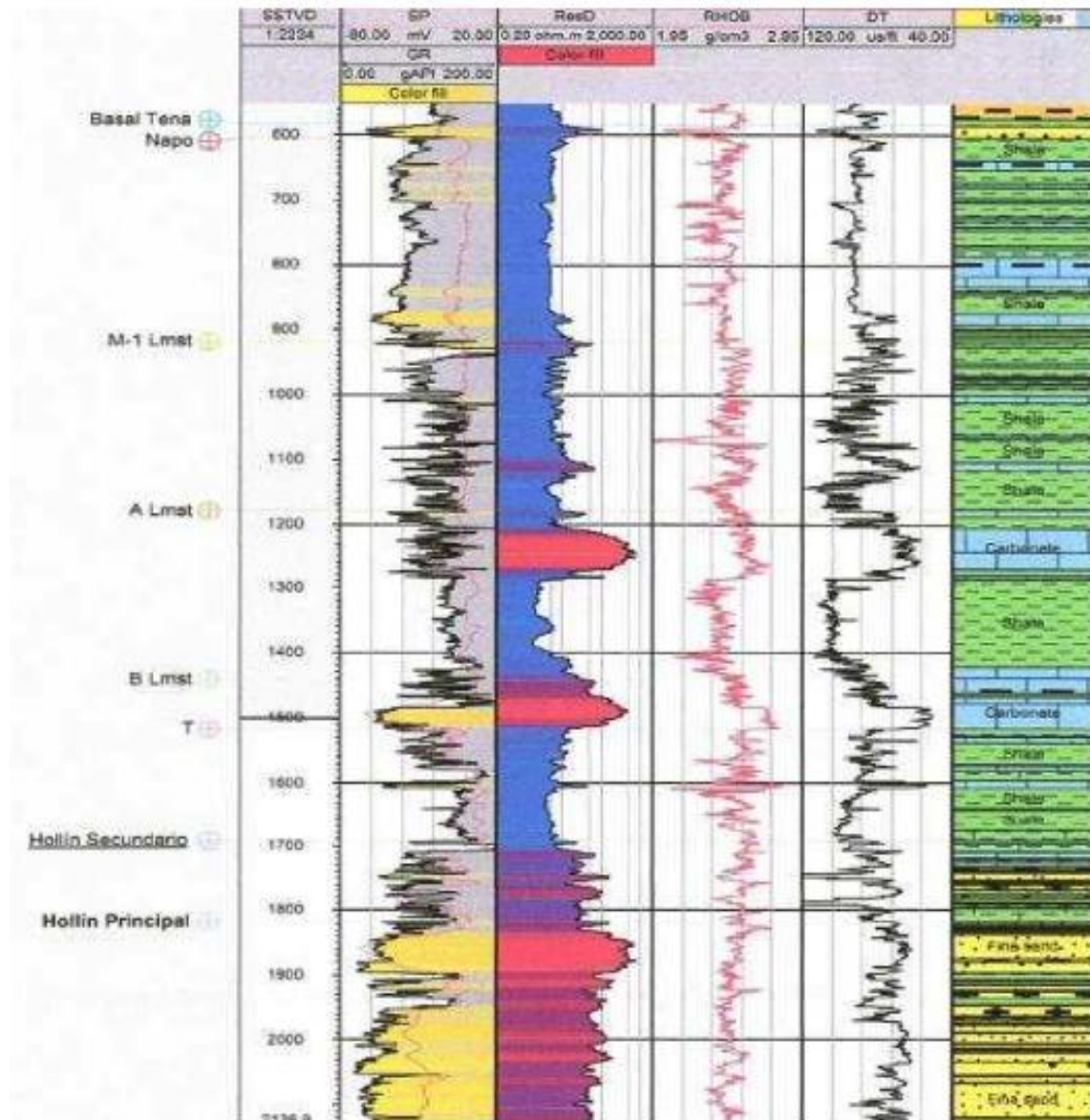


Figura 2. Estratigrafía Campo Bermejo

Registros Eléctricos

En el sector del petróleo, los registros eléctricos son esenciales para asegurar la protección, la efectividad operativa y la adherencia a las regulaciones tanto locales como internacionales. Estas instalaciones abarcan dispositivos eléctricos en plataformas marinas, refinерías, estaciones de bombeo, tuberías, entre otros, y su adecuada documentación es crucial. Según (Morales-Casique et al., 2014). Pruebas de estanqueidad los registros incluyen detalles sobre las pruebas de estanqueidad de los dispositivos para asegurar que no haya fugas de gases.

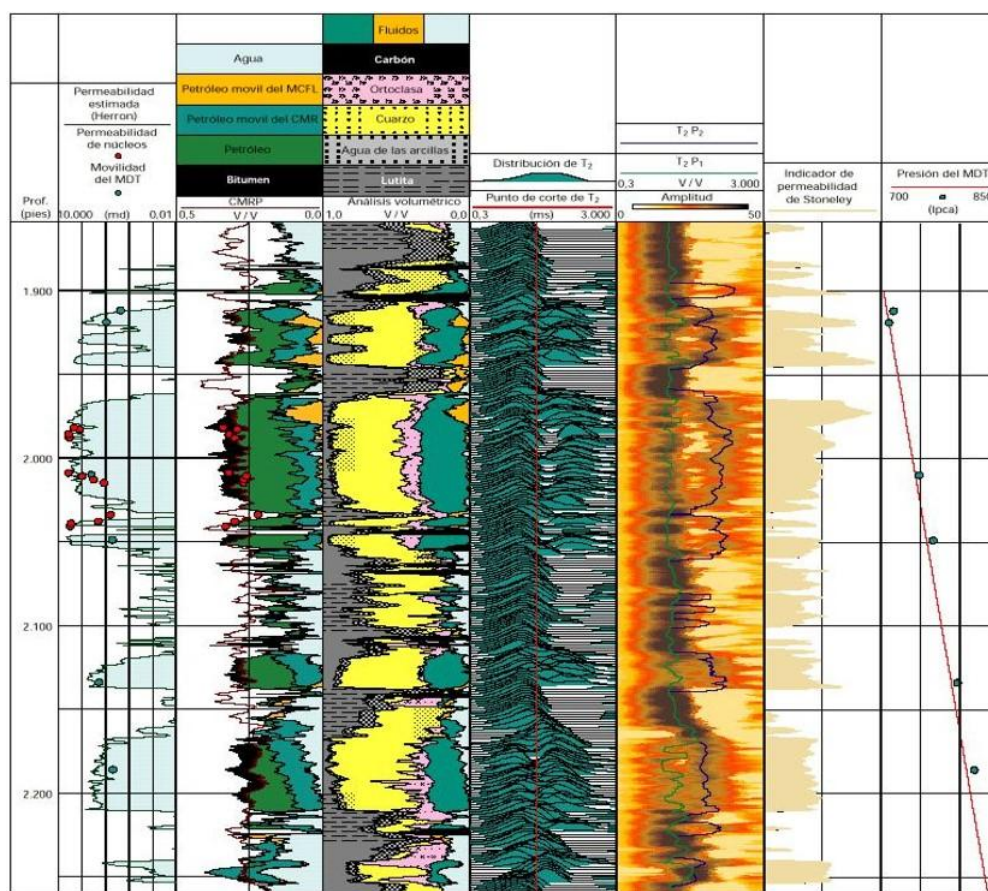


Figura 3. Estratigrafía Campo Bermejo

Caída de producción del pozo BRS-026

En la siguiente grafica podremos observar la declinación de la producción del pozo BRS-026 por diferentes motivos, una de las causas que se tiene es la baja presión de yacimiento

debido a los años de productividad que va teniendo el pozo, ha implicado que el nivel de sumergencia valla disminuyendo hasta llegar a tener como consecuencia que los equipos de levantamiento artificial que se utiliza tengan que ser reemplazados por otros de menor tamaño, la producción del pozo de 80 bls ha disminuido a 60 bls por día reportado a la fecha. La producción de fluido haciendo a 288 BFPPD, el caudal de agua posee un valor de 250 BWPD con un BSW del 82%.



Figura 4. Historial de producción BRS - 026

Diagrama de completación

La producción que se extrae del pozo es de la zona productora Basal Tena a una profundidad de 3540 ft, a continuación, se podrá observar el diagrama de completación actual como está conformado el pozo BRS-026 definitivo con el cambio de sistema de levantamiento como se indica en el anexo 1.

Curva de producción

La curva de oferta IPR indica el comportamiento de la producción en este caso los 288 BFPPD con un BSW del 82% se produce a 2000 psi con índice de productividad de 0,36 BFPD/PSI como se indica en la figura.

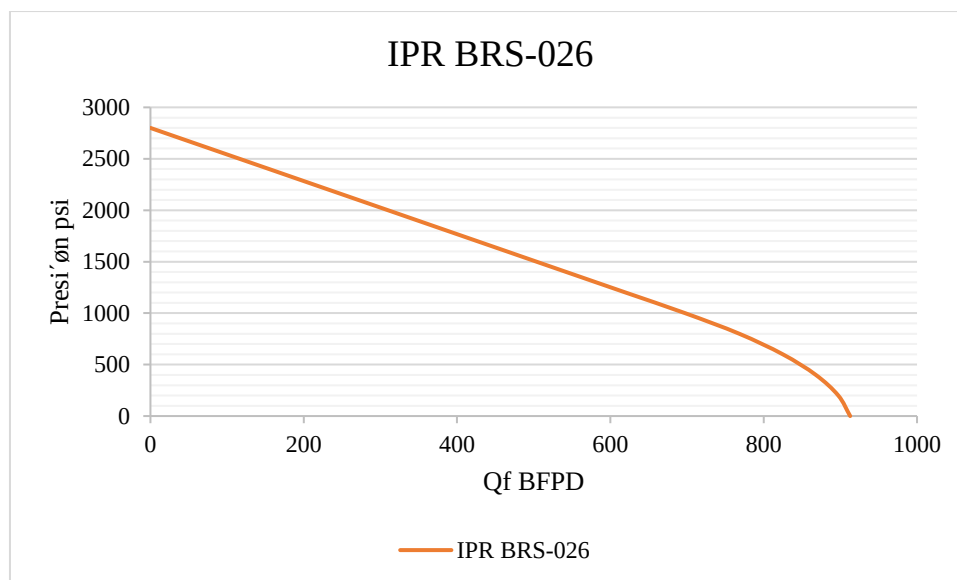


Figura 5. Curva de producción IPR

Prueba de presión

En la tabla que se indica a continuación se detalla los resultados de la prueba de presión cuyo daño de formación equivale a 11 y una permeabilidad de 52 mD

Tabla 1. Resultados prueba de presión BRS-026

Preservorio	psi	2800
Reservorio	Homogeneo	
Tiempo	h	300
Permeabilidad	mD	63
Compresibilidad de la roca	psi-1	0,000135
KH	md.ft	1590
Daño		11

Arenas saturadas de hidrocarburos

Las arenas impregnadas de hidrocarburos son depósitos de arena que poseen una alta cantidad de hidrocarburos, como el petróleo y el gas natural. Estas estructuras suelen localizarse en zonas de extracción de petróleo y pueden ser una fuente vital de energía, aunque su obtención y tratamiento pueden ser más complicados por las características de los materiales involucrados.

(Reynaldi et al., 2020). Estas formaciones están compuestas por arena o grava que están mezcladas o saturadas con hidrocarburos en estado líquido y/o gaseoso. Se pueden localizar en reservorios no tradicionales, como las arenas bituminosas (o shale oil en algunos contextos).

Los hidrocarburos pueden presentarse como petróleo pesado o bitumen, que es una forma más espesa y densa de petróleo que requiere un procedimiento especial para su recuperación.

La porosidad y permeabilidad de las arenas son factores esenciales. Aunque las arenas tienen espacios que permiten la acumulación de hidrocarburos, la permeabilidad puede ser baja, dificultando el flujo natural de los líquidos hacia los pozos. (Alzate-Espinosa et al., 2017)

En zonas donde la capa de arena se ubica cercana a la superficie, se pueden aplicar métodos de extracción a cielo abierto. Este proceso implica la eliminación de la capa superior del suelo, que es procesada para separar el bitumen de la arena.

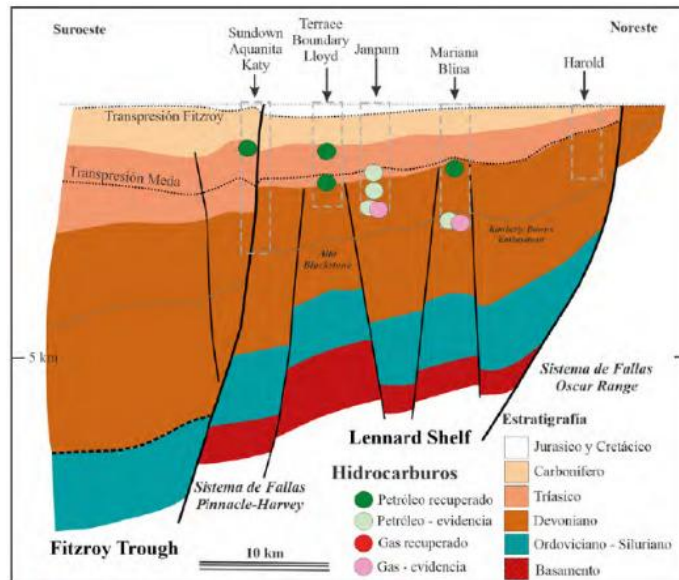


Figura 6. Continuidad estratigráfica

Reducción de producción

La disminución en la producción en el sector petrolero puede aludir a una merma en la cantidad de hidrocarburos extraídos de un yacimiento, resultado de múltiples factores operacionales, técnicos, económicos o incluso ecológicos. Esta merma puede influir en la rentabilidad de las actividades y en la seguridad energética, por lo que es esencial manejarla con atención para reducir su efecto. (Núñez, s. f., 2010)

Causas de la Disminución de Producción:

Cuando se saca una mayor cantidad de petróleo o gas de un yacimiento, la presión en el reservorio se reduce, lo que disminuye la tasa natural de producción.

Los yacimientos de hidrocarburos no convencionales, como las arenas bituminosas o los esquistos, tienden a experimentar una caída más pronunciada en la producción a lo largo del tiempo debido a su baja permeabilidad y la necesidad de técnicas especiales para extraerlos.

Los yacimientos de petróleo sufren un descenso natural a medida que la extracción avanza. Esto ocurre porque se extraen hidrocarburos a un ritmo más rápido del que pueden reponerse de forma natural en el reservorio, resultando en una reducción de la producción.

En ciertos yacimientos, la producción puede caer rápidamente tras los primeros años, lo que requeriría nuevas intervenciones o la aplicación de técnicas más avanzadas.

La falta de un mantenimiento adecuado de pozos, bombas, equipos de perforación o infraestructura de transporte (tales como oleoductos) puede provocar una disminución en la producción debido a la incapacidad de los sistemas para funcionar a su máximo potencial. (Jahn et al., 2002)

Las normativas ambientales más estrictas pueden restringir la producción de hidrocarburos, sobre todo en zonas donde la protección de los ecosistemas es prioritaria.

La insuficiencia en la capacidad de los ductos, refinerías y otras infraestructuras de transporte puede provocar atascos, resultando en una disminución de la cantidad de hidrocarburos que se pueden extraer y procesar. Interrupciones en la cadena de suministro causadas por tensiones geopolíticas o actos de sabotaje también influyen en la producción.

Para mitigar el descenso natural en los yacimientos, se pueden usar técnicas de recuperación mejorada de petróleo (EOR), como inyección de agua, gas o CO₂, lo que puede elevar la presión en el reservorio, manteniendo así la producción durante un periodo más prolongado.

Fracturamiento hidráulico

La fracturación hidráulica, conocida como fracking en inglés, es un método empleado en el sector del petróleo y gas para incrementar la producción en un pozo, sobre todo en formaciones rocosas con baja permeabilidad, como el esquisto o las areniscas densas. Esta metodología consiste en inyectar un líquido a alta presión (que típicamente está formado por agua, arena y productos químicos) en un pozo con el objetivo de romper la roca y facilitar el flujo de hidrocarburos hacia el pozo. (Bustos et al., 2018)

Etapas del Proceso de Fracturación Hidráulica

- Penetración del Pozo
- Preparación de la Mezcla de Fracturación
- Inyección de la Mezcla
- Generación de Fracturas
- Recuperación de la Mezcla
- Extracción de Hidrocarburos
- Elementos de la Mezcla de Fracturación

La mezcla utilizada en la fracturación hidráulica normalmente incluye

Agua es el componente más importante de la mezcla de fracturación, pudiendo constituir hasta el 90% del total.

Arena o Proppant sustancia granular que se inserta en las fracturas para mantenerlas abiertas. La arena es el material más empleado, aunque también pueden utilizarse otros como cerámica.

Productos Químicos se incorporan para mejorar la eficacia del líquido

- Disminuir la fricción para hacer más fácil la inyección.
- Evitar la formación de geles o sedimentos.
- Controlar la corrosión de las tuberías y maquinarias.
- Desinfectar para prevenir el crecimiento de microorganismos.

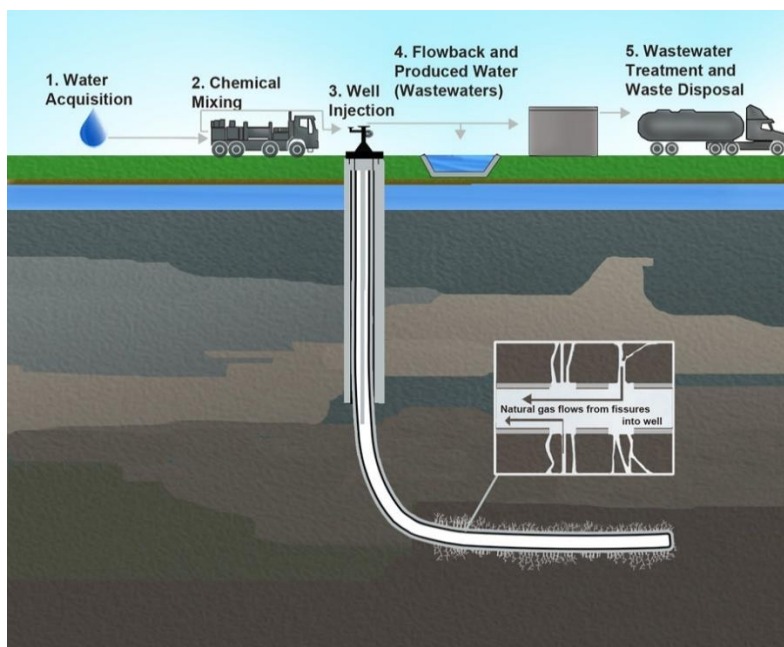


Figura 7. Fracturamiento hidráulico.

Tipos de Fracturamiento Hidráulico

Hay diferentes métodos y variaciones del fracturamiento hidráulico basados en la estructura geológica y los fines de extracción. (Pizarro Ramírez, 2025)

- Fracturamiento Clásico
- Fracturamiento en Formaciones de Esquisto (Gas de Esquisto/Petróleo de Esquisto)
- Fracturamiento utilizando CO₂ o Gas
- Fracturamiento en Múltiples Etapas

Ventajas del Fracturamiento Hidráulico

- Aumento en la Producción
- Acceso a Fuentes No Convencionales:
- Menor Necesidad de Nuevas Perforaciones
- Mejoramiento del Desempeño del Pozo

Desventajas y Riesgos del Fracturamiento Hidráulico

- Efecto sobre el Ambiente
- Consumo Elevado de Agua
- Peligros para la Salud Humana
- Daño a Ecosistemas Locales

Presión de Fractura

La presión de fractura se refiere al nivel mínimo de presión que necesita aplicarse al fluido utilizado en fracturamiento hidráulico para generar grietas en la formación rocosa objetivo, permitiendo que los hidrocarburos fluyan hacia el pozo. Este nivel de presión es crucial para el procedimiento de fracturamiento hidráulico, ya que marca el instante en que la roca se quiebra y

facilita el movimiento del fluido (y posteriormente de los hidrocarburos) hacia el pozo. (Segovia et al., 2019)

Elementos que Influyen en la Presión de Fractura

Características de la Formación

Permeabilidad y Porosidad

Rigidez del Material Rocoso

Estrés de Compresión

Propiedades del Fluido de Fracturamiento

Densidad del Fluido

Cantidad de Fluido

Diseño del Pozo y la Formación:

Profundidad y Extensión del Pozo

Características Geomecánicas

Factores Ambientales:

Temperatura y Presión de Fondo

Significado de la Presión de Ruptura

Evitar Perjuicios en el Pozo

Manejo de la Expansión de las Grietas

Mejora de la Extracción

Esfuerzos

Estas fuerzas impactan en la forma en que se desarrollan las fracturas, el diseño de los pozos y la recuperación de hidrocarburos. Se pueden identificar, en general, esfuerzos horizontales y verticales, los cuales tienen repercusiones en fracturación hidráulica. (Ochoa Suárez et al., 2009).

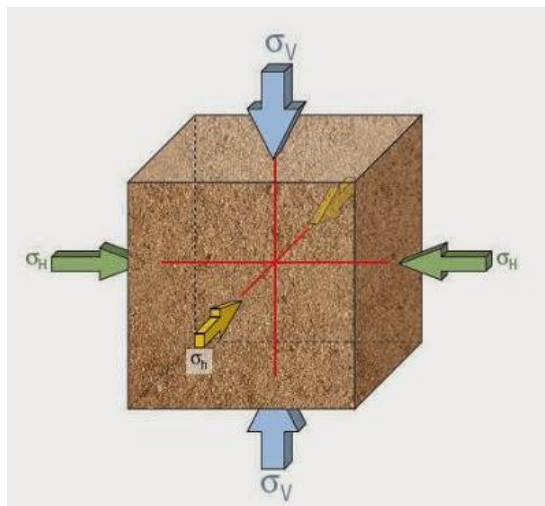


Figura 8. Esfuerzos en la roca.

Esfuerzos horizontales

Las fuerzas horizontales son aquellas que operan a lo largo de la dirección horizontal en las capas de roca dentro de un reservorio. La tectónica de placas, los movimientos en la corteza terrestre y las presiones de confinamiento en la formación suelen ser las causas de estas fuerzas.

Comprender las fuerzas horizontales es fundamental para mejorar la técnica de fracturamiento, ya que permite aplicar la presión de fractura de manera adecuada para generar fracturas que optimicen la extracción de hidrocarburos.

En determinadas circunstancias, las fuerzas horizontales pueden provocar que las fracturas se extiendan de un modo incontrolado, lo que puede afectar otras formaciones o estructuras dentro del pozo. (Villarreal Zambrano, 2012)

Esfuerzos verticales

Los esfuerzos verticales se refieren a las fuerzas que actúan de manera vertical, generalmente como resultado del peso de las capas rocosas y la presión que se ejerce sobre ellas. Estos esfuerzos están asociados con la profundidad del pozo y la presión geostática generada por el peso de las rocas y los sedimentos que descansan sobre el reservorio.

Los esfuerzos verticales son cruciales para la compresión de la formación y juegan un papel esencial en la conservación de la integridad estructural del pozo durante las actividades de fracturación. Si la presión interna supera la capacidad de la formación para resistir dicha presión vertical, puede ocurrir un colapso en las paredes del pozo.

La dirección y el comportamiento de las fracturas se ven influidos por los esfuerzos verticales. Cuando el esfuerzo vertical es excesivo, es probable que las fracturas se dirijan verticalmente. No obstante, la acción del esfuerzo horizontal máximo puede provocar que las fracturas se extiendan de forma preferencial en la dirección horizontal.

El esfuerzo vertical es un elemento clave para determinar la resistencia de la roca a la fracturación. Las rocas situadas a mayor profundidad y sometidas a mayor presión vertical suelen ser más resistentes a la fractura. (Moreno R., 2018)

Coefficiente de poisson

Es un parámetro que describe el comportamiento de un material cuando se deforma en ángulo recto respecto a una fuerza aplicada. Es una característica que conecta la deformación en una dirección con la deformación en la dirección opuesta cuando el material enfrenta una tensión unidimensional. (Escobedo Muñoz, 2022)

Características del Coeficiente de Poisson

Para la mayoría de los sólidos, el coeficiente de Poisson oscila entre 0 y 0.5.

$\nu = 0$: Indica que el material no experimenta deformaciones laterales, como sucede en ciertos materiales ideales, por ejemplo, los perfectamente rígidos.

$\nu = 0.5$: Refleja que el material tiene un comportamiento completamente elástico, tal como sucede en el caucho. En esta situación, una deformación en la dirección axial provoca una deformación lateral que tiene el mismo tamaño, pero en sentido contrario.

$\nu < 0.5$: Describe materiales más resistentes que presentan menor deformación lateral en comparación con la deformación axial.

$\nu > 0.5$: Se refiere a materiales poco comunes o a aquellos que son extremadamente blandos o tienen comportamientos plásticos (en algunas circunstancias, esto no se considera viable para materiales sólidos convencionales).

Uso en Geomecánica y Fractura Hidráulica

En el ámbito de la geomecánica y el fracturamiento hidráulico, el coeficiente de Poisson es fundamental porque permite describir cómo las tensiones aplicadas en un reservorio influirán en la formación en diversas direcciones. (Bertone et al., 2018)

Pronóstico de la Dispersión de Fracturas

Cálculo de Tensiones

Planificación de Pozos

Análisis de Formaciones

Longitud de fractura

La extensión de la fractura que se observa en la figura indica la longitud de esta, es un indicador crucial en el procedimiento de fracturación hidráulica y señala la distancia total que una fractura se expande a través del reservorio o la estructura rocosa al inyectar un fluido a alta presión con el fin de formar la fractura. Este es uno de los elementos más significativos para evaluar la eficacia de la fracturación y, por lo tanto, tiene un impacto directo en la capacidad de producción del pozo de petróleo o gas. (Siu Melgarejo, 2012)

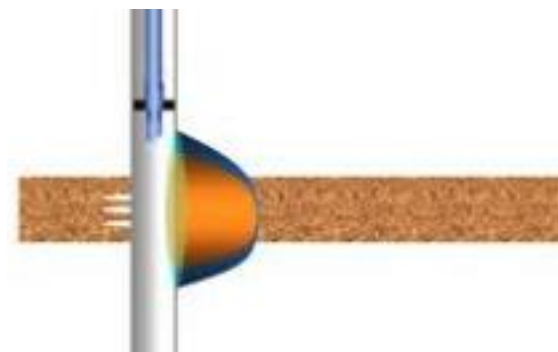


Figura 9. Longitud de la fractura.

Presiones y Tensiones en la Formación:

Las tensiones tanto horizontales como verticales en la roca impactan la dirección y longitud de la fractura. En situaciones de alta tensión horizontal, las fracturas tienden a extenderse más fácil en la horizontal, mientras que en formaciones con fuerte tensión vertical, es más probable que las fracturas se desplacen en una dirección vertical.

Proporciones Geométricas del Pozo

La categoría del pozo (por ejemplo, vertical u horizontal) también afecta la longitud de la fractura. En pozos horizontales, la fractura puede desarrollarse a lo largo del pozo, lo que incrementa su longitud efectiva.

Amplitud de la fractura

La amplitud de la fractura, que se refiere también a su anchura o apertura, se define como la distancia entre las superficies de la fractura medida en un ángulo perpendicular a su propagación. Este dato es crucial para caracterizar la fractura hidráulica, ya que impacta la eficacia en la producción, la capacidad de flujo de los fluidos y la estabilidad del reservorio.

La amplitud de la fractura (W) puede entenderse como la variación de distancia entre las caras de la fractura a medida que se desarrolla. Normalmente, se describe en términos de apertura en un corte transversal de la fractura. Este es un factor fundamental que establece el volumen de

fluido que puede fluir a través de la fractura y, por consiguiente, afecta la permeabilidad efectiva de la misma. (Reyes Tigrero, 2021)

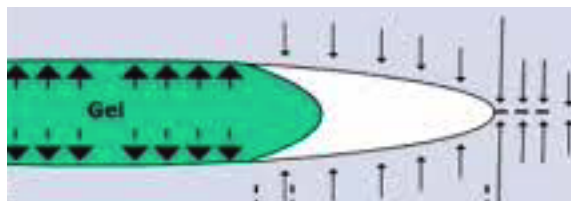


Figura 10. Amplitud de la fractura.

Elementos que Impactan la Amplitud de la Fractura

La presión de fractura se considera uno de los elementos esenciales que determina la amplitud. Cuando esta presión alcanza niveles altos, puede provocar una apertura más amplia en la fractura, superando las fuerzas de compresión que mantienen unidas las capas.

Los fluidos con alta viscosidad suelen lograr que la amplitud de la fractura se mantenga más uniforme a todo lo largo de su recorrido, dado que poseen una mayor capacidad para mantener abiertas las superficies de la fractura.

El aumento en el volumen de fluido inyectado puede resultar en una amplitud mayor, al facilitar que la fractura se expanda en un área más extensa. Sin embargo, es necesario considerar que un exceso de fluido podría dar lugar a una fractura descontrolada.

La resistencia a la compresión y el módulo de elasticidad de la roca afectan de manera directa la amplitud de la fractura. Las formaciones con mayor resistencia pueden necesitar presiones más elevadas para conseguir una apertura considerable de las fracturas.

Los esfuerzos verticales y horizontales son determinantes en la apertura de las fracturas. En entornos donde los esfuerzos horizontales son significativos, es probable que la fractura se

propague en una dirección más horizontal, lo cual puede influir en la amplitud a lo largo de su tamaño.

Aunque la amplitud de la fractura no está directamente relacionada con la porosidad, las rocas que son más porosas o permeables pueden facilitar una mejor distribución del fluido, lo que puede impactar la estabilidad de la fractura y su amplitud. (Weimann, s. f., 2022)

La existencia de fracturas naturales o fallas dentro de la formación puede alterar el comportamiento de la fractura hidráulica, afectando tanto su dirección como su amplitud.

Modelos para Calcular la Amplitud de la Fractura

La magnitud de la fractura se puede determinar utilizando modelos tanto empíricos como analíticos, que normalmente se fundamentan en la conexión entre la presión de inyección, el volumen del fluido, las características de la formación y la mecánica de la roca.

Modelo de Propagación de Fracturas de PKN (Pekunia-Khor):

Este enfoque permite calcular la magnitud de la fractura basado en el fluido utilizado para fracturar, las propiedades de la formación y la presión aplicada. En este modelo, la magnitud W se relaciona con la distancia x desde el sitio de inyección.

Disparos TCP en formaciones

Los disparos TCP, o perforación a través de tubería, son una técnica empleada en el sector petrolero para realizar aperturas en el revestimiento y en la roca subyacente, facilitando así la circulación de hidrocarburos hacia el pozo. Esta metodología se utiliza en pozos que extraen petróleo y en aquellos que inyectan agua, gas o dióxido de carbono, y es fundamental para iniciar la producción o mejorar la conexión entre el pozo y el yacimiento. (Camacho Llanos, 2011)

La técnica de disparo TCP utiliza un dispositivo perforador que se transporta dentro del tubo de producción hasta alcanzar la profundidad requerida. Al llegar al lugar adecuado, el

dispositivo lanza cargas explosivas a través del revestimiento del pozo, atravesando tanto el tubing como la formación de roca circundante.

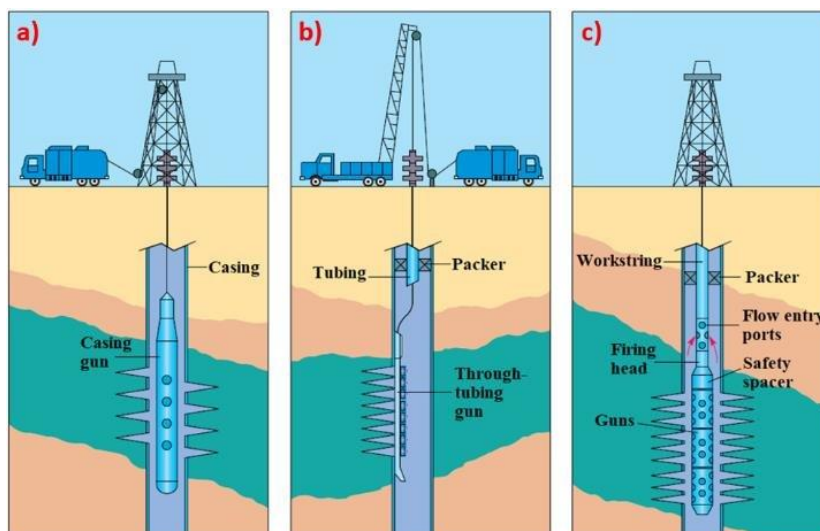


Figura 11. Disparos con carga TCP.

Componentes y Funcionamiento del Disparo TCP

Este instrumento se sitúa dentro del tubing. Se envía a la profundidad requerida a través de un cable o por medio del tubo de producción directamente.

Las cargas utilizadas para perforación son fundamentales en el sistema TCP. Estas cargas consisten en materiales explosivos que, al ser activados, generan una onda de choque que atraviesa la roca y el revestimiento del pozo.

El control del disparo se gestiona desde la superficie mediante un sistema electrónico de detonación. Este mecanismo garantiza que las explosiones ocurran en una secuencia adecuada, alineándose con el diseño de perforación y las características del yacimiento.

- Proceso de Disparo TCP
- Preparación y Transporte
- Posicionamiento de la Herramienta

- Detonación de las Cargas
- Resultados

Ventajas de los Disparos TCP

Facilita la perforación exacta en el pozo, evitando influir negativamente en las formaciones adyacentes. Esto es crucial para asegurar que solamente se perforen los puntos relevantes.

Puede llevarse a cabo en cualquier fase del desarrollo del pozo, ya sea durante la perforación inicial o en intervenciones futuras que busquen optimizar la producción.

La posibilidad de detonar a distancia proporciona un control seguro y eficaz sobre las explosiones, minimizando el peligro para los empleados.

La técnica de perforación a través de disparos TCP es generalmente veloz, permitiendo que la producción continúe sin largas esperas.

Aplicaciones de los Disparos TCP:

Para aumentar el flujo de petróleo o gas en pozos productivos, se perforan orificios en el revestimiento para conectar la formación con el pozo.

En pozos de inyección de agua, gas o CO₂, los disparos TCP se utilizan también para garantizar la comunicación entre el pozo y la formación.

En pozos que han visto una disminución en producción, los disparos TCP se aplican para aumentar la productividad perforando nuevas áreas de la formación o mejorando la conectividad con el yacimiento, componentes y Funcionamiento del Disparo. (Pozo Cruz, 2013)

Daño mecánico

El daño mecánico en el ámbito del petróleo se refiere a cualquier tipo de deterioro físico que afecta las herramientas, maquinarias o estructuras durante las actividades de perforación, producción o intervención en campos petroleros. Esta forma de daño puede presentarse en

diferentes fases del ciclo de vida de un pozo, repercutiendo tanto en los costos operativos como en la seguridad. (Rubio Caballero & Sánchez Suárez, 2019)

La fricción continua entre las herramientas de perforación, que incluyen brocas, tuberías y equipos de bombeo, puede resultar en un desgaste considerable. Este tipo de desgaste es particularmente problemático en pozos horizontales o en formaciones rocosas duras. Este tipo de pérdidas puede afectar la precisión de la perforación, la efectividad productiva y la durabilidad de las herramientas utilizadas.

Las partículas abrasivas tienen la capacidad de desgastar rápidamente elementos mecánicos, como bombas, válvulas y tuberías, llevando a fallas anticipadas. Además, la acumulación de material sólido puede bloquear las tuberías, reduciendo la capacidad de flujo y elevando la presión dentro del sistema. (Vargas Clavijo, 2021)

Retorno de Permeabilidad

El retorno de la capacidad de flujo es un concepto esencial en el sector del petróleo, vinculado a la habilidad de una roca para permitir que los líquidos circulen a través de ella. Este término hace referencia específicamente a la restauración de la permeabilidad en una roca que ha sufrido alteraciones por diversas actividades, tales como la extracción, la inyección de líquidos o el daño físico. La recuperación de la permeabilidad es fundamental para conservar o aumentar la eficiencia de producción de un pozo con el paso del tiempo. (Ruilova et al., 2022)

La permeabilidad es una característica de las formaciones rocosas que evalúa su habilidad para dejar que diferentes fluidos (como agua, petróleo o gas) pasen a través de sus espacios porosos. Esta propiedad se mide en unidades como darcy o milidarcy y está influenciada por elementos como el diámetro de los poros, la conexión entre ellos y la presión dentro del yacimiento.

El retorno de la capacidad de flujo tiene como objetivo restaurar la habilidad de la formación para permitir el paso de fluidos, lo cual puede ser esencial después de sufrir daños por perforación, intervención o producción.

- Mejora de la Recuperación de Petróleo (EOR)
- Estimulación del Pozo
- Optimización de la Producción
- Rehabilitación del Pozo

La evaluación del regreso de permeabilidad puede realizarse empleando diferentes métodos para comprobar de qué manera ha variado la capacidad de circulación.

- Ensayos de presión y caudal
- Perfil de resistividad
- Pruebas de inyección

Elementos que Influyen en el Retorno de Permeabilidad

- Propiedades de la Formación
- Clase de Fluido Inyectado
- Factores de Presión y Temperatura
- Antigüedad y Deterioro de la Formación



Figura 12. Estructuras permeables en los reservorios.

Ley de darcy

La normativa de Darcy es un principio esencial en la ingeniería de reservas y la hidrología que caracteriza el movimiento de líquidos a través de materiales porosos. Este principio fue creado por el investigador francés Henri Darcy en el año 1856 y se utiliza tanto en hidrología como en el sector del petróleo para simular el movimiento de fluidos, como agua, petróleo o gas, en estructuras de roca porosa. (Pineda Ballesteros et al., 2008)

En el sector del petróleo, la ley de Darcy se emplea para representar el movimiento de hidrocarburos a través de rocas porosas. Es fundamental para comprender el comportamiento de un reservorio y la manera en que se deben administrar los pozos para maximizar la producción.

La ley de Darcy se aplica para determinar el tránsito de hidrocarburos desde el reservorio hacia el pozo productor. Determinar la permeabilidad, la diferencia de presiones y la viscosidad de los fluidos ayuda a prever cómo se desplazarán los fluidos en la formación. (Gómez Montañez & Gómez Montañez, 2021)

La ley de Darcy es pertinente bajo determinadas circunstancias, aunque presenta limitaciones:

- Flujo Laminar
- Homogeneidad de la Formación
- Viscosidad Constante
- Efectos No Darcianos

Índice de productividad

El índice de productividad (IP) representa un factor fundamental en el sector del petróleo para medir el rendimiento de un pozo de petróleo o gas en relación con su habilidad para extraer hidrocarburos. Esta cifra ofrece una evaluación del caudal de fluidos que un pozo es capaz de generar de un reservorio en circunstancias particulares de presión y producción. En resumen, el IP refleja la proporción entre la cantidad de fluido que un pozo puede extraer y la presión presente en el reservorio. (A & E, 2023)

Capacidad de Producción del Pozo

Un índice de productividad alto indica que el pozo puede producir una mayor cantidad de hidrocarburos por unidad de diferencia de presión. Esto significa que el pozo tiene una mayor eficiencia de producción.

Un índice de productividad bajo indica que el pozo tiene una capacidad limitada para producir, lo que podría ser el resultado de problemas como la baja permeabilidad del reservorio, obstrucciones en el pozo, o daño en la formación. (Francisco, s. f., 2018)

El índice de productividad puede ayudar a los ingenieros a evaluar cómo un reservorio responde a la producción. Si el IP es bajo, es posible que sea necesario aplicar métodos de

recuperación mejorada (EOR), como la inyección de agua o gas, para mejorar la productividad. (Martínez Ramírez, 2017)

Curva IPR

La curva IPR es una ilustración que muestra cómo se relacionan el caudal de un pozo de petróleo o gas y la presión en su base a lo largo del tiempo. Esta representación es esencial para analizar y anticipar el rendimiento de un pozo según las condiciones del reservorio y las características operativas, incluyendo la tasa de extracción y las presiones que tienen lugar.

La curva IPR analiza la manera en que varía la tasa de extracción de un pozo (en barriles por día o metros cúbicos por día) en relación con la presión en la base (presión medida en sistemas como psi o Pa). Esta gráfica proporciona información sobre cómo el pozo reacciona mientras se extraen fluidos del reservorio y de qué manera la presión afecta el flujo de dichos fluidos hacia el pozo. (Moya et al., 1997)

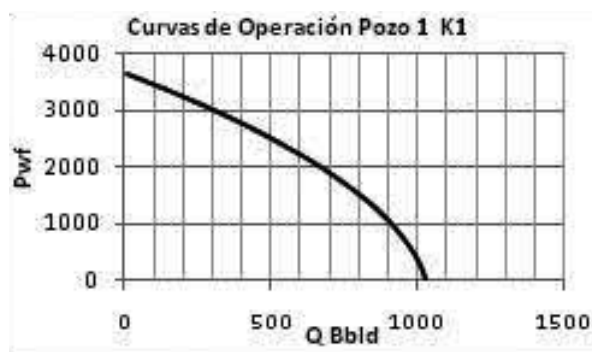


Figura 13. Curva de oferta IPR.

Gráficas IPR y Producción mediante Bombeo Artificial

En muchos casos, los pozos de petróleo o gas no pueden operar únicamente con la presión del reservorio, por lo que se implementan sistemas de bombeo artificial. Estas gráficas también

pueden construirse para considerar el efecto del bombeo artificial, ofreciendo una representación más precisa del flujo del pozo. (Reyes Chulca, 2024)

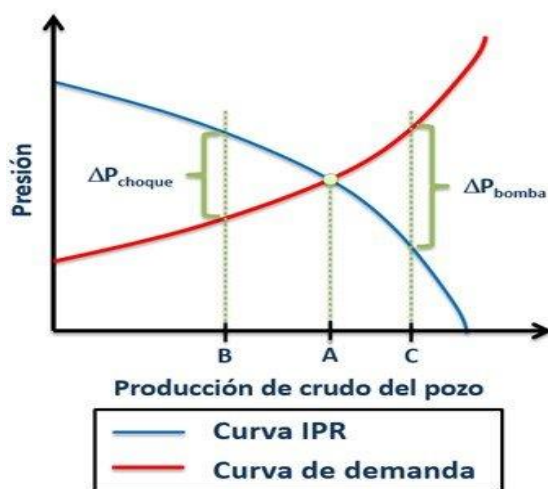


Figura 14. Curva de oferta IPR.

CAPÍTULO II

METODOLOGÍA

Tipo de investigación:

La investigación es de tipo aplicada, ya que busca resolver problemas prácticos en la optimización de la producción de petróleo en el Pozo BES-026 mediante la implementación de técnicas de fracturamiento hidráulico y un nuevo intervalo productor.

Diseño de investigación:

El diseño es cuasiexperimental, pues se realiza la aplicación de dos técnicas diferentes fracturamiento hidráulico y la implementación de un nuevo intervalo productor para evaluar sus efectos sobre la productividad del pozo, con análisis de resultados obtenidos antes y después de la intervención.

Población y muestra:

La población está constituida por los pozos productores de petróleo en el Bloque 49, específicamente el Pozo BES-026. La muestra corresponde a este pozo, donde se aplican las técnicas de fracturamiento hidráulico y el nuevo intervalo productor.

Instrumentos de recolección de datos:

Los instrumentos utilizados incluyen monitoreo de presión de fondo, caudal de fluido y petróleo, y análisis de permeabilidad y formación de daños. Además, se emplean registros operacionales de las intervenciones tiempo de bombeo, características del fluido inyectado, número de disparos,

Procedimiento de investigación:

La investigación se lleva a cabo mediante la implementación secuencial de las dos técnicas: primero, el fracturamiento hidráulico y luego la implementación de un nuevo intervalo

productor. Se recopilan datos de la producción de crudo y fluido antes y después de cada intervención para analizar los resultados.

Análisis de datos:

El análisis se realiza a través de la comparación de la producción antes y después de las intervenciones, con el uso de modelos como PKND Perkins para obtener la nueva curva de oferta e IPR, y así determinar los incrementos en la producción de crudo y el índice de productividad IPR.

Consideraciones éticas:

Las consideraciones éticas incluyen la gestión adecuada de los impactos ambientales generados por las técnicas de fracturamiento hidráulico y la intervención en el nuevo intervalo productor. Además, se garantiza la transparencia en la aplicación de las técnicas y la seguridad de los trabajadores y del medio ambiente durante las operaciones.

Fracturamiento Hidráulico

En la presente sección se diseña la fractura en función del modelo PKN para lo cual se establece el intervalo productor actual por medio de la evaluación del registro eléctrico.

Análisis de registros eléctricos

En la figura que se indica a continuación se aprecia el intervalo productor actual cuyo intervalo va desde 9190 a 9240 un espesor de 50 pies cuya porosidad equivale al 19% y una saturación de petróleo de 65%.

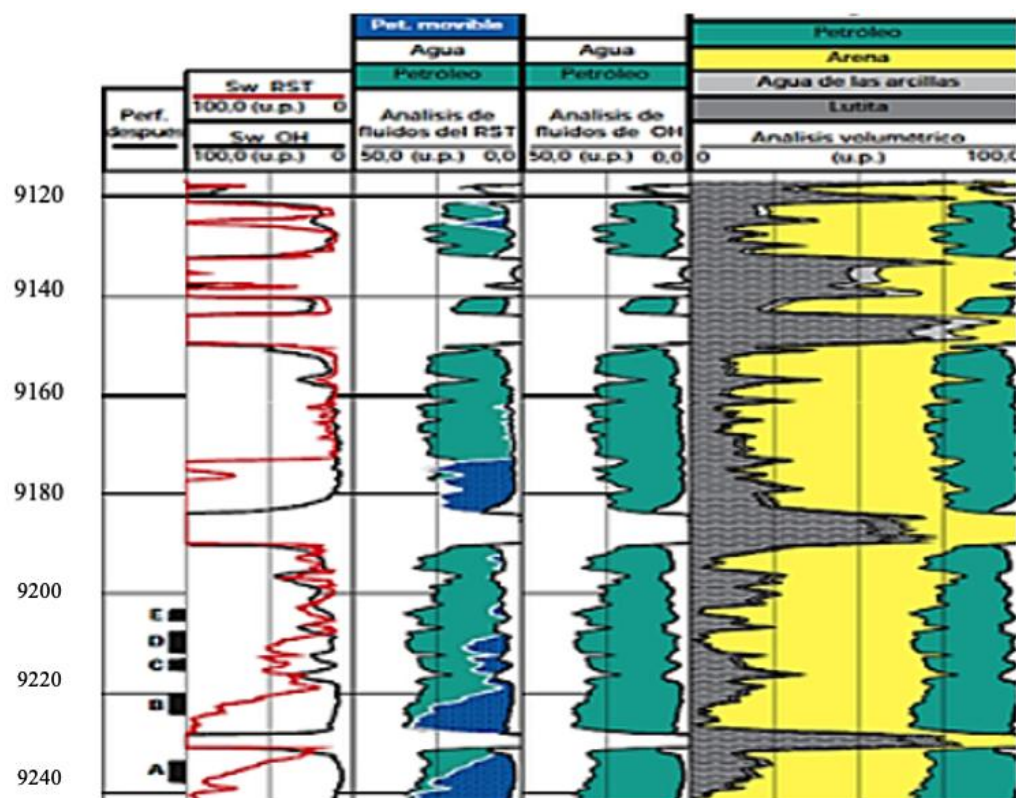


Figura 15. Registro eléctrico.

De igual manera en la tabla 2 se detalla las características del pozo basándose en la completación del mismo.

Tabla 2. Características del pozo

Datos del pozo		
Presión máxima	psi	8811,86
ID TP	in	2,4
OD TP	in	2,875
Diámetro Interior	in	5,791
Profundidad intervalo	m	2809,4
Numero de disparos		90
Diámetro perforación	in	0,5
Radio drenaje	ft	500

Las características del apuntalante y el fluido de fractura se evidencia en la tabla 3, donde se detalla sus propiedades físicas.

Tabla 3. Características del apuntalante y fluido de fractura.

Características Apuntalante y fluido de fractura		
Densidad fluido fractura	Lb/ft ³	7,1
Índice comportamiento de flujo		0,1975
Arena		14*300
Densidad arena sustentante	gr/cm ³	2,71
Resistencia compresión	kg/cm ²	60
Conductividad del sustentante	d/ft	1,0482
Concentración sustentante	lb/gal	3
Viscosidad	cP	60

Por medio de la geomecánica de rocas se determinan las propiedades del pozo que se indican a continuación esto permite evaluar el comportamiento del reservorio. El análisis se indica en la tabla 4.

Tabla 4. Geomecánica rocas.

Características Formación		
Esfuerzo horiz	psi	4000
Esfuerzo verti	psi	3000
Profundidad intervalo	ft	9215
coeficiente poisson		0,14
Caudal inyección	Barril/min	29
	gl/min	
Permeabilidad	mD	63
Porosidad	%	19
Saturación Oil	%	73
Saturación Agua	%	27
Saturación Critica	%	15
Agua		
Presión	psi	2800
Yacimiento		
Temperatura	F	200
Espesor	ft	50
Modulo	lb/in ²	4232000
Elasticidad		

Con los datos proporcionados se indica el procedimiento para el desarrollo de la fractura hidráulica.

Diseño del fracturamiento hidráulico

El diseño del fracturamiento hidráulico involucra la selección de parámetros como la presión de inyección, el caudal, el tipo de fluido y el agente sustentador, ajustados según las características del pozo y la formación. El objetivo es crear fracturas controladas que aumenten la permeabilidad de la roca, permitiendo la extracción eficiente de hidrocarburos.

Gradiente de fractura

$$GF = \frac{S - P}{D} + \left(\frac{V}{1 - V} \right) + \frac{P}{D}$$

$$GF = \frac{4500 - 3000}{9215} + \left(\frac{0,14}{1 - 0,14} \right) + \frac{3000}{9215}$$

$$GF = 0,162 + 0,162 + 0,325$$

$$GF = 0,65 \text{ psi/pie}$$

S = Esfuerzo horizontal: 3000 psi

P = Esfuerzo vertical: 2500 psi (presión de reservorio inicial).

D = Profundidad: 9160 pies.

V = Coeficiente de Poisson: 0.25

Presión Hidrostática

Densidad de la mezcla

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

$$\text{Densidad mezcla} = \frac{8,34 * (0,71) + 3}{1 + 0,0456 * 3}$$

$$\text{Densidad mezcla} = 7,84 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} * 0,12$$

$$\text{Densidad mezcla} = 0,94 \text{ gr/cm}^3$$

$$Presión Hidrostatica = \frac{Dens\ mez * Profundidad}{10}$$

$$Presión Hidrostatica = \frac{0,94 * 2809,45}{10}$$

$$Presión Hidrostatica = 264,57 \frac{kg}{cm^2} * 14,23$$

$$Presión Hidrostatica = 3765\ psi$$

Presiones en la fractura

Durante esta sección se indica las distintas presiones que se suscitan en el fracturamiento hidráulico

Cálculo de la presión de fractura

$$Pf = GF \times D$$

GF: 0.662 psi/pie.

D: es la profundidad 9160 pies.

$$Pf = 0,65 \frac{psi}{ft} \times 9215\ ft$$

$$Pf = 6000,1\ psi$$

Caídas de presión en tubería (Pt)

Con las siguientes variables se determina el tipo de flujo que está circulando

Viscosidad del fluido

$$u = 50\ cP * 0,001$$

$$u = 0,06\ Pa.s$$

Velocidad del fluido

$$V = \frac{17,16 * Qiny}{Do^2 - Di^2}$$

$$V = \frac{17,16 * 19}{5,791^2 - 2,875^2}$$

$$V = 12,9 \frac{ft}{s} * 0,3048$$

$$\mathbf{V = 3,93 m/s}$$

Densidad del fluido

$$\rho = 0,71 \frac{gr}{cm^3} * 1000$$

$$\mathbf{\rho = 710 kg/m^3}$$

Diámetro de la tubería

$$D = \left[\frac{5,791}{39,37} \right] - \left[\frac{2,875}{39,37} \right]$$

$$D = 0,147 - 0,073$$

$$\mathbf{D = 0,074 m}$$

Numero de Reynolds

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

$$NR = \frac{710 \frac{kg}{m^3} \cdot 3,93 \frac{m}{s} \cdot 0,074 m}{0,06 Pa \cdot s}$$

$$\mathbf{NR = 5262,16}$$

Cuando el flujo supera los 4000, se considera turbulento. Para calcular las pérdidas en la tubería, utilizamos los siguientes datos: el diámetro es de 0,074 metros, la rugosidad es de 0,0005 y el valor de n es 0,04.

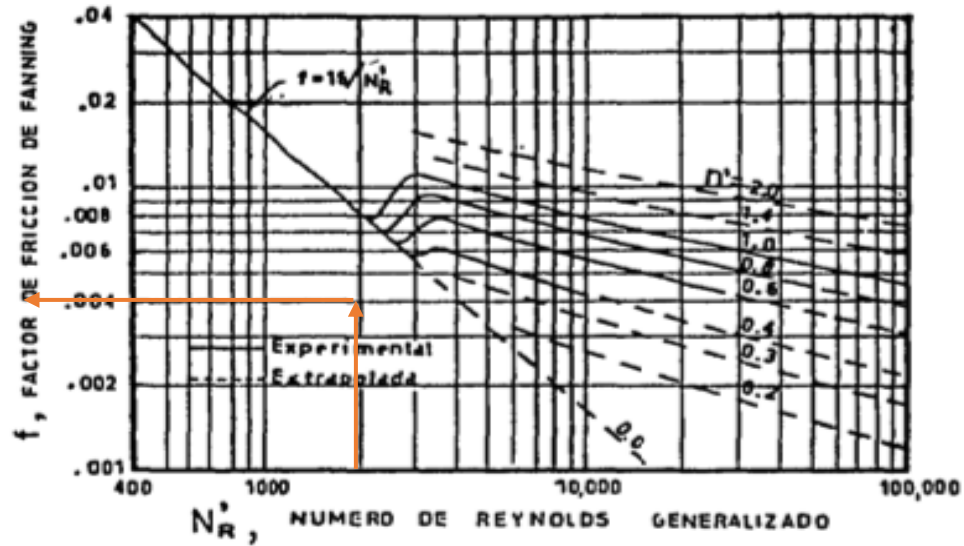


Figura 16. Factor de fricción.

Por medio de la correlación se determina un valor f de 0,0038, con la expresión de

$$Pt = \frac{f \cdot \rho \cdot V^2 \cdot D}{25,8 \cdot L}$$

$$Pt = \frac{0,0038 \cdot 7,1 \text{ lb/gal} \cdot 19,69^2 \frac{\text{ft}^2}{\text{s}} \cdot 2,875}{25,8 \cdot 9190}$$

$$Pt = 1278,1 \text{ psi}$$

Caídas de presión en los punzados Pd

De=diámetro equivalente total

N=número de disparos

Dp= diámetro del disparo

Pd= pérdidas en los punzados

Q= 29 bls/min equivalen 1218 gal/min

Densidad=7,1

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

$$de = \sqrt{90 \cdot 0,5^2}$$

$$de = 4,74$$

$$Pd = \frac{\rho \cdot Q_{iny}^2}{7430 \cdot de^4}$$

$$Pd = \frac{7,1 \cdot 852,6^2}{7430 \cdot 4,89^4}$$

$$Pd = 39,8 \text{ psi}$$

Presión de inyección en superficie

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

$$P_{iny} = 6000 \text{ psi} + 1278 \text{ psi} - 39,8 \text{ psi}$$

$$P_{iny} = 7238,4 \text{ psi}$$

La presión inyección desde superficie es de 7238,4 psi

Potencia hidráulica de la bomba

Es necesario para seleccionar el equipo de bombeo a emplear en el tratamiento y para tener una estimación de costos. Entonces, el sistema con 4 bombas quintuplex con cada bomba consumiendo aproximadamente 1028,5 HP.

$$HP = 0,0245 \cdot P_s \cdot Q$$

$$HP = 0,0245 \cdot 7238,4 \text{ psi} \cdot 29 \text{ b/min}$$

$$\text{Potencia} = 5142,8 \text{ HP}$$

Tiempo total de bombeo

Volumen de fluido fracturante = 80000 gal

Volumen de bache inicial = 20000 gal

Cs= concentración promedio del sustentante=3 lb/gal

Q= Caudal de inyección= 1218 gal/min

ps = densidad del sustentante =18 lb/gal

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

$$t_{\text{bombeo}} = \frac{(80000 - 20000) \cdot 2 \cdot \frac{1}{18} + 80000}{1218}$$

$$t_{\text{bombeo}} = 73,4 \text{ minutos}$$

$$t_{\text{bombeo}} = 1 \text{ hora con } 13 \text{ minutos}$$

El tiempo que dura el fracturamiento hidráulico es de 1 hora con 13 minutos

Dimensiones de la fractura

En esta sección se determina las variables del fracturamiento hidráulico las cuales se indican a continuación.

Longitud de la fractura

En función de las variables determinadas se estima la longitud de la fractura

$$L_f = C * \left(\frac{V_f}{\sigma_f r} \right)^{\frac{1}{2}}$$

L_f = es la longitud de la fractura.

C = es un factor de ajuste que depende del tipo de formación en este caso es de 60 para arenisca.

V_f = es el volumen de fluido inyectado.

σ_f = es el esfuerzo de fractura (la presión de fractura).

$$L_f = 60 * \left(\frac{80000 \text{ gal}}{6000 \text{ psi}} \right)^{\frac{1}{2}}$$

$$L_f = 60 * (13,3)^{\frac{1}{2}}$$

$$L_f = 219 \text{ ft}$$

En este caso la longitud de la fractura posee un valor de 219 ft.

Eficiencia de la fractura

La eficiencia de la fractura viene dada por la relación del volumen de fractura sobre el volumen inyectado

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

$$Vf = 2 * Hf * W * L$$

$$Vf = 2 * 180 * 0,91 * 219$$

$$Vf = 72209,2 \text{ GAL}$$

$$Vi = Vs + Vl$$

$$Vi = 80000 + 20000$$

$$Vi = 10000 \text{ gal}$$

$$Eficiencia = \frac{72209,2}{10000} * 100$$

$$Eficiencia = 71\%$$

Amplitud de la fractura

Este es un factor fundamental que establece el volumen de fluido que puede fluir a través de la fractura y, por consiguiente, afecta la permeabilidad efectiva de la misma. (Reyes Tigrero, 2021)

$$Wx = \left[\frac{Q * u}{n * kf * 10^6} \right]^{\frac{1}{3}} * \left[\frac{P}{Lf} \right]^{\frac{1}{3}}$$

$W(x)$ = es la amplitud de la fractura en un punto

P = es la presión de fractura.

η = es la eficiencia del fluido.

Q = es el caudal del fluido.

K = es la permeabilidad de la formación.

μ = es la viscosidad del fluido.

Lf = longitud fractura

$$Wx = \left[\frac{1904 * 60}{0,71 * 63 * 10^6} \right]^{\frac{1}{3}} * \left[\frac{6000}{219,09} \right]^{\frac{1}{3}}$$

$$Wx = 0,91 \text{ pulgadas}$$

La amplitud de la fractura tiene una equivalencia de 0,91 pulgadas

Permeabilidad de la fractura

El valor de la permeabilidad se calcula con la siguiente formula

$$Conduc. relativa = \frac{k_o * W}{k} * \frac{hf}{Hf} * \sqrt{\frac{40}{A}}$$

$$\sqrt{\frac{A}{40}} * \frac{Conduc. relativa * K}{hf} = k_o$$

$$\sqrt{\frac{80}{40}} * \frac{1400 * 63}{90} = k_{fractura}$$

$$k_{fractura} = 1550 \text{ mD}$$

Daño de la formación

$$rw = \frac{2}{3,1416} * Lf$$

$$rw = \frac{2}{3,1416} * 220$$

$$rw = 140 \text{ ft}$$

$$S = \frac{K}{kf} - 1 * \ln \frac{rw'}{rw}$$

$$S = \frac{63}{1550} - 1 * \ln \frac{140}{0,70}$$

$$S = -5,2$$

Índice de productividad

$$J = \frac{\ln\left(\frac{re}{rw}\right)}{\ln\left(\frac{re}{rw'}\right) + \frac{k}{kf} * \left(\frac{rw'}{rw}\right)}$$

$$J = \frac{\ln\left(\frac{500}{0,583}\right)}{\ln\left(\frac{500}{140}\right) + \frac{63}{1279} * \left(\frac{140}{0,583}\right)}$$

$$J = 0,52 \text{ BFPD/PSI}$$

Cálculo de la presión de fondo fluyente

$$Pwf = Pfractura - \Delta pf \left(1 - \left(\frac{X}{lf}\right)^2\right)$$

$$Pwf = 6061,2 \text{ psi} - (5015 \text{ psi}) \left(1 - \left(\frac{63 \text{ ft}}{158,7 \text{ ft}}\right)^2\right)$$

$$\mathbf{Pwf = 1400 \text{ psi}}$$

Cálculo del Caudal del fluido

$$Qf = J(P_r - Pwf)$$

$$Qf = 0,52 \frac{\text{BFPD}}{\text{PSI}} * (2800 - 1400) \text{ PSI}$$

$$\mathbf{Qf = 728 \text{ BFPD}}$$

Incremento de producción

Al aplicar la fractura en los 50 pies del intervalo productor se obtienen 728 barriles de fluido a una pwf de 1400 psi; con un índice de productividad de 0,52 BFPD/PSI.

En la figura 17 se indica el incremento de producción de petróleo en comparación de las condiciones actuales y post fractura.

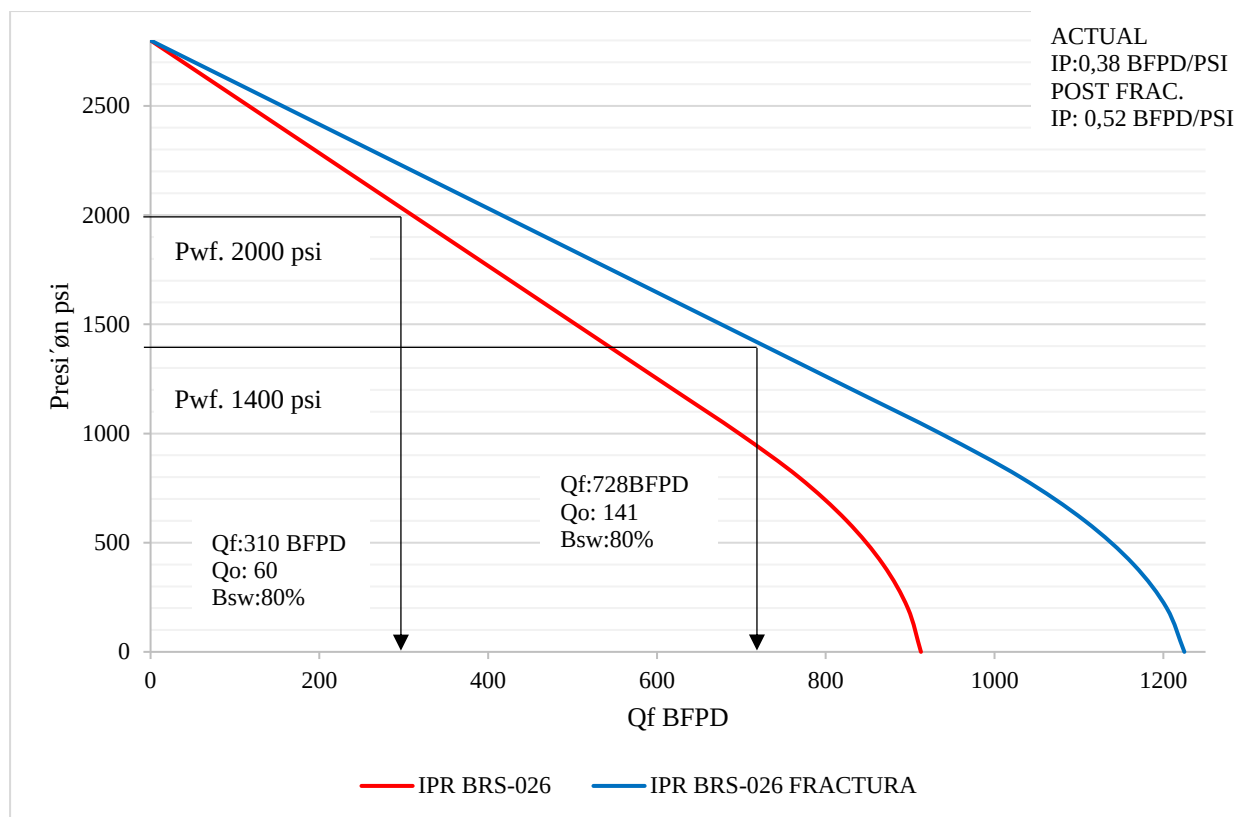


Figura 17. Incremento de producción post – fractura.

Análisis nuevo intervalo productor

En la presente sección por medio de registros eléctricos se estima un nuevo intervalo productor el cual se dispara obteniendo un incremento de producción de tal manera se busca que exista una producción conjunta entre la IPR actual y la IPR del nuevo intervalo.

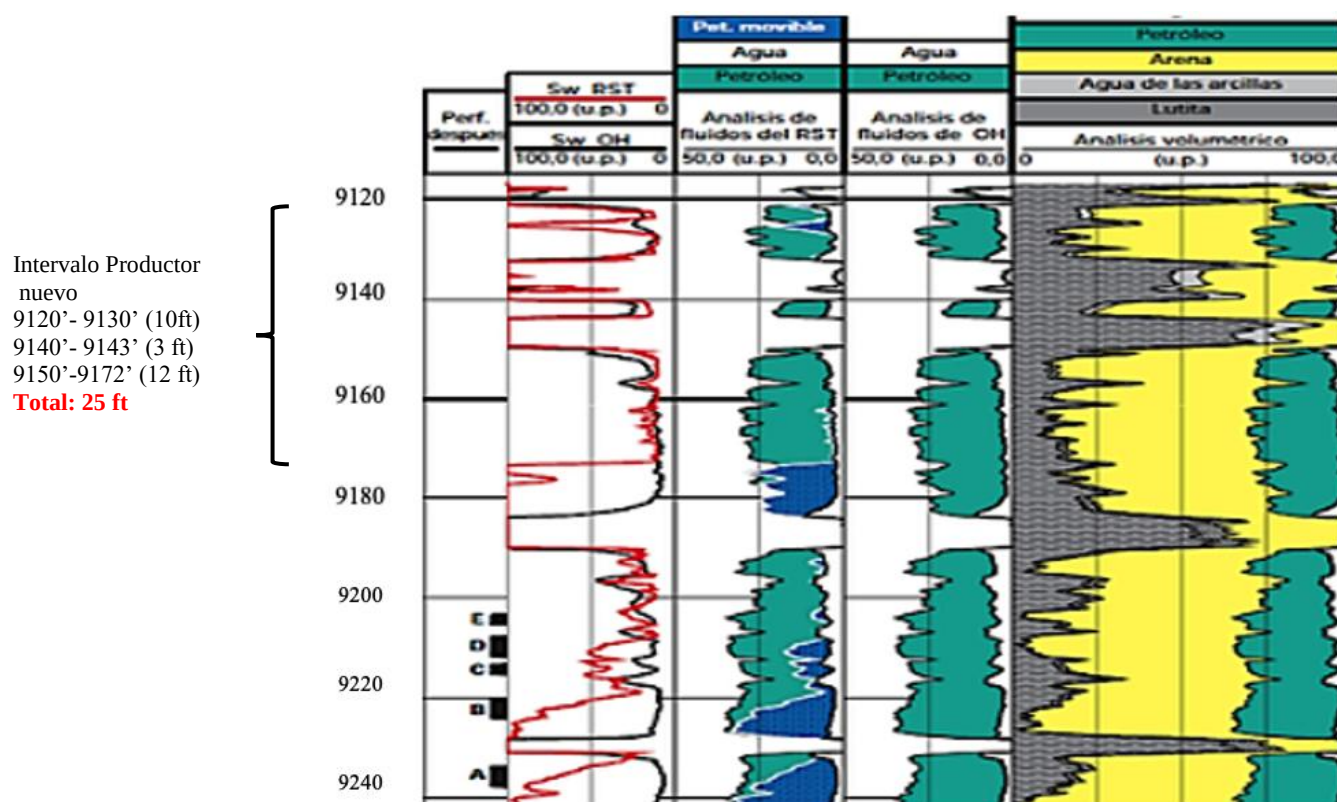


Figura 18. Nuevo intervalo productor.

Con la selección del nuevo intervalo equivalente a 25 pies se prosigue a realizar los cálculos de los disparos, daño mecánico, el nuevo índice de productividad y la capacidad de aporte del pozo.

Datos para el diseño de los disparos

En la tabla que se indica a continuación se muestra los datos necesarios para la implementación de los disparos en la formación:

Profundidad del disparo

Para determinar la longitud de ingreso del disparo en la formación se utiliza la siguiente formula.

$$Prof. disp = \frac{L * \sin \alpha}{2 * \sin \beta}$$

$$Prof. disp = \frac{25 ft * \sin 0,069}{2 * \sin 0,20}$$

$$Prof. disp = 4,2 ft$$

$$Prof. disp = 50,36 pulgadas$$

D = Profundidad del disparo (ft)

L = Longitud del intervalo de interés (ft)

α = Ángulo de disparo (radianes)

β = Ángulo de la formación (radianes)

En este caso el disparo ingresa 50,36 pulgadas a la formación

Velocidad del disparo

$$Vel. dis = \frac{Prof disp}{t * \cos \beta}$$

$$Vel. dis = \frac{4,2 ft/s}{19 s * \cos 0,069}$$

$$Vel. dis = 0,22 ft/s$$

Vd = Velocidad de disparo (ft/s)

t = Tiempo de disparo (s)

Diámetro del hoyo

$$diám. orif. = \frac{4 * Q}{\pi * Vel. disp.}$$

$$diám. orifi = \frac{4 * 0,005}{3,1416 * 0,22}$$

$$diám. orifi = 0,028 ft$$

$$diám. orifi = 0,345 in$$

El diámetro del disparo es igual a 0,345 pulgadas

Angulo de disparo

$$\alpha = \arctan \frac{L * \sin B}{2 * D}$$

$$\alpha = \arctan \frac{25 ft * \sin 0,20}{2 * 4,2 ft}$$

$$\alpha = 4 \text{ grados}$$

L: Longitud de la zona de interés

D: Longitud disparo

B: ángulo de formación

Velocidad del flujo

$$Vf = \frac{Q}{\pi * \frac{D^2}{4}}$$

$$Vf = \frac{0,005 ft^3/s}{\pi * \frac{0,0287 ft^2}{4}}$$

$$Vf = 7,64 \frac{ft^3}{s}$$

Conductividad del disparo

$$Cf = \frac{Diam. h * kf}{12 * uo}$$

$$Cf = \frac{0,345 in * 63}{12 * 0,0025 Pa.s}$$

$$Cf = 725 md. ft$$

Diam. H= diámetro del hoyo

Kf= permeabilidad formación

Uo viscosidad crudo en pa. s

Permeabilidad post disparos

$$k_{post dis.} = \frac{Kf * Cf}{kf + Cf}$$

$$k_{post\ dis.} = \frac{63\ md * 725\ md.\ ft}{63\ md + 725\ md * ft}$$

$$k_{post\ dis} = 58\ mD$$

Kf= permeabilidad de la formación

CF= Conductividad disparo

Kposdis= permeabilidad después del disparo

Al realizarse los disparos en la cara de la formación se reduce a 5 mD por desarrollarse un daño mecánico de 0,6 producto de la perforación en el intervalo productor.

Disparos por pie

$$N_{disparos} = \frac{L}{d}$$

$$N_{disparos} = \frac{25\ ft}{5}$$

$$N_{disparos} = 5 \frac{disparos}{ft}$$

Ndisparos = Número total de disparos

L = Longitud total del intervalo (en pies) = 25 pies en este caso.

d = Distancia entre cada disparo (en pies), o el espaciamiento de perforación es de 5.

Índice de productividad

Con los datos calculados del comportamiento de los disparos en la nueva zona productora se prosigue a calcular el índice de productividad del pozo en función de la ley de Darcy

$$IP = \frac{K * h}{141,2 * Bo * Uo * Ln \left[\frac{re}{rw} - 0,75 + s \right]}$$

$$IP = \frac{58\ mD * 25\ ft}{141,2 * 1,6 \frac{BY}{BN} * 2,5cP * Ln \left[\frac{500\ ft}{0,70\ ft} - 0,75 + 0,6 \right]}$$

$$IP = 0,4 \text{ BFPD/PSI}$$

IP: Índice productividad (BFPD/PSI)

K: Permeabilidad 58 mD

h: Espesor del reservorio 25ft

Bo: Factor volumétrico 1,6 BY/BN

Uo: Viscosidad crudo 2,5cP

re: Radio de drenaje 500 ft

rw: Radio del pozo 0,708 ft

s: Daño 0,6

Presión de fondo

$$Pf = \frac{\rho * Vf^2}{2} - \Delta p$$

$$Pf = \frac{57,5 \text{ lb/ft}^3 * 0,22 \frac{\text{ft}^2}{\text{s}}}{2} - 300 \text{ psi}$$

$$Pf = 1400 \text{ psi}$$

Pf = Presión de fondo (Pa)

ρ = Densidad del fluido (kg/m³)

Δp = Caída de presión (psi)

La presión de fondo que se maneja para la extracción de hidrocarburos tiene una equivalencia de 1400 psi, a continuación, se calcula la producción total a esta pwf.

Caudal de fluido

$$IP = \frac{Qf}{Pr - pwf}$$

$$Pwf = IP * (Pr - pwf)$$

$$Qf = 0,40 \text{ BFPD/PSI} * (2800 \text{ PSI} - 1400 \text{ PSI})$$

$$Qf = 560 \text{ BFPD}$$

Curva oferta IPR

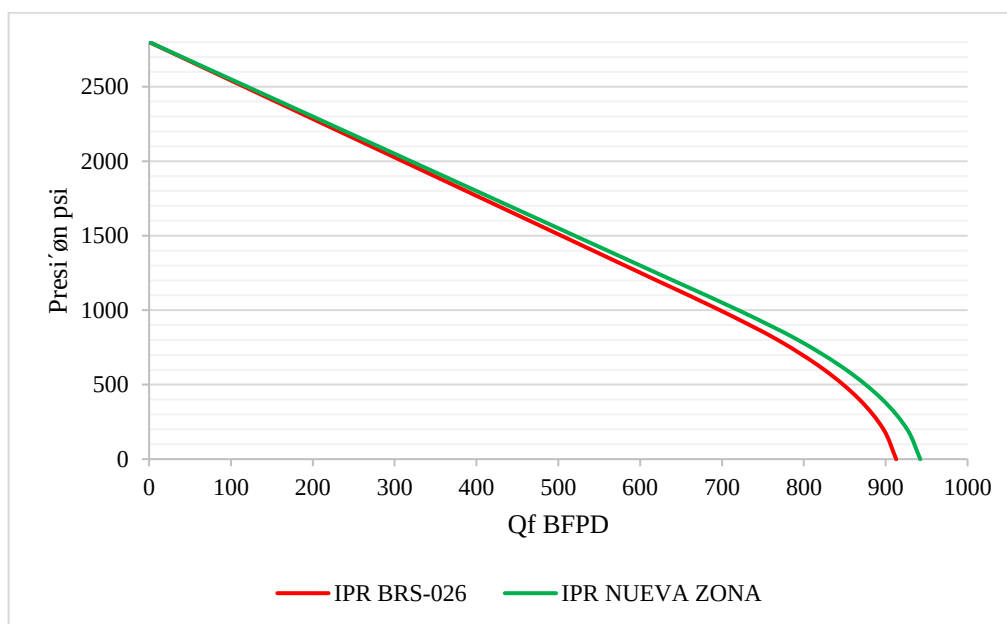


Figura 19. Curva de oferta IPR

Curva de oferta IPR conjunta

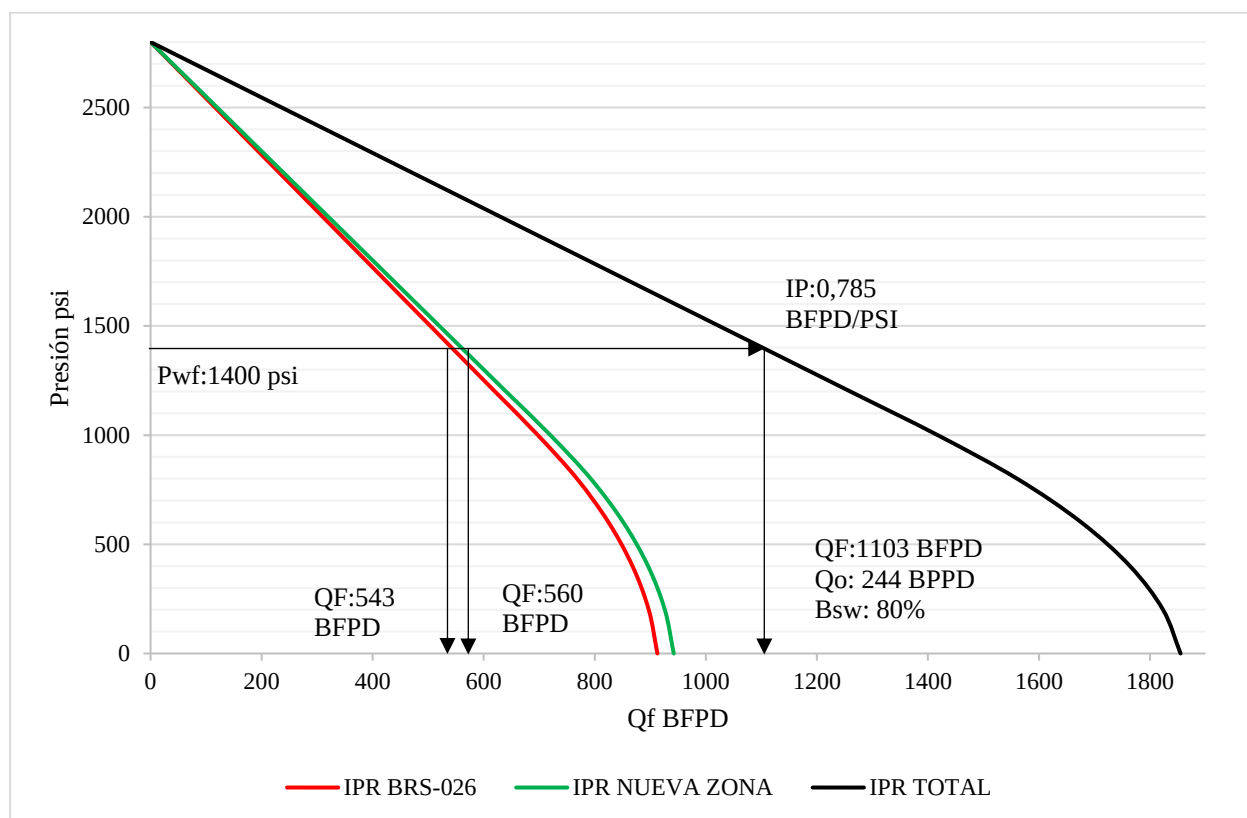


Figura 20. Curva de oferta IPR conjunta

Diseño del sistema electrosumergible

A continuación, se indica los datos de la tabla para el diseño del equipo electrosumergible que servirá para levantar el fluido post fractura y nuevo intervalo productor

Tabla 5. Diseño del equipo BES.

Variable	Unidad	Valor
Pr	psi	2800
BSW	%	0,86
Qf	BFPD	1102,5
Bw	BY/BN	1
Bg	BY/BN	0,0075
RGP	PCN/BN	300
Qo	BPPD	154,35
γ G		0,8
F OIL		0,92

γ OIL	0,9218241
F H2O	0,08
γ H2O	1,2
γ FLUIDO	0,94407818
Pwh PSIA	100
Prof bomba	9140
Prof perf	9240
sup	
PWF PSI	1400
	API
	22
T FT	200
z	0,89

Gravedad específica del fluido

$$\gamma_{fluido} = (f_{oil} * \gamma_{oil}) + (f_{H2O} * \gamma_{H2O})$$

$$\gamma_{fluido} = (0,92) * 0,91 + (0,08 * 1)$$

$$\gamma_{fluido} = 0,944$$

Nivel estático del fluido (NF)

$$h = \frac{P_{wf}}{0,433 * \gamma_{fluido}}$$

$$h = \frac{1400}{0,433 * 0,944}$$

$$h = 3424,77 \text{ ft}$$

$$NF = \text{Profundidad perf sup} - h$$

$$NF = 9240 \text{ ft} - 3424,7 \text{ ft}$$

$$NF = 5815,2 \text{ ft}$$

Cálculo de la PIP

Para determinar la presión de entrada de la bomba determinamos con la siguiente expresión:

$$PIP = PWF - ((Dp - Db) * (\gamma_{fluido} * 0,433))$$

$$PIP = 1400 - ((9240 - 9140) * (0,944 * 0,433))$$

$$\mathbf{PIP = 1359,12 PSI}$$

Cálculo del Rs Solubilidad del petróleo

$$Rs = \gamma_f \left[\frac{PIP}{18} * \frac{10^{0,0125 * API}}{10^{0,00091T}} \right]^{1,2048}$$

$$Rs = 0,94 \left[\frac{1359,12}{18} * \frac{10^{0,0125 * 22}}{10^{0,00091 * 200}} \right]^{1,2048}$$

$$\mathbf{Rs = 189,55 PCN/BN}$$

Cálculo de Bo Factor volumétrico del petróleo

$$F = Rs * \left[\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right]^{0,5} + 1,25T$$

$$F = 102,7 * \left[\frac{0,8}{0,92} \right]^{0,5} + 1,25 * 200$$

$$F = 426,6$$

$$Bo = 0,972 + 0,000147 * (426,6)^{1,175}$$

$$\mathbf{Bo = 1,15 BY/BN}$$

Factor volumétrico del gas Bg

$$Bg = 5,04 * \frac{ZT}{P}$$

$$Bg = 5,04 * \frac{(0,89 * 200)}{2800}$$

$$\mathbf{Bg = 0,32 BY/BN}$$

Volumen del gas que maneja la bomba

Volumen total del gas

$$Tg = qo * RGP$$

$$Tg = 220,5 * 300$$

$$\mathbf{Tg = 66150 PCN/D}$$

Volumen del gas en solución

$$Sg = Qo * Rs$$

$$Sg = 220,5 * 198,5$$

$$\mathbf{Sg = 4179,7 PCN/D}$$

Volumen del gas libre

$$Fg = Tg - Sg$$

$$Fg = 66150 - 4179,7$$

$$\mathbf{Fg = 24353,3 PCN/D}$$

Volumen de los fluidos

Volumen de petróleo

$$Vo = qo * Bo$$

$$Vo = 220,5 * 1,15$$

$$\mathbf{Vo = 254,22 BY/D}$$

Volumen de agua

$$Vw = ql(\%agua) * Bw$$

$$Vw = 254,22 * (0,80) * 1$$

$$V_w = 882 \text{ BY/D}$$

Volumen de gas

$$V_g = F_g * B_g$$

$$V_g = 24353,3 * 0,0075$$

$$V_g = 182,6 \text{ BY/D}$$

Porcentaje del gas libre

$$\%GL = \frac{V_g}{V_o + V_w + V_g} * 100$$

$$\%GL = \frac{182,6}{254,2 + 882 + 182,6} * 100$$

$$\%GL = 13\%$$

No es necesario colocar un separador de gas

Cálculo carga dinámica total TDH

$$TDH = H_d + F_t + P_d$$

$$TDH = 5714,4 + 28 + 244,7 \text{ ft}$$

$$TDH = 5987 \text{ ft}$$

Altura dinámica

$$H_d = D_b - \frac{PWF * 2,31 \text{ FT/LPC}}{\gamma_{fluido}}$$

$$H_d = 9140 - \frac{1400 * 2,31}{0,94}$$

$$H_d = 5714,4 \text{ ft}$$

Perdidas por fricción en líneas de flujo

$$Pd = \frac{Pwh}{0,433 * \gamma_{fluido}}$$

$$Pd = \frac{100}{0,433 * 0,94}$$

$$Pd = 244,7 \text{ ft}$$

Perdidas por fricción en tubería

$$Ft = \frac{Db * (\phi)}{1000}$$

$$Ft = \frac{9140 * (3,068)}{1000}$$

$$Ft = 28 \text{ ft}$$

Selección de la bomba

El equipo electrosumergible seleccionado, que aparece en la figura 19, es un modelo REDA RC1000, diseñado para operar a 60 Hz y capaz de alcanzar una altura de elevación de 5714 ft. Con una potencia de 32 hp y una eficiencia del 67% que opera desde los 200 BFPD hasta 1350 BFPD, en la completación se adapta este tipo para la fractura como para el intervalo.

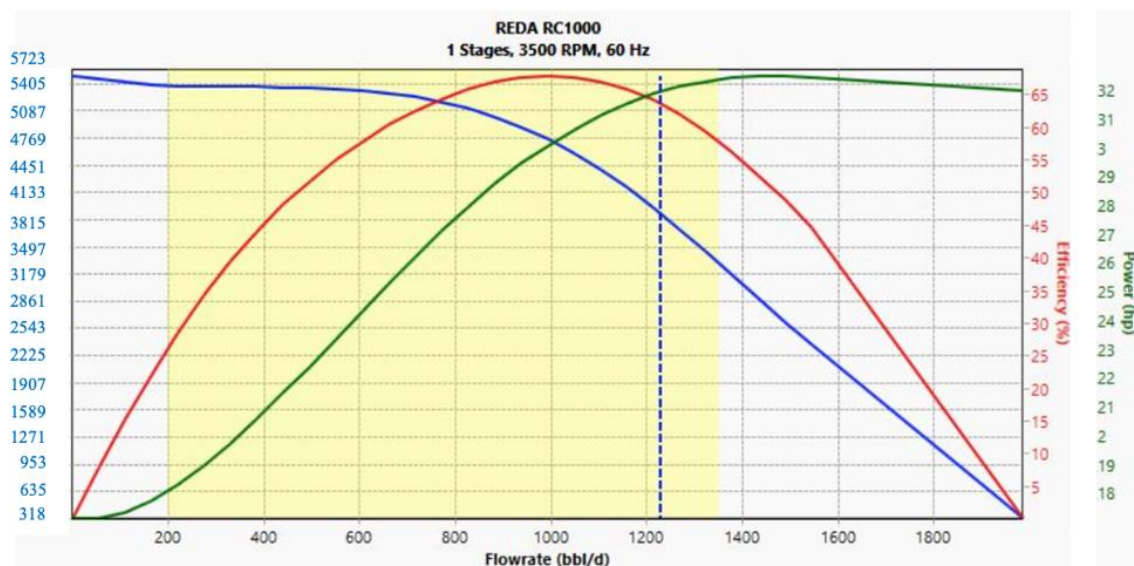


Figura 21. Características del sistema REDA RC1000

CAPÍTULO III

PROPUESTA DEL DESARROLLO DEL PROYECTO TÉCNICO

Propuesta 1 Implementación del fracturamiento hidráulico

La implementación de la técnica de fracturamiento hidráulico se llevó a cabo mediante un sistema de superficie que incluye un manifold de succión y manejo de descarga, donde se mezcla un fluido con aditivos sólidos. En una batea de mezclas, se generan 100.000 galones de fluido, los cuales son inyectados en el pozo por cinco bombas tríplex, cada una con una capacidad de 1.028 HP. El fluido es inyectado a una presión de 7.317,8 PSI, superando los 6.000 PSI necesarios para alcanzar la presión de fractura. De esta manera, la presión de inyección total es de 7.317,8 PSI.

El proceso de bombeo tiene una duración de 1 hora y 13 minutos, durante los cuales se genera una fractura con una longitud de 219 pies y una amplitud de 0,91 pulgadas. La permeabilidad resultante es de 1.550 mili Darcys, y se logra una reducción del daño de la formación de -5,2.

Utilizando el modelo PKND Perkins para el diseño de fractura, se determina la nueva curva de oferta e IPR. Las condiciones iniciales del pozo indicaban una producción de 60 barriles de crudo y 310 barriles de fluido, con una presión de fondo de 2.000 PSI. Tras la implementación del fracturamiento hidráulico, el modelo PKND calcula la nueva presión de fondo fluyente en función de las variables obtenidas (amplitud, longitud, permeabilidad), resultando en un valor de 1.400 PSI. Esto genera un caudal de fluido de 728 barriles, de los cuales 141 son barriles de petróleo, lo que implica un incremento de 81 barriles de petróleo por día. Además, el índice de productividad (IPR) se establece en 0,52 BFPD/PSI.

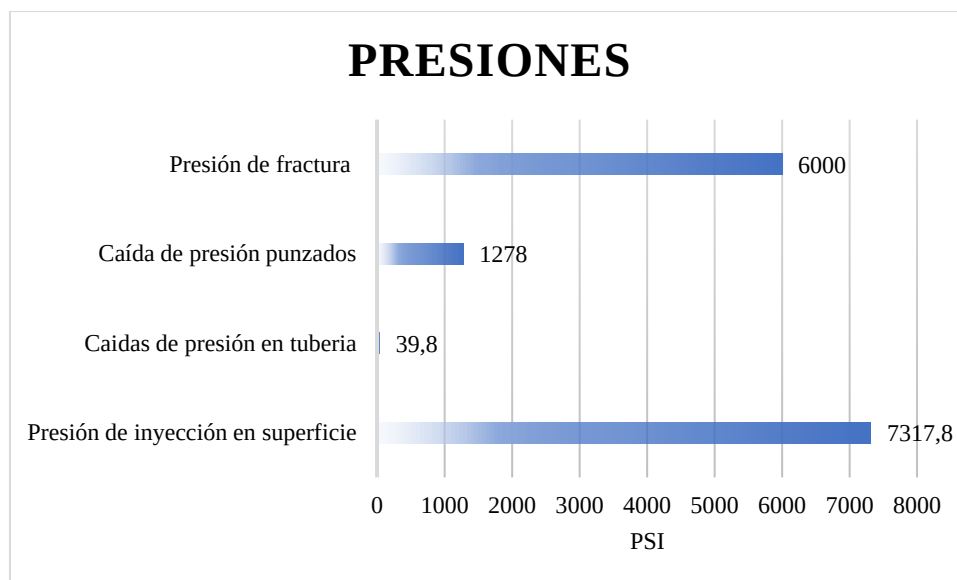


Figura 22. Variación de presiones.

En la gráfica se observa el incremento de presiones al aplicar la técnica de fracturamiento hidráulico.

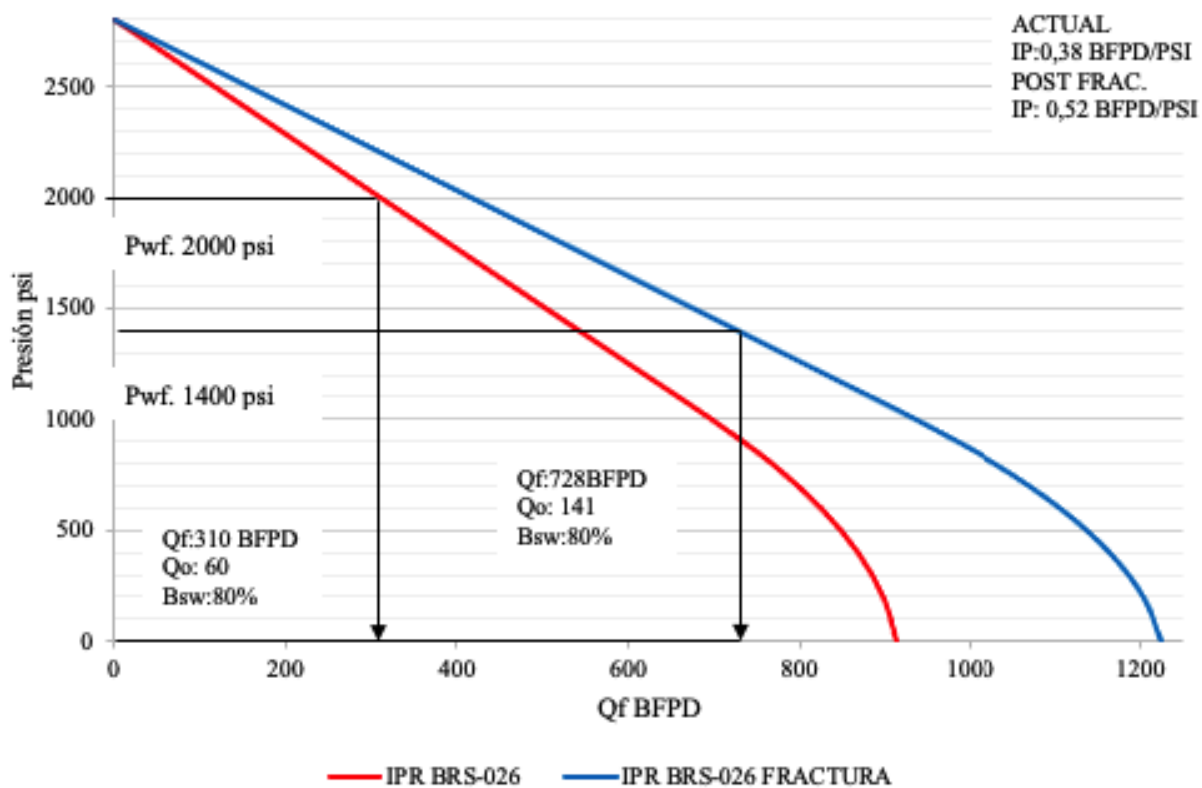


Figura 23. Resultados del fracturamiento hidráulico.

Propuesta 2 Nuevo intervalo productor

En la figura se indica los resultados de los disparos con los cálculos determinados con una densidad de 5 disparos por pie.

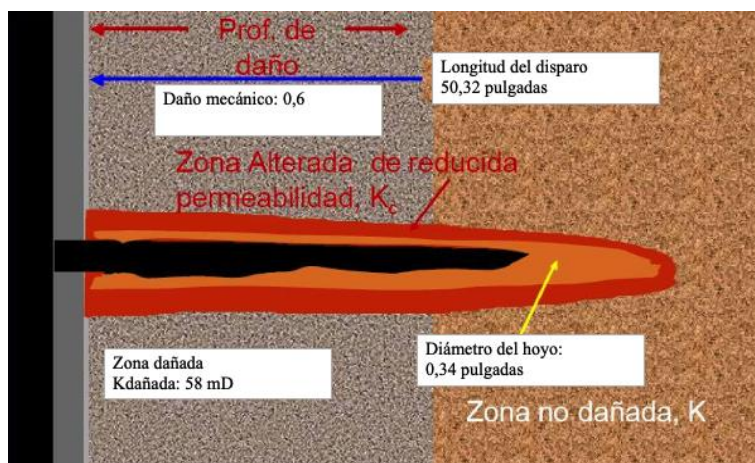


Figura 24. Características de los disparos TCP.

Incremento de producción post disparos

La implementación de un nuevo intervalo productor se llevó a cabo en un espesor de 25 pies, cuyas propiedades petrofísicas son una permeabilidad de 63 miliDarcys, una porosidad del 18%, y un índice de productividad estimado de 0,4 BFPD/PSI para este nuevo intervalo. El diseño de los disparos se basó en cargas TCP sobre balance, lo que permitió una entrada efectiva a la formación. Según los cálculos realizados, se determinaron cinco disparos por pie, generando una longitud de disparo de 50,32 pulgadas, con un diámetro de olla de 0,34 pulgadas y una reducción de la permeabilidad de 63 mD a 58 mD. Estos disparos causaron un daño mecánico de 0,6 en la vecindad del pozo.

Con los datos obtenidos, se calculó el nuevo índice de productividad, que sigue siendo 0,4 BFPD/PSI. La productividad del nuevo intervalo permitió determinar la curva IPR final, considerando una presión de fondo de producción de 1.400 PSI. A partir de las variables encontradas, el aporte de la IPR actual sería de 543 barriles de fluido, y el nuevo intervalo

aportaría 560 barriles de fluido, lo que da un total de 1.103 barriles de fluido a una presión de fondo de 1.400 PSI. Esto resulta en un aumento del índice de productividad a 0,785 BFPD/PSI.

El incremento en la producción de crudo se enfoca en 244 barriles de petróleo por día, lo que representa un aumento de 184 barriles de petróleo adicionales.

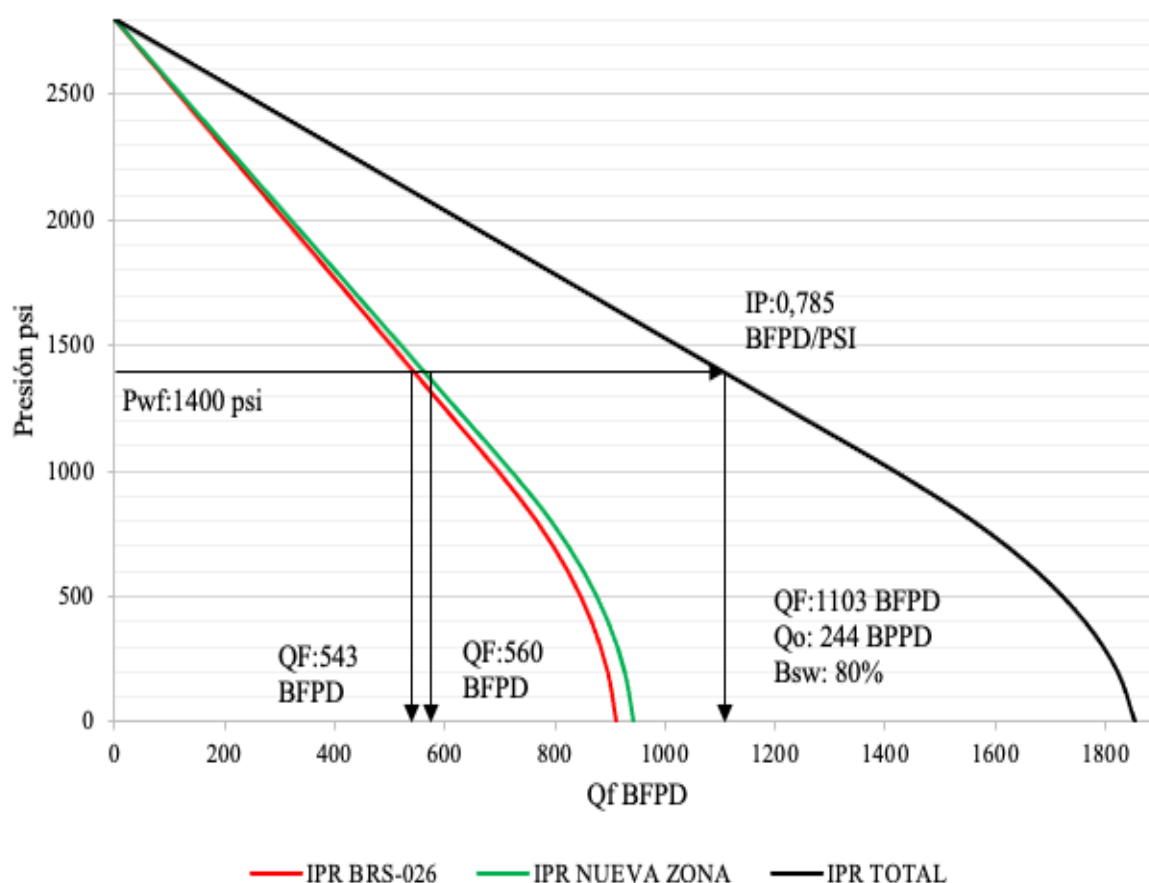


Figura 25. Incremento de producción nuevo disparo.

Resultados

En la figura se indica el incremento de producción de petróleo al comparar las dos técnicas evaluadas.

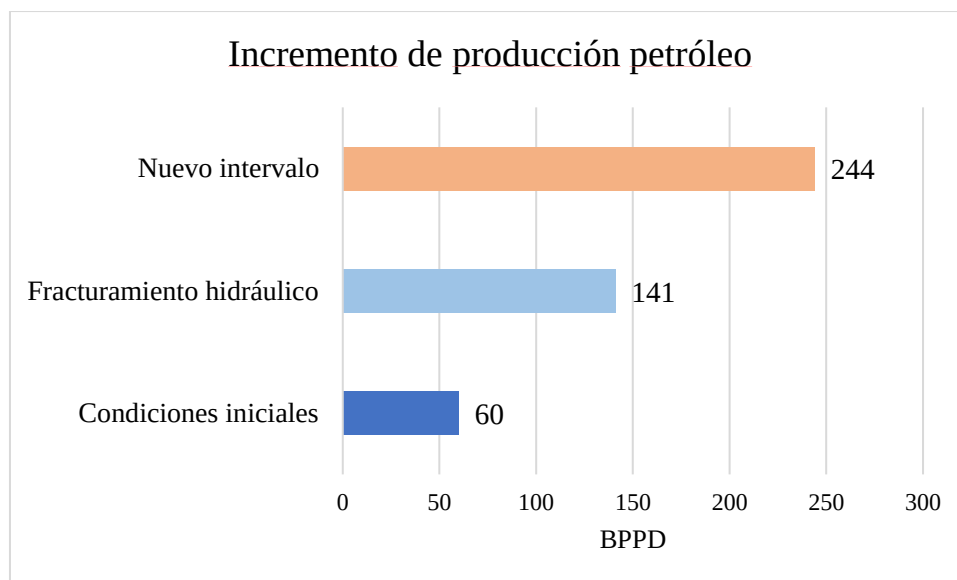


Figura 26. Incremento de producción fracturamiento y nuevo intervalo.

En la figura se indica el incremento del índice de productividad

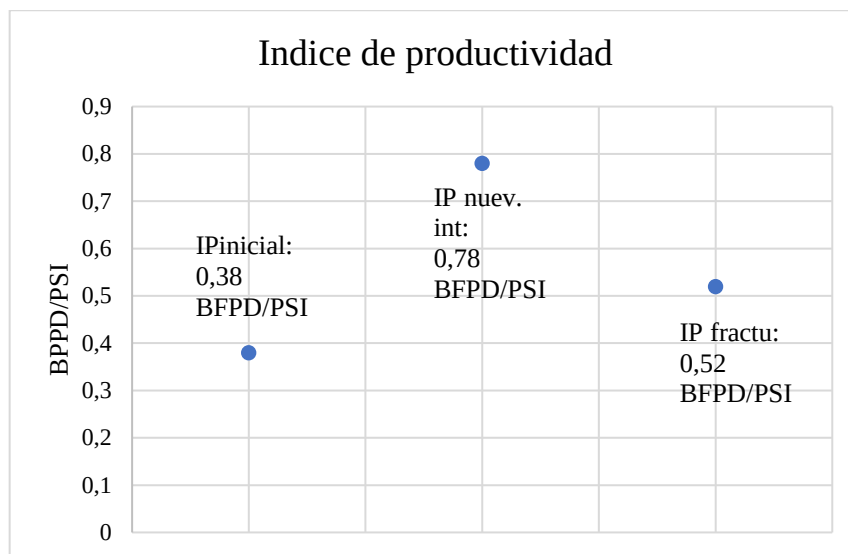


Figura 27. Índice de productividad.

Finalmente, en la figura 26, se indica la capacidad de producción de las dos técnicas aplicadas en el reservorio Basal Tena.

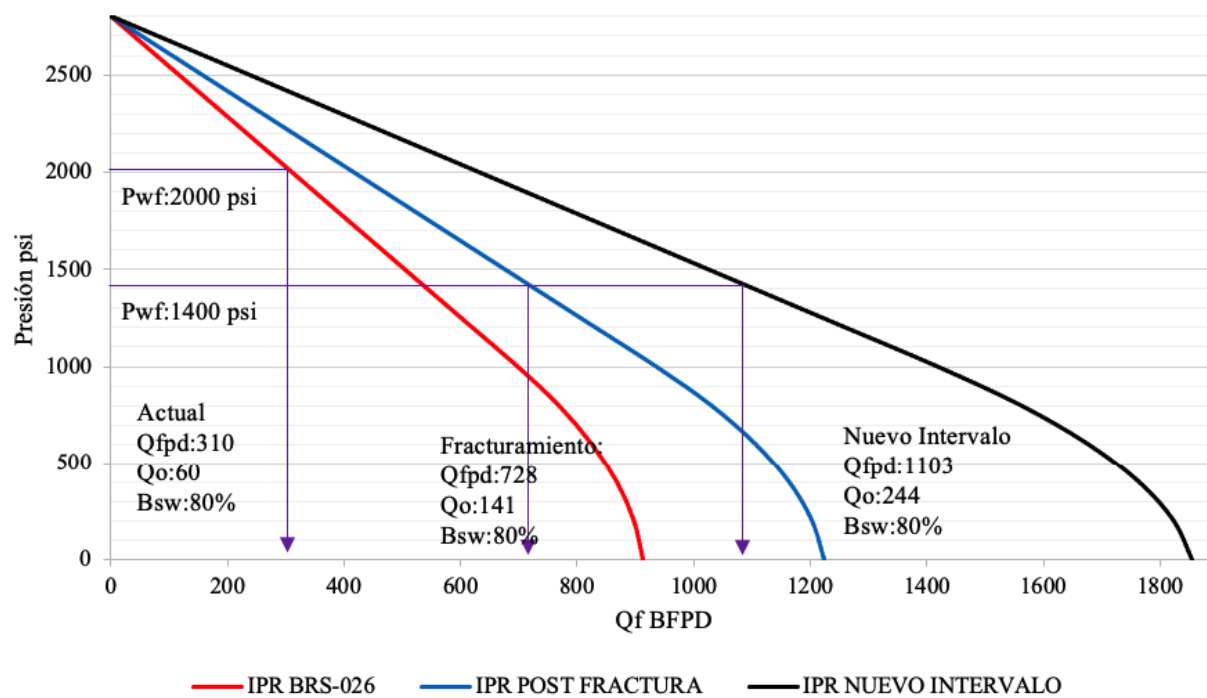


Figura 28. Incremento de producción, fracturamiento y nuevo intervalo.

CAPÍTULO IV

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

La implementación del fracturamiento hidráulico resultó en un aumento significativo de la producción de petróleo, mejorando la permeabilidad de 1.550 mili Darcys y reduciendo el daño en la formación de -5,2, lo que permitió obtener un mayor caudal de fluido de 728 barriles y 141 barriles de petróleo. El análisis mostró que, mediante el diseño adecuado de fractura, se lograron mejoras en la eficiencia del pozo, con un incremento de 81 barriles de petróleo por día y una optimización en el índice de productividad (IPR), que se estableció en 0,52 BFPD/PSI. Esto demuestra la efectividad de esta técnica para maximizar el rendimiento de los pozos y mejorar su eficiencia operativa.

La implementación del nuevo intervalo productor ha demostrado ser eficaz para incrementar la productividad del pozo, con un aumento significativo en el índice de productividad, que pasó de 0,4 BFPD/PSI a 0,785 BFPD/PSI. Este resultado se logra gracias a un diseño adecuado de disparos y la reducción de la permeabilidad, lo que genera una mayor eficiencia en la producción. El incremento de 244 barriles de fluido por día, de los cuales 184 son barriles de petróleo, refleja una mejora sustancial en la producción, validando la efectividad de este nuevo intervalo para optimizar el rendimiento del pozo.

Monitorear constantemente la calidad del agua subterránea y superficial, gestionar adecuadamente los residuos generados y adoptar tecnologías para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Además, es esencial realizar evaluaciones ambientales periódicas para identificar y mitigar posibles riesgos ecológicos, como la contaminación o el daño a la fauna

local. Estas acciones garantizarán que las mejoras en la productividad sean sostenibles, minimizando los impactos negativos en el entorno natural.

Recomendaciones

Para mejorar el rendimiento del fracturamiento hidráulico y el nuevo intervalo productor, se recomienda optimizar la composición de los fluidos de fractura. Utilizar aditivos más eficientes y menos invasivos puede reducir el impacto ambiental y mejorar la efectividad de la fractura, aumentando la permeabilidad y la producción de petróleo sin comprometer la integridad de la formación.

Ajustar los parámetros del diseño de fractura y disparos, como la cantidad de disparos por pie y la longitud de la fractura, puede mejorar la eficiencia operativa. Modificar estos factores en función de las características específicas del pozo puede maximizar la producción y reducir los daños a la formación.

Para mejorar el rendimiento del fracturamiento hidráulico y el nuevo intervalo productor, se recomienda optimizar la composición de los fluidos de fractura. Utilizar aditivos más eficientes y menos invasivos puede reducir el impacto ambiental y mejorar la efectividad de la fractura, aumentando la permeabilidad y la producción de petróleo sin comprometer la integridad de la formación.

Bibliografía

- Hidalgo, M. I.-m.-1. (2018). Estrategias metodológicas para el desarrollo del pensamiento lógico-matemático. En D. lia, *Didáctica y Educación*, 9(1), 125-132. Didasc@ lia.
- Delgado, R. Z. (2019). El m-learning, las ventajas de la utilización de dispositivos móviles en el proceso autónomo de aprendizaje. *Revista de Ciencias Humanísticas y Sociales*, 29-38.
- Cedeño Romero, E. L. (2019). Entornos virtuales de aprendizaje y su rol innovador en el proceso de enseñanza. . *Revista de Ciencias Humanísticas y Sociales* , 138-148.
- Guamán Gómez, V. J.-2. (Guamán Gómez, V. J., & Venet Muñoz, R. (2019). El aprendizaje significativo desde el contexto de la planificación didáctica. *Conrado*, 15(69), 218-223.).
- Guamán Gómez, V. J., & Venet Muñoz, R. (2019). El aprendizaje significativo desde el contexto de la planificación didáctica. *Conrado*, 15(69), 218-223. *Guamán Gómez, V. J., & Venet Muñoz, R. (2019). El aprendizaje significativo desde el contexto de la planificación didáctica. Conrado*, 15(69), 218-223., 218-223.
- Guamán Gómez, V. J. (2019). El aprendizaje significativo desde el contexto de la planificación didáctica. *Conrado*, 218-223.
- López, D. C. (2020). Las TIC en los procesos de enseñanza-aprendizaje desarrollados por maestros tutores de Educación Primaria en la Región de Murcia. *RIITE Revista Interuniversitaria de Investigación en Tecnología Educativa*.
- Pila Moreno, L. L. (2016). Estrategias metodológicas y desarrollo del pensamiento lógico matemático de los niños del 2do año de educación básica paralelo “a”, de la unidad educativa Isabel de Godin “escuela Simón Bolívar” de la parroquia Veloz,ciudad Riobamba,provincia Chimborazo. *Bachelor's thesis, Riobamba, UNACH 2016*.

Mendoza, L. R. (2020). TIC y neuroeducación como recurso de innovación en el proceso de enseñanza y aprendizaje. . *Revista de Ciencias Humanísticas y Sociales*, 85-96.

Bueno Díaz, M. V. (2021). Las TIC como mediadoras didácticas en los procesos de enseñanza aprendizaje del área de matemáticas en la básica primaria de la Institución Educativa la Laguna del Municipio de los Santos.

Granda Asencio, L. Y. (2019). Las TICs como herramientas didácticas del proceso de enseñanza-aprendizaje. *Conrado*, 104-110.

Díaz granados, F. I. (2006). . Incorporación de TICs en las actividades cotidianas del aula: una experiencia en escuela de provincia. *Zona próxima*, 62-85.

(s.f.).

Anexos

