



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

TITULO DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

**EVALUACIÓN DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN EL
POZO SHSQ-180 A LA ARENA T SUPERIOR, MEDIANTE TÉCNICA
DE HIWAY EN EL BLOQUE 57**

AUTOR

PIZARRO RAMÍREZ, MICHEL SALOMÓN

TRABAJO DE TITULACIÓN

**Previo a la obtención del grado académico en
MAGISTER EN PETRÓLEOS**

TUTORA

Ing. Gutiérrez Hinstroza, Marllelis, PhD.

Santa Elena, Ecuador

Año 2024



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN**

**Ing. Alex Tenicota García, Mgtr.
COORDINADOR DEL PROGRAMA**

**Ing. Marllelis Gutiérrez Hinestroza, PhD
TUTORA**

**Ing. Carlos Portilla Lazo, Mgtr.
DOCENTE ESPECIALISTA**

**Ing. Kervin Chunga Moran, PhD.
DOCENTE ESPECIALISTA**

**Ab. María Rivera González, Mgtr.
SECRETARIA GENERAL
UPSE**



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO
CERTIFICACIÓN**

Certifico que luego de haber dirigido científica y técnicamente el desarrollo y estructura final del trabajo, este cumple y se ajusta a los estándares académicos, razón por el cual apruebo en todas sus partes el presente trabajo de titulación que fue realizado en su totalidad por MICHEL SALOMÓN PIZARRO RAMÍREZ, como requerimiento para la obtención del título de Magister en Petróleos.

TUTORA

Ing. Marllelis Gutiérrez Hiestroza, PhD.

Santa Elena, a los 17 días del mes de diciembre del año 2024



UPSE

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Yo, MICHEL SALOMÓN PIZARRO RAMÍREZ

DECLARO QUE:

El trabajo de Titulación, EVALUACIÓN DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN EL POZO SHSQ-180 A LA ARENA T SUPERIOR, MEDIANTE TÉCNICA DE HIWAY EN EL BLOQUE 57 previo a la obtención del título en Magister en Petróleos, ha sido desarrollado respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan en el documento, cuyas fuentes se incorporan en las referencias o bibliografías. Consecuentemente este trabajo es de mi total autoría.

En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance del Trabajo de Titulación referido.

Santa Elena, a los 17 días del mes de diciembre del año 2024

EL AUTOR

MICHEL PIZARRO RAMÍREZ



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA**

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

CERTIFICACIÓN DE ANTIPLAGIO

Certifico que después de revisar el documento final del trabajo de titulación denominado **EVALUACIÓN DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN EL POZO SHSQ-180 A LA ARENA T SUPERIOR, MEDIANTE TÉCNICA DE HIWAY EN EL BLOQUE 57**, presentado por el estudiante, **MICHEL SALOMÓN PIZARRO RAMÍREZ** fue enviado al Sistema Antiplagio COMPILATIO, presentando un porcentaje de similitud correspondiente al 0%, por lo que se aprueba el trabajo para que continúe con el proceso de titulación.

| | | |
|---|--|--|
|  CERTIFICADO DE ANÁLISIS magister | | |
| EVALUACIÓN DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN EL POZO SHSQ-180 A LA ARENA T SUPERIOR, MEDIANTE TÉCNICA DE HIWAY EN EL BLOQUE 57 | | |
| 0% Textos sospechosos | 0% Similitudes entre comillas 0% entre las fuentes mencionadas 0% Idiomas no reconocidos | Número de palabras: 4664 Número de caracteres: 30.673 |
| Nombre del documento: EVALUACIÓN DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN EL POZO SHSQ-180 A LA ARENA T SUPERIOR, MEDIANTE TÉCNICA DE HIWAY EN EL BLOQUE 57.docx ID del documento: 0a8aae476cc86cc5c4ff1c25b38e692d040162ada Tamaño del documento original: 56,83 kB Autores: [] | Depositante: MARLELIS DEL VALLE GUTIERREZ HINESTROZA Fecha de depósito: 1/12/2024 Tipo de carga: interface fecha de fin de análisis: 1/12/2024 | |

Ubicación de las similitudes en el documento:

TUTORA

Ing. Marllelis Gutiérrez Hinestroza, PhD.



UPSE

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

AUTORIZACIÓN

Yo, MICHEL SALOMÓN PIZARRO RAMÍREZ

Autorizo a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, para que haga de este trabajo de titulación o parte de él, un documento disponible para su lectura consulta y procesos de investigación, según las normas de la Institución.

Cedo los derechos en línea patrimoniales de artículo profesional de alto nivel con fines de difusión pública, además apruebo la reproducción de este artículo académico dentro de las regulaciones de la Universidad, siempre y cuando esta reproducción no suponga una ganancia económica y se realice respetando mis derechos de autor

Santa Elena, a los 17 días del mes de diciembre del año 2024

EL AUTOR

Michel Pizarro Ramírez

AGRADECIMIENTO

Dedico este trabajo de investigación, en primer lugar, a Dios, por ser mi guía y darme la fuerza para seguir adelante en cada momento.

A mis padres, por su amor incondicional, por creer en mí y brindarme el apoyo necesario para alcanzar mis metas. Su esfuerzo y dedicación son el motor que me impulsa a seguir creciendo.

A mi familia, por su comprensión y paciencia durante todo este proceso, por ser mi refugio y mi inspiración constante.

Y finalmente, dedico este esfuerzo a todas aquellas personas que, de alguna manera, contribuyeron a mi formación, especialmente a mis profesores y mi tutora, quienes con su conocimiento y guía me han ayudado a hacer realidad este proyecto.

Michel Salomón, Pizarro Ramírez

DEDICATORIA

Dedico este trabajo, en primer lugar, a Dios, por darme la sabiduría, inteligencia y conocimiento necesario para llevar a cabo de manera eficiente esta investigación. Su guía ha sido fundamental en cada paso de este camino.

A mi esposa y a mi hijo, quienes son mi mayor fuente de inspiración. Gracias por ser mi fuerza diaria y motivarme a esforzarme para construir un futuro mejor para nuestra familia.

A mis padres, por su apoyo incondicional y por inculcarme desde siempre el valor del esfuerzo y la importancia de seguir creciendo profesionalmente.

A mis profesores, por enriquecer mis conocimientos y ser parte esencial de mi formación académica y profesional.

Y a mi tutora, por el tiempo, la paciencia y la dirección brindada a lo largo del desarrollo de este trabajo, permitiéndome culminarlo con éxito.

Michel Salomón, Pizarro Ramírez

ÍNDICE GENERAL

| | |
|---|-------------|
| TITULO DEL TRABAJO DE TITULACIÓN | I |
| TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN | II |
| CERTIFICACIÓN..... | III |
| DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD | IV |
| CERTIFICACIÓN DE ANTIPLAGIO..... | V |
| AUTORIZACIÓN..... | VI |
| AGRADECIMIENTO..... | VII |
| DEDICATORIA..... | VIII |
| ÍNDICE GENERAL..... | IX |
| ÍNDICE DE TABLAS..... | XIII |
| ÍNDICE DE FIGURAS..... | XIV |
| RESUMEN..... | XVI |
| ABSTRACT | XVII |
| INTRODUCCIÓN | 1 |
| Planteamiento de la investigación..... | 3 |
| Formulación del problema de investigación..... | 3 |
| Objetivo General..... | 4 |
| Objetivos Específicos | 4 |
| Planteamiento hipotético..... | 4 |
| CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO REFERENCIAL..... | 5 |
| 1.1. Revisión de literatura | 5 |
| 1.2. Desarrollo teórico y conceptual | 10 |
| 1.2.1 Evaluación de integridad de cemento IBC-CBL-VDL..... | 10 |
| 1.2.1.1. IBC (Impedance Bond Calculator) | 10 |
| 1.2.1.2. CBL (Cement Bond Log)..... | 10 |
| 1.2.1.3. VDL (Variable Density Log) | 10 |

| | |
|---|-----------|
| 1.2.1.4. Aplicaciones del IBC-CBL-VDL en pozos de petróleo | 11 |
| 1.2.2 Base Teórica de Propagación de Fracturas | 12 |
| 1.2.2.1. Teoría de la Mecánica de Fracturas | 13 |
| a. Mecanismo de Ruptura: Criterio de Fractura de Griffith | 14 |
| b. Modelo de Fractura Lineal Elástica (LEFM) | 14 |
| 1.2.2.2. Factores que afectan la Propagación de Fracturas | 15 |
| a. Esfuerzos en el Yacimiento | 15 |
| b. Contraste de Módulos Elásticos..... | 16 |
| c. Presión de Ruptura..... | 17 |
| d. Capas de Permeabilidad Diferencial | 17 |
| 1.2.2.3. Modelos Matemáticos de Propagación de Fracturas..... | 18 |
| 1.2.2.4. Propiedades del Fluido de Fracturamiento | 19 |
| 1.2.2.5. Interacción entre Fractura y Fluido..... | 19 |
| 1.2.2.6. Tipos de Fracturas | 20 |
| 1.2.2.7. Tips of screenout (recomendaciones para evitar atascamiento en la fractura) | 22 |
| 1.2.2.8. Evaluación del daño de formación y su mitigación | 23 |
| 1.2.3. Análisis de la declinación de la presión | 23 |
| 1.3. Ubicación Geográfica..... | 24 |
| 1.3.1. Descripción Geológica del campo..... | 25 |
| 1.3.2. Características del yacimiento T Superior | 26 |
| 1.3.2.1. Estratigrafía y Litología..... | 26 |
| 1.3.2.2. Facies y Ambiente Deposicional..... | 26 |
| 1.3.2.3. Propiedades Petrofísicas | 27 |
| 1.3.2.4. Estructura Geológica | 27 |
| 1.3.2.5. Fluidos y Presión de Reservorio..... | 27 |
| 1.3.2.6. Potencial Productivo y Recuperación Mejorada..... | 28 |
| 1.3.2.7 Mapa estructural..... | 28 |
| 1.3.3. Perfil de producción del pozo año 2016..... | 29 |
| 1.3.4. Diagrama de pozo productor SHSQ-180..... | 30 |
| CAPÍTULO 2. METODOLOGÍA..... | 33 |

| | |
|--|-----------|
| 2.1. Contexto de la investigación..... | 33 |
| 2.2. Diseño y alcance de la investigación..... | 33 |
| 2.3. Tipo y métodos de investigación..... | 33 |
| 2.4. Población y muestra..... | 34 |
| 2.4.1. Población de estudio: | 34 |
| 2.4.2. Muestra | 34 |
| 2.4.3. Variables | 34 |
| 2.5. Técnicas e instrumentos de recolección de datos | 34 |
| 2.5.1 Técnicas de recolección de datos | 34 |
| 2.5.2 Instrumentos de recolección de datos..... | 35 |
| 2.6. Procesamiento de la evaluación: Validez y confiabilidad de los instrumentos aplicados para el levantamiento de información..... | 35 |
| CAPÍTULO 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN | 36 |
| 3.1. Caracterización de la Arenisca T Superior..... | 36 |
| 3.2. Análisis de la aplicabilidad del fracturamiento en la Arena T Superior en el pozo SHSQ-180 a través de los registros eléctricos no convencionales corridos y disponibles..... | 40 |
| 3.3. Establecimiento de los criterios técnicos para la aplicación del método de HiWAY en pozos agotados..... | 47 |
| 3.3.1. Condiciones del Yacimiento..... | 47 |
| 3.3.2. Viabilidad Técnica del Fracturamiento Hidráulico | 48 |
| 3.3.3. Desafíos Operacionales..... | 48 |
| 3.3.4. Evaluación Económica..... | 50 |
| 3.3.5. Mitigación de Riesgos..... | 51 |
| 3.3.6. Tecnologías Complementarias..... | 51 |
| 3.4. Discusión de resultados | 51 |
| 3.4.1 Simulación de la fractura hidráulica por el método HiWAY | 51 |
| 3.4.2 Simulación del comportamiento de la producción | 54 |
| 3.4.3. Fractura hidráulica HiWAY..... | 54 |
| 3.4.4. Prueba de producción..... | 56 |
| 3.4.4.1. Armado de Bomba Electro-sumergible..... | 56 |
| 3.4.4.2. Resultados de prueba de producción..... | 58 |

| | |
|---|-----------|
| 3.4.4.3 Balance de la producción del pozo SHSQ-180..... | 61 |
| CONCLUSIONES..... | 63 |
| RECOMENDACIONES..... | 65 |
| REFERENCIAS..... | 66 |
| ANEXOS..... | 74 |
| Anexo 1: Historial de Pruebas de Producción Pozo SHSQ-180..... | 74 |
| Anexo 2: Producción Acumulada del Pozo SHSQ-180..... | 75 |
| Anexo 3: Historial de Producción del Pozo SHSQ-180..... | 76 |
| Anexo 3: Balance operacional del Pozo SHSQ-180..... | 77 |

ÍNDICE DE TABLAS

| | |
|----------------------|----|
| Tabla 1 | 30 |
| Tabla 2 | 56 |
| Tabla 3 | 58 |
| Tabla 4 | 59 |
| Tabla 5 | 59 |
| Tabla 6 | 60 |
| Tabla 7 | 61 |

ÍNDICE DE FIGURAS

| | |
|-----------------------------|----|
| Ilustración 1 | 5 |
| Ilustración 2 | 6 |
| Ilustración 3 | 7 |
| Ilustración 4 | 11 |
| Ilustración 5 | 12 |
| Ilustración 6 | 13 |
| Ilustración 7 | 14 |
| Ilustración 8 | 15 |
| Ilustración 9 | 17 |
| Ilustración 10 | 20 |
| Ilustración 11 | 21 |
| Ilustración 12 | 24 |
| Ilustración 13 | 25 |
| Ilustración 14 | 26 |
| Ilustración 15 | 28 |
| Ilustración 16 | 29 |
| Ilustración 17 | 29 |
| Ilustración 18 | 31 |
| Ilustración 19 | 32 |
| Ilustración 20 | 37 |
| Ilustración 21 | 38 |
| Ilustración 22 | 39 |

| | |
|-----------------------------|----|
| Ilustración 23 | 41 |
| Ilustración 24 | 42 |
| Ilustración 25 | 43 |
| Ilustración 26 | 44 |
| Ilustración 27 | 45 |
| Ilustración 28 | 46 |
| Ilustración 29 | 46 |
| Ilustración 30 | 52 |
| Ilustración 31 | 53 |
| Ilustración 32 | 53 |
| Ilustración 33 | 54 |
| Ilustración 34 | 55 |
| Ilustración 35 | 60 |

RESUMEN

La investigación realizada bajo el título “Evaluación del Fracturamiento Hidráulico en el Pozo SHSQ-180 a la Arena T Superior mediante Técnica de HiWAY en el Bloque 57” se desarrolló con el objetivo de evaluar la aplicación de esta técnica de fracturamiento hidráulico para desarrollar las reservas remanentes del Campo Shushufindi considerado maduro, pero que es uno de los mayores en producción de hidrocarburos del país. La metodología aplicada consistió en la evaluación de la integridad del cemento y la aislación de capas supra y subyacentes del pozo candidato, posteriormente se simuló el tratamiento con base a la información recolectada de parámetros petrofísicos, operacionales y de reservorios. Posteriormente, se ajustó la simulación con datos de campo para el tratamiento final de la fractura. Implementado el trabajo, se evaluó la estructura mediante una BES con resultados satisfactorios. Los resultados económicos indican una TIR de 187% y un VAN de USD 3.831.889,13.

Palabras claves: HiWAY, Shushufindi, Arena T Superior.

ABSTRACT

The research conducted under the title "Evaluation of Hydraulic Fracturing in Well SHSQ-180 in the Upper T Sandstone Using the HiWAY Technique in Block 57" was developed with the objective of assessing the application of this hydraulic fracturing technique to develop the remaining reserves of the Shushufindi Field, considered mature but still one of the largest producers of hydrocarbons in the country. The methodology applied consisted of evaluating the integrity of the cement and the isolation of the overlying and underlying layers of the candidate well. Subsequently, the treatment was simulated based on the information collected from petrophysical, operational, and reservoir parameters. The simulation was then adjusted using field data for the final fracture treatment. After the implementation, the structure was evaluated using an ESP with satisfactory results. The economic results indicate an IRR of 187% and an NPV of USD 3,831,889.13.

Keywords: HiWAY, Shushufindi, Upper T Sandstone.

INTRODUCCIÓN

En 1947, Stanolind Oil & Gas realizó el primer fracturamiento hidráulico experimental en el campo Hugoton, Kansas, Estados Unidos. Desde entonces, esta técnica se ha utilizado ampliamente en la industria de exploración y producción para mejorar la productividad de los pozos (Montgomery et al., 2010). De hecho, muchos campos petroleros actuales dependen económicamente del fracturamiento hidráulico. Durante este proceso, se bombea fluido al pozo a una velocidad mayor que la tasa de pérdida en la formación, incrementando la presión hasta que la formación se fractura (Huang et al., 2022). En Ecuador, los campos maduros enfrentan problemas como la baja presión de los reservorios, exceso de agua y daño en la formación, lo que limita la producción. Esto ha llevado a la implementación de técnicas para mitigar el daño y a la exploración de nuevas zonas productoras mediante el uso de registros no convencionales para mejorar la productividad de los pozos (Chipantashi-Aneloa, 2021).

De especial atención, es el área de seleccionada para el presente estudio, la cual se encuentra en el Bloque 57 y se mantiene en producción desde 1969. Este bloque se divide en cuatro campos: Shushufindi, Aguarico, Drago y Cobra, el mismo que a su vez se divide en cuatro estaciones para la recolección de la producción, las cuales se denominan como: Central, Norte, Sur y Suroeste (Sánchez Toapanta et al., 2022). En particular, el campo Shushufindi considerado actualmente como un campo maduro, se vienen desarrollando estudios para evaluar las reservas remanentes de hidrocarburos, para lo cual se ha llevado a cabo la implementación de nuevos métodos a corto plazo para incrementar el recobro de petróleo del reservorio, mediante recuperación secundaria, y métodos de estimulación del yacimiento con fracturamiento hidráulico (Catuto & Valladarez, 2020).

La técnica de fracturamiento hidráulico HiWay es una evolución del fracturamiento convencional que se basa en optimizar la creación de fracturas en formaciones de baja permeabilidad. Esta técnica fue desarrollada por Schlumberger a principios de la década de 2010 con el objetivo de maximizar la producción y reducir los costos operativos y ambientales asociados con el fracturamiento hidráulico convencional. La tecnología HiWay emplea el concepto de "autocanalización", donde los flujos de fluido y apuntalante se organizan de manera que se formen canales conductivos en las fracturas. Estos canales

permiten un flujo más eficiente de hidrocarburos desde la formación al pozo, lo que minimiza la dependencia de grandes volúmenes de apuntalante y fluidos de fractura. A diferencia de las técnicas tradicionales, donde las fracturas tienden a colapsar o llenarse con finos, la técnica HiWay mantiene la conductividad a lo largo del tiempo sin la necesidad de múltiples ciclos de bombeo de apuntalante (Zeng et al., 2016).

Desde su implementación, el método HiWay ha sido aplicado exitosamente en varias regiones clave para la producción de petróleo y gas no convencional, como las cuencas del Pérmica y Eagle Ford en los Estados Unidos, y la Cuenca Campos en Brasil. Los estudios iniciales, documentaron aumentos significativos en la producción de pozos en la formación Bakken, con un incremento promedio de hasta el 30% en la recuperación de hidrocarburos en comparación con el fracturamiento convencional (Jabbari, 2013). Este éxito inicial estimuló su adopción a gran escala, destacándose su capacidad para reducir el daño a la formación, una de las principales limitaciones del fracturamiento tradicional. A lo largo de los años, se han reportado mejoras adicionales en la eficiencia operativa, como la reducción de los tiempos de fracturamiento, menores requerimientos de agua y la mitigación del impacto ambiental, lo que ha hecho de HiWay una alternativa más sostenible en la industria del petróleo y gas (Vera Vázquez, 2016).

En la literatura más reciente, se han destacado varios estudios que demuestran la efectividad del método HiWay en diferentes contextos geológicos. Neumann et al. (2010) realizaron una evaluación del impacto del método HiWay en la Cuenca Campos, Brasil, donde observaron no solo un aumento en la producción, sino también una mejora en la vida útil del pozo, con una disminución en la necesidad de intervenciones posteriores (Neumann et al., 2010). Además, Qu et al. (2022) han reportado que la tecnología es especialmente útil en formaciones con alta sensibilidad a los daños inducidos por fluidos de fractura, como los yacimientos de gas de esquisto (Qu et al., 2022). Estos estudios sugieren que el método HiWay no solo es una herramienta de optimización de la producción, sino que también contribuye a una mejor gestión de recursos en ambientes complejos, lo que lo convierte en una tecnología aceptada para muchas empresas operadoras (Ezeh et al., 2019).

La técnica de HiWay ha revolucionado el método fracturamiento hidráulico al abordar muchos de los desafíos operativos y ambientales del método convencional. Con más de una década de aplicación exitosa, la técnica continúa mostrando su capacidad para

mejorar la productividad de pozos, reducir costos y limitar los impactos ambientales. Sin embargo, la investigación sigue enfocada en mejorar aún más esta tecnología y expandir su uso a diferentes tipos de formaciones alrededor del mundo. La literatura reciente sugiere que el método HiWAY es una de las técnicas de fracturamiento más prometedoras, con un potencial significativo para seguir evolucionando conforme la industria del petróleo y gas enfrenta mayores demandas de sostenibilidad (Hidalgo, 2020).

Planteamiento de la investigación

Se plantea la búsqueda de una solución tecnológicamente rentable ante el bajo rendimiento y alto corte de agua del Pozo SHSQ-180, perforado en febrero de 2016. Después de las pruebas iniciales y completación, se determinó que el pozo no era económicamente viable debido al bajo aporte productivo y alto contenido de agua en el Reservorio Arenisca U Inferior, con un caudal de 1584 BFPD y un BSW del 100%. Ante esta situación, se tomó la decisión de dejar el pozo en estado de abandono temporal debido a las nulas expectativas de producción (Petroamazonas, 2016).

Sin embargo, dado que el proyecto de puesta en producción del Reservorio Arenisca U Inferior no resultó rentable en su momento, surge la necesidad de explorar una nueva zona productora mediante análisis de registros no convencionales. Se plantea la posibilidad de enfocarse en el Reservorio Arenisca T Superior como un nuevo prospecto productivo, considerando la aplicación esta técnica del fracturamiento hidráulico denominado HiWAY.

En este abordaje científico se busca encontrar una solución tecnológicamente viable en una ruta de abordaje de las ciencias de la ingeniería, la economía de proyectos y medioambiente, con los cual se pretende para recuperar la inversión realizada en el pozo SHSQ-180 e incorporar beneficios para la empresa y el Estado ecuatoriano.

Formulación del problema de investigación

¿Cómo influye la aplicación del fracturamiento hidráulico en la Arenisca T Superior en la apertura de grietas y la permeabilidad del medio poroso?

¿Cuál es el impacto esperado en la producción de crudo del pozo después de la implementación del fracturamiento hidráulico con la tecnología HiWAY?

¿Cuál es la relación entre la mejora en la extracción de crudo y la reactivación económica del pozo después del fracturamiento hidráulico en la Arenisca T Superior?

Objetivo General

Evaluar la aplicación del fracturamiento hidráulico en el pozo SHSQ-180 a la Arena T Superior, mediante la técnica de HIWAY en el Bloque 57

Objetivos Específicos

1. Caracterizar la Arenisca T Superior en el pozo SHSQ -180 con la finalidad de búsqueda de nuevas oportunidades mediante la técnica de HiWAY en el bloque 57
2. Analizar la aplicabilidad del fracturamiento en la Arena T Superior en el pozo SHSQ-180, a través de los registros eléctricos no convencionales corridos y disponibles.
3. Establecer los criterios técnicos para la aplicación del método de HiWAY en pozos agotados.

Planteamiento hipotético

La aplicación del fracturamiento hidráulico en la Arenisca T Superior es una solución efectiva que permitirá optimizar la permeabilidad del medio poroso, lo que conducirá a un aumento en la extracción de crudo y, por ende, a la reactivación económica del pozo.

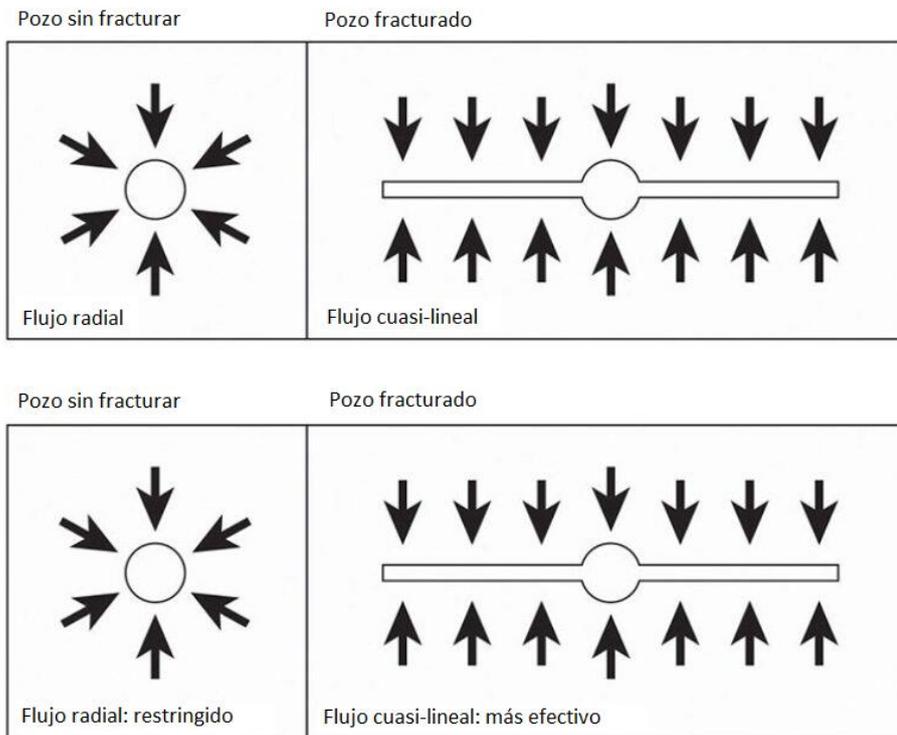
CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO REFERENCIAL

1.1. Revisión de literatura

La mayoría de los pozos de petróleo y gas no generan al nivel ideal, sin embargo, la fracturación hidráulica puede solucionar varios retos para alcanzar una producción eficaz. El flujo radial desde el yacimiento hacia el pozo no es un sistema de flujo eficaz, dado que, al aproximarse al pozo, el fluido tiene que recorrer zonas cada vez más pequeñas, provocando así un "atasco" del mismo y una reducción en su flujo. Si el pozo se finalizara de tal forma que el flujo radial pasara a ser casi lineal, esta modificación en el patrón de flujo aumentaría la productividad del pozo. Una fractura hidráulica correctamente planificada y realizada puede cambiar el flujo de radial a cuasi-lineal (Ilustración 1).

Ilustración 1

Mecanismo de producción con fracturamiento hidráulico.



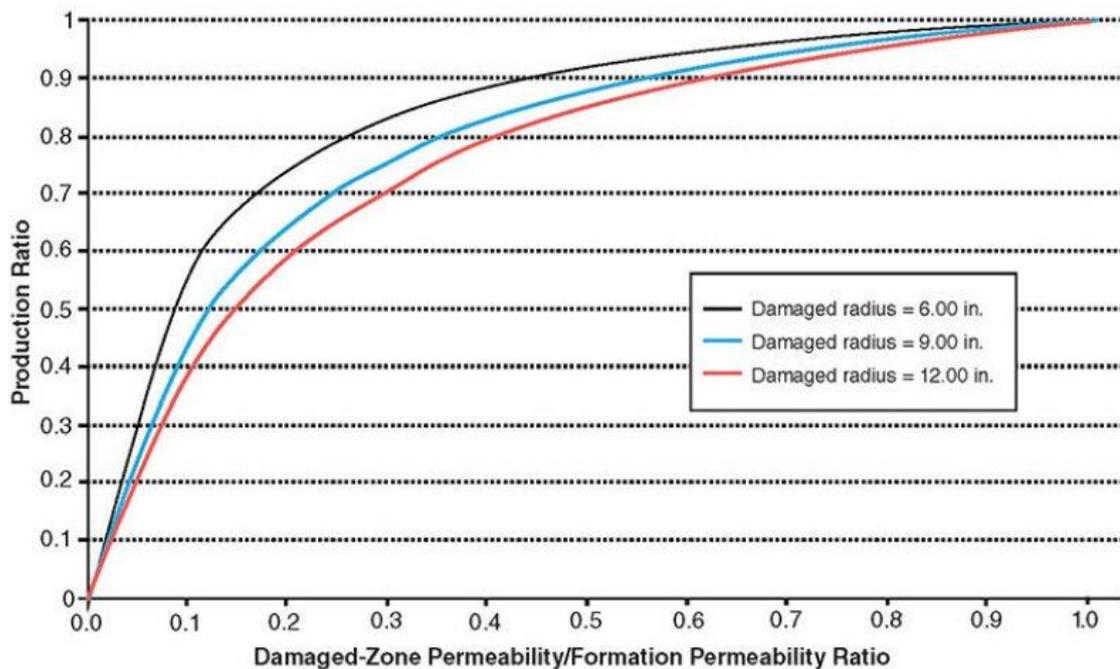
Nota: configuración del flujo de un pozo antes y después del fracturamiento.

Fuente: (Daneshy, 2010)

En la mayoría de las formaciones, la permeabilidad próxima al pozo se reduce a causa de las operaciones de perforación, cementación y finalización. En teoría, se puede evidenciar que esta reducción en la permeabilidad causa disminuciones notables en los ritmos de producción (Ilustración 2). La fracturación hidráulica posibilita que el pozo se extienda más allá de la región impactada, reduciendo así su efecto adverso en la producción. Así, la producción está regulada por las características medias del yacimiento obtenido por la fractura, y no por la pequeña área próxima al pozo. El resultado final es una disminución del peligro de perforar en áreas menos productivas o ineficientes.

Ilustración 2

Efecto del daño de permeabilidad en la producción de un pozo.



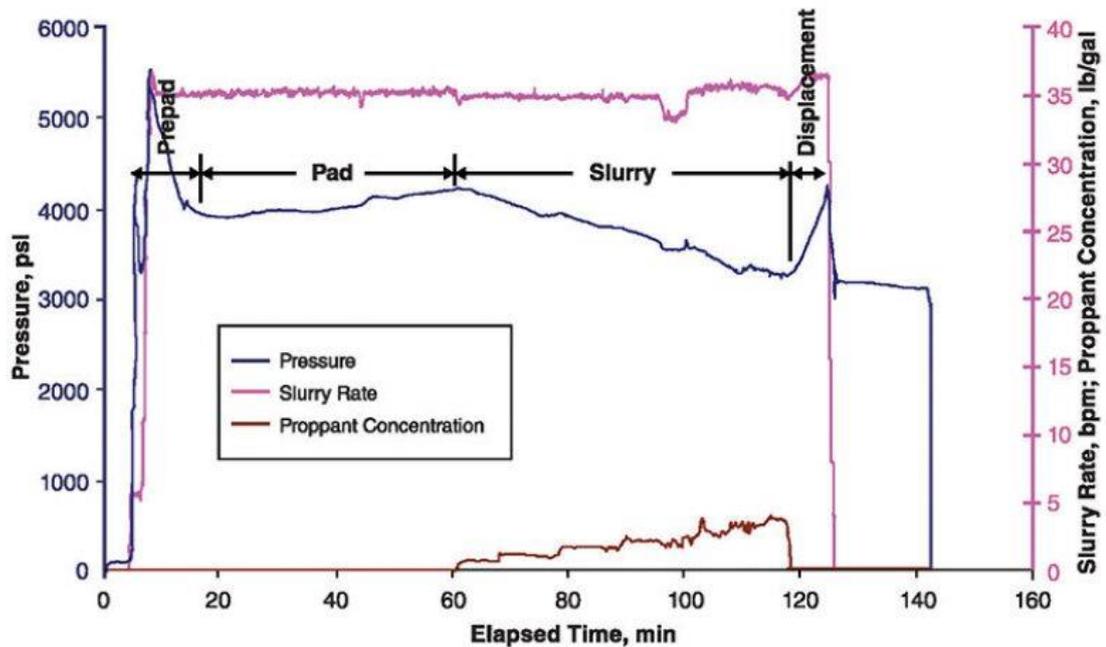
Fuente: (Daneshy, 2010)

La Ilustración 3 presenta una carta gráfica típica de fracturamiento con las distintas etapas del tratamiento. La mayoría de los procedimientos de fracturamiento emplean agua como fluido principal, a la que se le incorporan diversos compuestos químicos para darle características físicas y químicas particulares. Cada proceso de fracturación se inicia con la administración de un pre-colchón, que generalmente se compone de una combinación

de ácido de concentración baja a media y agua. A continuación, le sigue un colchón, que consiste en una combinación de agua y un viscosificante o reductor de fricción (usualmente un polímero). Posteriormente, se inyecta una suspensión o lechada (slurry), que consiste en una combinación de propante y el líquido de fracturamiento. Los detalles concretos de la combinación de fluidos y el tipo de propante difieren entre los depósitos. Una vez bombeado el volumen requerido de propante, en el paso final, la suspensión dentro del pozo se dirige hacia la fractura.

Ilustración 3

Típica carta gráfica que representa los pasos de fracturamiento hidráulico.



Fuente: (Daneshy, 2010)

Los tratamientos de fracturamiento hidráulico se realizan para crear una vía de flujo altamente conductiva desde el yacimiento hasta el pozo (Bai et al., 2023). El éxito máximo requiere estimular todas las perforaciones en el intervalo tratado, lo cual es desafiante en yacimientos no convencionales debido a la variación en las presiones de apertura de las fracturas (Jia et al., 2024). Un nuevo servicio de fracturamiento que utiliza

un agente de desvío innovador mejora la producción en campos establecidos y permite desarrollar áreas que antes no eran viables económicamente (Wan et al., 2022).

La técnica de fracturamiento HiWAY fue desarrollada por Schlumberger y se basa en la creación de una red de canales en la fractura que mantiene abierto un flujo de hidrocarburos continuo, minimizando el daño por la compactación de propano y la reducción del espacio por el flujo de fluidos cargados de sólidos (Yan et al., 2015). Según estudios recientes, la técnica HiWAY crea canales que permiten un mejor flujo de los fluidos del yacimiento hacia el pozo, lo que resulta en una mayor eficiencia de producción con una menor cantidad de propano en comparación con el fracturamiento hidráulico convencional (Sharif et al., 2017).

Estudios recientes de campo han mostrado mejoras significativas en la eficiencia y productividad mediante la técnica HiWAY. Suboyin et al. (2021) destacaron que el diseño de canales de flujo de alta conductividad de la técnica HiWAY permite la reducción de la pérdida de carga en las fracturas y mejora el transporte de fluidos. En casos aplicados a yacimientos de gas de lutita y arenas compactas, los pozos tratados con el método HiWAY mostraron un aumento en la tasa de producción entre un 20% y un 30%, comparado con fracturas hidráulicas convencionales (Suboyin et al., 2021).

Por otro lado, Zhang et al. (2024) reportaron que, en pozos horizontales en formaciones de baja permeabilidad, la técnica HiWAY mostró un incremento en la vida útil productiva de los pozos, con una declinación menos pronunciada en las tasas de producción. Este estudio confirmó que, debido a la menor invasión de fluidos, los pozos fracturados con HiWAY requieren menos intervenciones posteriores (Zhang et al., 2024).

Un aspecto destacado en la literatura reciente es la contribución de la técnica HiWAY a la sostenibilidad operativa en la industria. Ferian Helmy et al. (2020) subrayaron que la técnica HiWAY no solo mejora la productividad, sino que también reduce el impacto ambiental al disminuir la cantidad de agua y propano necesarios para las operaciones de fracturamiento. En su análisis, calcularon una reducción del 40% en el consumo de agua en pozos tratados con la técnica HiWAY en comparación con el fracturamiento hidráulico tradicional, lo que conlleva una disminución significativa en los costos operativos y logísticos (Ferian Helmy et al., 2020).

Además, la técnica reduce el riesgo de daño a la formación por el uso excesivo de propante, lo que minimiza la necesidad de mantenimiento costoso en pozos que presentan problemas de compactación o taponamiento de fracturas (R. Chen et al., 2022).

A pesar de sus ventajas, varios estudios han señalado que la implementación de la técnica HiWAY enfrenta ciertos desafíos. Murillo et al. (2010), Nguyen et al. (2020) y posteriormente Ning et al. (2020) mencionaron que la técnica requiere un conocimiento detallado de la geomecánica de la formación para asegurar que las fracturas se comporten de manera predecible. En formaciones heterogéneas, las fracturas podrían desviarse, lo que reduce la efectividad de los canales de flujo de alta conductividad (Murillo et al., 2010; Nguyen et al., 2020; Ning et al., 2020).

La técnica HiWAY ha demostrado su aplicabilidad en una variedad de yacimientos, desde formaciones de lutitas hasta arenas compactas como lo indicaron Al-Obaidi *et al.* (2023) (Al-Obaidi et al., 2023). Sin embargo, el avance tecnológico y las investigaciones en curso apuntan a mejoras adicionales en la eficiencia del fracturamiento HiWAY mediante el uso de inteligencia artificial y modelos predictivos avanzados como los reportados en (Zuo et al., 2023), (Fu et al., 2024) y (Luan et al., 2024). Investigaciones como las de Zou *et al.* (2023) sugieren que el uso de algoritmos de aprendizaje automático puede optimizar los diseños de fractura, ajustando la cantidad de propante y la geometría de fractura en tiempo real para maximizar la producción (Zou et al., 2023).

Es importante notar que investigaciones sobre propagación de fracturas en formaciones con capas intermezcladas y de alta heterogeneidad como se muestra en (Wan et al., 2022) y en (Ran et al., 2023) son factores claves al momento de seleccionar la tecnología a implementar en yacimientos agotados o de baja permeabilidad, por lo que es necesario investigar más profundamente los casos que se presentan. Los de mayor relevancia son los pozos horizontales y de especial atención los multilaterales como se describe en (Jiang et al., 2023) por lo que el rol de la geología local y el conocimiento de la geomecánica de la formación son vitales para el éxito de un tratamiento de fractura hidráulica.

A nivel local, solo se reporta en la literatura científica un trabajo previo con la tecnología HiWAY combinada con TSO (*tips of screen-out*). Esta investigación realizada por Paredes et al. (2021), presenta los resultados de nueve trabajos de intervención de reacondicionamiento de pozos en el Campo Shushufindi durante la campaña 2018-2019, donde se escogieron además dos objetivos secundarios. La combinación de las técnicas

TSO y HiWAY derivó en un incremento sustancial en la producción de alrededor de 7000 barriles de petróleo por día y unas reservas recuperables de 6,9 millones de barriles de petróleo a EP PETROECUADOR (Paredes et al., 2021).

1.2. Desarrollo teórico y conceptual

Para el desarrollo de la investigación, se han considerado los siguientes conceptos que son de interés. Entre ellos tenemos:

1.2.1 Evaluación de integridad de cemento IBC-CBL-VDL

El registro IBC-CBL-VDL en perfilaje de pozos de petróleo es una combinación de herramientas de perfilaje acústico utilizadas principalmente para evaluar la calidad del cemento entre la tubería de revestimiento y la formación, así como para detectar fallas o desvíos en la integridad del pozo. Cada sigla se refiere a un tipo específico de medición:

1.2.1.1. IBC (Impedance Bond Calculator)

Esta técnica utiliza mediciones acústicas para calcular la impedancia entre la tubería de revestimiento y el cemento que la rodea. La impedancia es una combinación de la densidad y la velocidad del sonido en los materiales. Este dato permite identificar si el cemento está adecuadamente adherido a la tubería, proporcionando una medida de la calidad de la unión cemento-tubería (Wang Minghu et al., 2023).

1.2.1.2. CBL (Cement Bond Log)

El CBL es una medición acústica que registra la amplitud de la señal acústica transmitida a través de la tubería de revestimiento y el cemento. Su objetivo principal es evaluar la calidad del cemento, determinando si este tiene una buena adherencia tanto con la tubería como con la formación. Si el cemento es pobre o inexistente, la amplitud del registro será alta, indicando que el sonido se transmite fácilmente a través de la tubería, mientras que un buen cemento resultará en una señal más atenuada (Phillips et al., 2018).

1.2.1.3. VDL (Variable Density Log)

El VDL es una representación gráfica del registro acústico que muestra la forma de la onda registrada en función del tiempo. Proporciona una imagen detallada de las características del cemento y permite detectar la presencia de canales o discontinuidades en el cemento. La imagen de densidad variable puede revelar zonas donde el cementado

es deficiente o donde existe una posible migración de fluidos, como gas o agua, a lo largo de la interfaz cemento-formación (Duguid et al., 2021).

1.2.1.4. Aplicaciones del IBC-CBL-VDL en pozos de petróleo

Entre las aplicaciones más importantes de la herramienta de evaluación de integridad, se tienen (Abdollahian et al., 2024)

Evaluación de cementación: Permite verificar si el cemento colocado entre la tubería de revestimiento y la formación ha formado un sello adecuado, lo cual es crucial para evitar la migración de fluidos y proteger el pozo a largo plazo.

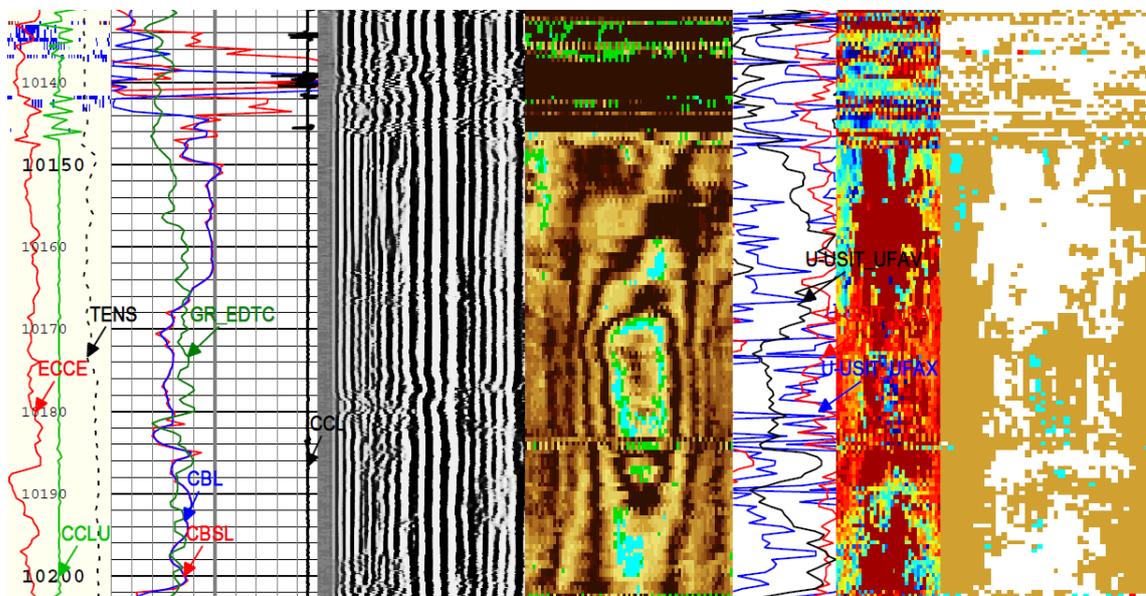
Detección de canales: Identifica canales o fallas en el cemento que pueden permitir el flujo de fluidos no deseados, como agua o gas.

Integridad del pozo: Ayuda a garantizar que el pozo tiene una integridad adecuada, lo que es vital para la producción segura y eficiente de petróleo.

Toma de decisiones operativas: Los resultados pueden influir en decisiones sobre trabajos de cementación remedial o intervenciones adicionales para mejorar la calidad del sello cementante.

Ilustración 4

Imagen de registro compuesto IBC-CBL-VDL-GR-CCL.



Nota: imagen de una sección de interés del pozo SHSQ-180. Las siglas GR representan Rayos Gamma, CCL contador de collares, VDL perfil de densidad variable, CBL perfil de adherencia de cemento, IBC impedancia de adherencia de cemento.

Fuente: EP PETROECUADOR (2024)

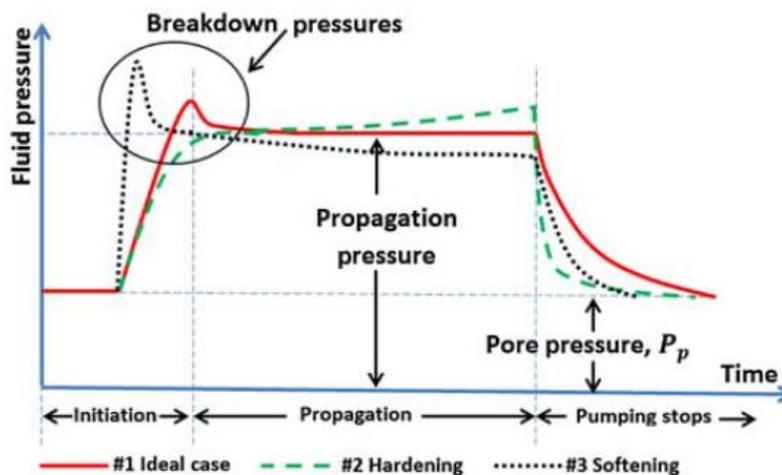
En resumen, el registro **IBC-CBL-VDL** es una herramienta clave en la evaluación y monitoreo de la integridad del pozo, proporcionando información crítica sobre la calidad del cementado y la adherencia entre la tubería y la formación.

1.2.2 Base Teórica de Propagación de Fracturas

La altura, orientación y longitud de una fractura en un trabajo de fracturamiento hidráulico (FH) pueden verse influenciadas por varios factores, como las diferencias del esfuerzo entre la formación objetivo y las adyacentes, lo que puede causar la propagación inesperada de la fractura. Otros factores incluyen la geometría de las capas permeables e impermeables, la presión de ruptura, el contraste en las propiedades mecánicas entre formaciones, el deslizamiento en planos de estratificación o interfaces, la presencia de fracturas naturales, las propiedades del fluido de inyección y las características de las perforaciones, como su forma y orientación (Shojaei & Shao, 2017).

Ilustración 5

Perfil de propagación de una fractura en una formación.

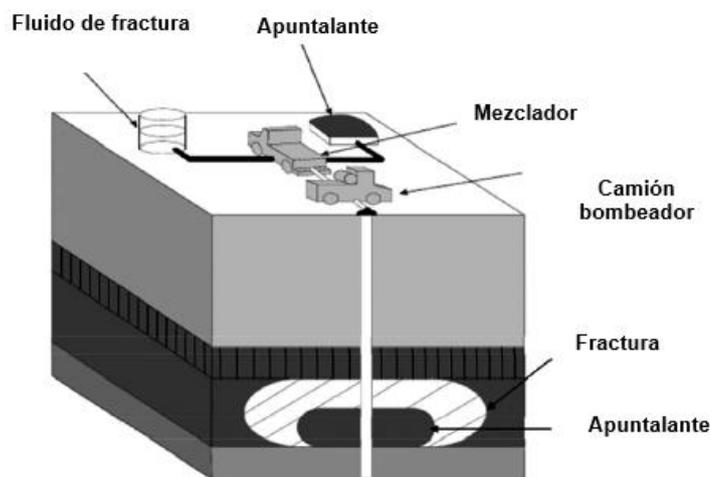


Nota: se muestran tres tipos de casos que se pueden presentar: el caso ideal, una roca dura y una suave. Se presentan tres términos clave: presión de ruptura, presión de propagación y presión de poro.

Fuente: Tomado de (Shojaei & Shao, 2017).

Ilustración 6

Esquema de un trabajo de fractura hidráulica de una formación.



Nota: el objetivo es posicionar el apuntalante dentro de la formación y que la fractura se cierre con este dentro, facilitando un canal de alta permeabilidad, para producir los hidrocarburos con mayor facilidad.

Fuente: Adaptado de (Guo et al., 2024).

1.2.2.1. Teoría de la Mecánica de Fracturas

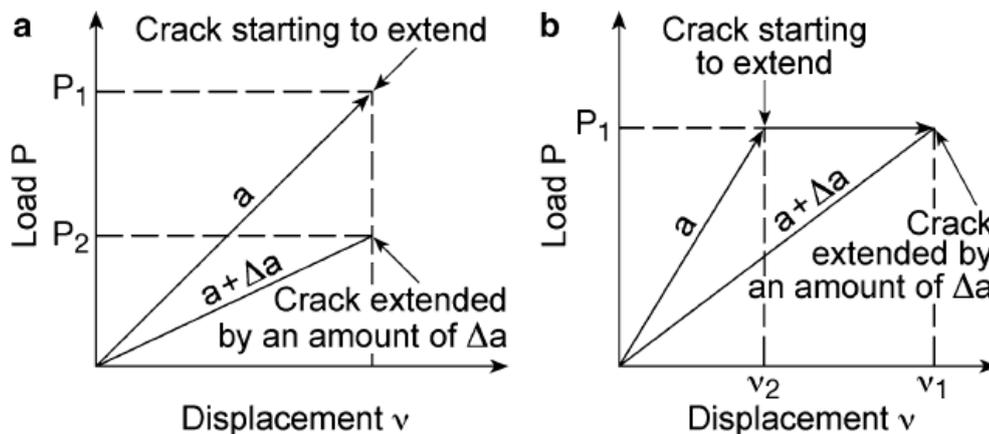
La mecánica de fracturas estudia el comportamiento de las grietas y fracturas en materiales sólidos bajo tensión. En el contexto del HF, las fracturas se generan al superar la resistencia de las rocas mediante la aplicación de presión sobre el fluido de fracturamiento. La propagación de la fractura ocurre cuando el esfuerzo aplicado excede la resistencia a la tracción de la formación. Este proceso depende de la geometría de la fractura, el estrés en el yacimiento, y las propiedades mecánicas de la roca, como su módulo elástico y su tenacidad (Peruzzo et al., 2024).

a. Mecanismo de Ruptura: Criterio de Fractura de Griffith

El criterio de Griffith establece que la fractura de un material ocurre cuando la energía disponible en el sistema para propagar una fractura supera la energía necesaria para crear nuevas superficies. En un medio de roca, la fractura se propagará si la energía de deformación elástica acumulada es suficiente para superar la energía de cohesión que mantiene unida a la roca (Shen, 2018).

Ilustración 7

Fundamento del criterio de Griffith de fractura de rocas.



Nota: Diagrama carga-desplazamiento. La Fig.(a) representa desplazamiento constante, (b) carga constante.

Fuente: Tomado de (Shen, 2018).

b. Modelo de Fractura Lineal Elástica (LEFM)

Este modelo es utilizado para describir la propagación de fracturas en medios elásticos. Según el LEFM, la tasa de crecimiento de una fractura está relacionada con el esfuerzo aplicado, el tamaño de la fractura, y el módulo elástico de la roca. La fractura crecerá cuando el factor de intensidad de esfuerzo (K), que mide el esfuerzo cerca de la punta de la fractura, exceda un valor crítico (K_c), conocido como la tenacidad a la fractura de la roca (El-Tohfa & Mukhtar, 2023).

1.2.2.2. Factores que afectan la Propagación de Fracturas

La geometría y la extensión de las fracturas inducidas por FH están controladas por múltiples factores interrelacionados:

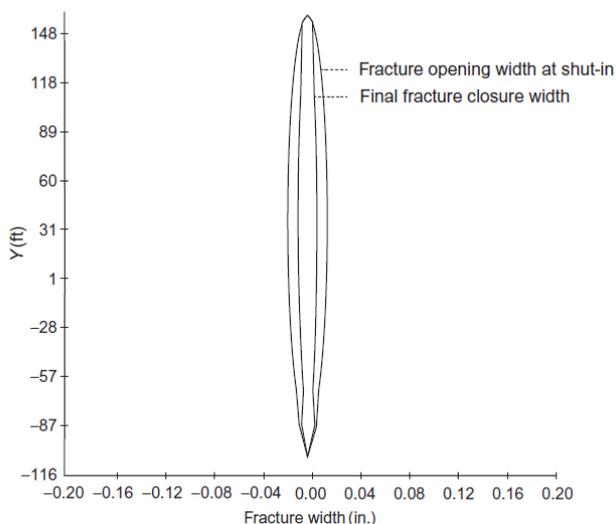
a. Esfuerzos en el Yacimiento

El régimen de esfuerzos en el yacimiento es crucial para determinar la orientación y la extensión de las fracturas. Los esfuerzos de compresión principal, que son los máximos y mínimos, controlan la dirección preferencial de propagación. Generalmente, las fracturas tienden a propagarse perpendicularmente al esfuerzo mínimo horizontal (σ_h) (Guo et al., 2024).

Esfuerzo de Cierre de Fractura: Una vez que la fractura es inducida, la roca circundante ejerce una presión que tiende a cerrarla, conocida como estrés de cierre. La diferencia en los esfuerzos de cierre entre la formación objetivo y las formaciones circundantes puede desviar la fractura a capas no deseadas (Yew & Weng, 2015).

Ilustración 8

Dimensiones simuladas de una fractura.



Nota: Diagrama altura-ancho de una fractura. Se muestra la apertura inicial y el ancho final al cierre de una fractura.

Fuente: Tomado de (Yew & Weng, 2015).

b. Contraste de Módulos Elásticos

El módulo de Young y el coeficiente de Poisson describen la rigidez de la roca y su capacidad para deformarse bajo carga. Las diferencias en los módulos elásticos entre la formación objetivo y las capas adyacentes pueden afectar la extensión de la fractura. Un alto contraste de módulos puede generar fracturas asimétricas o confinadas a una capa particular.

Módulo de Young (E): es una medida de la rigidez de un material. Se define como la relación entre el esfuerzo (fuerza por unidad de área) y la deformación unitaria en la dirección de la fuerza aplicada.

$$E = \frac{\text{Esfuerzo } \sigma [\text{MPa o GPa}]}{\text{Deformación } \varepsilon [-]} \quad \text{Ec. (1)}$$

Donde

E = Módulo de Young, MPa o GPa

Un mayor módulo de Young indica que el material es más rígido, es decir, requiere más esfuerzo para producir la misma cantidad de deformación.

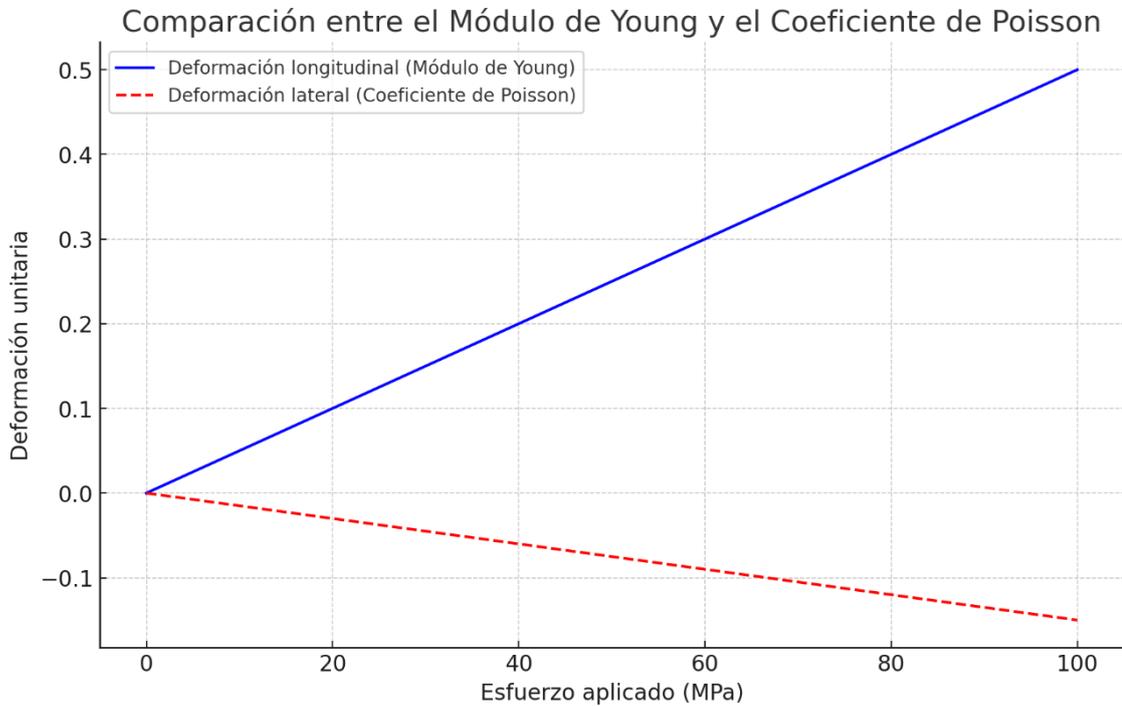
Coefficiente de Poisson (ν): describe cómo un material se deforma en direcciones perpendiculares a la fuerza aplicada. Cuando un material es sometido a tensión (o compresión) en una dirección, se expande (o contrae) en las direcciones perpendiculares.

$$\nu = \frac{\text{Deformación lateral } \varepsilon_{lateral} [-]}{\text{Deformación lonitudinal } \varepsilon_{longitudinal} [-]} \quad \text{Ec. (2)}$$

Rango típico: entre 0 y 0,5 para materiales comunes. Un valor más alto de ν indica que el material sufre una mayor expansión lateral en respuesta a una carga axial.

Ilustración 9

Relación entre Módulo de Young y Coeficiente de Poisson de materiales.



Nota: la ilustración muestra el comportamiento de la deformación unitaria para el Módulo de Young y el Coeficiente de Poisson de un material respecto al esfuerzo aplicado.

Fuente: autor.

c. Presión de Ruptura

La presión de ruptura es la presión requerida para iniciar una fractura en la roca. Depende de las propiedades del fluido de inyección, la perforación, el régimen de esfuerzos y las características geomecánicas de la formación. Esta presión debe ser mayor que el estrés de fractura del yacimiento para generar una fractura inicial (Lu et al., 2022).

d. Capas de Permeabilidad Diferencial

En formaciones estratificadas, las capas alternantes de permeabilidad y no permeabilidad influyen en la geometría de la fractura. La presencia de barreras impermeables, como lutitas o sellos, puede limitar el crecimiento vertical de la fractura, lo que da lugar a la contención de la fractura dentro de una zona permeable (Shao et al., 2024).

e. Fracturas Naturales y Planos de Estratificación

Las fracturas naturales preexistentes y los planos de estratificación pueden alterar el patrón de propagación. Estas características pueden actuar como barreras, desviar la fractura o generar deslizamientos entre capas. En formaciones someras, los planos de estratificación son más propensos al deslizamiento debido a la menor presión de confinamiento (Khalili et al., 2023).

f. Presión de cierre

Es la presión mínima necesaria para mantener abiertas las fracturas en la formación después de cesar la inyección del fluido de fractura. La presión de cierre es fundamental en el diseño de tratamientos de fracturamiento, ya que permite determinar la cantidad y el tipo de apuntalante necesario para mantener la conductividad de las fracturas y asegurar un flujo adecuado de hidrocarburos hacia el pozo (Zhao et al., 2023).

El control y ajuste de la presión de cierre también contribuyen a evitar problemas como el cierre prematuro de las fracturas, lo cual podría reducir la producción del pozo. Además, un conocimiento preciso de esta presión ayuda a mejorar la eficiencia del tratamiento de fracturamiento y a optimizar los recursos aplicados, como los volúmenes de fluido y el tipo de apuntalante (Ramadhan et al., 2020).

1.2.2.3. Modelos Matemáticos de Propagación de Fracturas

Los modelos matemáticos permiten predecir la geometría de la fractura y su comportamiento en tiempo real durante las operaciones de FH.

- **Modelo de PKN (Perkins-Kern-Nordgren)**

Este modelo asume que la fractura tiene una geometría elíptica y es apropiado para formaciones con grandes espesores. El modelo PKN se utiliza para fracturas largas y confinadas entre capas rígidas, y predice el ancho de la fractura en función del flujo de fluido y las propiedades de la roca (Nguyen et al., 2020).

- **Modelo de KGD (Khristianovich-Geertsma-de Klerk)**

El modelo KGD es apropiado para fracturas cortas y delgadas. En este modelo, se asume que el crecimiento de la fractura es predominantemente en la dirección horizontal, y es ideal para yacimientos poco profundos donde las tensiones verticales son menores que las horizontales (Dontsov & Peirce, 2015).

- **Modelo Radial**

El modelo radial asume una propagación uniforme de la fractura en todas las direcciones, generando una fractura circular o radial alrededor del punto de inyección. Este modelo es más apropiado para formaciones con baja anisotropía de esfuerzos y sin restricciones verticales (Sun et al., 2024).

1.2.2.4. Propiedades del Fluido de Fracturamiento

El fluido de fracturamiento juega un papel clave en la propagación de la fractura. Las propiedades más importantes son la viscosidad y la tasa de filtrado (Yang et al., 2023).

- **Viscosidad del Fluido:** La viscosidad controla la capacidad del fluido para generar presión y mantener abierta la fractura. Un fluido más viscoso puede propagar una fractura más grande, mientras que un fluido menos viscoso tenderá a infiltrarse en la formación, limitando la propagación de la fractura (H. Chen et al., 2023).
- **Propantes:** Los agentes de sostén, como la arena o partículas cerámicas, se mezclan con el fluido para mantener las fracturas abiertas después de que se libera la presión del bombeo. La selección del tamaño y tipo de propante afecta la capacidad de la fractura para permanecer abierta y permitir el flujo de hidrocarburos (Torres et al., 2024).

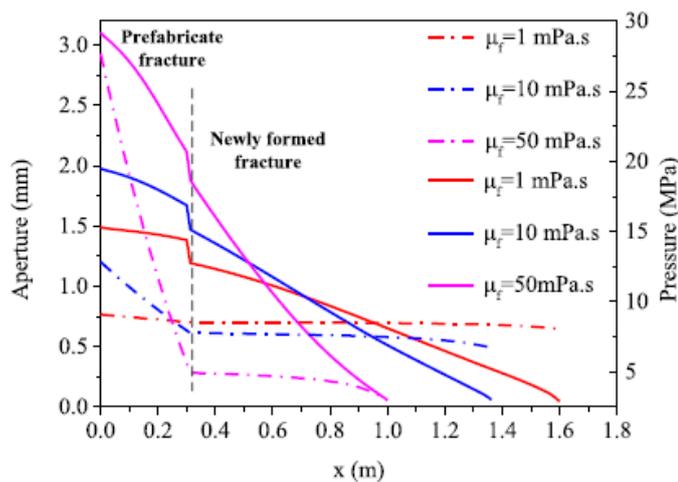
1.2.2.5. Interacción entre Fractura y Fluido

La interacción entre la fractura y el fluido depende de la tasa de inyección, la viscosidad del fluido y la permeabilidad de la roca. Un aumento en la tasa de inyección eleva la presión en la punta de la fractura, favoreciendo su crecimiento. La filtración del fluido hacia la roca puede reducir la eficiencia de fracturamiento, por lo que se emplean aditivos

que controlan la pérdida de fluido. Este fenómeno de filtración depende de la permeabilidad de la roca y la presión de inyección, y puede llevar a la reducción de la efectividad del tratamiento si se pierde demasiado fluido hacia la formación. Además, algunos componentes del fluido pueden reaccionar químicamente con los minerales de la roca, lo cual puede alterar la estructura de la formación e impactar la estabilidad de la fractura (Qin et al., 2022).

Ilustración 10

Relación entre Módulo de Young y Coeficiente de Poisson de materiales.



Nota: la ilustración muestra la interacción entre la apertura, presión y distancia de apertura de una fractura con la viscosidad del fluido de fractura.

Fuente: (Qin et al., 2022).

1.2.2.6. Tipos de Fracturas

De forma general se tienen varios tipos básicos de fracturas, de acuerdo con (Guo et al., 2024) estos son:

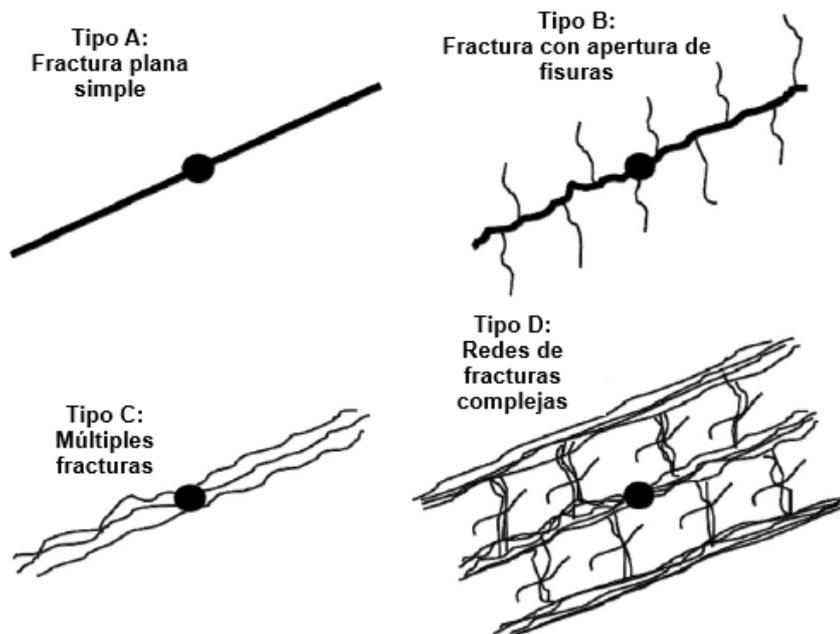
- **Fractura simple:** Es una fractura aislada, con una única fractura o rotura en la formación rocosa. Esta fractura tiene una dirección dominante y generalmente es creada por un esfuerzo hidráulico o natural, permitiendo el flujo de fluidos a través de la formación.
- **Fractura con fisuras:** Es una fractura principal que está acompañada de pequeñas fisuras o grietas que se ramifican desde ella. Estas fisuras pueden extenderse de

manera irregular alrededor de la fractura principal, proporcionando caminos adicionales para el flujo de fluidos, pero de menor capacidad que la fractura principal.

- **Fracturas múltiples:** Se refiere a la presencia de varias fracturas paralelas o cercanas entre sí, generalmente inducidas por esfuerzos tectónicos o por la estimulación hidráulica en pozos. Estas fracturas pueden estar más o menos alineadas y permiten un mayor acceso al volumen de la formación en comparación con una fractura simple.
- **Redes de fracturas complejas:** Son sistemas altamente interconectados de fracturas, fisuras y fracturas ramificadas en múltiples direcciones. Este tipo de fractura puede ocurrir en formaciones naturalmente fracturadas o cuando se crean múltiples fracturas inducidas que interactúan entre sí. Estas redes generan un complejo sistema de flujo en la formación, permitiendo un acceso aún mayor a los hidrocarburos atrapados.

Ilustración 11

Tipo de fractura de rocas.



Nota: Estos son los cuatro tipos básicos de fracturas de rocas.

Fuente: Tomado de (Guo et al., 2024)

1.2.2.7. Tips of screenout (recomendaciones para evitar atascamiento en la fractura)

En el contexto de fracturamiento hidráulico, *screen-out* (atascamiento u obturación de la fractura) se refiere a una condición no deseada en la que el flujo de fluido de fracturamiento se obstruye dentro de la fractura. Esto ocurre cuando la concentración de *propante* (agente de sostén, como arena o cerámica, bolas de aluminio, entre otros materiales) se acumula demasiado rápido y bloquea el flujo del fluido, impidiendo que la fractura se extienda (Hosseini & Khoei, 2020).

Los *tips of screen-out* se refieren a técnicas o recomendaciones para evitar esta condición o para manejarla una vez que ocurre, con el fin de asegurar una operación de fracturamiento más efectiva. Algunos de estos tips incluyen:

1. **Controlar la tasa de inyección:** Ajustar la **velocidad** de bombeo para evitar la acumulación excesiva de propante en un punto específico de la fractura.
2. **Incrementar gradualmente la concentración de propante:** Introducir el propante de manera gradual y escalonada ayuda a prevenir la obstrucción repentina.
3. **Monitorear la presión de la fractura en tiempo real:** Los aumentos repentinos en la presión pueden indicar que se está formando un screen-out. Detectarlo temprano permite ajustar la operación antes de que se convierta en un problema mayor.
4. **Utilizar fluidos de fracturamiento de baja viscosidad al inicio:** Esto ayuda a abrir la fractura sin introducir propante desde el principio, permitiendo que la fractura se desarrolle adecuadamente antes de que se comience a cargar con propante.
5. **Emplear técnicas de pulso o inyección cíclica:** Estas técnicas pueden ayudar a despejar áreas obstruidas dentro de la fractura al variar la presión y el flujo del fluido.

La implementación de estos *tips* (recomendaciones) es clave para minimizar los riesgos de screen-out y para optimizar la eficiencia de la operación de fracturamiento.

1.2.2.8. Evaluación del daño de formación y su mitigación

Un estudio de simulación realizado por Bui *et al.*, 2023 usando el software de Computer Modelling Group (CMG) evaluó el daño de formación causado por la invasión de fluidos de fractura y el cierre de pozos. Los resultados indicaron que la producción acumulada de hidrocarburos podría reducirse entre un 20 y un 41%, según las condiciones. Las principales causas de esta pérdida son la alta saturación crítica de agua en formaciones de baja permeabilidad, el bajo diferencial de presión y la baja permeabilidad residual del agente de sostén bajo el esfuerzo de cierre. Para mitigar el daño, se identificaron dos soluciones: optimizar el diferencial de presión durante la producción y ajustar la permeabilidad del empaque del agente de sostén. La optimización del diferencial de presión reduce el daño por filtración, pero no el daño por cierre, que debe prevenirse con una adecuada permeabilidad del agente de sostén. Estos enfoques mejoran la productividad y la rentabilidad en formaciones de gas y petróleo no convencionales (Bui *et al.*, 2023).

1.2.3. Análisis de la declinación de la presión

Este análisis es crucial para predecir el rendimiento a largo plazo de un pozo fracturado y evaluar la eficiencia del tratamiento de fracturamiento. Consiste en modelar cómo disminuye la producción de hidrocarburos a lo largo del tiempo tras el tratamiento inicial, y permite identificar patrones de declinación para distintos tipos de reservorios, lo cual puede indicar la conectividad de las fracturas con la matriz de la formación. Existen varios modelos de declinación, como el exponencial, el hiperbólico y el armónico, cada uno aplicable a diferentes escenarios de producción y características de formación. Comprender estos modelos ayuda a optimizar el diseño y monitoreo de tratamientos de fracturamiento, ya que permite a los operadores ajustar las estrategias de producción y realizar estimaciones precisas de la vida útil del pozo y el retorno de inversión (Mota *et al.*, 2021).

Ilustración 12

Tipo de curvas para análisis de pozos.

| Decline Type | Hyperbolic | Exponential | Harmonic |
|-------------------------------------|---|-----------------------------------|---|
| Rate Time | $q(t) = q_i / (1 + bD_i t)^{1/b}$ | $q(t) = q_i e^{-D_i t}$ | $q(t) = q_i / (1 + D_i t)$ |
| Time to q(t) | $t = \{ [q_i/q(t)]^b - 1 \} / bD_i$ | $t = \ln[q_i/q(t)] / D_i$ | $t = \{ [q_i/q(t)] - 1 \} / D_i$ |
| Cumulative -Time | $Q_F = [q_i b / (1-b) D_i] [1 - (1 + bD_i t)^{-(b-1/b)}]$ | $Q_F = (q_i/D_i)(1 - e^{-D_i t})$ | $Q_F = (q_i/D_i) [\ln(1 + D_i t)]$ |
| Rate-Cumulative | $Q_F = [q_i b / (1-b) D_i] [q_i^{(1-b)} q(t)^{(1-b)}]$ | $Q_F = [q_i - q(t)] / D_i$ | $Q_F = (q_i/D_i) \ln[q_i/q(t)]$ |
| From Rate-Cum. D_i at $q(t)=0$ | $D_i = [1/(1-b)] / 2(Q_{F_{pwo}})$ | $D_i = q_i / Q_{F_{pwo}}$ | D_i is not definable; ($Q_{F_{pwo}}$ is infinite). |
| D_i (oil) | $D_i = [(2n+1)/2] (q_i/N_{pwo})$ $N_{pwo} = N \times (RF)$ Where $RF = f(k_g/k_o)$ | $n = 0.5; D_i = (q_i/N_{pwo})$ | Not derivable |
| D_i (gas) | $D_i = 2n(q_i/G)$ $G = G_i \times (RF)$ Where $RF = [1 - (P_{wf}/PR)]$ | $n = 0.5; D_i = (q_i/G)$ | Not derivable |
| b(oil) Where $p_{wf} = 0$ | $b = (2n-1)/(2n+1)$ Where n is between 0.5 and 1 | | |
| b(gas) Where $P_{wf} = 0$ | $b = (2n-1)/(2n)$ Where n is between 0.5 and 1 | | |

Nota: Estos son los tres tipos básicos de modelos para análisis declinatorio de producción de yacimientos de petróleo y gas ampliamente utilizados en la industria.

Fuente: Tomado de (Mota et al., 2021).

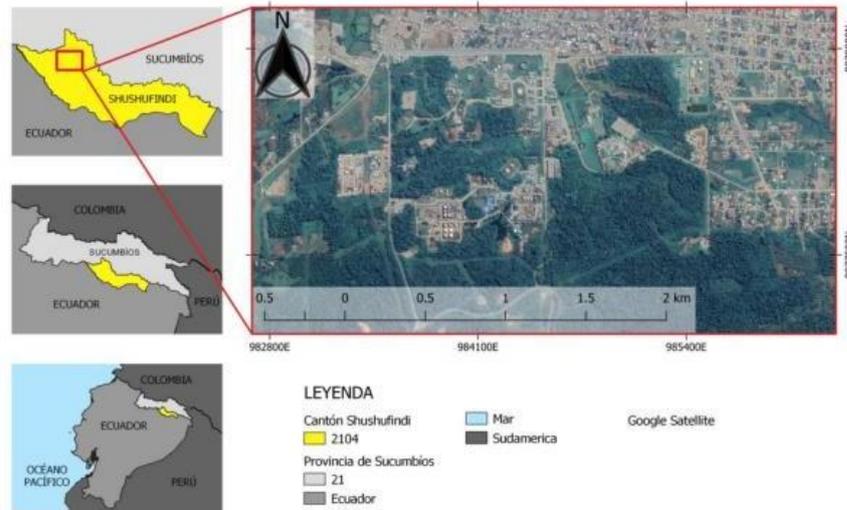
1.3. Ubicación Geográfica.

El Campo Shushufindi está ubicado en la región amazónica de Ecuador, en la provincia de Sucumbíos. Se encuentra dentro de la Cuenca Oriente, una de las principales áreas productoras de petróleo del país. Este campo es uno de los yacimientos más importantes y extensos de Ecuador, con una superficie aproximada de 1,100 kilómetros cuadrados. Está rodeado por un ecosistema característico de la selva tropical, con una biodiversidad rica y un clima cálido y húmedo, con lluvias frecuentes durante todo el año.

El campo, se encuentra a unos 250 km al este de Quito y 35 km al sur de la frontera con Colombia. Limita al norte con el Campo Libertador, al sur con Limoncocha, al oeste con el Campo Sacha, y al este con una falla inversa de la Subcuenca cretácica Napo (Melendres & González, 2024).

Ilustración 13

Ubicación geográfica del Campo Shushufindi- Bloque 57



Nota: el área de estudio corresponde a la ubicación del pozo bajo análisis del presente trabajo de investigación.

Fuente: Adaptado de EP Petroecuador (2024).

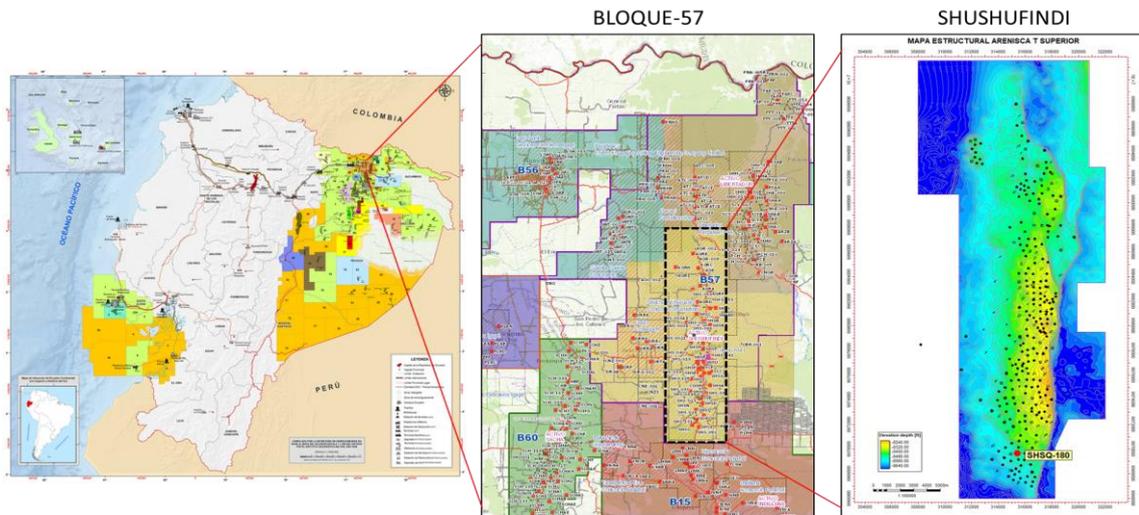
1.3.1. Descripción Geológica del campo.

El campo Shushufindi, ubicado en el Bloque 57, se caracteriza por una estructura anticlinal alargada y asimétrica con orientación Norte-Sur. Esta estructura incluye tres elementos principales: dos anticlinales en Shushufindi y una tercera llamada Aguarico. El flanco oriental está limitado por fallas de transpresión dextral, que forman parte de una estructura tipo flor. La falla presenta un desplazamiento de aproximadamente 200 pies. En la base de la Caliza A, la estructura tiene una longitud cercana a 35 km y un ancho de entre 6 y 7 km. Tiene 5 reservorios productivos: 2 reservorios principales: T Inferior (TI) y U Inferior (UI); y 3 reservorios secundarios: T Superior (TS), U Superior (US) y Basal Tena (BT) (Farinango, 2019).

Ilustración 14

Correlación geográfica y geológica del área de estudio

Ubicación del pozo Shushufindi-Q-180



Fuente: Adaptado de EP Petroecuador (2024).

1.3.2. Características del yacimiento T Superior

El yacimiento T Superior del campo Shushufindi, ubicado en la cuenca Oriente de Ecuador, es una formación geológica clave para la producción de hidrocarburos en la región. A continuación, se describe su contexto geológico y de reservorio:

1.3.2.1. Estratigrafía y Litología

El yacimiento T Superior pertenece a la Formación Napo, de edad Cretácica. La Formación Napo está compuesta principalmente de areniscas intercaladas con lutitas y calizas, lo que permite el desarrollo de unidades productoras de hidrocarburos. En el caso del T Superior, se encuentran arenas finas a medianas, con buena continuidad y calidad de reservorio, que favorecen la acumulación y extracción de petróleo.

1.3.2.2. Facies y Ambiente Depositional

Las areniscas del yacimiento T Superior se depositaron en ambientes marino somero a transicional, influenciados por la dinámica de mareas y variaciones en el nivel del mar. Estas características dieron lugar a facies de alta porosidad y permeabilidad, con buena capacidad para almacenar y transmitir hidrocarburos. Las facies depositadas en este ambiente presentan laminación y estratificación cruzada, indicativas de condiciones energéticas variables.

1.3.2.3. Propiedades Petrofísicas

La porosidad promedio del yacimiento T Superior se encuentra en el rango del 15-25%, y la permeabilidad puede alcanzar valores de varios cientos de mD, lo que convierte al yacimiento en un excelente reservorio. Estas propiedades permiten el flujo eficiente de fluidos, aunque en algunas áreas la presencia de lutitas puede afectar la conectividad de las arenas y reducir la permeabilidad efectiva.

1.3.2.4. Estructura Geológica

El campo Shushufindi es una estructura anticlinal asociada a fallas inversas de orientación Noroeste-Sureste, formadas por la compresión andina. La trampa estructural, en combinación con la presencia de sellos lutíticos en la Formación Napo, permite la acumulación de hidrocarburos en el yacimiento T Superior. Las fallas también pueden jugar un rol en la compartimentalización del reservorio, creando barreras a la migración de fluidos o conectando distintas unidades productivas.

- **Litología:** La Arenisca T Superior es una formación arenosa, de grano fino a medio, con buena porosidad y permeabilidad en ciertas zonas, lo que la convierte en un objetivo adecuado para el fracturamiento hidráulico. Sin embargo, las propiedades de la roca pueden variar localmente, afectando la respuesta al tratamiento.
- **Grosor de la formación:** El grosor promedio de la Arenisca T en el Campo Shushufindi oscila entre 20 y 40 pies, lo que es suficiente para considerar fracturamiento hidráulico. Sin embargo, es importante realizar un análisis detallado del espesor de la zona objetivo en cada pozo para optimizar el diseño de fractura.
- **Profundidad:** La Arenisca T Superior se encuentra a profundidades intermedias (alrededor de 10,000 pies), lo que permite la creación de fracturas con suficiente extensión para mejorar el contacto con la formación, siempre y cuando la presión de fracturamiento sea adecuada.

1.3.2.5. Fluidos y Presión de Reservorio

El yacimiento contiene principalmente crudo mediano a pesado, con algunas variaciones en calidad dependiendo de la zona del reservorio. La presión inicial del yacimiento era cercana a la presión de burbuja, lo que favorece la producción primaria. Sin embargo, en

muchas zonas, se ha implementado inyección de agua o gas para mantener la presión y mejorar la recuperación.

1.3.2.6. Potencial Productivo y Recuperación Mejorada

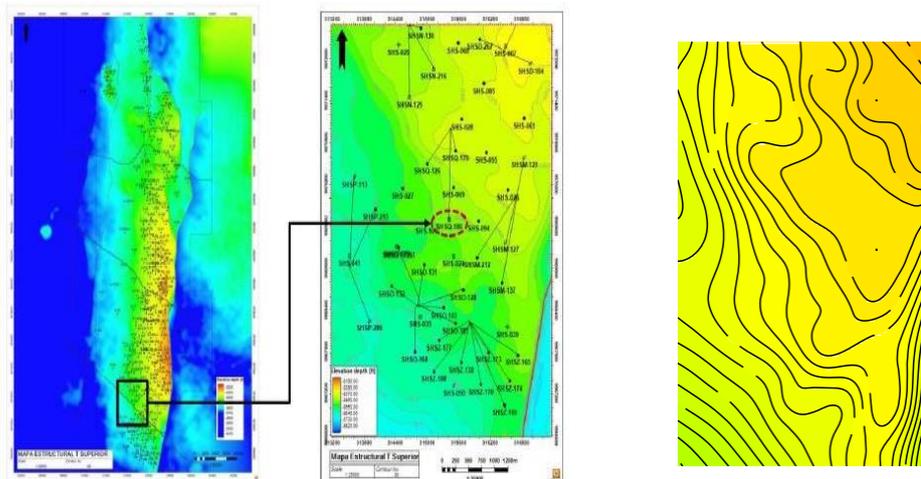
El yacimiento tiene un potencial significativo en términos de reservas, con una larga historia de explotación en el campo Shushufindi. Esto lo hacen principalmente atractivo al momento de evaluar las técnicas de recuperación primaria, secundaria y terciaria para maximizar el recobro en este yacimiento.

1.3.2.7 Mapa estructural

El pozo Shushufindi 180D se encuentra ubicado en la parte Sur de la estructura Shushufindi-Aguarico, en las coordenadas UTM, N: 9971011.15, E: 315446.74, como se muestra en la Ilustraciones 14 y 15.

Ilustración 15

Mapa Estructural Bloque 57

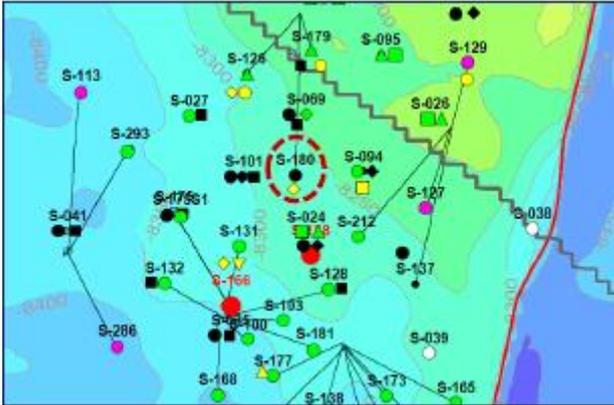


Nota: el área de estudio corresponde a la ubicación del pozo bajo análisis del presente trabajo de investigación.

Fuente: Adaptado de EP Petroecuador (2024).

Ilustración 16

Mapa Estructural con pozos productores en el área de estudio



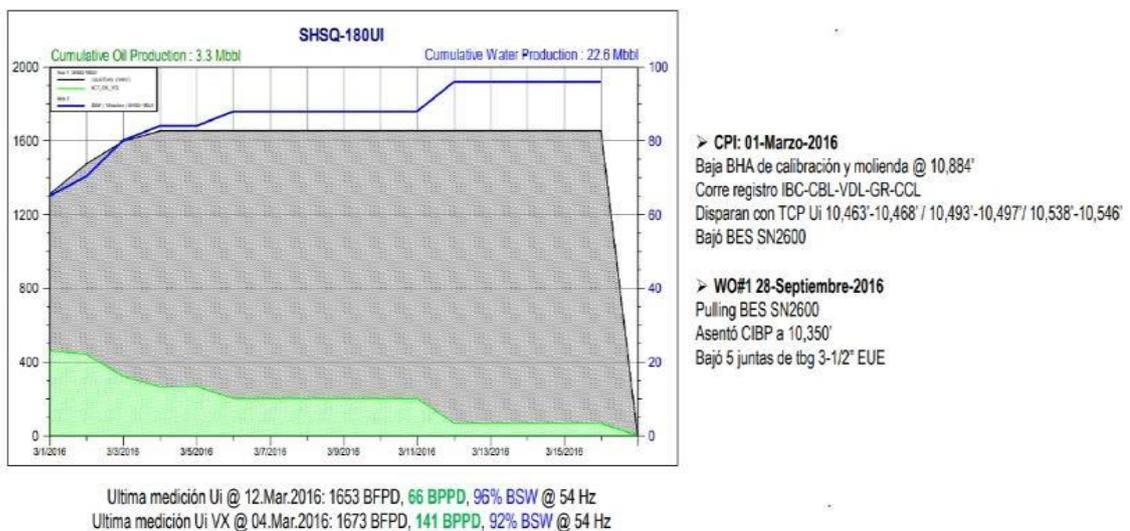
Fuente: Adaptado de EP Petroecuador (2024).

1.3.3. Perfil de producción del pozo año 2016

A partir de los trabajos del segundo reacondicionamiento, se decidió dejar abandonado temporalmente al pozo Shushufindi Q-180 (hoy SHSQ-180) en octubre de 2016, debido a que fue declarado comercialmente no rentable. La Arenisca U Inferior no recuperó los niveles deseados de producción según los pronósticos establecidos en el plan de trabajo.

Ilustración 17

Perfil de producción del pozo Shushufindi Q-180 (SHSQ-180)



Nota: el trabajo de reacondicionamiento posterior se diseñó para recuperar la producción del reservorio.

Fuente: Adaptado de EP Petroecuador (2024).

Tabla 1

Prueba de producción del pozo SHSQ-180 a marzo de 2016

| Qf | Qo | Qw | BSW | P intake | Frecuencia | Corriente |
|--------------|--------------|--------------|------------|-----------------|-------------------|------------------|
| barriles/día | barriles/día | barriles/día | % | psig | Hz | A |
| 1310 | 458,50 | 851,50 | 65 | 586 | 54 | 55 |
| 1480 | 444,00 | 1.036,00 | 70 | 744 | 56 | 49 |
| 1593 | 318,60 | 1.274,40 | 80 | 709 | 54 | 44 |
| 1653 | 264,48 | 1.388,52 | 84 | 732 | 54 | 45 |
| 1653 | 198,36 | 1.454,64 | 88 | 794 | 54 | 45 |
| 1653 | 66,12 | 1.586,88 | 96 | 885 | 54 | 47 |

Fuente: Adaptado de EP Petroecuador (2024).

Donde:

Qf = caudal de fluido total

Qo = caudal de petróleo

Qw = caudal de agua

P intake = presión en la succión de la bomba

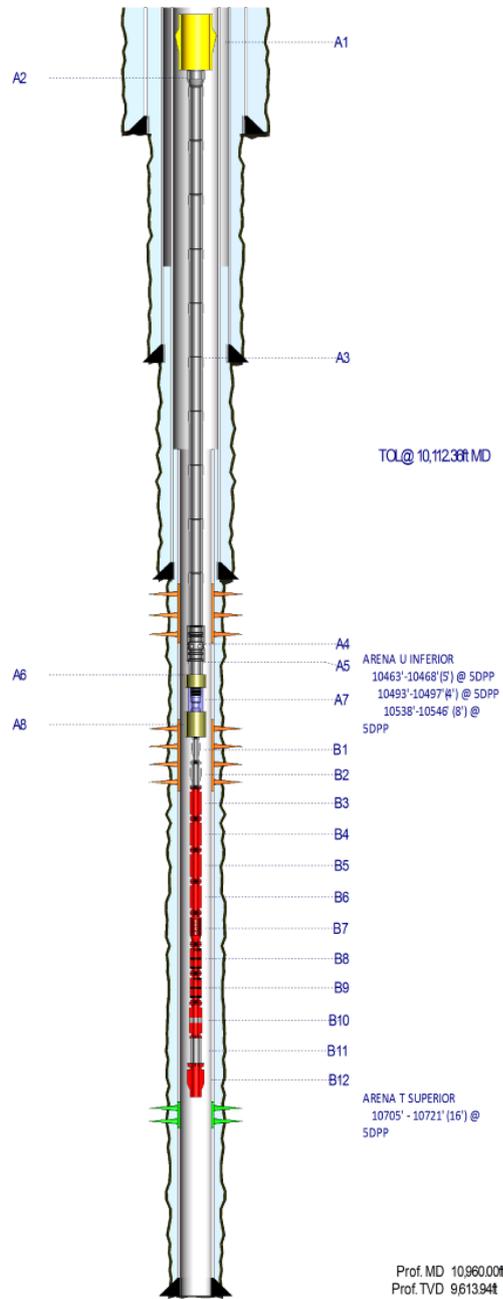
BSW = corte de agua en el fluido total producido

1.3.4. Diagrama de pozo productor SHSQ-180

El diagrama del pozo SHSQ-180, el cual se presenta a continuación en las Ilustraciones 17 y 18, detalla la descripción de las instalaciones de fondo. Este pozo es de tipo J, el cual está diseñado para optimizar la producción con la menor declinatoria posible de la presión, para así permitir maximizar el rendimiento económico de las instalaciones de fondo.

Ilustración 18

Diagrama de instalaciones de fondo del pozo SHSQ-180



Fuente: Adaptado de EP Petroecuador (2024).

Ilustración 19

Detalle de instalaciones de fondo del pozo SHSQ-180

| TUBING STRING | | | | | | |
|---------------|-----|-----------|----------|-----------|--------|--|
| No | Jts | Tope MD | Tope TVD | Longitud | OD Nom | Descripción |
| A1 | 1 | 36.70 | 36.70 | 1.05 | 11.00 | TUBING HANGER - 11" NOM, 3 1/2" EU TOP, 3" BPV, 3 1/2" EU BOTTOM, 2 1/4" UN, 2 3/8" UNPSL 1, PR 1, P-U, DD. SN: TH95-80058 (NUEVO) |
| A2 | 1 | 37.75 | 37.75 | 1.57 | 3.75 | CROSSOVER 3-1/2" EUE PIN X 2-7/8" TSH BLUE PIN 4140 L80. PN: XO312EUP278TSP. SN: 0010-1 (NUEVO) |
| A3 | 339 | 39.32 | 39.32 | 10,456.32 | 2.88 | (339 JTS) TUBERÍA 2-7/8" TSH BLUE, 6.4 LBS/FT, L80 CR1, R2, PSL2 (NUEVAS TENARIS, INCLUYEN 24 JTS CON COUPLING BISELADOS) |
| A4 | 1 | 10,495.64 | 9,176.66 | 2.90 | 3.38 | SLIDING SLEEVE, 2-7/8" 6.4# TSH-BLUE BOX X PIN, 2.31" L, OPEN UP 4140. PN: 4SL-27TSH 231_SCC. SN: SS4-23137 (NUEVO) (CERRADA) |
| A5 | 1 | 10,498.54 | 9,179.35 | 30.79 | 2.88 | (1 JT) TUBERÍA 2-7/8" TSH BLUE, 6.4 LBS/FT, L80 CR1, R2, PSL2 (NUEVA TENARIS CON COUPLING BISELADO) |
| A6 | 1 | 10,529.33 | 9,207.95 | 5.76 | 4.00 | FLOW COUPLING, 2-7/8" 6.4# TSH-BLUE BOX X PIN, 4140. PN: FC-2875-TSH-TSP. SN: 1496-4 (NUEVO) |
| A7 | 1 | 10,535.09 | 9,213.31 | 1.10 | 3.63 | NIPPLE, 2-7/8" 6.4# TSH-BLUE BOX X PIN, 2.25" R 4140. PN: N-278THS-225_SCC. SN: 15-OPS-001895 (NUEVO) CON STANDING VALVE 2.25 TYPE R SEAL BORE W COC |
| A8 | 1 | 10,536.19 | 9,214.33 | 5.85 | 4.00 | FLOW COUPLING, 2-7/8" 6.4# TSH-BLUE BOX X 2-7/8" 6.5# EUE PIN, 4140. PN: FC-2875-TSH-EUP. SN: 1496-3 (NUEVO) |
| ESP ASSEMBLY | | | | | | |
| No | Jts | Tope MD | Tope TVD | Longitud | OD Nom | Descripción |
| B1 | 1 | 10,542.04 | 9,219.77 | 0.53 | 2.88 | DESCARGA 2 7/8 EUE. PN:1333780. SN: SIPATL27242 (NUEVO) |
| B2 | 1 | 10,542.57 | 9,220.26 | 0.75 | 4.00 | DISCHARGE PHOENIX SERIE 400-FLANGE. PN: 100144521. SN: NA (NUEVO) |
| B3 | 1 | 10,543.32 | 9,220.96 | 21.81 | 4.00 | PUMP: RC1000 100 STG 66CRCT-AFL-INC-ARZ-TT- 150 RLOY-MOD CR-FACT SHIM-0.687 INC 718, 400/400. PN:103291279. SN: 103291279-SN 1132 (NUEVO) |
| B4 | 1 | 10,565.13 | 9,241.27 | 21.81 | 4.00 | PUMP: RC1000 100 STG 66CRCT-AFL-INC-ARZ-TT- 150 RLOY-MOD CR-FACT SHIM-0.687 INC 718, 400/400. PN:103291279. SN: 103291279-SN 1134 (NUEVO) |
| B5 | 1 | 10,586.94 | 9,261.61 | 21.81 | 4.00 | PUMP: RC1000 100 STG 66CRCT-AFL-INC-ARZ-TT- 150 RLOY-MOD CR-FACT SHIM-0.687 INC 718, 400/400. PN:103291279. SN: 103291279-SN 1133 (NUEVO) |
| B6 | 1 | 10,608.75 | 9,281.98 | 6.35 | 4.00 | AGH:RCD5-21, 29 STG 66CR-CT, AFL, INC, ARZ-TT, 40 RLOY, MOD CR-FACT SHIM, 400/400, 0.687 INC 718. PN:102874464. SN: 102874464-SN275 (NUEVO) |
| B7 | 1 | 10,615.10 | 9,287.92 | 3.33 | 4.00 | VGSA D20/60-RLOY-ES-TT-0.875"-INC-718, 400/400 EXT-D-HEAD, FACTORY SHIM. PN:101736912. SN: 101736912-SN703 (NUEVO) |
| B8 | 1 | 10,618.43 | 9,291.03 | 8.08 | 4.00 | PROTECTOR: MAXIMUS, BPBSL-UT, RLOY, AFL, ARZ, TT, HD, 400/400, MAXIMUS, NTB/RTB, 0.875 INC 718. PN: 104597517. SN: 104597517-SN85 (NUEVO) |
| B9 | 1 | 10,626.51 | 9,298.59 | 8.08 | 4.00 | PROTECTOR: MAXIMUS, LSBSB-LT, RLOY, AFL, ARZ, TT, HD, 400/456, MAXIMUS, NTB/RTB, 0.875 INC 718. PN:104611777. SN: 104611777-SN53 (NUEVO) |
| B10 | 1 | 10,634.59 | 9,306.15 | 21.90 | 4.56 | MOTOR:456 , 4125, MAXIMUS, RA-S-RLOY-AS-AFL-GRB-MAX-HL, 180HP/2520V/46.6A. PN: 101901368. SN: 101901368-SN229 (NUEVO) |
| B11 | 1 | 10,656.49 | 9,326.66 | 1.80 | 4.50 | BASE GAUGE: XT150 TYPE 1 . PN: 104676464. SN: SN278 (NUEVO) |
| B12 | 1 | 10,658.29 | 9,328.35 | 10.17 | 6.05 | DESARENADOR: DSP-0030. PN: 104666994. SN: HYD-226 (NUEVO) |

| Formación | Tope MD (ft) | Tope TVD (ft) | Base MD (ft) | Base TVD (ft) | Longitud (ft) | Densidad (DPP) |
|---------------------|--------------|---------------|--------------|---------------|---------------|----------------|
| ARENA T SUPERIOR | 10,705.00 | 9,372.21 | 10,721.00 | 9,387.26 | 16.00 | 5.00 |
| ARENA U INFERIOR | 10,538.00 | 9,216.01 | 10,546.00 | 9,223.46 | 8.00 | 5.00 |
| ARENA U INFERIOR | 10,463.00 | 9,146.44 | 10,468.00 | 9,151.06 | 5.00 | 5.00 |
| ARENA U INFERIOR | 10,493.00 | 9,174.21 | 10,497.00 | 9,177.92 | 4.00 | 5.00 |
| DETALLE CASING | | | | | | |
| Nombre | Base MD (ft) | OD (in) | Grado | Peso | | |
| CONDUCTOR CASING | 268.0 | 20.000 | K-55 | 94 | | |
| SURFACE CASING | 6,399.0 | 13.375 | K-55 | 54.5 / 68 | | |
| INTERMEDIATE CASING | 10,285.0 | 9.625 | N-80 | 47 / 53.5 | | |
| PRODUCTION LINER | 10,958.0 | 7.000 | L-80 | 29 | | |

Fuente: Adaptado de EP Petroecuador (2024).

CAPÍTULO 2. METODOLOGÍA

2.1. Contexto de la investigación

Esta investigación se realizó en el pozo SHSQ-180, que pertenece al campo Shushufindi, ubicado en el Bloque 57 en la región Amazónica de Ecuador. El pozo anteriormente se encontraba con abandono temporario y se realizó un estudio para su recuperación y ponerlo de nuevo en producción mediante la técnica de fracturamiento HiWAY.

2.2. Diseño y alcance de la investigación

La investigación desarrollada en el presente trabajo de grado es de carácter experimental con alcance descriptivo. Se procedió inicialmente con modelamiento del comportamiento de la inyección de fluidos de fractura en el reservorio y con una evaluación ex-post del tratamiento realizado para conocer la efectividad del trabajo de fracturamiento con la técnica descrita.

Para esto, fue necesario utilizar herramientas e instrumentos basados en el método científico para recolectar la información, clasificarla y analizarla. La información comprende temáticas abordadas en varias aristas, las cuales sirven para evaluar la calidad del reservorio así como el potencial de reservas recuperables, describir el estado mecánico de la tubería de revestimiento, la calidad del cemento tomando en consideración la adherencia con la tubería de revestimiento y la aislación de formaciones supra y subyacentes del objetivo del tratamiento, además del resto de instalaciones de subsuelo en general, las cuales puedan afectar al normal desarrollo pre y post del trabajo de fractura.

2.3. Tipo y métodos de investigación

Esta investigación es de tipo Cuantitativo con un enfoque Experimental y Descriptivo. Los datos recolectados como insumo de la tesis provienen de los trabajos de fracturamiento y además de los antecedentes de trabajos reportados en la literatura, los cuales puedan aportar un análisis comparativo sobre los resultados obtenidos del tratamiento propuesto. En cuanto a los métodos de investigación es de tipo Deductivo, porque permite probar la hipótesis de si el uso de HiWAY aumenta la conductividad de

la fractura en formaciones de baja permeabilidad y de esta manera recuperar la producción de un pozo cerrado con opciones de abandono permanente en zonas con reservas de petróleo.

2.4. Población y muestra

2.4.1. Población de estudio:

Pozo productor SHSQ-180 y reservorio T Superior.

2.4.2. Muestra

La muestra correspondió a resultados históricos de producción del reservorio T Superior, reportes y resultados de fracturamiento hidráulico tipo HiWAY realizados en otros pozos en zonas aledañas al tratamiento de fractura propuesto para el pozo SHSQ-180.

2.4.3. Variables

- Dependiente: caudal del pozo.
- Independiente: permeabilidad, altura de fractura, ancho de fractura, longitud de fractura, tipo de propante, tipo de gel, volúmenes de agente de transporte de propante.

2.5. Técnicas e instrumentos de recolección de datos

Se utilizaron Técnicas Cuantitativas tales como reportes e informes de trabajos de fracturamiento hidráulico, pruebas de producción y reportes de producción.

2.5.1 Técnicas de recolección de datos

Las técnicas de recolección de datos utilizadas en el presente trabajo de investigación son las siguientes:

1. **Observación y monitoreo de campo:** Recopilación de datos en tiempo real durante y después de la aplicación del fracturamiento con HiWAY en el pozo seleccionado.
2. **Análisis documental y de datos históricos:** Consulta y revisión de registros de producción, reportes de fracturamiento previos y bases de datos sobre formaciones similares. Esto permite comparar los resultados de HiWAY con los de técnicas convencionales.

3. **Modelación numérica y simulaciones:** Uso de software de simulación de fracturamiento para evaluar el comportamiento del propante y la eficiencia de la fractura con HiWAY, basándose en condiciones similares a las de campo.

2.5.2 Instrumentos de recolección de datos

1. **Software de monitoreo y simulación:** se utilizaron las herramientas informáticas FracCAT las cuales permiten monitorear y controlar en tiempo real las operaciones de fracturamiento hidráulico, que además permite visualizar datos en tiempo real la presión, la velocidad de bombeo, la concentración de propante y otros parámetros críticos del fracturamiento. Además, proporciona alertas y reportes de desempeño en tiempo real, lo que facilita tomar decisiones rápidas durante la operación. WellWatcher en cambio se enfoca en la vigilancia continua del pozo, capturando datos de producción, presión y temperatura después del fracturamiento. Permite evaluar el rendimiento a largo plazo de la fractura y monitorear la integridad del pozo y la eficiencia de la estimulación, el mismo que está diseñado para detectar cambios en el comportamiento de producción y optimizar el rendimiento del pozo post-fracturamiento.
2. **Sensores de presión y caudal:** son dispositivos de medición en campo que registran el flujo de producción y la presión de los pozos fracturados, comparando resultados previos y posteriores a la fractura.
3. **Bases de datos de pozos y formaciones:** utilizan bases de datos de campo (como IHS Markit o Drillinginfo) para obtener información relevante sobre formaciones fracturadas con HiWAY, incluyendo datos geológicos y de producción.

2.6. Procesamiento de la evaluación: Validez y confiabilidad de los instrumentos aplicados para el levantamiento de información.

La validación de los resultados se la realizó mediante la comparación de resultados de otros trabajos del mismo tipo en pozos dentro de la misma área de estudio y en el mismo reservorio, además mediante bibliografía especializada del tema en proyectos aplicados en otros yacimientos alrededor del mundo.

CAPÍTULO 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

A continuación, se presentan los resultados obtenidos a través del tratamiento realizado al pozo SHSQ-180.

3.1. Caracterización de la Arenisca T Superior

Los intervalos compactos de T Superior (Ts) están parcialmente desarrollados en el campo y han recibido poca atención en la cuenca. Sin embargo, este nuevo enfoque ha permitido la reactivación de pozos, impulsando la producción y llevando a la iniciativa de desarrollar por completo un objetivo que anteriormente se consideraba secundario. Esta transformación no solo desmitifica creencias erróneas, sino que también contribuye al avance de la industria energética ecuatoriana.

A pesar de su consideración como un objetivo secundario en el campo Shushufindi-Aguarico, el reservorio T Superior ha demostrado su valor. Su alta variabilidad estratigráfica, la menor calidad de las propiedades del reservorio según los registros convencionales y la limitada continuidad lateral en comparación con las arenas principales lo hacían parecer, en términos económicos, un reservorio no rentable. No obstante, este estudio presenta un caso exitoso de desarrollo de arenas compactas, resultado de un análisis integrado que abarca desde la sísmica hasta las estrategias de completación.

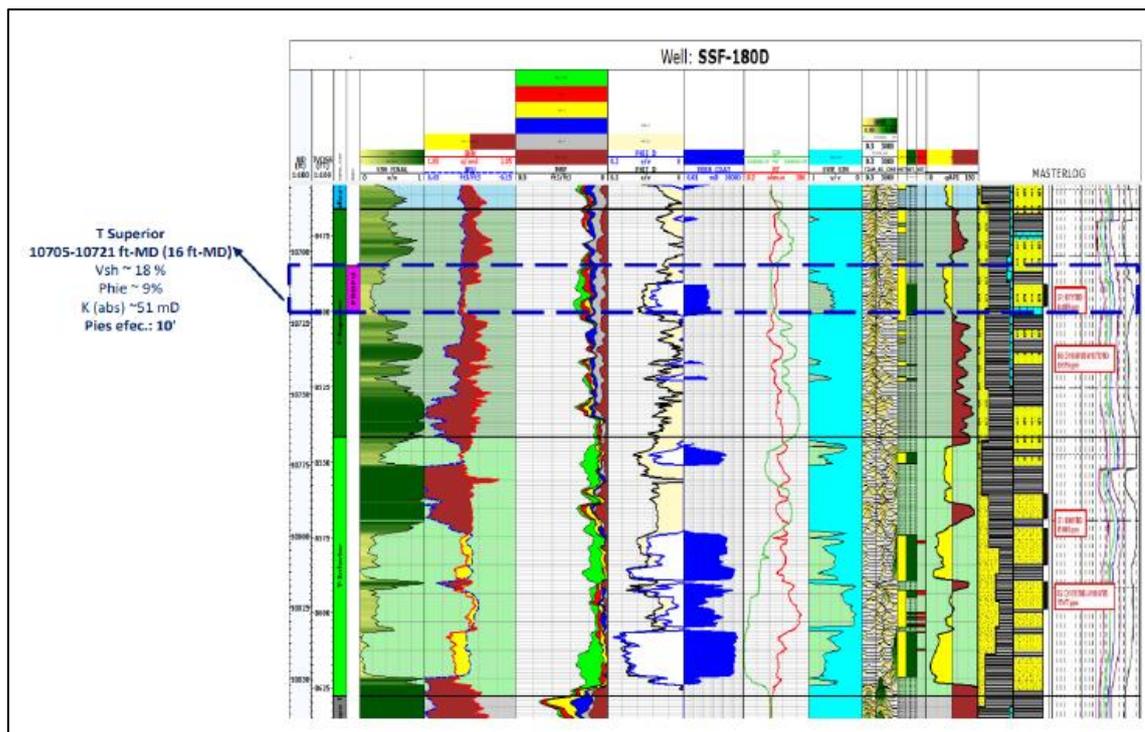
Con los objetivos principales, Ui y Ti, mostrando efectos de agotamiento, Ts ha despertado un creciente interés técnico, convirtiéndose en un área de desarrollo crucial. En los últimos años, se adquirieron datos clave sobre Ts, incluidos un núcleo, resonancia magnética, registros sónicos y de presión. Estos datos, junto con un análisis detallado de cubos de inversión sísmica como Vp/Vs, impedancia acústica y una evaluación estratigráfica, llevaron a proponer un nuevo pozo para probar Ts en 2023.

Inicialmente la interpretación petrofísica de los registros eléctricos tomados en el pozo SHSQ-180 no arrojaron resultados positivos en este reservorio, por este motivo la información obtenida del núcleo en el pozo SHSV-157 perforado en el año 2021, fue la clave para obtener resultados de producción, ya que en el mismo se observó crudo sobre areniscas glauconíticas cementadas por calcita, arcillosas, bioturbadas, y también areniscas cuarcíticas con estratificación cruzada, en donde predominan niveles de lutitas

carbonosas, representando un reto en cuanto a la litología comúnmente observada en los reservorios principales del Campo Shushufindi.

Ilustración 20

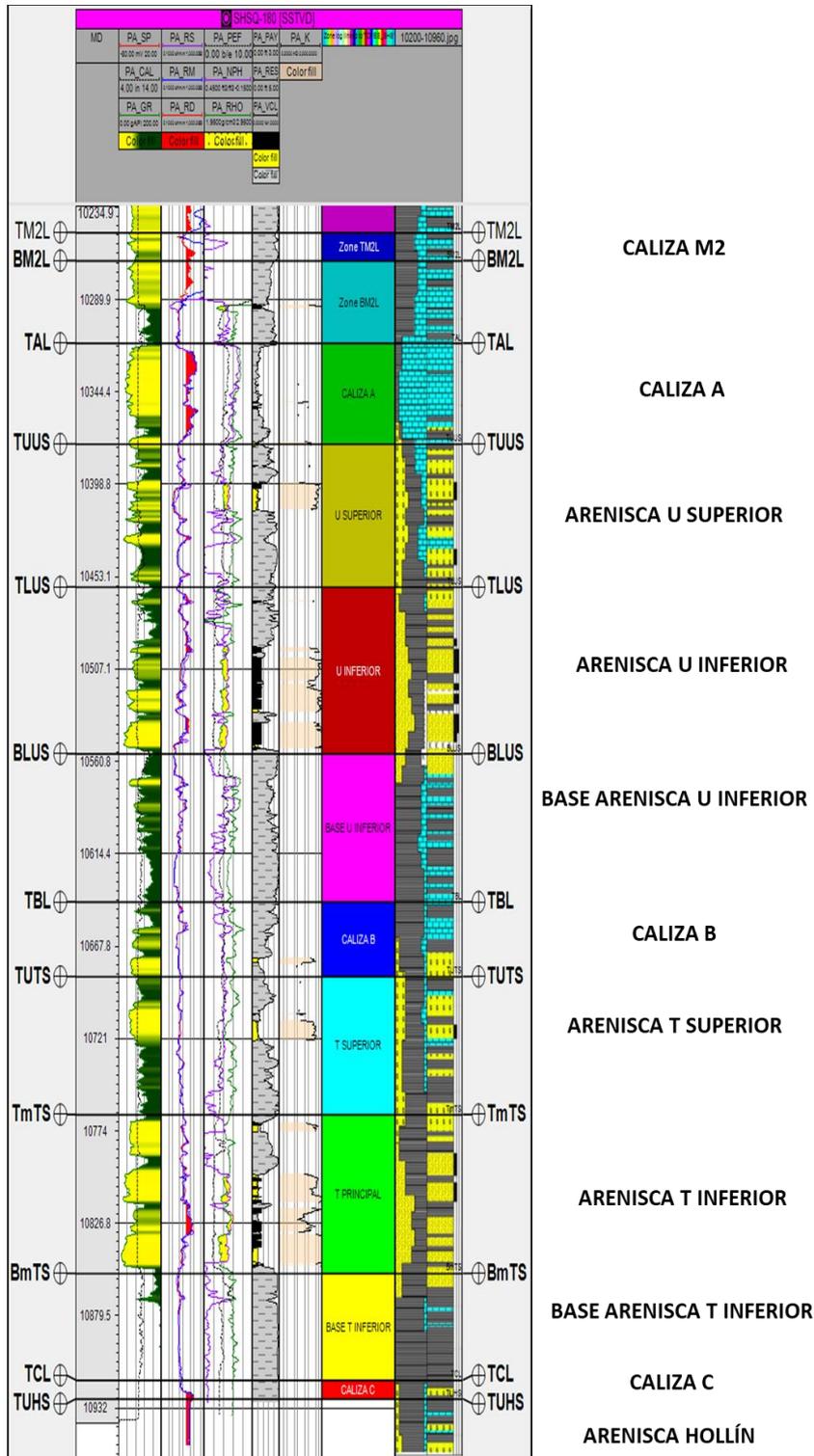
Determinación de las propiedades petrofísicas de la Arenisca T Superior del pozo SHSQ-180.



La porosidad y permeabilidad de reservorio oscila entre 11 y 15% y hasta 200 mD, respectivamente. Uno de los indicadores de prospectividad en este yacimiento fue el gas leído por el cromatógrafo durante la perforación que arrojó valores de hasta 444.000 ppm.

Ilustración 22

Columna estratigráfica del pozo SHSQ-180



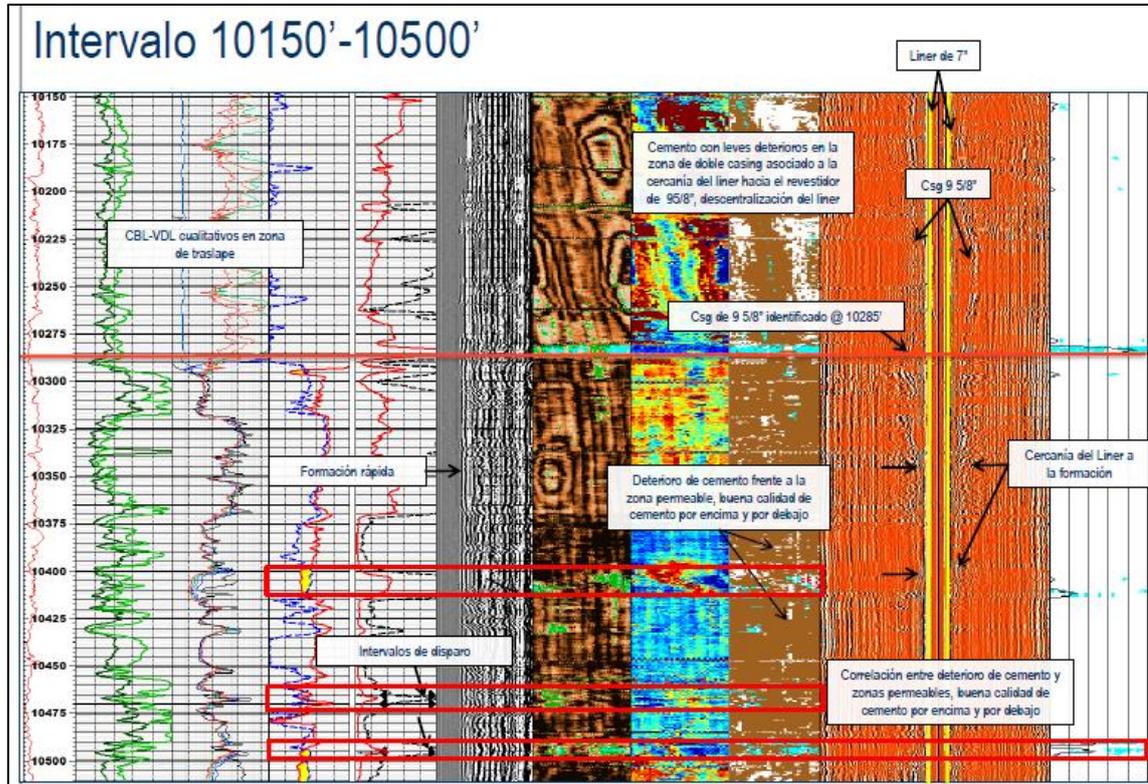
3.2 Análisis de la aplicabilidad del fracturamiento en la Arena T Superior en el pozo SHSQ-180 a través de los registros eléctricos no convencionales corridos y disponibles.

Del análisis de los perfiles de cementación (IBC-CBL-VDL) y los registros de formación, se obtuvieron los siguientes resultados:

- La información adquirida en el registro IBC-CBL-VDL presenta buena calidad.
- Buena integridad del revestidor, lecturas de radios y espesores de acuerdo con los valores nominales.
- El zapato de la tubería de revestimiento de 9 5/8" fue identificado por los arribos de la tercera interfase a 10285 pies.
- Se observó la existencia de correlación entre los deterioros del cemento y las zonas con mejores características petrofísicas, y cemento de buena calidad por encima y por debajo de las zonas de interés.
- Intervalos de interés identificados:
 - **Intervalo 10463'-10468'**: Presenta una leve contaminación de cemento en la zona, se observa cemento de buena calidad por encima y por debajo con adherencia eficiente cemento-casing y cemento formación.
 - **Intervalo 10493'-10497'**: Se observa contaminación de cemento frente a la zona, común 20-40% de comunicación hidráulica, el cemento se distribuye eficientemente por encima y debajo de este intervalo.
 - **Intervalo 10538'-10546'**: Se identifica una buena correlación entre las zonas permeables y la contaminación del cemento, por encima en el intervalo 10524'-10530' presenta una comunicación hidráulica de 15-20%, y por debajo de la zona el mapa SLG, muestra buena aislación por cemento solido bien distribuido en el anular.

Ilustración 23

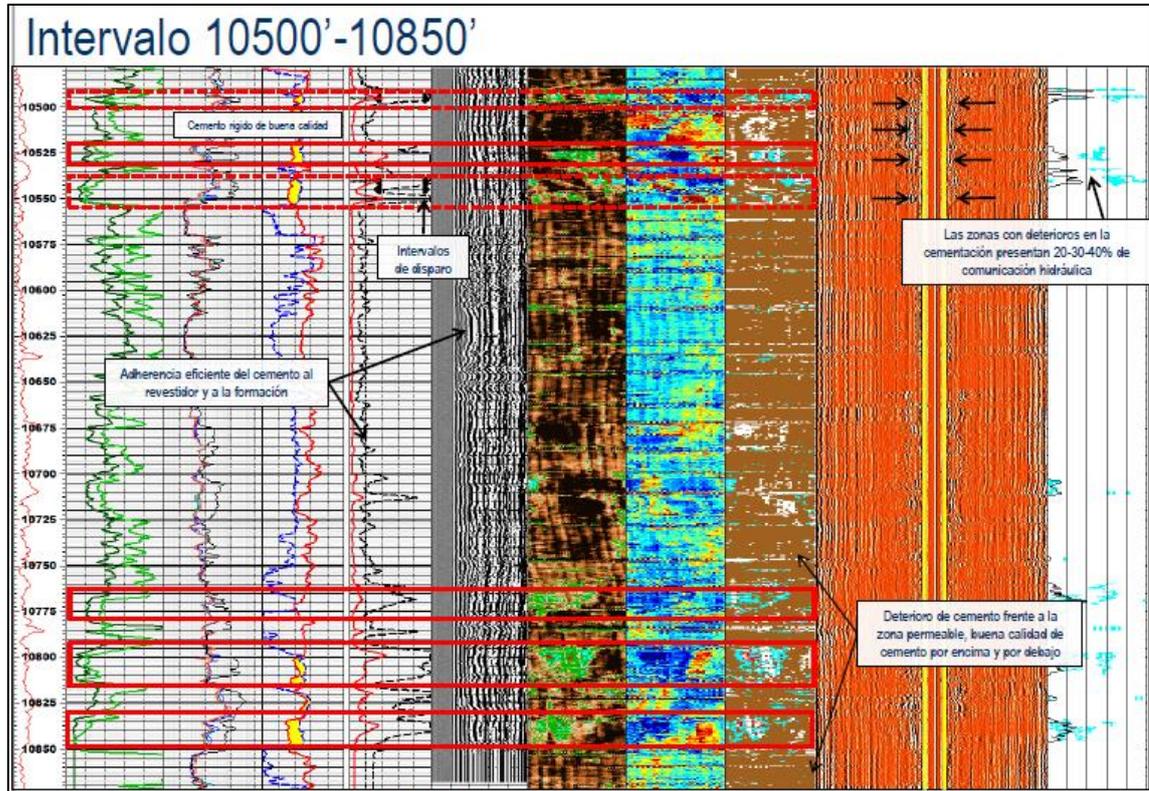
Evaluación de integridad del pozo SHSQ-180 en el intervalo 10150-10500 pies



Nota: el perfil de integridad de cemento en zona de interés, muestra buena adherencia y calidad. No se presentan problemas que requieran cementación remedial.

Ilustración 24

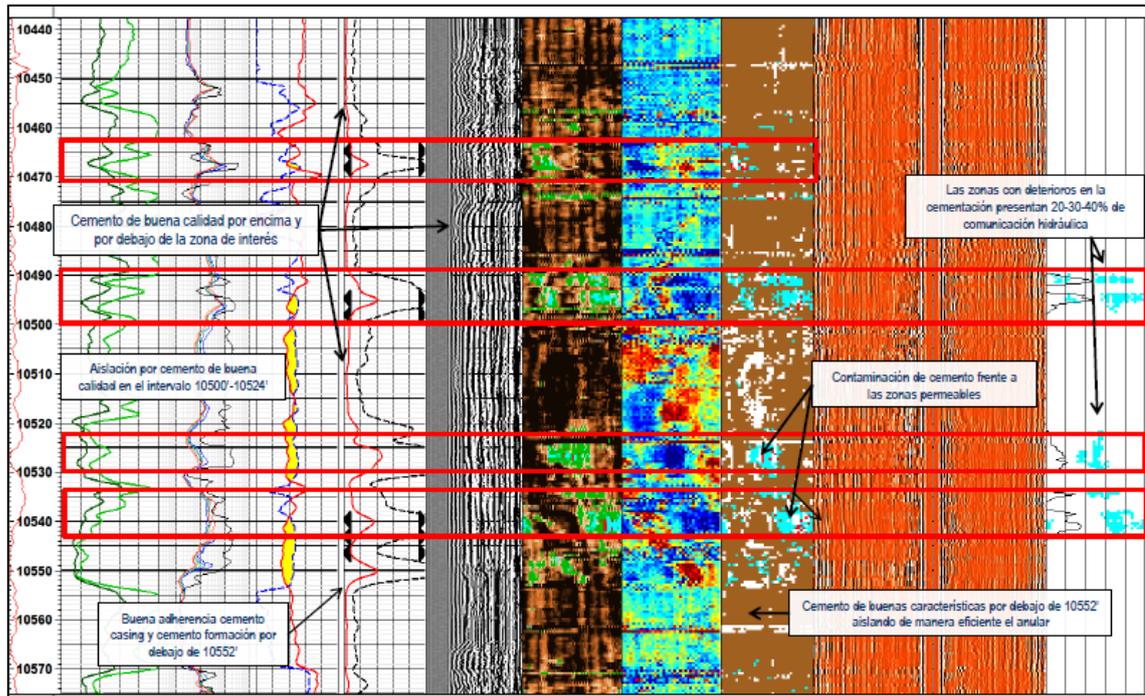
Evaluación de integridad del pozo SHSQ-180 en el intervalo 10500-10850 pies



Nota: el perfil de integridad de cemento que demuestra buena adherencia y aislamiento de las zonas supra y subyacentes de la formación de interés para el fracturamiento hidráulico. En términos generales, el cemento está en condiciones de resistir un trabajo de fractura hidráulica.

Ilustración 25

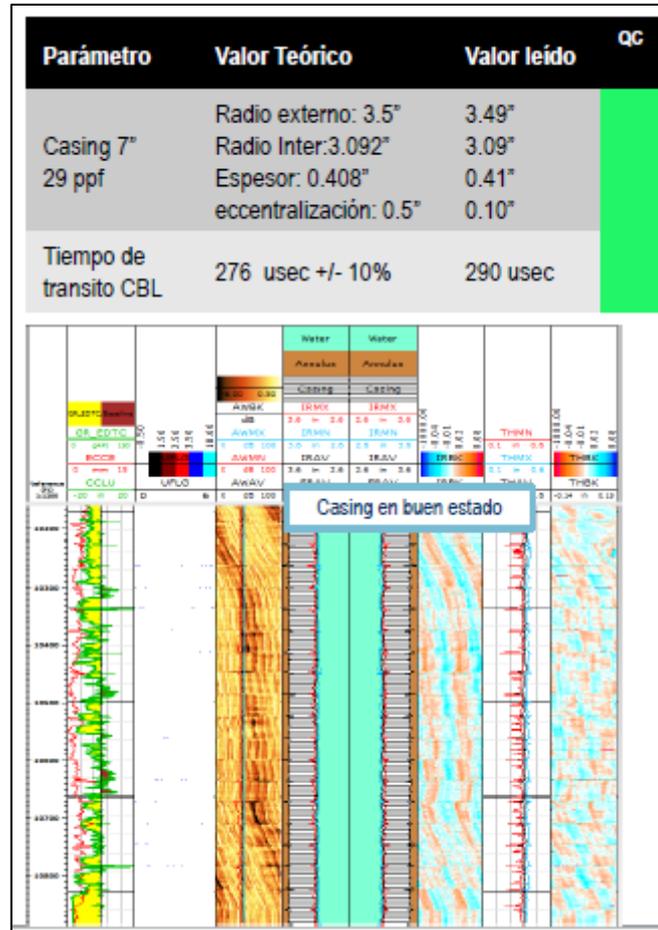
Determinación de zonas de cemento afectadas en el pozo SHSQ-180, intervalo 10440-10570 pies



Nota: el perfil de integridad de cemento muestra zonas con anomalías entre la formación y el cemento de aislamiento. En términos generales, el perfil demuestra que estas anomalías no son tan serias para requerir un trabajo de cementación remedial, previo al trabajo de fractura.

Ilustración 26

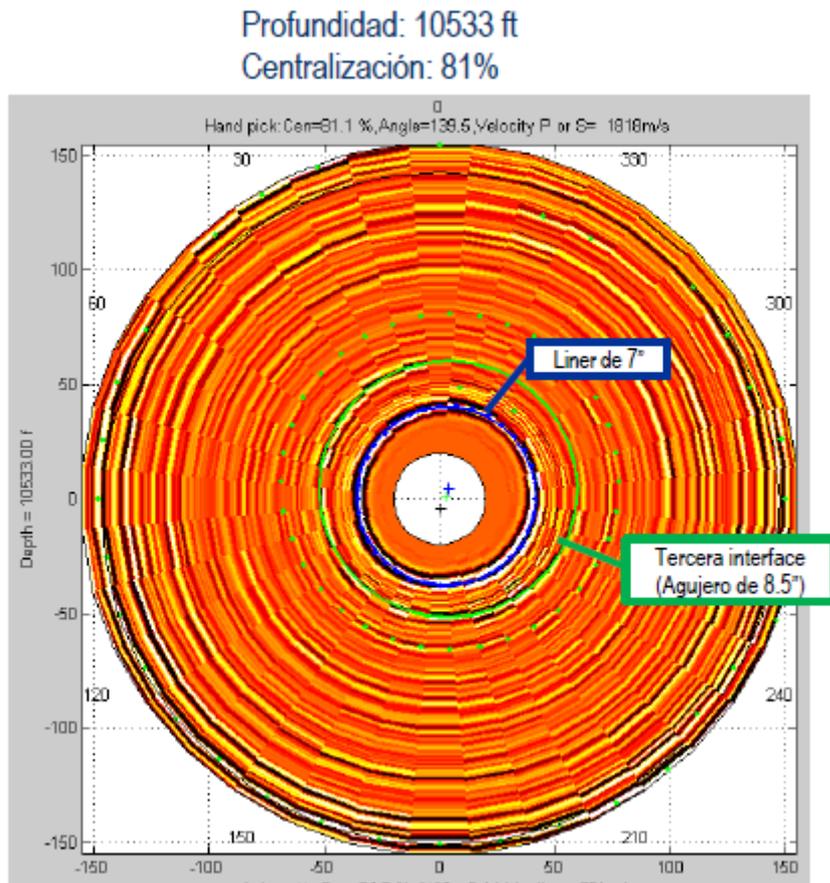
Evaluación de estado mecánico del revestidor de 7" SHSQ-180.



Nota: el perfil CBL o de adherencia de cemento muestra que hay buena aislación, por lo que no es necesario realizar ningún trabajo remedial en el pozo.

Ilustración 27

Evaluación de la centralización del revestidor de 7" SHSQ-180.



Nota: el perfil muestra que el liner de producción se encuentra centrado en más del 80%, lo cual, convierte al pozo en muy buen candidato para un trabajo de fractura hidráulica.

Ilustración 28

Perfiles no convencionales para evaluación de propiedades geomecánicas y de integridad del pozo SHSQ-180.

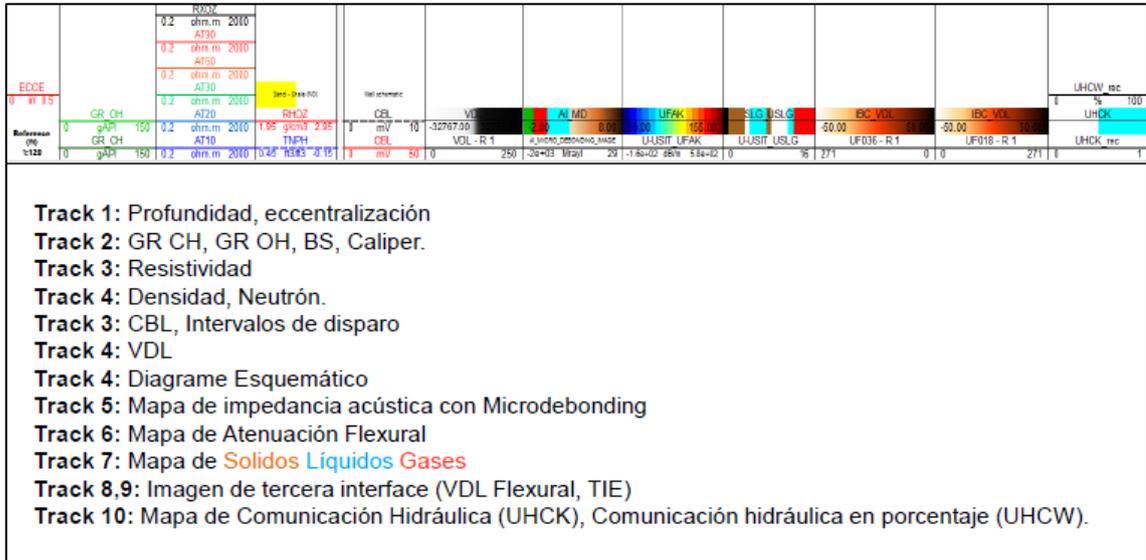
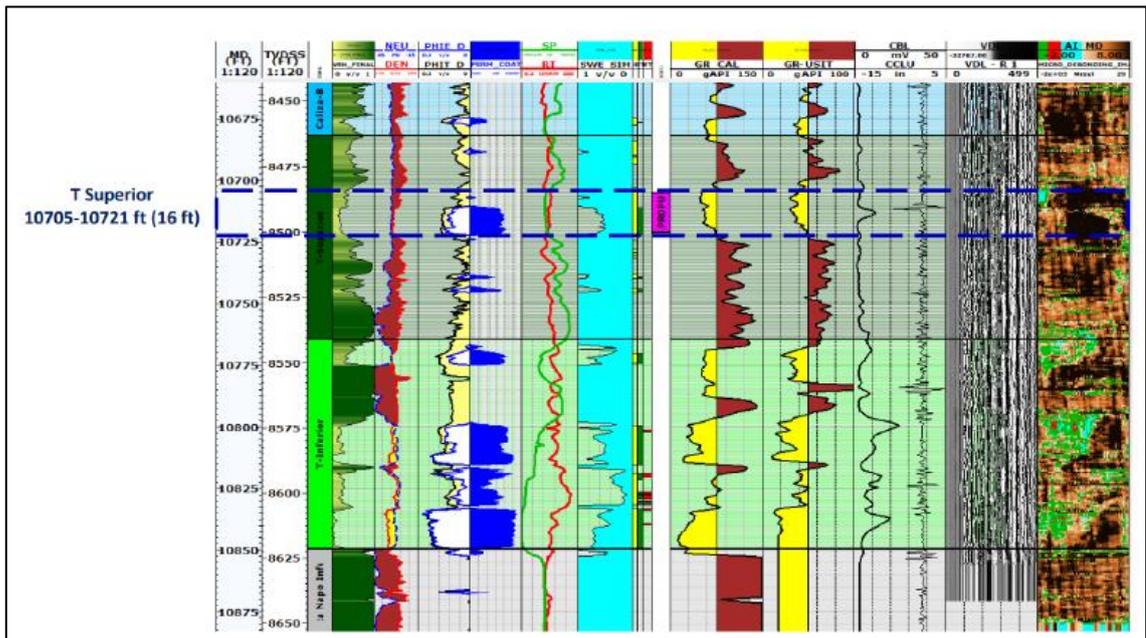


Ilustración 29

Intervalo seleccionado de trabajo en la Arenisca T Superior del pozo SHSQ-180.



3.3 Establecimiento de los criterios técnicos para la aplicación del método de HiWAY en pozos agotados.

El Campo Shushufindi, al ser un campo maduro que ha experimentado una alta producción de petróleo durante varias décadas, también enfrenta desafíos debido a la alta intrusión de agua y la declinación natural de la presión del yacimiento. En este contexto, la aplicación del fracturamiento hidráulico en la Arenisca T Superior puede ser una estrategia para maximizar la producción de hidrocarburos remanentes. Sin embargo, es crucial realizar un análisis técnico detallado para evaluar su viabilidad y efectividad, considerando las características del yacimiento y los desafíos operacionales. Entre los criterios técnicos para la toma de decisiones para la aplicación del fracturamiento hidráulico se tiene:

3.3.1. Condiciones del Yacimiento

- **Madurez del campo:** El Campo Shushufindi es un campo maduro, lo que implica una declinación significativa de la presión del yacimiento. La aplicación de fracturamiento en un campo de estas características puede ayudar a revitalizar la producción mediante la creación de canales conductivos en la formación que aumenten el área de drenaje y la conectividad con las zonas no drenadas previamente.
- **Alta intrusión de agua:** La intrusión de agua es uno de los principales desafíos en Shushufindi, especialmente en la Arenisca T. La proximidad del contacto agua-petróleo puede reducir la efectividad del fracturamiento, ya que la fractura podría interceptar zonas de agua, incrementando la producción de agua no deseada. El control adecuado de la geometría de la fractura y el uso de tecnologías de zonificación pueden minimizar este riesgo.
- **Saturación remanente de hidrocarburos:** El yacimiento debe tener aún un volumen significativo de hidrocarburos remanentes. Esto puede incluir gas residual, petróleo atrapado o condensado que puede ser movilizado mediante la creación de conductos adicionales en la roca.

3.3.2. Viabilidad Técnica del Fracturamiento Hidráulico

- **Calidad de la roca:** El análisis geomecánico de la Arenisca T Superior sugiere que la formación tiene una resistencia adecuada para fracturarse, lo que permitiría la creación de fracturas verticales. Sin embargo, la heterogeneidad de la formación puede llevar a que las fracturas sean difíciles de predecir o controlar, lo que podría resultar en la propagación hacia zonas no deseadas.
- **Formación fracturable:** El método requiere formaciones con propiedades mecánicas adecuadas para crear fracturas. Se recomienda que la roca tenga una resistencia a la compresión media-alta, lo que facilitará la generación de fracturas con mayor longitud y conductividad.
- **Fracturamiento hidráulico multietapa:** Dado que el Campo Shushufindi es un campo maduro con pozos horizontales o verticales con declinación avanzada, el uso de fracturamiento multietapa puede mejorar el acceso a zonas no drenadas. Este enfoque permite realizar múltiples fracturas a lo largo de la longitud del pozo, aumentando el contacto con la formación y mejorando la producción de petróleo.
- **Técnicas avanzadas:** La aplicación de tecnologías como el fracturamiento HiWAY o el fracturamiento con propante encapsulado puede reducir la producción de agua al crear fracturas más eficientes que maximizan el flujo de hidrocarburos, mientras limitan la producción de agua desde zonas adyacentes.

3.3.3. Desafíos Operacionales

- **Producción de agua:** El principal desafío en la Arenisca T Superior es la alta producción de agua asociada con la intrusión de acuíferos activos. La fractura hidráulica podría agravar este problema si no se diseña adecuadamente, ya que las fracturas podrían conectar con zonas de agua. El uso de técnicas de control de agua, como la inyección de geles selectivos o la zonificación de las zonas de fractura, es fundamental para minimizar este riesgo.
- **Presión del yacimiento**
 - **Presión de fracturamiento:** El yacimiento debe tener suficiente presión confinante para permitir la creación y sostenimiento de fracturas hidráulicas, aunque esté agotado. Si la presión es extremadamente baja, el

método podría no ser efectivo, ya que las fracturas podrían no mantenerse abiertas sin la aplicación de un soporte mecánico adecuado.

- **Compatibilidad de presiones:** Se debe realizar un análisis de la presión de poro y de fracturamiento para asegurarse de que el tratamiento HiWAY no inducirá fracturas indeseadas o pérdida de fluido hacia otras zonas no productivas.

- **Condiciones del pozo**

- **Estado de agotamiento:** El pozo debe tener una presión de yacimiento baja o decreciente, lo que implica que el flujo natural de hidrocarburos ya no es suficiente para mantener una producción comercial.
- **Tubería de producción y revestimiento:** Es esencial que la tubería de producción y el revestimiento del pozo estén en buen estado estructural para soportar las presiones de fracturamiento que se aplicarán durante el tratamiento HiWAY.

- **Características del fluido**

- **Viscosidad y movilidad del crudo:** Para pozos con crudos pesados o de alta viscosidad, el método HiWAY puede ser útil para reducir el daño de la fractura y mejorar la movilidad de los hidrocarburos hacia el pozo. Se deben realizar pruebas para asegurar que los fluidos a utilizar en el fracturamiento (limpios y de bajo daño) sean adecuados para la formación y no generen daños adicionales.
- **Compatibilidad química:** Los fluidos de fracturamiento utilizados en el método HiWAY deben ser compatibles con los fluidos del yacimiento y con las formaciones. Se debe evitar cualquier interacción que genere precipitaciones, obstrucciones o formaciones de emulsiones.

- **Condiciones de las Fracturas Existentes**

- **Análisis de fracturas previas:** En pozos agotados, a menudo ya se ha aplicado fracturamiento hidráulico convencional. Antes de aplicar el método HiWAY, es importante evaluar las fracturas existentes, su extensión y su conductividad. Si las fracturas están colapsadas o han

sufrido daño por finos o incrustaciones, el método HiWAY puede ayudar a reabrirlos o crear nuevos canales conductivos.

- **Espaciado de fracturas:** El método HiWAY permite crear un espaciado óptimo de los clústeres de fractura, lo que maximiza el contacto con la formación y optimiza el drenaje del pozo. Un análisis geomecánico y de microsismicidad ayudará a determinar la viabilidad de la creación de nuevas fracturas conductivas.

- **Historial de Producción**

- **Declinación de producción:** Pozos con una alta tasa de declinación son buenos candidatos para el método HiWAY, ya que la técnica puede revitalizar la producción al mejorar la conectividad entre el pozo y las zonas productivas.
- **Daño a la formación:** Pozos con evidencia de daño a la formación (causado por el flujo de finos, bloqueo de fluidos o precipitación de minerales) pueden beneficiarse de la aplicación del método HiWAY, ya que el proceso crea fracturas más limpias y duraderas que reducen el daño a largo plazo.

3.3.4. Evaluación Económica

- **Costo-beneficio:** El fracturamiento hidráulico es una inversión significativa, por lo que se requiere un análisis económico detallado para evaluar si los volúmenes de petróleo remanentes justifican la inversión. En el caso de la Arena T Superior, donde el petróleo es de buena calidad, pero la producción de agua es alta, el retorno de inversión dependerá de la capacidad de controlar la producción de agua y maximizar la producción de petróleo.
- **Incremento de producción esperado:** El fracturamiento hidráulico tiene el potencial de aumentar significativamente la producción en la Arena T Superior, especialmente si se utiliza en zonas donde la conectividad con la formación ha sido baja o donde las fracturas naturales no han sido explotadas completamente.

3.3.5. Mitigación de Riesgos

- **Diseño optimizado de fracturas:** Para minimizar los riesgos de producción de agua, es esencial realizar un diseño detallado de las fracturas basado en la **modelación geomecánica** y los registros de imagen del pozo. Este diseño debe optimizar la orientación y la extensión de las fracturas para maximizar la producción de petróleo y evitar el contacto con zonas de agua.
- **Uso de trazadores y diagnósticos:** Antes y después del fracturamiento, se pueden utilizar trazadores para identificar la migración de fluidos dentro del pozo y evaluar la efectividad del tratamiento. Además, el monitoreo en tiempo real durante el fracturamiento puede ayudar a ajustar la operación para evitar problemas inesperados.

3.3.6. Tecnologías Complementarias

- **Inyección selectiva de agua o gas:** Para mejorar la presión del yacimiento y reducir la intrusión de agua, se puede considerar la inyección selectiva de agua o gas en zonas específicas del pozo. Esto puede ayudar a mantener las fracturas abiertas y mejorar la eficiencia de la extracción.
- **Recuperación mejorada (EOR):** En un campo maduro como Shushufindi, la combinación del fracturamiento con técnicas de recuperación mejorada de petróleo (EOR), como la inyección de polímeros, surfactantes o CO₂, puede incrementar la producción, especialmente en zonas donde el petróleo está atrapado en la matriz.

3.4. Discusión de resultados

3.4.1 Simulación de la fractura hidráulica por el método HiWAY

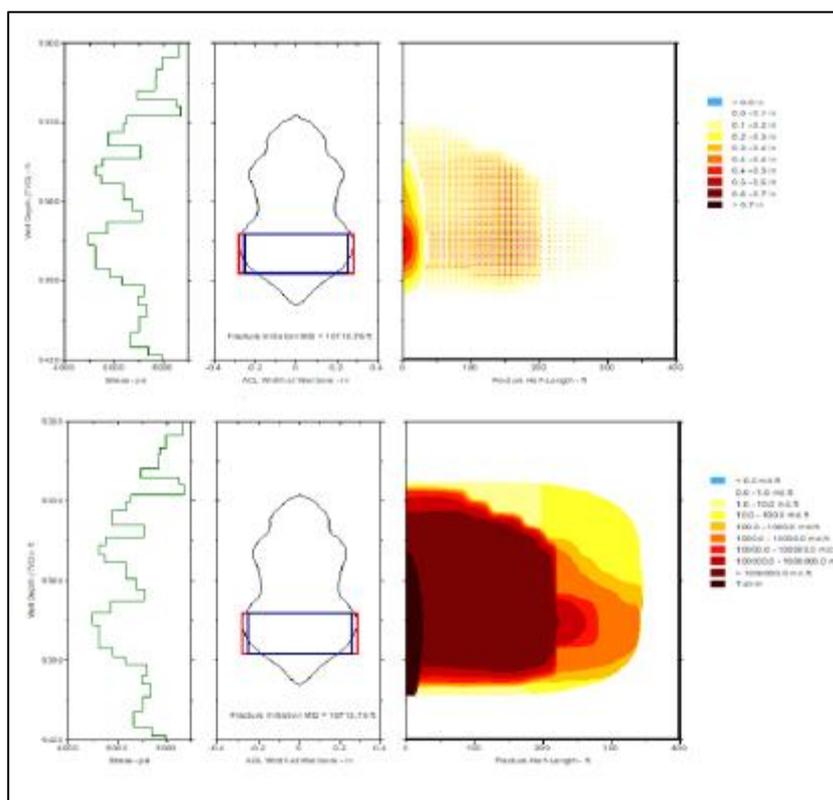
Para la ejecución del programa de fracturamiento en la Arenisca T Superior, se realizó primero una simulación en el programa DataFRAC, el cual presenta a continuación:

Intervalo de tratamiento: 10705 ft - 10721 pies
Presión instantánea de cierre (ISIP): 1627 psi
Gradiente de fricción: 312 psi/1000ft
Gradiente de Fractura del ISIP: 0.61 psi/ft

Presión máxima: 7648 psi
 Presión promedio: 5038 psi
 Presión final: 4971 psi
 Potencia hidráulica (HHP) Max utilizados: 3749 HHP
 Caudal: 20 bpm
 Volumen total: 462 bbl YF140
 Volumen flush: 81 bbl WF140
 Durante el DataFRAC se mantuvo una presión en el anular de 800 psi.

Ilustración 30

Resultado del diseño de simulación de la fractura HiWAY del pozo SHSQ-180



Los resultados de la distribución muestran que se necesitan al menos unas 60.000 libras de propante CarboBOND malla 20/40, un volumen de al menos 35.000 galones de fluido de acarreo de gel base agua, y una lechada de 900 barriles. El tiempo de bombeo proyectado es de 45 minutos. Los resultados están contenidos a continuación:

Ilustración 31

Distribución del propante en la fractura HiWAY del pozo SHSQ-180

| Step Name | Pump Rate [bpm] | Fluid Num | Fluid Name | Gel Conc [ppt] | Fluid Volume [gal] | Prop Num | Prop Con [ppa] | Prop Volume [lb] | Slurry Volume [bbl] | Pump Time [min] | Pulse | Clean Pulse | Cycles |
|-----------|-----------------|-----------|------------|----------------|--------------------|----------|----------------|------------------|---------------------|-----------------|-------|-------------|--------|
| Pad | 20 | 2 | YF140HTD | 40 | 12600 | 0 | 0 | 0 | 300 | 15 | 0 | 900 | 0 |
| 1.0 PPA | 20 | 2 | YF140HTD | 40 | 821 | 2 | 1 | 401 | 20 | 1 | 10 | 30 | 3 |
| 2.0 PPA | 20 | 2 | YF140HTD | 40 | 1073 | 2 | 2 | 1025 | 26.7 | 1.3 | 10 | 30 | 4 |
| 3.0 PPA | 20 | 2 | YF140HTD | 40 | 1578 | 2 | 3 | 2214 | 40 | 2 | 10 | 30 | 6 |
| 5.0 PPA | 20 | 2 | YF140HTD | 40 | 2284 | 2 | 5 | 5120 | 60 | 3 | 10 | 30 | 9 |
| 7.0 PPA | 20 | 2 | YF140HTD | 40 | 4425 | 2 | 7 | 13337 | 120 | 6 | 10 | 30 | 18 |
| 9.0 PPA | 20 | 2 | YF140HTD | 40 | 8124 | 2 | 9 | 30280 | 226.7 | 11.3 | 10 | 30 | 34 |
| 9.0 PPA | 20 | 2 | YF140HTD | 40 | 792 | 2 | 9 | 7125 | 26.7 | 1.3 | 80 | 0 | 0 |
| Flush | 20 | 3 | WF140 | 30.2 | 3374 | 0 | 0 | 0 | 80.3 | 4 | 0 | 241 | 0 |

| | | | |
|--------------|-----------|---------------|-----------|
| Totals | | | |
| Fluid Volume | 35072 gal | Slurry Volume | 900.3 bbl |
| Prop. Mass | 59503 lb | Pump Time | 45.0 min |

CarboBOND 20/40: 59,503 lbs

La longitud promedio de la fractura sería de 345 pies con un ancho de 0,35 pulgadas, con tiempo de cierre de unos 25 minutos y una conductividad promedio de 47432 mD-pie. El canal formado en la formación sería de unos 312 pies de longitud. Los resultados de la esta simulación se muestran a continuación:

Ilustración 32

Parámetros del diseño de la fractura HiWAY del pozo SHSQ-180

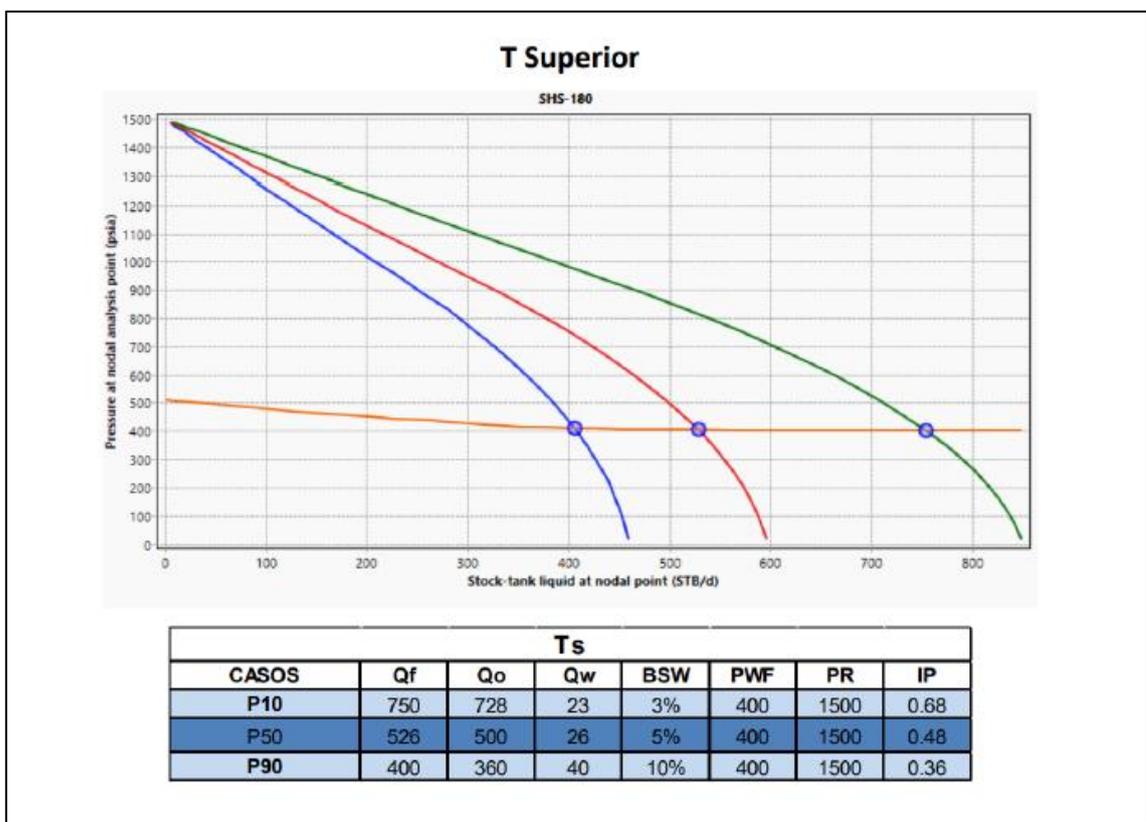
| | |
|---|------------------|
| Propped Fracture Half-Length..... | 344.5 ft |
| Propped Width at Well..... | 0.354 in |
| Average Fluid Retained Factor..... | 1.00 |
| Max Hydraulic Fracture Half-Length..... | 351.0 ft |
| EOJ Hydraulic Fracture Half-Length..... | 127.6 ft |
| EOJ Hydraulic Width at Well..... | 0.786 in |
| EOJ Hydraulic Height at Well..... | 72.0 ft |
| EOJ Net Pressure..... | 2423 psi |
| Efficiency..... | 0.255 |
| Estimated Closure Time..... | 25.2 min |
| Equivalent Leakoff..... | 9.5E-3 ft/min0.5 |
| HiWAY Conductivity..... | 47432 md.ft |
| HiWAY Fcd..... | 3.0 |
| HiWAY Channeled Length..... | 311.9 ft |

3.4.2 Simulación del comportamiento de la producción

Del análisis de la simulación, bajo un escenario promedio, se estima que la tasa de producción del pozo SHSQ-180 será al menos de 500 STB/d con un corte de agua del 5% y una presión de fondo fluyente de 400 psi y un índice de productividad de 0,48 STB/psi.

Ilustración 33

Simulación del pronóstico de producción de la Arenisca T Superior del pozo SHSQ-180.



3.4.3. Fractura hidráulica HiWAY

De acuerdo con los resultados de la simulación se rediseñó el programa inicial y se obtuvieron los siguientes indicadores en el trabajo de fractura:

Llenado del pozo: 24 bbl.

ISIP: 2445 psi

Gradiente de fricción: 284 psi/1000 ft

Gradiente Fract. del ISIP: 0.70 psi/ft

Presión máxima: 6394 psi
 Presión promedio: 5624 psi
 Presión hidrostática: 4136 psi
 Presión final: 5489 psi
 HHP Max utilizados: 3134 HHP
 Caudal: 20 bpm
 Volumen total: 1066 bbl, YF140
 Total, Propante Carbobond 20/40 bombeado: 74972 lbs
 Total, Propante Carbobond 20/40 formación: 74774 lbs
 Concentración máxima Propante: 9 ppa
 Volumen flush: 80 bbl, WF140

Durante la fractura se mantuvo una presión en el anular de 800 psi. Se esperó la ruptura de gel y declinación de presión durante el cierre de la fractura y posteriormente se bombeó por directa 100 barriles de fluido de control especial de 8.43 lb/gal de densidad para la limpieza de tubería. Finalmente, se desinstaló la sarta de trabajo y se dejó el pozo para proceder a la prueba de producción.

Ilustración 34

Parámetros de la fractura HiWAY realizado en el pozo SHSQ-180

| Step Name | Pump Rate [bpm] | Fluid Num | Fluid Name | Gel Conc [ppt] | Fluid Volume [gal] | Prop Num | Prop Con [ppa] | Prop Volume [lb] | Slurry Volume [bbl] | Pump Time [min] | Pulse | Clean Pulse | Cycles |
|-----------|-----------------|-----------|------------|----------------|--------------------|----------|----------------|------------------|---------------------|-----------------|-------|-------------|--------|
| Pad | 20 | 2 | YF140HTD | 40 | 16800 | 0 | 0 | 0 | 400 | 20 | 0 | 1200 | 0 |
| 1.0 PPA | 20 | 2 | YF140HTD | 40 | 821 | 2 | 1 | 401 | 20 | 1 | 10 | 10 | 3 |
| 2.0 PPA | 20 | 2 | YF140HTD | 40 | 1073 | 2 | 2 | 1025 | 26.7 | 1.3 | 10 | 10 | 4 |
| 3.0 PPA | 20 | 2 | YF140HTD | 40 | 1578 | 2 | 3 | 2214 | 40 | 2 | 10 | 10 | 6 |
| 5.0 PPA | 20 | 2 | YF140HTD | 40 | 2284 | 2 | 5 | 5120 | 60 | 3 | 10 | 10 | 9 |
| 7.0 PPA | 20 | 2 | YF140HTD | 40 | 3442 | 2 | 7 | 10373 | 93.3 | 4.7 | 10 | 10 | 14 |
| 9.0 PPA | 20 | 2 | YF140HTD | 40 | 12665 | 2 | 9 | 47202 | 353.3 | 17.7 | 10 | 10 | 53 |
| 9.0 PPA | 20 | 2 | YF140HTD | 40 | 792 | 2 | 9 | 7125 | 26.7 | 1.3 | 80 | 0 | 0 |
| Flush | 20 | 1 | WF140 | 40 | 3374 | 0 | 0 | 0 | 80.3 | 4 | 0 | 241 | 0 |

Como se puede observar entre los resultados de la simulación y los obtenidos del trabajo de fracturamiento hidráulico, los volúmenes de fluidos y de propante, fueron superiores a los inicialmente calculados, por lo que es necesario siempre, antes de toda fractura en campo, proceder al rediseño del plan inicial, ya que de haber hecho como estaba estimado en un principio, los resultados de la fractura no hubieran sido los mejores.

3.4.4. Prueba de producción

Se realizó prueba de producción en la Arenisca T Superior, en el intervalo de 10919 a 10942 pies.

Las operaciones se resumen de la siguiente manera:

3.4.4.1. Armado de Bomba Electro-sumergible

La configuración del equipo de bombeo y de la sarta de fondo que se instaló en el pozo para la prueba de producción es la siguiente:

Tabla 2

Detalle de la bomba electro-sumergible RC1000 para prueba del pozo SHSQ-180

| Ítem | Descripción | Longitud | Profundidad |
|------|--|----------|-------------|
| | | (pies) | (pies) |
| B1 | DESCARGA 2 7/8 EUE. PN:1333780. SN: SIPATL27242 (NUEVO) | 0.53 | 10542.04 |
| B2 | DISCHARGE PHOENIX SERIE 400-FLANGE. PN: 100144521. SN: NA (NUEVO) | 0.75 | 10542.57 |
| B3 | PUMP: RC1000 100 STG 66CRCT-AFL-INC-ARZ-TT- 150 RLOY-MOD CR-FACT SHIM-0.687 INC 718, 400/400. PN:103291279. SN: 103291279-SN1132 (NUEVO) | 21.81 | 10543.32 |
| B4 | PUMP: RC1000 100 STG 66CRCT-AFL-INC-ARZ-TT- 150 RLOY-MOD CR-FACT SHIM-0.687 INC 718, 400/400. PN:103291279. SN: 103291279-SN1134 (NUEVO) | 21.81 | 10565.13 |
| B5 | PUMP: RC1000 100 STG 66CRCT-AFL-INC-ARZ-TT- 150 RLOY-MOD CR-FACT SHIM-0.687 INC 718, 400/400. PN:103291279. SN: 103291279-SN1133 (NUEVO) | 21.81 | 10586.94 |

| Ítem | Descripción | Longitud | Profundidad |
|------|--|----------|-------------|
| | | (pies) | (pies) |
| B6 | AGH: RCD5-21, 29 STG 66CR-CT, AFL, INC, ARZ-TT, 40 RLOY, MOD CR-FACT SHIM, 400/400, 0.687 INC 718. PN:102874464. SN: 102874464-SN275 (NUEVO) | 6.35 | 10608.75 |
| B7 | VGSA D20/60-RLOY-ES-TT-0.875"-INC-718, 400/400 EXTD-HEAD, FACTORY SHIM. PN:101736912. SN: 101736912-SN703 (NUEVO) | 3.33 | 10615.10 |
| B8 | PROTECTOR: MAXIMUS, BPBSL-UT, RLOY, AFL, ARZ, TT, HD, 400/400, MAXIMUS, NTB/RTB, 0.875 INC 718. PN: 104597517. SN: 104597517-SN85 (NUEVO) | 8.08 | 10618.43 |
| B9 | PROTECTOR: MAXIMUS, LSBSB-LT, RLOY, AFL, ARZ, TT, HD, 400/456, MAXIMUS, NTB/RTB, 0.875 INC 718. PN:104611777. SN: 104611777-SN53 (NUEVO) | 8.08 | 10626.51 |
| B10 | MOTOR:456, 4125, MAXIMUS, RA-S-RLOY-AS-AFL-GRB-MAX-HL, 180HP/2520V/46.6A. PN: 101901368. SN: 101901368-SN229 (NUEVO) | 21.90 | 10634.59 |
| B11 | BASE GAUGE: XT150 TYPE 1. PN: 104676464. SN: SN278 (NUEVO) | 1.80 | 10656.49 |
| B12 | DESARENADOR: DSP-0030. PN: 104666994. SN: HYD-226 (NUEVO) | 10.17 | 10658.29 |

Tabla 3

Detalle de la instalación de fondo sobre la bomba electro-sumergible para prueba del pozo SHSQ-180

| Ítem | Descripción | Longitud | Profundidad |
|------|---|----------|-------------|
| | | (pies) | (pies) |
| A1 | SLIDING SLEEVE, 2-7/8" 6.4# TSH-BLUE BOX X PIN, 2.31" L, OPEN UP 4140. PN: 4SL-27TSH 231_SCC. SN: SS4-23137 (NUEVO) (CERRADA) | 2.90 | 10495.64 |
| A2 | (1 JT) TUBERÍA 2-7/8" TSH BLUE, 6.4 LBS/FT, L80 CR1, R2, PSL2 (NUEVA TENARIS CON COUPLING BISELADO) | 30.79 | 10498.54 |
| A3 | FLOW COUPLING, 2-7/8" 6.4# TSH-BLUE BOX X PIN, 4140. PN: FC-2875-TSH-TSP. SN: 1496-4 (NUEVO) | 5.76 | 10529.33 |
| A4 | NIPPLE, 2-7/8" 6.4# TSH-BLUE BOX X PIN, 2.25" R 4140. PN: N-278THS-225_SCC. SN: 15-OPS-001895 (NUEVO) CON STANDING VALVE 2.25 TYPE R SEAL BORE W COC MTR 4340. PN: 103219098. SN: SV3-23021 (NUEVO) | 1.10 | 10535.09 |
| A5 | FLOW COUPLING, 2-7/8" 6.4# TSH-BLUE BOX X 2-7/8" 6.5# EUE PIN, 4140. PN: FC-2875-TSH-EUP. SN: 1496-3 (NUEVO) | 5.85 | 10536.19 |

3.4.4.2. Resultados de prueba de producción

Previo a la prueba de producción, se procedió a alinear los sistemas de transporte producción en superficie del pozo con la estación de producción de EP Petroecuador correspondiente, y posteriormente se procedió con el arranque de la bomba comprobando que todas las normativas de seguridad y medioambiente hayan sido observadas y acatadas

por el personal, luego, se estabilizaron los parámetros eléctricos del motor a 47.8 Hz. Con base al procedimiento operativo, se obtuvieron los siguientes parámetros:

Tabla 4

Parámetros estáticos de la BES RC1000

| PIP (psi) | PDP (psi) | TI (°F) | TM (°F) |
|--------------|--------------|------------|------------|
| 1378 | 1370 | 218 | 219 |

Tabla 5

Parámetros de arranque de la BES RC1000

| PIP (psi) | PDP (psi) | TI (°F) | TM (°F) | Frecuencia (Hz) | I (Amp.) |
|--------------|--------------|------------|------------|--------------------|-------------|
| 1359 | 4077 | 219 | 248 | 48.5 | 25/26/25 |

Posteriormente, se realizó la evaluación de producción de la Arenisca T Superior a través de unidad VX hacia la estación de EP Petroecuador. Los resultados obtenidos son los que se presentan a continuación:

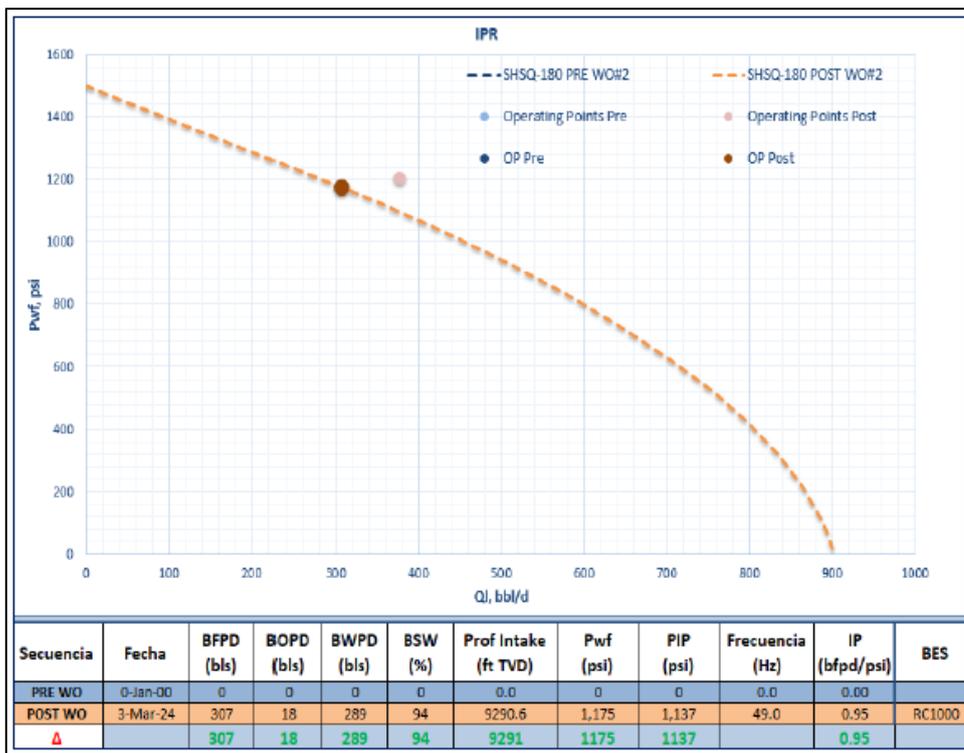
Tabla 6

Parámetros de arranque de la BES RC1000

| Hora | PIP (psi) | PDP (psi) | TI (°F) | TM (°F) | Frecuencia (Hz) | PC |
|-------|--------------|--------------|------------|------------|--------------------|-----|
| 03H00 | 1303 | 4082 | 219 | 225 | 48 | |
| 04H00 | 1230 | 4067 | 216 | 251 | 48 | 110 |
| 05H00 | 1223 | 4034 | 216 | 249 | 47.5 | 90 |
| 06H00 | 1239 | 4023 | 216 | 250 | 47.5 | 90 |

Ilustración 35

Curva de comportamiento de afluencia (IPR) del pozo SHSQ-180



Nota: comparativa entre el trabajo de reacondicionamiento, antes y después de la fractura hidráulica.

Como se aprecia en la Ilustración 28, el pozo queda en producción, sin embargo, es necesario realizar controles periódicos para evaluar el comportamiento de la producción de petróleo estabilizado y además realizar el análisis económico del rendimiento de la inversión.

Finalmente, al 22 de marzo del presente año, en el reporte de producción del pozo SHSQ-180, se indica que el caudal total fue de 560,1 barriles por día con un contenido de petróleo de 534 barriles, 88.1 MSCFD de gas asociado y un BSW de 4.7%. La calidad del crudo está estabilizada en 31,5° API, lo cual hasta el momento representa un resultado positivo, dadas las condiciones de abandono temporal que tenía el pozo. Ver el Anexo 1.

3.4.4.3 Balance de la producción del pozo SHSQ-180

Se realizó el análisis económico a partir de la producción obtenida de manera real y con proyección basada en la declinación natural del reservorio T Superior. Los datos se presentan en el Anexo 3. El flujo de caja neto se presenta a continuación:

Tabla 7

Flujo de Caja Neto (FCN) de los ingresos netos de la Arenisca T Superior del Pozo SHSQ-180

| t meses | FCN USD |
|--------------------|--------------------|
| 0 | -200.000,00 |
| 1 | 363.750,00 |
| 2 | 357.978,44 |
| 3 | 467.546,87 |
| 4 | 438.342,08 |
| 5 | 410.961,53 |
| 6 | 385.291,27 |
| 7 | 361.224,48 |
| 8 | 338.661,00 |
| 9 | 317.506,92 |
| 10 | 297.674,20 |
| 11 | 279.080,31 |
| 12 | 261.647,87 |

De acuerdo con estos resultados, la TIR y el VAN del proyecto son de 186,62% y USD 3.831.889,13, respectivamente. La tasa de descuento utilizada fue de 12% anual o su equivalente del 1% mensual. La recuperación de la inversión se logra en menos de un mes de operación del pozo, por lo que el tratamiento es muy rentable económicamente.

CONCLUSIONES

Una vez desarrolladas las actividades en cumplimiento de los objetivos del presente proyecto de investigación, se puede concluir lo siguiente:

Como conclusión general, una vez que se ha alcanzado el objetivo general de la investigación, el mismo que corresponde a la evaluación de la aplicación de la técnica de fracturamiento hidráulico HiWAY en la Arenisca T Superior del pozo SHSQ-180 en el Bloque 57, se puede indicar que se ha demostrado su factibilidad para recuperar zonas cerradas con potencial productivo en campos maduros, lo cual representa una alternativa para revitalizar este tipo de campos en la Cuenca Oriente. El pozo correspondiente a este estudio, luego del tratamiento de fractura hidráulica con la técnica HiWAY, produjo un canal de alta capacidad de flujo con el cual se obtuvo un caudal total de 560,1 barriles por día con un contenido de petróleo de 534 barriles de 31.5° API, 88.1 MSCFD de gas asociado y un BSW de 4.7% reportado en la prueba de producción de lo cual confirma el éxito del trabajo desarrollado.

Como conclusiones específicas, una vez alcanzados los objetivos específicos de la investigación, se puede indicar que:

1. La caracterización de la Arenisca T Superior en el pozo SHSQ -180 fue necesaria realizar para conocer su potencial productivo y su integridad geomecánica para determinar los gradientes de fractura y cierre de fractura. De la información recolectada, procesada y analizada se encontró que la formación reunía las características de prospectividad, tanto como de calidad de reservorio con la suficiente cantidad de reservas y presión para poder convertirse en candidato para la implementación de la técnica de HiWAY.
2. Se analizó la aplicabilidad del fracturamiento en la Arenisca T Superior en el pozo SHSQ-180, a través de los registros eléctricos no convencionales corridos y disponibles, en los cuales se determinó que corresponde a un buen candidato una vez determinados los parámetros geomecánicos de formación y de integridad casing-cemento y cemento formación, sin que se necesitara trabajos de remediación de cemento por aislación o daño de tubería.

3. Se establecieron los criterios técnicos para la aplicación del método de HiWAY en pozos agotados, para futuros trabajos con esta tecnología, con miras a ser utilizados para revitalizar campos maduros en la Cuenca Oriente de nuestro país.

RECOMENDACIONES

De acuerdo con los resultados de la investigación se presentan las siguientes recomendaciones para futuras investigaciones:

1. Recopilar y documentar los resultados de trabajos de fracturamiento hidráulico realizados en los diferentes campos en producción en el país, incluyendo los tratamientos aplicados y los resultados obtenidos. Para ello, se recomienda realizar un estudio de casos a través de monografías especializadas que permitan mejorar la comprensión y aplicación de esta metodología. Por ejemplo, en cuanto a la técnica HiWAY, actualmente solo existe un artículo científico publicado en la literatura sobre un trabajo en el Oriente ecuatoriano, aunque se han desarrollado un total de 7 estudios en la región, cuyos resultados aún no se han hecho públicos en su totalidad.
2. Realizar análisis comparativos entre técnicas de fracturamiento (estudio de benchmarking). Esto con el fin de comparar sistemáticamente la efectividad y el impacto de diferentes técnicas de fracturamiento hidráulico, como HiWAY, en diversas formaciones geológicas del país. Estos análisis permitirían identificar las condiciones específicas bajo las cuales cada técnica presenta mejores resultados, optimizando la selección de metodologías para cada campo en producción, los cuales tienen sus propias características y condiciones.
3. Implementar un sistema de monitoreo y seguimiento post-fracturamiento. Esto contribuiría a establecer un sistema de monitoreo continuo para evaluar el rendimiento de los pozos tras la aplicación de fracturamiento hidráulico. Este seguimiento debería incluir la medición de parámetros como presión, producción y cambios en la estructura de la formación. Los datos obtenidos permitirán ajustar y optimizar los tratamientos futuros, proporcionando retroalimentación valiosa sobre la durabilidad y efectividad de cada técnica utilizada.

REFERENCIAS

- Abdollahian, A., Wang, H., Liu, H., & Zheng, X. (2024). Transfer learning for acoustic cement bond evaluation: An image classification approach using acoustic variable Density log. *Geoenergy Science and Engineering*, 239, 212960. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.geoen.2024.212960>
- Al-Obaidi, S., W.J., C., & Smirnov, V. (2023). *Application of Multi-Stage Hydraulic Fracturing (Msfh) In The Development of Deep-Lying Deposits with Low Permeability of Hydrocarbon Fields. 1*, 1–6.
- Bai, Y., Hu, Y., Liao, X., Tan, J., Zheng, Y., & Wang, W. (2023). Research on the influence of stress on the penetration behavior of hydraulic fracture: Perspective from failure type of beddings. *Frontiers in Earth Science*, 11. <https://doi.org/10.3389/feart.2023.1163295>
- Bui, D., Nguyen, T., Nguyen, T., & Yoo, H. (2023). Formation damage simulation of a multi-fractured horizontal well in a tight gas/shale oil formation. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 13(1), 163–184. <https://doi.org/10.1007/s13202-022-01544-8>
- Catuto, E., & Valladarez, M. (2020). *Análisis del proyecto de Recuperación secundaria del campo Shushufindi en el yacimiento U Inferior*. <https://www.dspace.espol.edu.ec/xmlui/handle/123456789/50495>
- Chen, H., Yang, G., & Wu, J. (2023). A multi-zone thermodynamic model for predicting LNG ageing in large cryogenic tanks. *Energy*, 283. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.128503>
- Chen, R., Nie, Z. Y., Peng, Y., Xu, Y., & Yao, W. (2022). A Dynamic Hydraulic Fracturing Test Technology Based on Split Hopkinson Pressure Bar System. *Experimental Mechanics*, 62(5), 813–822. <https://doi.org/10.1007/s11340-022-00827-9>
- Chipantashi-Aneloa, E. P. (2021). Potencial del fracturamiento hidráulico en el Ecuador: Estudio del caso Campo Guanta-Dureno. *FIGEMPA: Investigación y Desarrollo*, 12(2), 37–51. <https://doi.org/10.29166/revfig.v12i2.2435>

- Daneshy, A. (2010). Hydraulic Fracturing To Improve Production. *Journal of Petroleum Technology*.
- Dontsov, E. V., & Peirce, A. P. (2015). Proppant transport in hydraulic fracturing: Crack tip screen-out in KGD and P3D models. *International Journal of Solids and Structures*, 63, 206–218. <https://doi.org/10.1016/j.ijsolstr.2015.02.051>
- Duguid, A., Guo, B., Nygaard, R., Ramakrishnan, T. S., & Chugunov, N. (2021). Monitoring well integrity at the Cranfield field phase III CO2 storage project. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 109, 103341. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2021.103341>
- El-Tohfa, A., & Mukhtar, F. (2023). Fracture and size effect analysis in concrete using 3-D G/XFEM and a CZM-LEFM correlation model: Validation with experiments. *Computers & Structures*, 282, 107043. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.compstruc.2023.107043>
- Ezeh, P., K. Dagde, K., & G. Akpa, J. (2019). Computer Aided Design for the Recovery of Boil-Off Gas from LNG Plant. *Advances in Chemical Engineering and Science*, 09(02), 159–175. <https://doi.org/10.4236/aces.2019.92012>
- Farinango, D. (2019). *ACTUALIZACIÓN DEL MAPA DE PRESIONES DE LA ARENISCA U DEL CAMPO SHUSHUFINDI MEDIANTE LA INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE PRESIÓN (BUILD UP)*. https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/20124/1/CD_9566.pdf
- Ferian Helmy, M., Zakiy, M., Kaesti, D., Aulia, M., & Novia, A. (2020). Analysis of the Difference between Hydraulic Fracturing and Flow Channel Fracturing. In *JOURNAL OF PETROLEUM AND GEOTHERMAL TECHNOLOGY (JPGT)* (Vol. 1, Issue 1).
- Fu, H., Huang, L., Hou, B., Weng, D., guan, B., Zhong, T., & Zhao, Y. (2024). Experimental and Numerical Investigation on Interaction Mechanism Between Hydraulic Fracture and Natural Fracture. *Rock Mechanics and Rock Engineering*. <https://doi.org/10.1007/s00603-024-04101-3>
- Guo, T., Hao, T., Yang, X., Li, Q., Liu, Y., Chen, M., & Qu, Z. (2024). Numerical simulation study of fracture propagation by internal plugging hydraulic fracturing.

- Engineering Fracture Mechanics*, 310, 110480.
<https://doi.org/10.1016/J.ENGFRACTMECH.2024.110480>
- Hidalgo, Lady. (2020). *FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO APLICADO A YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES* [UPSE].
<https://repositorio.upse.edu.ec/bitstream/46000/6935/1/UPSE-TIP-2022-0002.pdf>
- Hosseini, N., & Khoei, A. R. (2020). Numerical simulation of proppant transport and tip screen-out in hydraulic fracturing with the extended finite element method. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 128, 104247.
<https://doi.org/10.1016/J.IJRMMS.2020.104247>
- Huang, B., Li, J., Fu, C., Guo, T., & Feng, S. (2022). A Comprehensive Review of Stratification and Rollover Behavior of Liquefied Natural Gas in Storage Tanks. In *Processes* (Vol. 10, Issue 7). MDPI. <https://doi.org/10.3390/pr10071360>
- Jabbari, H. (2013). *Hydraulic fracturing design optimization-Bakken case study*.
<https://www.researchgate.net/publication/287192105>
- Jia, J., Fan, Q., Jing, J., Lei, K., & Wang, L. (2024). Intelligent hydraulic fracturing under industry 4.0—a survey and future directions. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. <https://doi.org/10.1007/s13202-024-01877-6>
- Jiang, M., Wei, Y., Li, T., & Kangxing, D. (2023). Influence of Horizontal Multi-Bedding on Hydraulic Fracture Propagation in Shale Reservoirs. *Processes*, 11, 2846. <https://doi.org/10.3390/pr11102846>
- Khalili, M., Fahimifar, A., & Shobeiri, H. (2023). The effect of bedding planes on the bending strength of rock-like material and evaluation of the crack propagation mechanism. *Theoretical and Applied Fracture Mechanics*, 127.
<https://doi.org/10.1016/j.tafmec.2023.104061>
- Lu, Z., Lai, H., Zhou, L., Shen, Z., Ren, X., & Li, X. (2022). Prediction of hydraulic fracture initiation pressure in a borehole based on a neural network model considering plastic critical distance. *Engineering Fracture Mechanics*, 274.
<https://doi.org/10.1016/j.engfracmech.2022.108779>
- Luan, H., Liu, M., Shan, Q., Jiang, Y., Li, B., Wang, C., & Cheng, X. (2024).

- Numerical study of hydraulic fractures propagation in deep fracture-cavity reservoir based on continuous damage theory. *Frontiers in Energy Research*, 12. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2024.1377400>
- Melendres, R., & González, G. (2024). *EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA TASA DE PRODUCCIÓN Y FACTOR DE RECOBRO BASADO EN LA APLICACIÓN DE INYECCIÓN DEL POLÍMERO POLIACRILAMIDA PARCIALMENTE HIDROLIZADA EN LA ARENA U INFERIOR DEL CAMPO SHUSHUFINDI* [Universidad Estatal Península de Santa Elena]. <https://repositorio.upse.edu.ec/bitstream/46000/10787/1/UPSE-TIP-2024-0001.pdf>
- Montgomery, C. T., Smith, M. B., Jr, C., Dollarhide, F. E., Elbel, J. L., Robert Fast, C., Hannah, R. R., Harrington, L. J., Perkins, T. K., Prats, M., & van Poolen, H. (2010). *Hydraulic Fracturing: History of an Enduring Technology*. <http://store.spe.org/Legendsof-Hydraulic->
- Mota, T. M., Otávia, M., & Alves, R. (2021). Production Forecast Using Decline Type Curve (Case Study for Reservoir X, Field Y). In *Journal of Engineering and Science* (Vol. 2, Issue 1). <https://www.tljes.org/index.php/tljes/issue/archive>
- Murillo, G., Sanchez, A., Rios, A., & Arguello, L. (2010). *Microseismic Hydraulic Fracture Monitoring To Determine The Fracture Geometry In Coyotes Field, Chicontepec*. 2. <https://doi.org/10.2118/139155-MS>
- Neumann, L. F., Fernandes, P. D., Rosolen, M. A., Rodrigues, V. F., Silva Neto, J. A., Pedroso, C. A., Mendez, A., & Torres, D. (2010). Case study of multiple-hydraulic-fracture completion in a subsea horizontal well, campos basin. *SPE Drilling and Completion*, 25(1), 113–122. <https://doi.org/10.2118/98277-PA>
- Nguyen, H. T., Lee, J. H., & Elraies, K. A. (2020). A review of PKN-type modeling of hydraulic fractures. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 195, 107607. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107607>
- Ning, X., Feng, Y., & Wang, B. (2020). Numerical simulation of channel fracturing technology in developing shale gas reservoirs. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 83, 103515. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.jngse.2020.103515>

- Paredes, W., Bustos, J., Carrion, J., Leon, R., Freire, C., Soria, G., Bravo, L., Vega, J., Giol, C., Freire, J., Capcelea, V., Salazar, F., Pantoja, J., Morales, O., Llerena, C., & Cornejo, P. (2021). Generating revenue from non-profitable targets. Successful Implementation of HiWAY & TSO fracture techniques in Shushufindi Field. *Fuentes El Reventon Energetico*, 19(2), 35–52.
<https://doi.org/10.18273/REVFUE.V19N2-202100X>
- Peruzzo, C., Möri, A., & Lecampion, B. (2024). The energy balance of a hydraulic fracture at depth. *International Journal of Engineering Science*, 205, 104151.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijengsci.2024.104151>
- Phillips, A. J., Troyer, E., Hiebert, R., Kirkland, C., Gerlach, R., Cunningham, A. B., Spangler, L., Kirksey, J., Rowe, W., & Esposito, R. (2018). Enhancing wellbore cement integrity with microbially induced calcite precipitation (MICP): A field scale demonstration. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 171, 1141–1148. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.08.012>
- Qin, M., Yang, D., & Chen, W. (2022). Numerical investigation of the effects of fracturing fluid parameters on hydraulic fracture propagation in jointed rock mass based on peridynamics. *Engineering Analysis with Boundary Elements*, 135, 38–51. <https://doi.org/10.1016/j.enganabound.2021.11.016>
- Qu, G., Su, J., Zhao, M., Bai, X., Yao, C., & Peng, J. (2022). Optimizing Composition of Fracturing Fluids for Energy Storage Hydraulic Fracturing Operations in Tight Oil Reservoirs. *Energies*, 15(12). <https://doi.org/10.3390/en15124292>
- Ramadhan, D., Tulloh, H., & Julianto, C. (2020). Analysis Study of The Effect in Selecting Combination of Fracturing Fluid Types and Proppant Sizes on Folds of Increase (FOI) To Improve Well Productivity. *JOURNAL OF PETROLEUM AND GEOTHERMAL TECHNOLOGY (JPGT)*, 1(2), 2020.
- Ran, Q., Zhou, X., Dong, J., Xu, M., Ren, D., & Li, R. (2023). Study on the Fracture Propagation in Multi-Horizontal Well Hydraulic Fracturing. *Processes*, 11, 1995.
<https://doi.org/10.3390/pr11071995>
- Sánchez Toapanta, B., Sánchez Cardenas, D., & Alabuela Toapanta, L. A. (2022). Metodología de evaluación técnica en campo para proyectos piloto de inyección de agua. *FIGEMPA: Investigación y Desarrollo*, 14(2), 13–28.

<https://doi.org/10.29166/revfig.v14i2.3204>

- Shao, Y., Kim, J., He, C., Yin, H., Mehrishal, S., Yao, C., & Song, J. J. (2024). Experimental investigation of the coupled effects of bedding planes and flaws on fracture evolution of soft bedded rocks based on 3D printing and DIC technologies. *Theoretical and Applied Fracture Mechanics*, 133.
<https://doi.org/10.1016/j.tafmec.2024.104591>
- Sharif, M. A., NVR, N., S, S., G, V., & K, U. S. (2017). Advance Technique to Increase Production from Tight Formations Using HiWAY Flow-Channel Hydraulic Fracturing Technique. *Journal of Advanced Chemical Engineering*, 07(1).
<https://doi.org/10.4172/2090-4568.1000165>
- Shen, B. (2018). Modeling Rock Fracturing Processes With FRACOD. *Hydraulic Fracture Modeling*, 265–321. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-812998-2.00009-6>
- Shojaei, A. K., & Shao, J. (2017). 9 - Application of continuum damage mechanics in hydraulic fracturing simulations. In A. K. Shojaei & J. Shao (Eds.), *Porous Rock Fracture Mechanics* (pp. 197–212). Woodhead Publishing.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-0-08-100781-5.00009-9>
- Suboyin, A., Rahman, M. M., & Haroun, M. (2021). Hydraulic Fracturing Design Considerations and Optimal Usage of Water Resources for Middle Eastern Tight Gas Reservoirs. *ACS Omega*, 6(20), 13433–13446.
<https://doi.org/10.1021/acsomega.1c01602>
- Sun, W., Zhang, G., Du, B., Zhang, M., Cao, H., Zhou, D., & Zhao, J. (2024). Propagation of interfered hydraulic fractures by alternated radial-circumferential extensions and its impact on proppant distribution. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 181.
<https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2024.105838>
- Torres, C. I., Miquelarena, C. P., & Bianchi, G. L. (2024). Optimization of ceramic proppant properties through an innovative coating approach. *Boletín de La Sociedad Española de Cerámica y Vidrio*.
<https://doi.org/10.1016/j.bsecv.2024.09.001>

- Vera Vázquez, R. (2016). Oil-Mining Industrial Geography in Southern Texas. *Trayectorias*, 45, 3–36. <https://www.scielo.org.mx/pdf/trcsuanl/v19n45/2007-1205-trcsuanl-19-45-00003.pdf>
- Wan, B., Liu, Y., Zhang, B., Luo, S., Wei, L., Li, L., & He, J. (2022). Investigation of the Vertical Propagation Pattern of the 3D Hydraulic Fracture under the Influence of Interlayer Heterogeneity. *Processes*, 10, 2449. <https://doi.org/10.3390/pr10112449>
- Wang Minghu, LI Jin, HAN Yaotu, LI Jiling, & LIU Huixin. (2023). A New Technology for Evaluating Job Quality of Well Cementing Based on Ultrasonic Lamb Wave and Its Application. *DRILLING FLUID & COMPLETION FLUID*, 4(40), 519–526. <https://doi.org/10.12358/j.issn.1001-5620.2022.03.004>
- Yan, X., Huang, Z., Xin, Y.-P., Yao, J., Li, Y., & Gong, L. (2015). Theoretical analysis of high flow conductivity of a fracture induced in HiWay fracturing. *Wuli Xuebao/Acta Physica Sinica*, 64. <https://doi.org/10.7498/aps.64.134703>
- Yang, H., Wang, L., Yang, C., Guo, W., Bi, Z., & Guo, Y. (2023). Experimental investigation on different effects of fracturing fluids on mechanical properties and failure mechanism of continental shale. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 164. <https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2023.105362>
- Yew, C. H., & Weng, X. (2015). Proppant transport in a 3D fracture. *Mechanics of Hydraulic Fracturing*, 49–68. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-420003-6.00003-3>
- Zeng, J., Li, H., & Zhang, D. (2016). Numerical simulation of proppant transport in hydraulic fracture with the upscaling CFD-DEM method. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 33, 264–277. <https://doi.org/10.1016/J.JNGSE.2016.05.030>
- Zhang, Y., Zuo, J., Fei, X., & Dong, S. (2024). Propagation Mechanism of Pressure Waves during Pulse Hydraulic Fracturing in Horizontal Wells. *Applied Sciences (Switzerland)*, 14(16). <https://doi.org/10.3390/app14166982>
- Zhao, Y., Zhang, Y., & He, P. (2023). *Hydraulic Fracturing and Rock Mechanics*. Springer. <https://doi.org/10.1007/978-981-99-2540-7>

Zou, Y., Zhou, D., Jie, Y., Xu, S., Wang, H., Zhang, Y., Ma, X., & Liu, H. (2023). *Research on Optimization of Energy Storage Re-fracturing for the Old Vertical Wells in Tight Oil* (pp. 5657–5667). https://doi.org/10.1007/978-981-99-1964-2_484

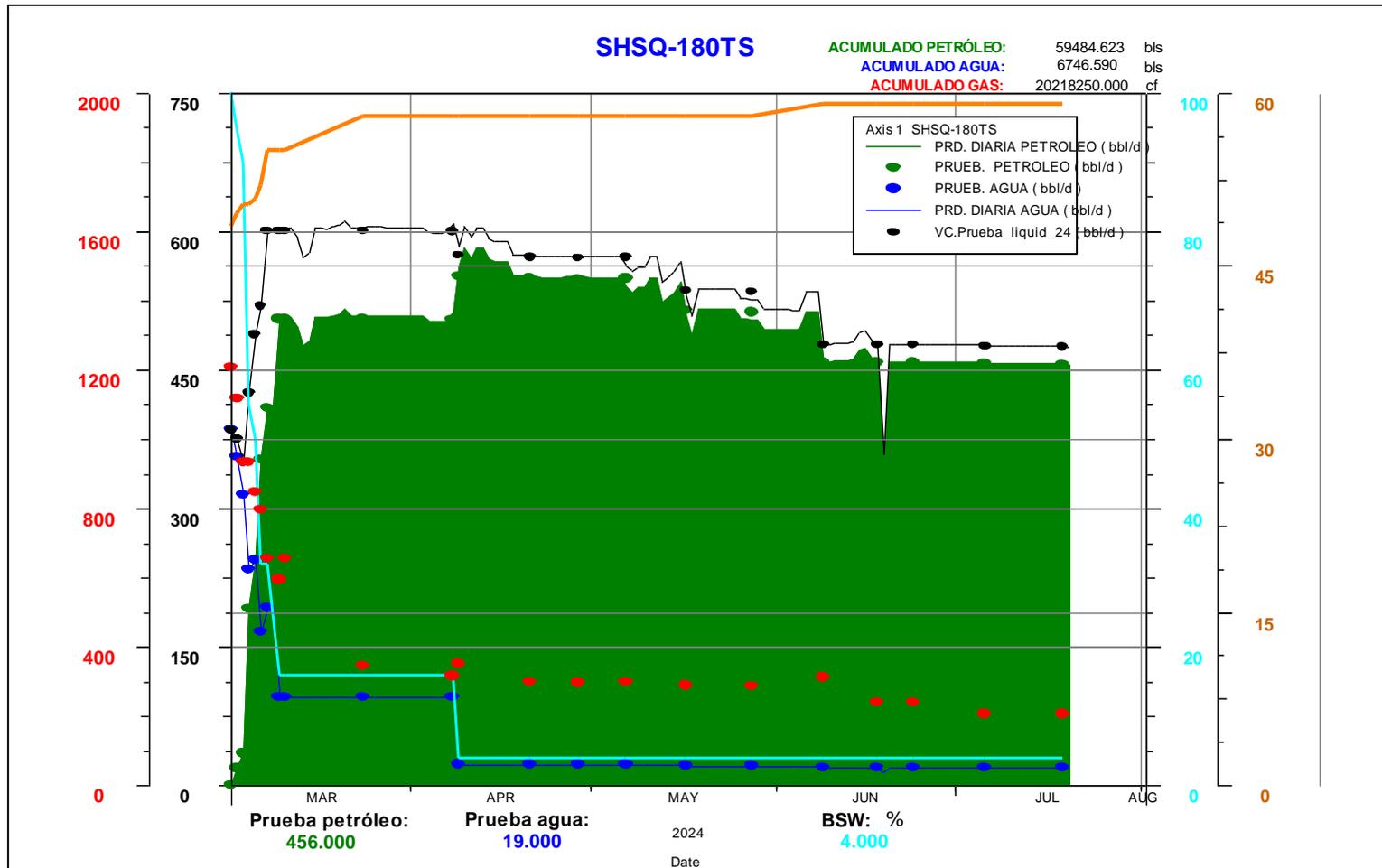
Zuo, Z., Zhu, W., Huang, Y., Wang, L., & Tong, L. (2023). A review of cryogenic quasi-steady liquid-vapor phase change: Theories, models, and state-of-the-art applications. In *International Journal of Heat and Mass Transfer* (Vol. 205). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.ijheatmasstransfer.2023.123916>

ANEXOS.

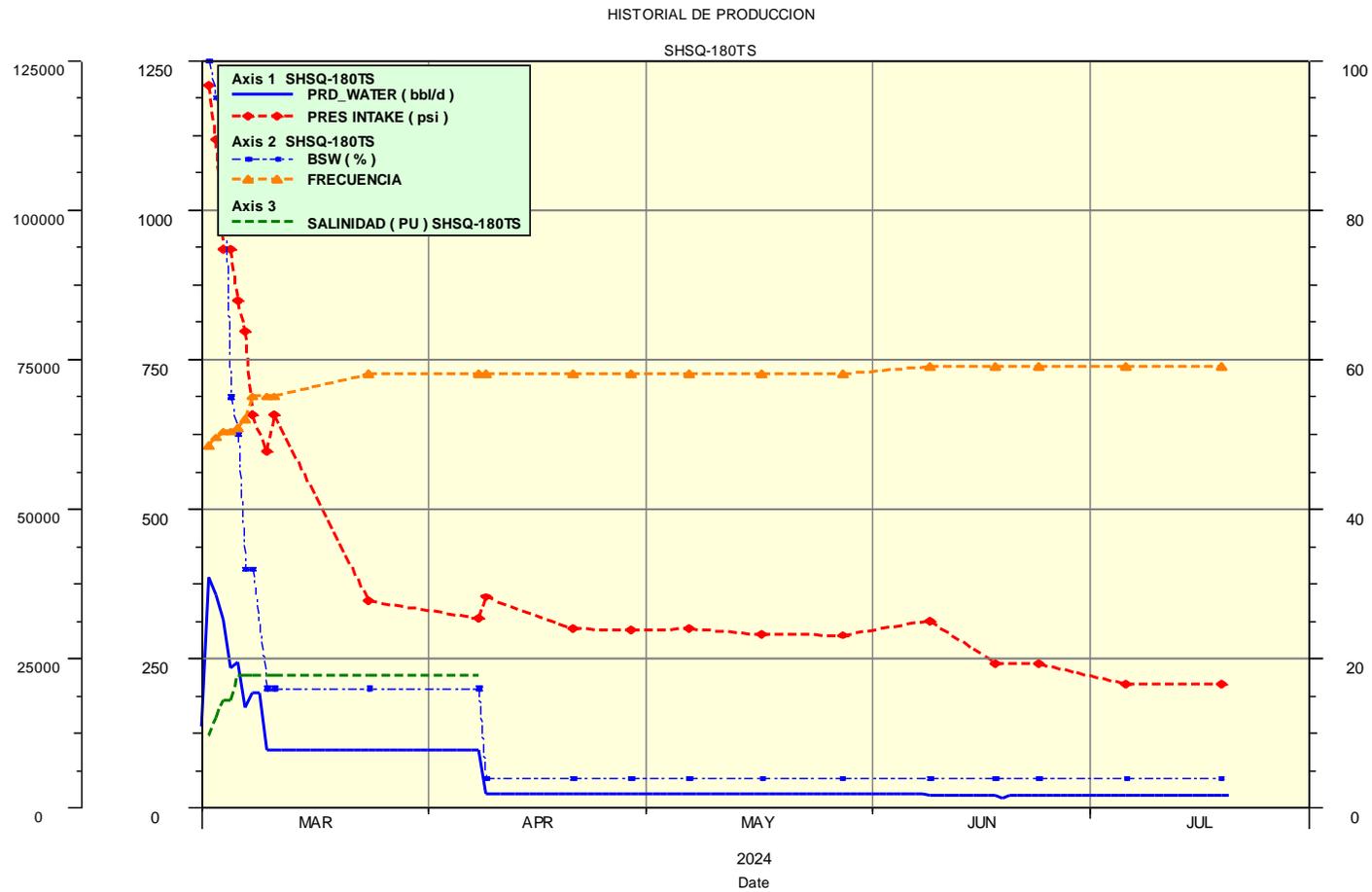
Anexo 1: Historial de Pruebas de Producción Pozo SHSQ-180

| Pozo: SHSQ-180 | | HISTORIAL DE PRUEBAS DE PRODUCCIÓN CON VX | | | | | | | | | | | | | | Tipo de bomba: RC-1000 | |
|-----------------|-----------|---|------------|-----------|-----------|----------|-----------|------------|---------|------|------------|----------|----------|---------|-------|------------------------|-------------|
| Arena: TS | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Horas evaluadas | Fecha | BFPD | Aceite | API | GOR | Gas | Salinidad | Presión Vx | TL Vx | BSW | Frecuencia | Amperaje | P Intake | T Motor | WHP | CSGP | P. MANIFOLD |
| [hr] | dd-mm-yy | [bbls/dia] | [bbls/dia] | @60 deg F | [Scf/Stb] | [MScf/d] | [ppm] | [psi] | [deg F] | [%] | [Hz] | [Amp] | [psi] | [F] | [psi] | [psi] | [psi] |
| 3 | 1-Mar-24 | 393.1 | - | - | - | - | 1533 | 83.3 | 95.9 | - | 47.7 | 24.1 | 1230.3 | 250.3 | 97 | 0 | 90 |
| 24 | 1-Mar-24 | 329.9 | - | 31.3 | - | - | 10096 | 79.8 | 112.2 | - | 48.3 | 24.0 | 1211.1 | 250.5 | 93 | 4 | 80 |
| 24 | 2-Mar-24 | 372.0 | - | 31.3 | - | - | 15611 | 71.6 | 116.3 | - | 49.2 | 24.7 | 1138.1 | 251.6 | 94 | 16 | 80 |
| 24 | 3-Mar-24 | 353.8 | - | 31.3 | - | - | 16877 | 67.0 | 115.4 | - | 49.4 | 22.6 | 1104.0 | 249.0 | 84 | 32 | 70 |
| 24 | 4-Mar-24 | 460.7 | - | 31.3 | - | - | 19215 | 69.0 | 119.1 | - | 50.1 | 22.4 | 985.0 | 248.9 | 96 | 49 | 70 |
| 24 | 5-Mar-24 | 330.5 | 182.8 | 31.6 | 209.8 | 37.3 | 20688 | 78.9 | 108.4 | 43.4 | 50.4 | 22.2 | 926.0 | 250.1 | 104 | 72 | 80 |
| 24 | 6-Mar-24 | 513.5 | 389.9 | 31.7 | 198.1 | 76.8 | 23992 | 78.2 | 111.2 | 24.1 | 51.0 | 22.4 | 872.4 | 250.9 | 124 | 72 | 80 |
| 24 | 7-Mar-24 | 570.4 | 468.7 | 31.7 | 203.0 | 95.1 | 28054 | 83.0 | 113.4 | 17.9 | 52.6 | 22.9 | 773.8 | 252.8 | 127 | 84 | 80 |
| 24 | 8-Mar-24 | 594.3 | 508.1 | 31.7 | 206.7 | 105.0 | 28554 | 86.3 | 115.5 | 14.5 | 55.0 | 24.0 | 651.1 | 255.3 | 139 | 90 | 80 |
| 24 | 9-Mar-24 | 570.7 | 507.0 | 31.7 | 206.5 | 104.7 | 30254 | 84.7 | 113.9 | 11.2 | 55.0 | 23.7 | 613.3 | 254.5 | 130 | 90 | 80 |
| 24 | 10-Mar-24 | 547.2 | 505.2 | 31.7 | 227.2 | 113.1 | 30431 | 42.4 | 111.7 | 7.7 | 55.0 | 23.5 | 584.2 | 253.8 | 135 | 55 | 35 |
| 24 | 11-Mar-24 | 546.7 | 504.5 | 31.7 | 168.7 | 85.1 | 32385 | 54.2 | 112.7 | 7.7 | 55.0 | 23.5 | 577.6 | 253.9 | 129 | 39 | 80 |
| 24 | 12-Mar-24 | 586.5 | 535.1 | 31.7 | 216.8 | 116.2 | 34262 | 85.6 | 114.6 | 8.8 | 55.4 | 23.5 | 562.1 | 254.4 | 127 | 90 | 80 |
| 24 | 13-Mar-24 | 643.0 | 587.6 | 31.7 | 219.9 | 129.2 | 35531 | 87.8 | 118.6 | 8.6 | 58.0 | 24.5 | 419.9 | 257.5 | 135 | 90 | 80 |
| 2 | 14-Mar-24 | 632.1 | 580.5 | 31.7 | 217.2 | 126.1 | 36250 | 88.1 | 118.1 | 8.2 | 58.0 | 24.4 | 391.7 | 257.2 | 130 | 90 | 90 |
| 23 | 20-Mar-24 | 574.2 | 537.8 | 31.5 | 228.1 | 122.2 | 36600 | 83.8 | 118.2 | 6.3 | 58.0 | 24.2 | 357.7 | 256.6 | 207 | 85 | 70 |
| 4 | 22-Mar-24 | 560.1 | 534.0 | 31.5 | 165.7 | 88.1 | 36400 | 84.4 | 117.6 | 4.7 | 58.0 | 24.1 | 359.8 | 256.5 | 200 | 83 | 85 |

Anexo 2: Producción Acumulada del Pozo SHSQ-180



Anexo 3: Historial de Producción del Pozo SHSQ-180



Anexo 3: Balance operacional del Pozo SHSQ-180

| t días | Qo BOPD | Np Barriles acum. | Ingresos acumulados USD | Egresos acumulados USD |
|--------|---------|-------------------|-------------------------|------------------------|
| 0 | - | - | - | - |
| 10 | 485,00 | 2.425,00 | 157.625,00 | 84.875,00 |
| 20 | 485,00 | 7.275,00 | 472.875,00 | 254.625,00 |
| 30 | 485,00 | 12.125,00 | 788.125,00 | 424.375,00 |
| 40 | 560,00 | 13.095,00 | 851.175,00 | 458.325,00 |
| 50 | 548,09 | 18.635,23 | 1.211.289,89 | 652.233,02 |
| 60 | 536,43 | 24.057,61 | 1.563.744,95 | 842.016,51 |
| 70 | 525,02 | 29.364,66 | 1.908.703,11 | 1.027.763,21 |
| 80 | 513,85 | 34.558,83 | 2.246.323,83 | 1.209.558,99 |
| 90 | 502,92 | 39.642,51 | 2.576.763,18 | 1.387.487,87 |
| 100 | 492,23 | 44.618,06 | 2.900.173,91 | 1.561.632,10 |
| 110 | 481,76 | 49.487,78 | 3.216.705,52 | 1.732.072,21 |
| 120 | 471,51 | 54.253,91 | 3.526.504,35 | 1.898.886,96 |
| 130 | 461,48 | 58.918,67 | 3.829.713,59 | 2.062.153,47 |
| 140 | 451,66 | 63.484,21 | 4.126.473,41 | 2.221.947,22 |
| 150 | 442,06 | 67.952,63 | 4.416.920,99 | 2.378.342,07 |
| 160 | 432,65 | 72.326,01 | 4.701.190,61 | 2.531.410,33 |
| 170 | 423,45 | 76.606,36 | 4.979.413,65 | 2.681.222,74 |
| 180 | 414,44 | 80.795,67 | 5.251.718,75 | 2.827.848,56 |
| 190 | 405,63 | 84.895,87 | 5.518.231,78 | 2.971.355,58 |
| 200 | 397,00 | 88.908,86 | 5.779.075,94 | 3.111.810,12 |
| 210 | 388,56 | 92.836,49 | 6.034.371,80 | 3.249.277,13 |
| 220 | 380,29 | 96.680,58 | 6.284.237,39 | 3.383.820,13 |
| 230 | 372,20 | 100.442,90 | 6.528.788,21 | 3.515.501,34 |
| 240 | 364,29 | 104.125,19 | 6.768.137,30 | 3.644.381,62 |
| 250 | 356,54 | 107.729,16 | 7.002.395,32 | 3.770.520,55 |
| 260 | 348,95 | 111.256,47 | 7.231.670,54 | 3.893.976,44 |
| 270 | 341,53 | 114.708,75 | 7.456.068,96 | 4.014.806,36 |
| 280 | 334,27 | 118.087,60 | 7.675.694,31 | 4.133.066,16 |
| 290 | 327,16 | 121.394,59 | 7.890.648,11 | 4.248.810,52 |
| 300 | 320,20 | 124.631,23 | 8.101.029,73 | 4.362.092,93 |
| 310 | 313,39 | 127.799,02 | 8.306.936,42 | 4.472.965,77 |
| 320 | 306,72 | 130.899,44 | 8.508.463,38 | 4.581.480,28 |
| 330 | 300,20 | 133.933,90 | 8.705.703,74 | 4.687.686,63 |
| 340 | 293,81 | 136.903,83 | 8.898.748,71 | 4.791.633,92 |
| 350 | 287,56 | 139.810,58 | 9.087.687,50 | 4.893.370,19 |
| 360 | 281,44 | 142.655,50 | 9.272.607,47 | 4.992.942,48 |