

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

Propuesta de desarrollo de un proyecto de fracturamiento hidráulico
utilizando la técnica por pilares para el pozo JC 01 del campo Edén Yuturi

PROYECTO DE TITULACIÓN

Previo la obtención del Título de:

Magister en Petróleos

Presentado por:

ROBERT OMAR JIMÉNEZ PALMA
CARLOS ANDRÉS CANO DELGADO

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2023

DEDICATORIA

El presente proyecto lo dedico a mi hija, Isabella que me acompañó durante toda esta etapa, desde antes de su nacimiento hasta ahora cerca de su primer añito.

A mi esposa Maritza, por su infinito apoyo.

Carlos Andrés Cano Delgado

Para mí es un placer y orgullo dedicarles este trabajo a mis hermanos, a mi novia y en especial a mi madre, por ser un apoyo incondicional y propulsores de mis sueños.

Robert Omar Jiménez Palma

AGRADECIMIENTOS

Mi más sincero agradecimiento a:

A Dios

A mi Esposa e Hija

A mis Padres Ubaldina y Yasmani

A mi familia

A mi amigo y tutor Danilo

A mis Docentes

Carlos Andrés Cano Delgado

Agradezco sinceramente a la ESPOL por brindarme la oportunidad de realizar este trabajo de titulación. Mi gratitud a los tutores, Danilo y María Fernanda, por su orientación invaluable. A mi compañera de maestría Paola y a mi compañero de tesis Andrés, por su colaboración y apoyo constante. Este logro es resultado del esfuerzo conjunto de todos.

Robert Omar Jiménez Palma

DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; Robert Omar Jiménez Palma y Carlos Andrés Cano Delgado y damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”

Robert Omar Jiménez
Palma

Carlos Andrés Cano
Delgado

EVALUADORES

.....
Nombre del Profesor

PROFESOR DE LA MATERIA

.....
Nombre del Profesor

PROFESOR TUTOR

RESUMEN

El presente trabajo se elabora como una alternativa para contrarrestar la disminución de la productividad del pozo JC 01 presente en la arenisca M2 del campo Edén Yuturi. Esta baja producción se atribuye a la presencia de intercalaciones de lutitas en la arenisca que a su vez generan problemas de conectividad y disminuyen la permeabilidad.

Se verificó la implementación de la técnica de fracturamiento hidráulico por pilares, el cual genera canales altamente conductivos empleando un patrón de inyección de fluido de fractura y apuntalante por medio de pulsos, permitiendo un flujo menos restrictivo desde la formación hacia el pozo.

Para el diseño y simulación del fracturamiento se utilizó un software especializado, que requirió de información de las propiedades geomecánicas de la formación, propiedades de los fluidos, información general del pozo y yacimiento, información de surveys de perforación, fluido de fractura y apuntalantes; mediante el cual se propuso la implementación de la fractura con 41600 lbs de apuntalante Kryptosphere 25+Expedite 350 a 30 bpm usando gel Hybor de 35# con pulsos en las etapas de 1 a 9 ppa.

Con el fracturamiento hidráulico propuesto se logró un incremento del 163.16 % en la producción del pozo JC 01. Además, un análisis económico reveló un valor presente neto positivo (\$781,686.64) y una tasa interna de retorno del 41% con una rápida recuperación de inversión y generación de beneficios económicos para la operadora del campo y el país.

Palabras clave: fracturamiento hidráulico, técnica por pilares, simulación, Edén Yuturi.

ABSTRACT

This work is prepared as an alternative to counteract the decrease in productivity of the JC 01 well present in the M2 sandstone of the Edén Yuturi field. This low production is attributed to the presence of shale intercalations in the sandstone, which in turn generate connectivity problems and decrease permeability.

The implementation of the pillar hydraulic fracturing technique was verified, which generates highly conductive channels using a pulse injection pattern of fracture fluid and proppant, allowing a less restrictive flow from the formation to the well.

For the design and simulation of the fracturing, specialized software was used, which required information on the geomechanical properties of the formation, fluid properties, general information about the well and reservoir, information from drilling surveys, fracture fluid and proppant; through which the implementation of the fracture with 41,600 lbs of Kryptosphere 25+Expedite 350 proppant at 30 bpm using 35# Hybor gel with pulses in stages from 1 to 9 ppa was proposed.

With the proposed hydraulic fracturing, an increase of 163.16% was achieved in the production of the JC 01 well. In addition, an economic analysis revealed a positive net present value (\$781,686.64) and an internal rate of return of 41% with a rapid recovery of investment and generation of economic benefits for the field operator and the country.

Keywords: *hydraulic fracturing, pillar technique, simulation, Eden Yuturi.*

ÍNDICE GENERAL

EVALUADORES	5
RESUMEN	I
ABSTRACT	II
ÍNDICE GENERAL	III
ABREVIATURAS.....	V
SIMBOLOGÍA.....	VI
ÍNDICE DE FIGURAS	VII
ÍNDICE DE TABLAS.....	VIII
CAPÍTULO 1	9
1. Introducción	9
1.1 Descripción del problema.....	11
1.2 Justificación del problema.....	12
1.3 Objetivos	12
1.3.1 Objetivo General	12
1.3.2 Objetivos Específicos	12
1.4 Marco teórico	13
1.4.1 Equipos usados en el fracturamiento hidráulico	13
1.4.2 Fluido de fracturamiento hidráulico	14
1.4.3 Principios técnicos del fracturamiento por pilares	18
1.4.4 Beneficios y desafíos.....	19
1.4.5 Estudios previos	19
1.4.6 Tendencias futuras	21
1.4.7 Generalidades del Campo Edén Yuturi y Arenisca M2.....	21
1.4.8 Características del pozo JC 01.....	27
CAPÍTULO 2	30

2.	Metodología	30
2.1	Recopilación y análisis de la información	30
2.2	Ingreso de datos y manipulación del software de fracturamiento	32
2.3	Simulación, obtención y análisis de los resultados	36
2.4	Elaboración de la propuesta técnica	38
2.5	Análisis de costos promedios.....	39
CAPÍTULO 3		41
3.	Resultados Y ANÁLISIS	41
3.1	Propuesta técnica	44
3.1.1	Condiciones operativas del minifrac	44
3.1.2	Condiciones operativas de la fractura principal	46
3.1.3	Cantidad de material a usar en el minifrac	47
3.1.4	Cantidad de material a usar en la fractura principal	48
3.1.5	Especificaciones de la fractura principal.....	49
3.1.6	Pronóstico de producción de petróleo	51
3.2	Resultados del análisis económico	52
CAPÍTULO 4		56
4.	Conclusiones Y Recomendaciones	56
4.1	Conclusiones	56
4.2	Recomendaciones	57
BIBLIOGRAFÍA		58
ANEXOS		61

ABREVIATURAS

POES	Petróleo Original en Sitio
API	American Petroleum Institute
GOR	Gas Oil Ratio
BSW	Basic Sediment and Water
BFPD	Barriles de fluido por día
BPPD	Barriles de petróleo por día
IPR	Inflow Performance Relationship
NWB	Near Wellbore
PZS	Process Zone Stress
RPM	Modificador de Permeabilidad Relativa
VPN	Valor Presente Neto
TIR	Tasa interna de retorno

SIMBOLOGÍA

mD	milidarcy
cp	centipoise
psi	pound square inch
MMbbls	millones de barriles
Pb	Presión en el punto de burbuja
Bo	Factor volumétrico de petróleo
bpm	Barriles por minuto
gal	galones
ppa	particle plugin apparatus
ppg	pounds per gallon
lpg	libras por galón

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Ubicación del campo Edén Yuturi.....	11
Figura 1.2 Ampliación del fluido base 1949-1997	15
Figura 1.3 Ejemplo de apuntalantes en varios tamaños	17
Figura 1.4 Fract. hidráulico convencional vs fract. hidráulico por pilares.....	19
Figura 1.5 Geología de la Cuenca Oriente, incluyendo los intervalos de los reservorios	22
Figura 1.6 Historial de producción campo Edén Yuturi.....	23
Figura 1.7 Mapa de espesores de la arenisca M2	24
Figura 1.8 Mapa estructural al tope de la arenisca M2	25
Figura 1.9 Historial de producción yacimiento M2	26
Figura 1.10 Curva IPR del pozo JC 01	27
Figura 1.11 Registro petrofísico arenisca M2	29
Figura 2.1 Mapa de flujo de la metodología utilizada en el proyecto	30
Figura 2.2 Grafica del “Factor de selección del candidato” SCF	31
Figura 2.3 Ingreso de survey geodésico.....	33
Figura 2.4 Ingreso de información del reservorio y de fluidos	33
Figura 2.5 Gráfica de conductividad vs la presión de cierre de la fractura	34
Figura 2.6 Gráfica de diámetro de perf. vs tamaño y concentración del apuntalante	35
Figura 3.1 Gráfica operativa del minifrac en el tiempo	41
Figura 3.2 Parámetros de bombeo simulados Fractura Principal vs tiempo.....	42
Figura 3.3 Geometría de la fractura simulada	44
Figura 3.4 IPR pozo antes y después de la fractura.....	52
Figura 3.5 Tiempo de recuperación de inversión del proyecto	54

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Propiedades de las arenas productoras del campo Edén Yuturi	26
Tabla 1.2 Propiedades PVT arena M2	26
Tabla 1.3 Parámetros petrofísicos pozo JC 01	27
Tabla 1.4 Parámetros del registro petrofísico arenisca M2	29
Tabla 1.5 Propiedades mecánicas de la formación	29
Tabla 2.1 Esquema de bombeo Minifrac	36
Tabla 2.2 Cantidad de material usado	37
Tabla 2.3 Programa de bombeo final para la fractura por pilares del pozo JC-01	37
Tabla 2.4 Resumen materiales usados	38
Tabla 3.1 Parámetros operativos Minifrac	45
Tabla 3.2 Parámetros operativos de la fractura principal	47
Tabla 3.3 Resumen de los fluidos usados para el minifrac	48
Tabla 3.4 Resumen materiales usados en la fractura principal	49
Tabla 3.5 Parámetros obtenidos de la fractura principal	50
Tabla 3.6 Costos estimados de una operación de fracturamiento hidráulico	53
Tabla 3.7 Datos para el cálculo de los indicadores económicos	53

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN

El fracturamiento hidráulico, conocido popularmente como "fracking", ha cobrado una importancia relevante en la industria petrolera global (Gillard & Land, 2012), y Ecuador no es la excepción. Aunque el país cuenta con una rica herencia petrolera (Chipantashi, 2021), las formaciones geológicas y sus complejidades junto con la depletación de la presión presentan retos únicos que exigen la aplicación de técnicas innovadoras para maximizar la producción. En este contexto, el fracturamiento hidráulico se presenta como una solución clave para acceder a reservas atrapadas en formaciones rocosas de baja permeabilidad. Este proceso, que consiste en la inyección de fluidos a alta presión para crear microfracturas y liberar hidrocarburos, ha demostrado ser una herramienta esencial para aumentar la producción de petróleo y gas en diversas regiones del mundo. (Sharif MD et al., 2017)

En Ecuador, el fracturamiento hidráulico tiene una importancia estratégica para optimizar y aumentar la producción de hidrocarburos en campos maduros, que presentan retos como la baja presión, la baja permeabilidad o el daño de formación. Estos factores limitan la capacidad de extracción de las reservas remanentes, que se estiman en unos 4.000 millones de barriles de petróleo equivalente (Chipantashi, 2021).

Un ejemplo de la aplicación exitosa del fracturamiento hidráulico en nuestro país es el caso del campo Sacha, ubicado en la provincia de Orellana, que inició su producción en 1972 y actualmente produce alrededor de 60.000 barriles por día. En este campo, se ha implementado una metodología para seleccionar y evaluar los pozos candidatos a ser fracturados, considerando las características petrofísicas, geológicas, mecánicas y económicas de cada pozo y sus reservorios. Así, se ha logrado incrementar la producción de los pozos fracturados en un promedio del 300%, con una inversión promedio de 1,2 millones de dólares por pozo (Castillo, 2020).

Otro caso de estudio es el del campo Guanta-Dureno, situado en la provincia de Sucumbíos, que inició su producción en 1976 y actualmente produce unos 14.000 barriles por día. En este campo, se ha determinado el potencial del fracturamiento hidráulico para mejorar la producción de los pozos que presentan daño de formación por

la migración de arcillas y finos. Se ha estimado que la aplicación del fracturamiento hidráulico en siete pozos seleccionados podría incrementar la producción total del campo en un 33,8%, alcanzando los 4.720 barriles por día.(Ramones et al., 2015)

Como tal, el fracturamiento hidráulico muestra un gran potencial para mejorar la producción de los campos petroleros en Ecuador que presentan declinación, cuyos buenos resultados dependen de un estudio amplio e integral de los pozos.

Adicionalmente a través de la investigación y experimentación se ha conseguido mejorar la técnica de fracturamiento hidráulico convencional, centrándose en la creación y propagación de canales conductivos dentro de la fractura. Esta nueva técnica por pilares o canales crea una red de canales abiertos a través de todo el empaque de apuntalante, proporcionando rutas de flujo más directas y menos restrictivas para los hidrocarburos optimizando así la producción de estos; se diferencia del fracturamiento convencional en que este último únicamente rellena completamente la fractura con apuntalante.(Gillard & Land, 2012)

En Ecuador, el fracturamiento por pilares se introdujo en el campo Edén Yuturi en 2019 por parte de la compañía Schlumberger, donde se mejoró el rendimiento de pozos de yacimientos altamente laminados y de baja permeabilidad con propiedades de petróleo viscoso. El índice promedio de productividad de los pozos fracturados se duplicó, lo que resultó en mayores tasas de producción de 300 a 500 BOPD. Esto permitió al Activo incrementar las reservas en las últimas campañas en 2,5 MMbbl. (Pelaez et al., 2022)

Algunas empresas de servicios petroleros como la antes mencionada Schlumberger, Halliburton y Baker Hughes les han dado el nombre de “HiWAY flow channel technique”, “conductor frac” (Eberhardt & Amini, 2020) y “Enhanced Conductivity Prime (EC Prime)”, respetivamente.(Helmi et al., 2020)

Dada la capacidad del fracturamiento hidráulico por pilares de ofrecer un flujo mejorado, una mayor conductividad y una eficiencia de costos notablemente superior, éste trabajo tiene como objetivo presentar una propuesta de desarrollo de un proyecto de fracturamiento hidráulico utilizando la técnica por pilares para el pozo JC 01 del campo Edén Yuturi.

1.1 Descripción del problema

El campo Edén Yuturi se encuentra ubicado en la región amazónica, en la provincia de Orellana, a 75 kilómetros del campo Shushufindi y 30 kilómetros del campo Pañacocha en dirección sur (figura 1.1). Actualmente es operado por la empresa estatal EP Petroecuador.

Los principales reservorios que aportan a la producción de petróleo del campo son las areniscas: M1, M2, U Superior, U Inferior y T; todas ellas se encuentran en la formación Napo. (Pozo, 2020)

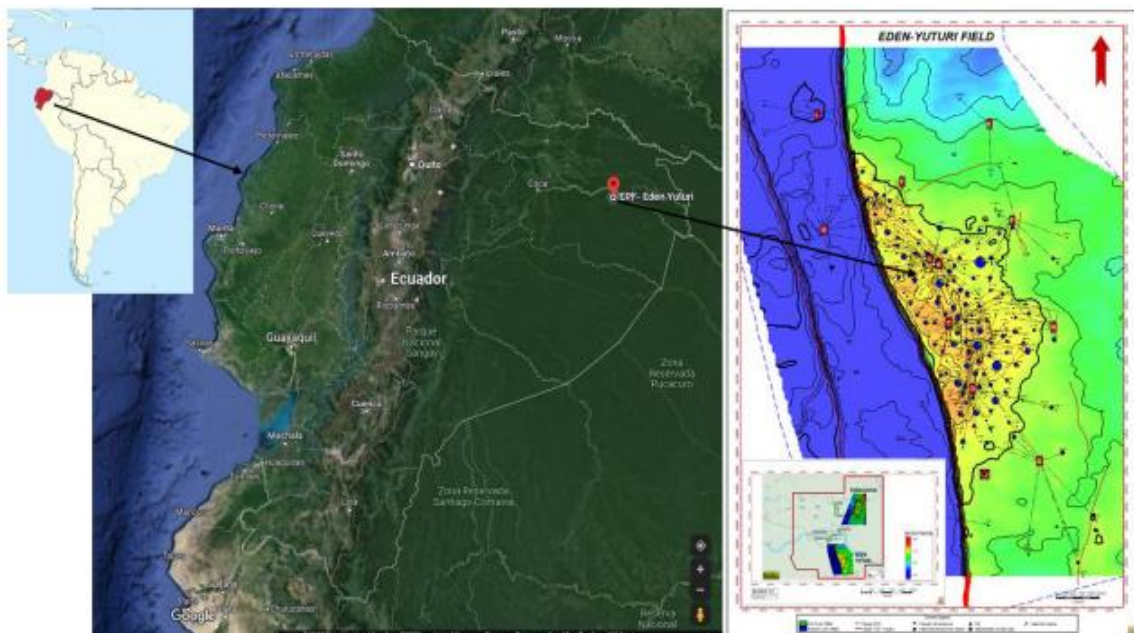


Figura 1.1 Ubicación del campo Edén Yuturi

Fuente: (Cornejo & Villarroel, 2022)

Dentro del campo, el pozo "JC 01" ha experimentado una disminución en su producción, atribuible a su baja permeabilidad y a las intercalaciones de lutitas presentes en la formación de arenisca M2. Esta situación ha suscitado inquietudes respecto a la viabilidad del pozo y su contribución económica a la región. A pesar de ser reconocido por su potencial, las técnicas convencionales de extracción han demostrado ser insuficientes para mantener o mejorar los niveles de producción deseados.

1.2 Justificación del problema

Ante el desafío planteado, la operadora ha emprendido la búsqueda de soluciones innovadoras y eficientes. Entre las opciones consideradas, el fracturamiento hidráulico emerge como una alternativa prometedora. Sin embargo, resulta crucial identificar y adaptar la técnica más adecuada a las características geológicas y operativas específicas del pozo "JC 01". La técnica por pilares, una variante avanzada del fracturamiento hidráulico, ha evidenciado resultados significativos en diversos contextos al mejorar la conectividad y reducir daños en la formación.

A pesar de ello, es imperativo llevar a cabo una investigación para evaluar la aplicabilidad y los potenciales beneficios de la técnica por pilares en el contexto específico del pozo "JC 01" de la arenisca M2. Determinar si esta técnica puede ser la solución que revierta la tendencia de baja producción se presenta como un objetivo clave.

En última instancia, con la implementación de este proyecto, se aspira a proporcionar una solución alternativa capaz de mitigar la declinación de productividad en el campo Edén Yuturi.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Elaborar una propuesta de fracturamiento hidráulico utilizando la técnica por pilares, adaptada a las condiciones y requerimientos específicos del pozo JC 01 del campo Edén Yuturi, para la optimización de su producción.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Identificar los equipos, materiales y condiciones necesarias para el desarrollo de la técnica de fracturamiento hidráulico por pilares.
- Recopilar información sobre las condiciones geológicas, presiones, propiedades del fluido y demás características del pozo JC 01 para determinar la factibilidad de la aplicación del fracturamiento hidráulico por pilares.

- Elaborar una propuesta técnica detallada enfocada en la optimización de la producción del pozo JC 01 utilizando un software para simular el proceso de fracturamiento hidráulico por pilares, analizando resultados y potenciales problemas.
- Realizar un análisis económico de la propuesta técnica de fracturamiento hidráulico, con el objetivo de evaluar los costos de implementación en el pozo JC 01, para la optimización de su producción.

1.4 Marco teórico

La estimulación es el proceso de reparar pozos para aumentar el flujo de fluidos en la capa del yacimiento que está experimentando daños en la formación. El proceso de estimulación se ha utilizado para aumentar la producción de petróleo y gas de los yacimientos durante más de cuarenta años (Helmi et al., 2020). El método de estimulación más utilizado para aumentar la productividad de los pozos que han sufrido daños en la formación es la acidificación o fracturamiento hidráulico. La operación de fracturamiento hidráulico se puede realizar de dos maneras: el método convencional y el método de fracturación por pilares o canal de flujo. (Helmi et al., 2020)

1.4.1 Equipos usados en el fracturamiento hidráulico

Los equipos en las operaciones de fracturación hidráulica se pueden dividir en dos partes: equipos que se encuentran en la superficie (equipos de superficie) y debajo de la superficie (equipos de subsuelo).

El equipo de superficie consta de:

- Bomba de fracturación
- Licuadora de fracturación
- Tanque de mezclado
- Cabina de control de fracturamiento
- Silo de arena con alimentación por gravedad
- Contenedor de laboratorio
- Válvula de alivio

Mientras que el equipo de subsuelo consiste en:

- Tubería de perforación
- Empacadura

1.4.2 Fluido de fracturamiento hidráulico

Los fluidos de fracturamiento son fluidos que serán bombeados en varias etapas, cada una de las cuales tiene su función. Además de usarse para comenzar a fracturar y expandir fracturas, el fluido de fractura también debe poder ensanchar la fractura, transportar y colocar el apuntalante. Tampoco debe causar gran fricción en la tubería, es compatible con formaciones y fluidos, es fácil de mezclar, seguro y relativamente económico.

Los fluidos de fracturamiento son uno de los factores determinantes para el éxito de una operación de fracturación hidráulica, por lo que es necesario planificarla. Al planificar el fluido de fractura, es necesario tener la composición adecuada entre fluido base, aditivos e incluso apuntalantes.

1.4.2.1 Fluido base

El fluido base es un fluido con los ingredientes básicos en forma de agua o aceite. La composición utilizada en el fluido base agua, es el agua misma, mientras que la composición utilizada en el fluido base aceite es queroseno o diésel o petróleo crudo que se compacta mediante la adición de gel de napalm. (Helmi et al., 2020)

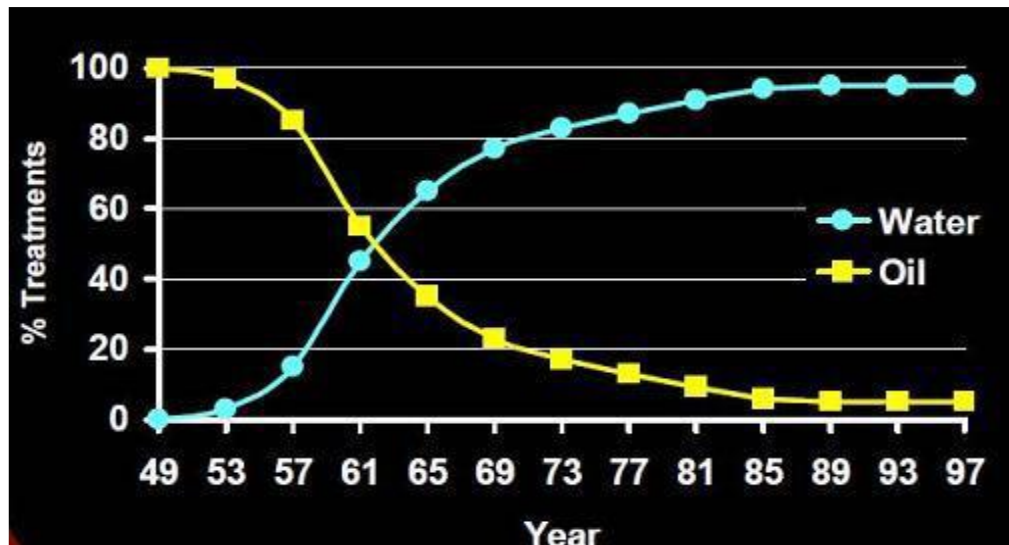


Figura 1.2 Ampliación del fluido base 1949-1997

Fuente: (Helmi et al., 2020)

En la figura 1.2 se muestra la evolución entre el fluido base utilizado y el momento de la operación de fracturación hidráulica desde el primer año (1949) hasta 1997, en la que la operación de fracturación hidráulica inicial realizada por Stanoil en 1949 utilizó un fluido base aceite. Luego, en 1953, se comenzó a desarrollar el fluido a base de agua, cuyo uso ha aumentado cada vez más para derrotar el uso de fluidos a base de aceite hasta 1997.

El uso de fluidos a base de agua se usa más ampliamente en comparación con el fluido a base de aceite debido a varias consideraciones, a saber, el uso de fluidos a base de agua es más económico en comparación con el fluido a base de aceite.

Las ventajas de utilizar un fluido a base de agua son: barato, fácil de obtener, disponible en grandes cantidades, seguro y sin riesgo de quemarse. El inconveniente es que la fricción es mayor que la del aceite. Si bien el aceite de base fluida tiene ventajas, a saber: su viscosidad es mayor que la del agua, por lo que la pérdida de líquido es baja, puede revenderse después de su uso y la fricción es menor que la del agua. Las desventajas son: es más cara que el agua, tiene riesgo de incendio.

La elección del tipo de fluido base también debe ajustarse a la formación; si la formación productiva es una formación de arenisca, se puede utilizar un fluido a base de agua o un

fluido a base de aceite. Si la formación productiva es carbonatada, caliza, dolomita o una formación con alta solubilidad, el uso de fluidos de base ácida será más efectivo. En cuanto a las formaciones productivas con contenido de arcilla, se recomienda utilizar fluidos a base de aceite para superar la disminución de la permeabilidad por la influencia de la arcilla que es sensible al agua. (Helmi et al., 2020)

1.4.2.2 Aditivos

Para perfeccionar los fluidos de fracturación, se necesitan algunos aditivos, entre ellos:

- Bactericidas, para matar bacterias y reducir la tasa de crecimiento de reacciones bacterianas en fluidos de fractura porque las bacterias dañarán los enlaces, lo que puede reducir la viscosidad de los fluidos de fractura.
- Agente gelificante, para aumentar la viscosidad y el transporte del apuntalante.
- Agente no emulsionante, sirve para prevenir la formación de emulsiones.
- Estabilizador de Arcilla, para evitar el hinchamiento de la arcilla.
- Buffer, solución tampón que actúa para controlar el precio del pH.
- Reticulante, funciona para conectar la cadena del polímero para que pueda aumentar la viscosidad de los fluidos de fracturación.
- Rompedor, para reducir la viscosidad de los fluidos de fracturamiento necesarios durante el proceso de retorno rompiendo la cadena polimérica.

1.4.2.3 Apuntalante

El apuntalante es un material de refuerzo que sirve como amortiguador de fractura que se forma para que las fracturas no se cierren nuevamente debido a la presión de cierre cuando se detiene el bombeo y se espera que sea un buen medio de flujo para el fluido producido por la formación.

Si el apuntalante experimenta una tensión que excede su resistencia, se producirá aplastamiento y será perjudicial en términos de productividad. Cuanto más dura es una formación, más duro se necesita el apuntalante. Además, los errores en la selección de apuntalantes pueden afectar el éxito de los proyectos de fracturación hidráulica, en este caso la selección de apuntalantes depende del tamaño, distribución (uniforme/no), redondez (lisura de la superficie) y esfericidad (forma esférica).



Figura 1.3 Ejemplo de apuntalantes en varios tamaños

Fuente: (Helmi et al., 2020)

La figura 1.3 muestra una variación de apuntalante de varios tamaños, que van desde 12/18 hasta 30/60 granos. Cuanto mayor sea el tamaño de los granos de apuntalante, la conductividad será aún mayor. El número 12/18 es el tamaño de la malla de 12 a 18. La malla es una medida del número de una red en un área de 1 pulgada cuadrada. Malla 12 significa que hay 12 agujeros en el área de red de 1 pulgada, y así sucesivamente.

Algunos tipos de apuntalantes comúnmente utilizados son:

- Arena: según las propiedades físicas medidas, la arena se puede dividir en muy buenas condiciones, buenas y por debajo del estándar. La mejor clase según el estándar API son las arenas premium originarias de Illinois, Minnesota y Wisconsin. Generalmente se llama "Arena del Norte", "Arena Blanca", "Arena de Ottawa" o "Arena de Jordania". Una buena clase proviene de Hickory Sandstone en el área de Brady, Texas, que tiene un color más oscuro que las arenas de Ottawa. Generalmente llamada "Arena Marrón", "Arena Braddy" o "Arena Hickory". Su gravedad específica es cercana a 2,65. Una de las ventajas de este grupo de arenas respecto a la arena de Ottawa es el precio más económico.
- Arena Revestida de Resina, una capa de resina hará que la arena tenga una superficie más plana (no afilada), de manera que la carga recibida se repartirá más uniformemente en cada parte. Cuando los gránulos de apuntalante se destruyen porque no pueden soportar la carga que reciben, los gránulos triturados

permanecerán adheridos y no serán arrastrados por el flujo de fluido debido a la presencia de una capa de resina.

- Cerámica, compuesta por cerámica de baja densidad, cerámica intermedia. Este tipo de cerámica de baja densidad puede soportar una presión de cierre (Presión de cierre) de hasta 6000 psi. Mientras que el tipo de cerámica intermedia tiene un tipo de apuntalante más liviano pero más costoso con la capacidad de soportar presiones de hasta 12000 psi, y se usa comúnmente para altas temperaturas y pozos que contienen H₂S.
- Cerámica recubierta de resina, es una combinación de recubrimiento de resina y gránulos cerámicos. Este tipo demuestra un mejor rendimiento. Las resinas cerámicas recubiertas tienen una resistencia a una presión de cierre de 15000 psi y temperaturas de hasta 450 °F.

1.4.3 Principios técnicos del fracturamiento por pilares

Tal como se muestra en la figura 1.4, a diferencia del fracturamiento hidráulico convencional (izquierda), los principios técnicos del fracturamiento por canales (derecha) se centran en la creación controlada de canales o pilares dentro de las fracturas inducidas. Estos canales permiten un flujo más eficiente de los hidrocarburos desde la formación hasta el pozo, al mismo tiempo que reducen la cantidad de apuntalante necesario.

La técnica se basa en el uso de fluidos de fracturamiento especializados que pueden crear y mantener estos canales abiertos durante la producción. Además, la configuración y orientación de los canales o pilares es crucial para asegurar una conectividad eficaz entre la formación y el pozo. Esta técnica también requiere una comprensión detallada de las características de la formación rocosa y la dinámica del flujo de fluidos para optimizar el diseño y la ejecución del fracturamiento. (Sharif MD et al., 2017)

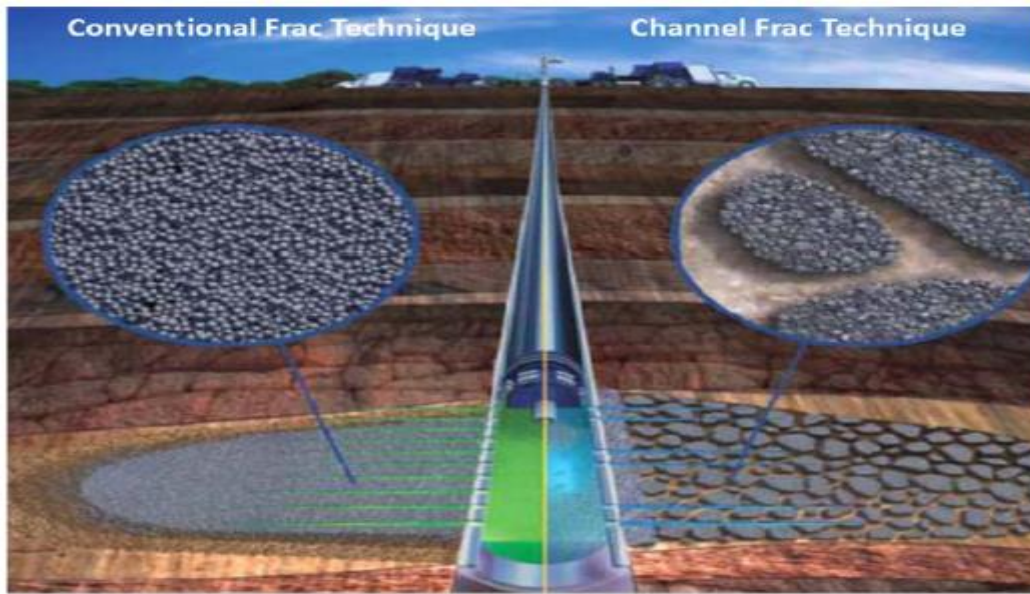


Figura 1.4 Fract. hidráulico convencional vs fract. hidráulico por pilares

Fuente: (Sharif MD et al., 2017)

1.4.4 Beneficios y desafíos

La técnica de fracturamiento por canales ofrece varios beneficios significativos, incluyendo una mayor eficiencia en la producción, una reducción en los costos operativos y una mejora en la recuperación de hidrocarburos. Al reducir la cantidad de apuntalante necesario y mejorar la conectividad entre la formación y el pozo, esta técnica puede resultar en una operación de fracturamiento más económica y sostenible. Sin embargo, también presenta desafíos, como la necesidad de tecnologías avanzadas y conocimientos especializados para diseñar y ejecutar el fracturamiento de manera efectiva. Además, pueden existir riesgos operacionales y ambientales asociados con la técnica, que requieren una gestión y mitigación cuidadosas. (Gillard & Land, 2012)

1.4.5 Estudios previos

En los párrafos siguientes se citan algunas investigaciones y hallazgos sobre el fracturamiento hidráulico por pilares en contextos nacionales e internacionales. A través de diversos artículos, se evidencia cómo esta técnica ha sido aplicada y los resultados obtenidos en distintos países. Estos estudios proporcionan un panorama global que enriquece y fundamenta nuestra investigación. A continuación, se presentan las principales referencias y sus respectivas contribuciones al campo.

El artículo “*Unlocking Depleted and Low-Modulus Telisa Sandstone Reservoir with Pillar Fracturing Technique : Well Performance Improvement Comparison with Conventional Fracturing* ” muestra la implementación exitosa de la técnica de fracturación por pilares en los pozos KS-E y KS-L del campo petrolero Kaji Semoga en Indonesia. La técnica demostró resultados notables en comparación con la fracturación convencional; se logró quintuplicar la conductividad de las fracturas, resultando en una producción de petróleo entre dos y ocho veces superior. La fracturación por pilares mostró un incremento de producción del 56% comparada con pozos adyacentes. (Azhari et al., 2017)

Otro caso de éxito descrito por (Bhagavatula et al., 2018) en su artículo, en el cual se explica la aplicación de la técnica en un pozo de inyección de agua en el campo Raudhatain en el norte de Kuwait, lográndose una inyectividad de 16,000 barriles de inyección de agua por día (BWIPD), una mayor conductividad y limpieza de la fractura, medias longitudes efectivas de fractura más largas, menores caídas de presión a lo largo de la fractura y una baja tasa de filtrado en comparación con la fracturación convencional. El éxito del proyecto en este pozo motivó a la operadora a extender la técnica a otros pozos inyectores y productores en el campo Raudhatain.

(Buitrón & Piedra, 2020) efectuaron el análisis del desempeño del fracturamiento hidráulico mediante la técnica por pilares para la arena U del campo Sacha a 19 pozos. Los autores lograron evidenciar que esta es más eficaz en reservorios de baja permeabilidad y se llega a tener una geometría de fractura idónea, además el factor de daño y la conductividad alcanzada son mayores a diferencia de tratamientos convencionales, también; la cantidad de apuntalante utilizada fue menor en un 37,4%.

En Argentina, HiWAY se aplicó en la formación de esquisto Vaca Muerta en 2020, donde redujo el consumo de agua y apuntalante en un 30% y un 40%, respectivamente, en comparación con la fracturación convencional. La técnica también aumentó la producción de petróleo en un 20% y la producción de gas en un 50%. El proyecto fue parte de una empresa conjunta entre YPF y Schlumberger para desarrollar recursos no convencionales en la cuenca Neuquén.(Peña, 2020)

En Colombia, México y Brasil también se han aplicado exitosamente proyectos de fracturamiento hidráulico por pilares liderados por Schlumberger en colaboración con las

empresas estatales de dichos países (Peña, 2020) , logrando resultados eficaces que incluyen la reducción del consumo de agua, apuntalante, tiempo operativo, emisiones de carbono y operaciones de limpieza, acompañados de un incremento considerable en la producción de petróleo de sus campos en pozos no convencionales y de baja permeabilidad.

1.4.6 Tendencias futuras

Se espera que la técnica de fracturamiento por canales continúe evolucionando con los avances en la tecnología y la comprensión de la dinámica del flujo de fluidos y las características de la formación rocosa. Las investigaciones en curso y los desarrollos tecnológicos pueden llevar a mejoras en cómo se diseñan y ejecutan estas operaciones de fracturamiento, lo que podría resultar en una mayor eficiencia y una mejora en la recuperación de hidrocarburos. La integración de tecnologías digitales y análisis avanzados también podría desempeñar un papel clave en la optimización del fracturamiento por canales en el futuro.(Gillard & Land, 2012)

Tomando en consideración los beneficios, ventajas y casos de éxito de la aplicación de la técnica de fracturamiento hidráulico por pilares, es de suma importancia verificar su aplicabilidad en los diferentes campos petroleros del oriente ecuatoriano, entre los que se encuentra el Campo Edén Yuturi, el mismo que es un campo maduro que produce principalmente de las arenas hollín superior, hollín inferior, arena U, arena T y de manera secundaria de la arena M2, esta última es el yacimiento objetivo del presente estudio. Por lo que a continuación se detalla la información relacionada al Campo Edén Yuturi y la arenisca M2.

1.4.7 Generalidades del Campo Edén Yuturi y Arenisca M2

El campo Edén Yuturi cuenta con un POES estimado de 1400 MMbbls y sus principales reservorios cuentan con acuíferos activos medianamente fuertes y factores de recobro asociados promedios de 30%, el corte de agua promedio del campo es del 92% (Pelaez et al., 2022).

En la figura 1.5 se puede observar la distribución geológica general del campo Edén Yuturi, con las diferentes formaciones, profundidades e intervalos de los reservorios. La arenisca M2 se encuentra enmarcada en el recuadro celeste.

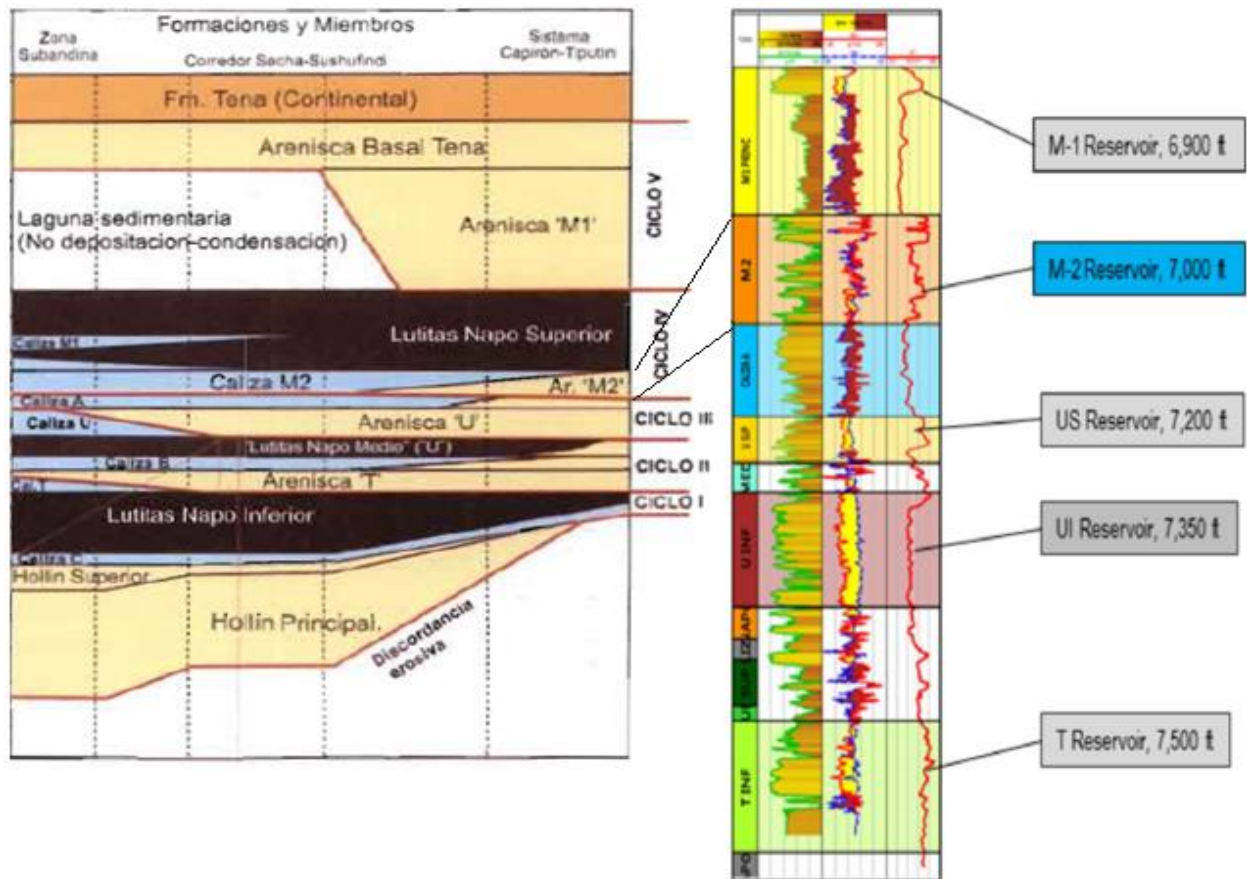


Figura 1.5 Geología de la Cuenca Oriente, incluyendo los intervalos de los reservorios
Fuente: (Rivadeneira & Barragán, 2004)

La figura 1.6 a continuación muestra el historial de producción del campo desde el inicio de su producción hasta el 2018.



Figura 1.6 Historial de producción campo Edén Yuturi

Fuente: (Pozo, 2020)

La arenisca M2 presenta cuerpos discontinuos e irregulares que se ensanchan un poco hacia el oeste y es altamente laminada; consta de intercalaciones de arenisca, lutita y caliza. La porosidad es alrededor del 14.8 % y su permeabilidad oscila entre 100 mD a 400 mD (unas 10 veces menor que la de los otros yacimientos del campo), también, el petróleo que se produce de esta arena es de mayor viscosidad. Sin embargo, tiene un bajo corte de agua característico, con un promedio del 40%. (Pozo, 2020)

Cuenta con un mecanismo de producción de expansión roca - fluido y se considera como reservorio secundario, con un POES estimado de 185 MMbbls y un factor de recobro actual de 4,8% (Pelaez et al., 2022), dado esto, la optimización de la producción de este yacimiento ha tomado protagonismo dentro de las gestiones del campo.

La distribución de arena, así como la estructura de la arenisca M2 en el campo Edén Yuturi, se indican en las figuras 1.7 y 1.8.

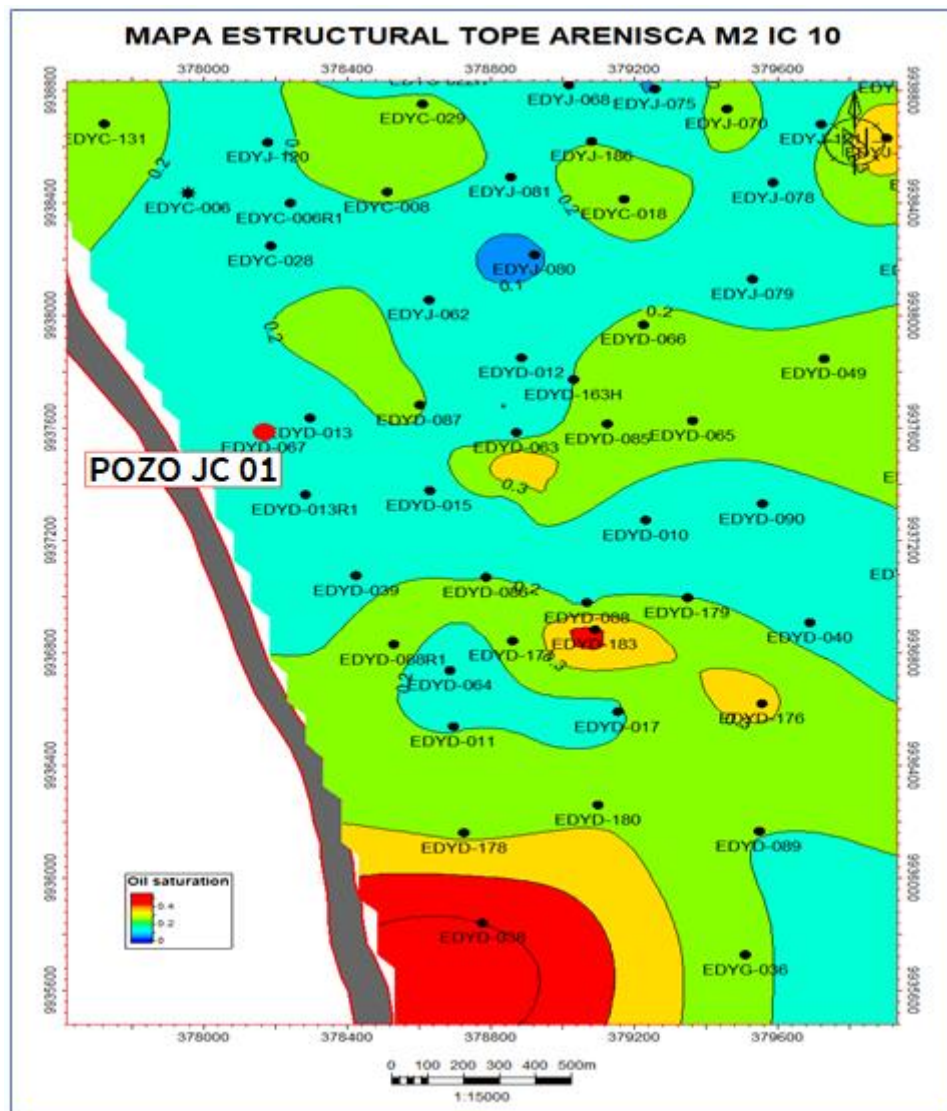


Figura 1.8 Mapa estructural al tope de la arenisca M2

Fuente: (Pozo, 2020)

La arenisca M2 fue el último yacimiento puesto en producción en septiembre de 2004, con una producción promedio de 280 bppd en un primer intervalo de tiempo hasta marzo de 2007 por los problemas operativos que presentaba. El segundo periodo de producción de este yacimiento inició en 2010, y alcanzó su pico más alto con un caudal de petróleo de 3600 bppd en septiembre de 2015. A julio de 2019, con 14 pozos activos el campo producía un caudal promedio de 3000 bppd con un acumulado de 6,167,690 y un factor de recobro de aproximadamente 6% (Pozo, 2020).

En la figura 1.9 se puede observar el histórico de producción de esta arenisca.

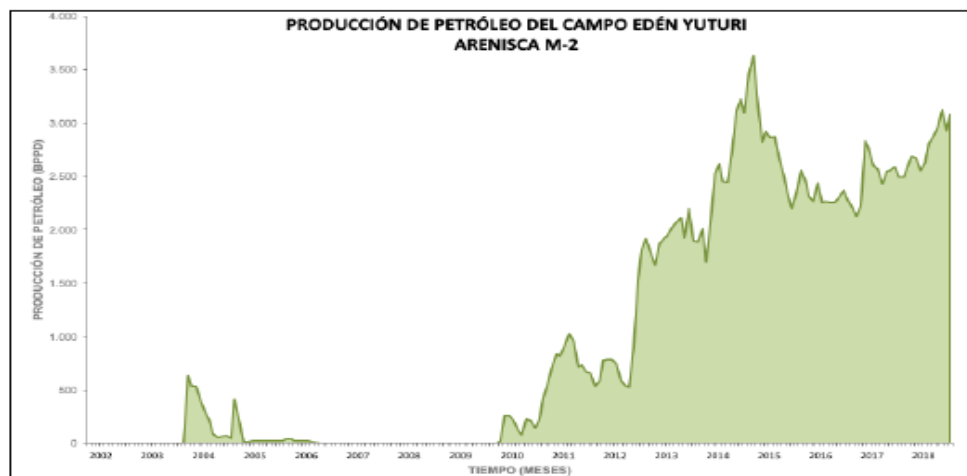


Figura 1.9 Historial de producción yacimiento M2

Fuente: (Pozo, 2020)

La tabla 1.1 a continuación resume algunas de las propiedades petrofísicas y de fluido de los yacimientos del campo Edén Yuturi.

Tabla 1.1 Propiedades de las arenas productoras del campo Edén Yuturi

Reservorio	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)	Gravedad API	Factor de recobro (%)	Prod. Acum (MMbbls)
M1	22.66	2500 - 5000	17 - 19	23	52
M2	14.82	100 - 400	14 - 19.5	4.8	6
U Superior	19.7	800 - 1800	18 - 20	38	104
U Inferior	18.21	900 - 2000	20 - 21	36	60
T	18.53	250 - 1400	17 - 21	18	50

Elaborado por: Robert Jiménez y Andrés Cano

Fuente: (Pozo, 2020)

La tabla 1.2 a continuación muestra algunas propiedades PVT promedio de la arena M2 de acuerdo a resultados obtenidos de análisis y pruebas en campo y laboratorio por parte de la antigua operadora Petroamazonas EP, al año 2019.

Tabla 1.2 Propiedades PVT arena M2

Parámetro	Valor	Unidad
Presión inicial	2500 - 3000	psi
Presión en Pb	297 - 661	psi

Viscosidad	17.95	cp
Salinidad	12000 - 37000	ppm

Elaborado por: Robert Jiménez y Andrés Cano

Fuente: (Pozo, 2020)

1.4.8 Características del pozo JC 01

A continuación, se presentan varios parámetros y propiedades del pozo JC 01 a condiciones actuales.

La figura 1.10 muestra la curva IPR del pozo, con la producción de fluido y petróleo que ofrece actualmente.

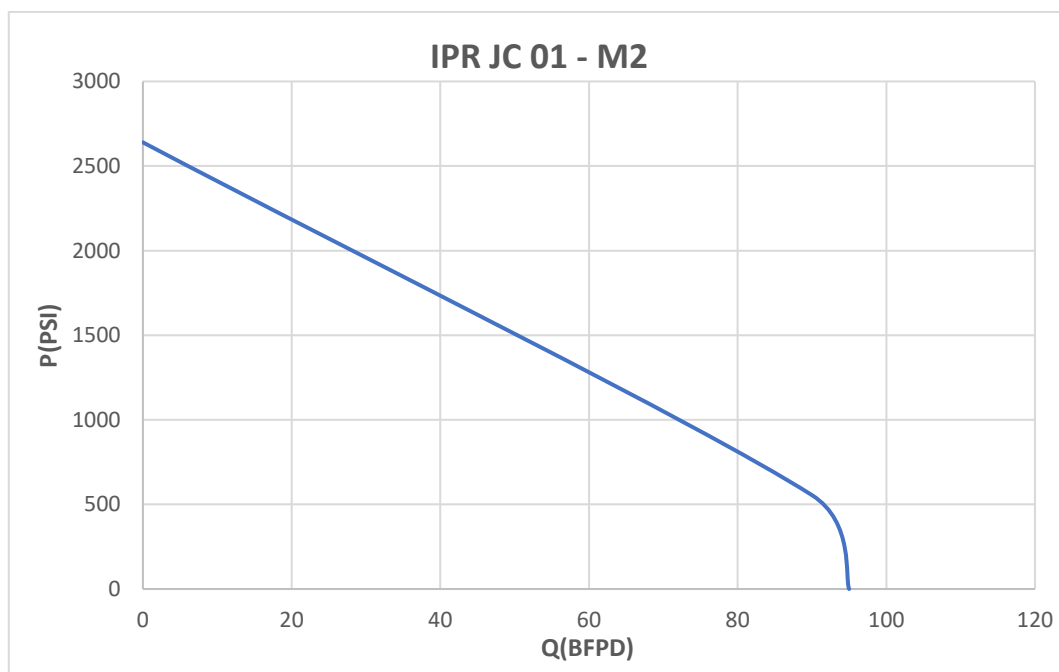


Figura 1.10 Curva IPR del pozo JC 01

Fuente: (EP Petroecuador, 2023)

En la tabla 1.3 se describen algunos parámetros del pozo en base a datos del área, pozos vecinos, pruebas PVT validadas y correlaciones.

Tabla 1.3 Parámetros petrofísicos pozo JC 01

Parámetro	Valor	Unidad
Presión	2640	psi

Presión de burbuja	297	psi
Pwf	555	psi
Qf	95	bfpd
Qo	76	bopd
Permeabilidad	5.2	mD
Espesor neto	9	ft
Radio del pozo	0.291	ft
Radio de drenaje	820	ft
API	16.6	
BSW	20	%
Viscosidad @ Pb	21.39	cp
Bo @ Pb	1.107	by/bs
GOR	33.9	scf/by
Temperatura	205.6	°F

Elaborado por: Robert Jiménez y Andrés Cano
Fuente: (EP Petroecuador, 2023)

En la figura 1.11 siguiente se presenta el registro petrofísico corrido para el pozo JC 01 en el intervalo de la arenisca M2, en la tabla 1.4 se tabulan los parámetros obtenidos del registro.

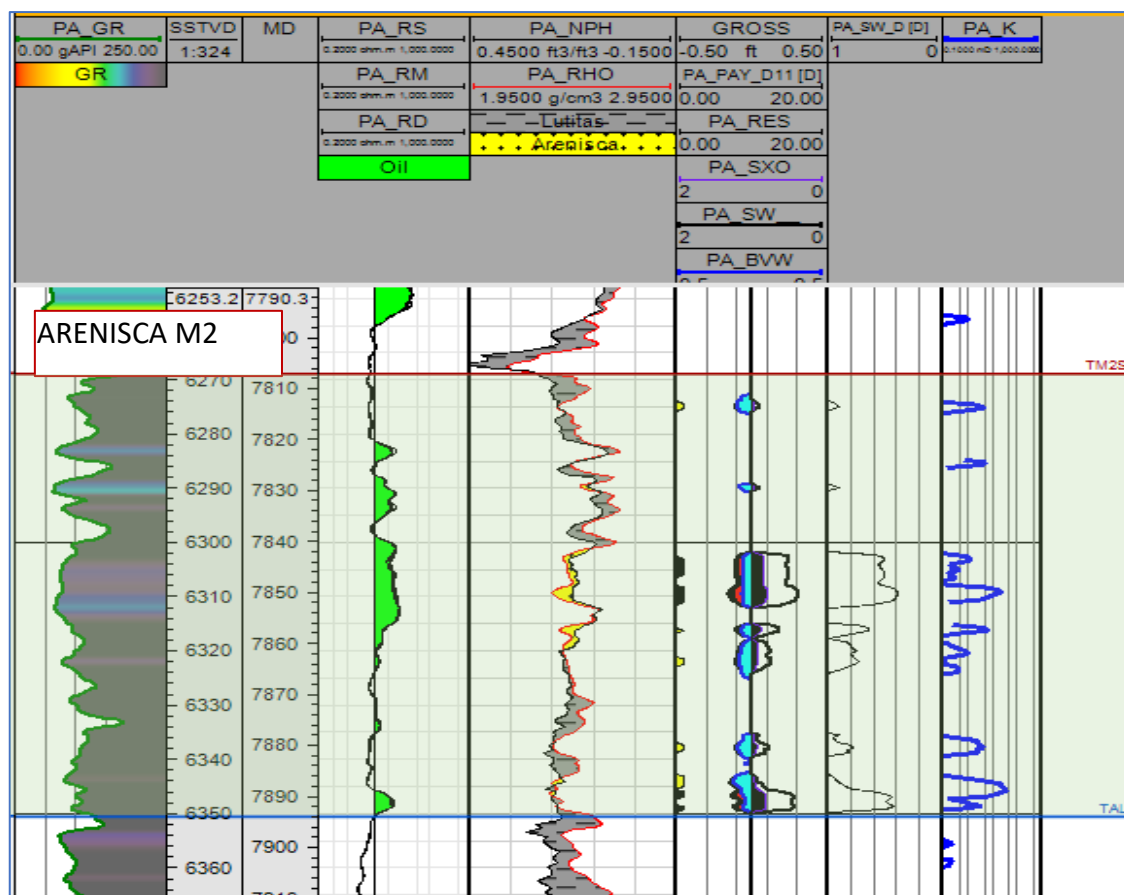


Figura 1.11 Registro petrofísico arenisca M2

Fuente: (EP Petroecuador, 2023)

Tabla 1.4 Parámetros del registro petrofísico arenisca M2

Well	Start MD ft	ZONA	RES MD	RES TVD ft	PHI ZONA	SW ZONA	K_ZONA mD	PAY MD	PAY TVD	PHI PAY ft	SW PAY	K PAY mD
JC 01	7807.05 - 7893.7	M2S	17	15.98	0.04	0.88	1.6	9	8.46	0.12	0.47	5.2

Fuente: (EP Petroecuador, 2023)

La tabla 1.5 nos muestra las propiedades mecánicas de la formación.

Tabla 1.5 Propiedades mecánicas de la formación

Propiedad	Valor	Unidad
Módulo de Young	3.32 x 10 ⁶	psi
Razón de Poisson	0.252	
Esfuerzo de cierre	4683	psi

Elaborado por: Robert Jiménez y Andrés Cano

Fuente: (EP Petroecuador, 2023)

CAPÍTULO 2

2. METODOLOGÍA

La metodología adoptada para esta investigación tuvo un enfoque cuantitativo y de modelado para diseñar el plan de fracturamiento hidráulico óptimo para el pozo JC 01 utilizando un software especializado para diseñar y simular el proceso de fractura. El proceso se dividió en cinco etapas principales, descritas a continuación y representadas en un mapa de flujo. (Bernal, 2010)



Figura 2.1 Mapa de flujo de la metodología utilizada en el proyecto

Elaborado por: Robert Jiménez y Andrés Cano

2.1 Recopilación y análisis de la información

En esta etapa se realizó la recopilación de datos del Campo Edén Yuturi, solicitados a la empresa operadora del Campo Petroecuador EP, datos estratigráficos, petrofísicos, geomecánicos del pozo JC 01, historial de producción y presiones del pozo. Se revisó el historial de perforación y reacondicionamientos realizados al pozo y su estado mecánico actual.

Se analizó la información recopilada y se estimó el “Factor de selección del candidato” – (CSF), el cual se utiliza para evaluar la conveniencia de aplicar el fracturamiento hidráulico en un determinado pozo y se define como el cociente entre la productividad de un pozo fracturado y la productividad de un pozo sin fracturar, es decir la relación entre ambos IPs(ec. 1), un alto CSF indica que el fracturamiento

puede mejorar significativamente la productividad del pozo, mientras que un CSF bajo sugiere que el fracturamiento hidráulico no es necesario ya que el pozo tiene buena productividad sin necesidad de fracturar (En et al., 2020).

$$CSF = \frac{IP \text{ frac}}{IP} \quad (1)$$

En la figura 2.2 se presenta la tabla base que contiene la distribución de los valores de CSF generados en relación al valor de la caída de presión generada en el fondo del pozo (Drawdown) en psi y al valor del módulo de Young de la formación, en dónde aquellos valores menores a 500 se presentan en color rojo, los mayores a 500 en color amarillo y aquellos mayores a 1800 se evidencian en color verde (En et al., 2020). Mediante esta escala de colores y estos valores se evalúa la factibilidad de implementación de la operación de fracturamiento según los criterios pre establecidos en el software en base a experiencia, investigaciones y pruebas de campo, como se presenta a continuación:

CSF < 500; No es recomendable

CSF > 500; Es viable

CSF > 1800; Es recomendable

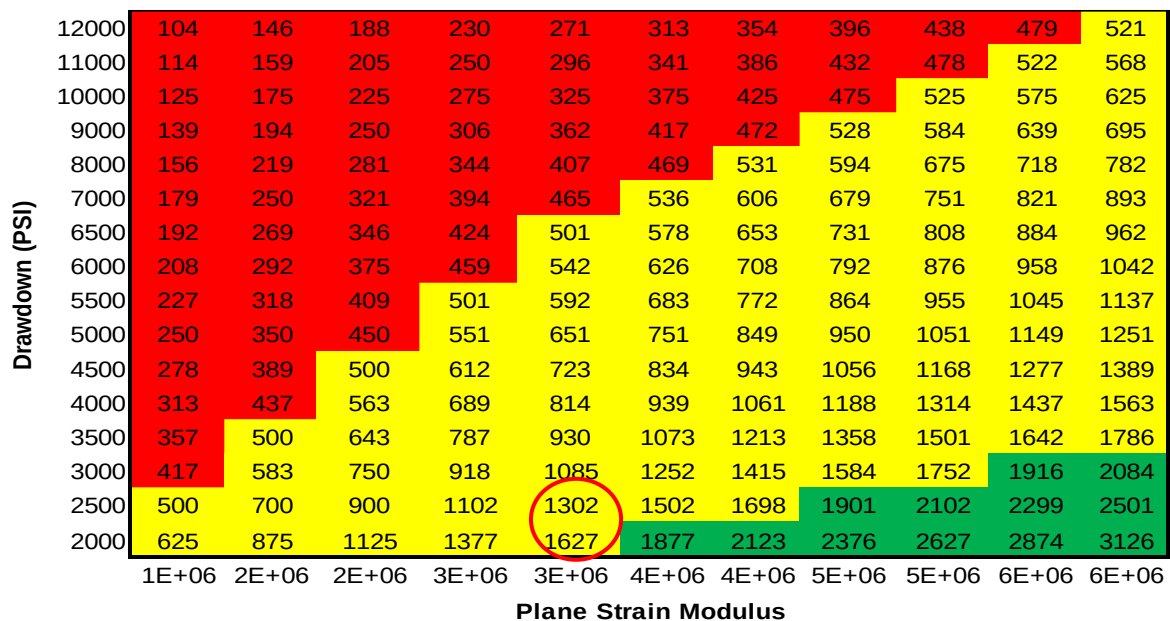


Figura 2.2 Grafica del “Factor de selección del candidato” SCF

Fuente: Obtenido del software de simulación utilizado

Considerando el módulo de Young de la formación M2, $Y = 3,3226 \times 10^6$ psi, una presión de fondo fluyente $P_{wf} = 550$ psi, presión de reservorio $P_r = 2640$ psi y la presión de drawdown $DD = 2090$ psi ; se obtuvo un factor de selección del candidato $CSF_{JC01} \approx 1650$, el mismo que se encuentra entre los CSFs 1627 y 1302 como se observa en la figura 2.2. Por lo tanto, se considera que la operación de fracturamiento hidráulico por pilares en el pozo JC 01 es viable de realizarse.

2.2 Ingreso de datos y manipulación del software de fracturamiento

En esta etapa se ingresaron al software todos los datos recolectados en la primera parte, asegurando que se mantenga la integridad y precisión de la información. Se ajustó las preferencias del software y se seleccionó los parámetros de entrada requeridos para el análisis del fracturamiento.(Adrián et al., 2016)

Los datos de campo, pozo y fluido ingresados en el software se encuentran en la sección 1 de este documento (tablas 1.1 a 1.5) y en la sección final (Anexos). Los principales fueron:

- Información general del campo y pozo (nombre, campo, ubicación).
- La información del survey de perforación (MD, TVD, ángulo de inclinación, azimuth), se ingresó en “Treatment Well – Survey”, tomando en cuenta los intervalos perforados son 7844 – 7852 ft y 7876 – 7882 ft. (Anexo)
- Detalles técnicos del casing y tubing del pozo (OD, ID, MD, grado de acero, profundidad de tubing).
- Detalles técnicos de las perforaciones de la zona de pago (MD de los disparos, tipo de carga utilizada, profundidad, diámetro, densidad de disparos por pie).
- Propiedades del fluido del reservorio M2, se las ingresó en la pestaña “Treatment Configurations”.
- Propiedades geomecánicas, petrofísicas de la zona de pago y sus formaciones aledañas o todo el pozo (tipo de roca, módulo de Young, razón de Poisson, permeabilidad, porosidad). (Anexos)

En las figuras 2.3 y 2.4 a continuación se muestra parte del proceso.

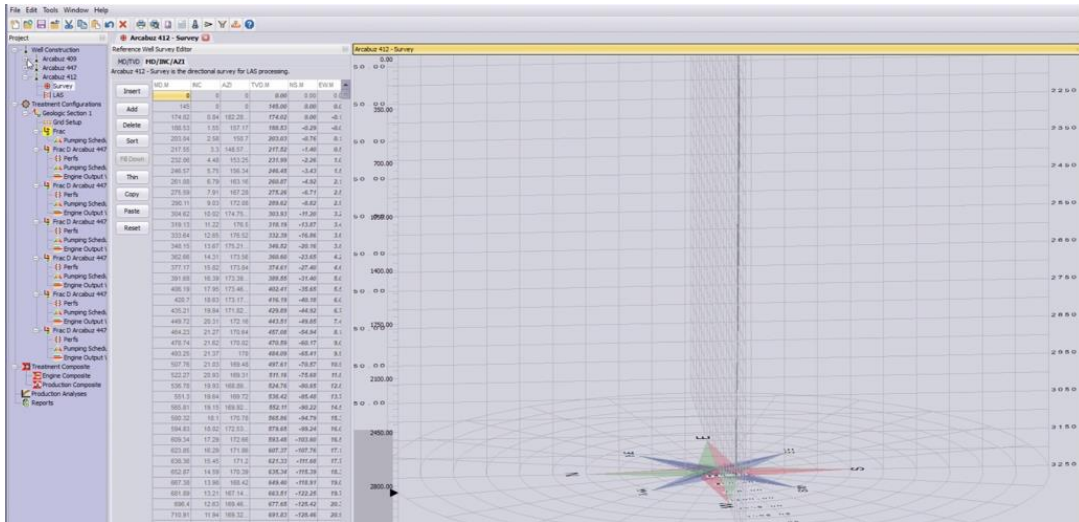


Figura 2.3 Ingreso de survey geodésico

Fuente: Obtenido del software de simulación utilizado

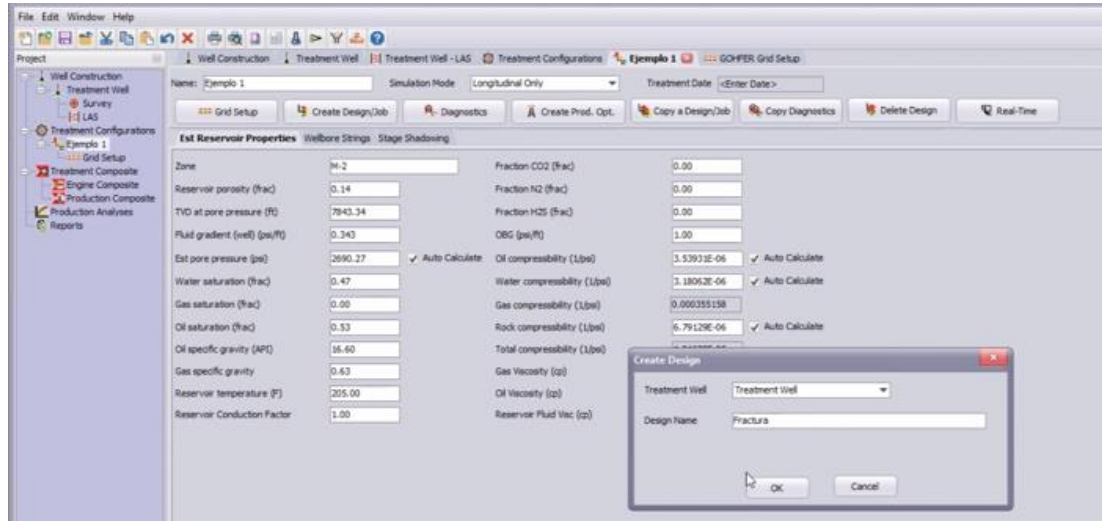


Figura 2.4 Ingreso de información del reservorio y de fluidos

Fuente: Obtenido del software de simulación utilizado

- Tipo y propiedades del fluido de fractura a utilizarse.

Respecto a los fluidos de fractura a usarse, el software dispone de una biblioteca con distintos tipos de fluidos y variedades dentro de catálogos de

distintos proveedores y empresas de servicios, esta información se la encuentra en la pestaña “Fractura”, dentro de la sección “Treatment Configurations”.

Para el fracturamiento hidráulico y su minifrac se seleccionó el gel HH35G2K (Hybor H con concentración de 35 galones de guar por cada 1000 galones de fluido) como fluido desplazante y de fractura, el cual es uno de los sistemas base borato más usados ya que provee versatilidad y confiabilidad en un amplio rango de condiciones de tratamiento, es un fluido reticulado que usa guar o hydroxypropyl guar (HPG) como agente gelificante y puede ser preparado usando agua fresca o salada con los controles adecuados de pH. Trabaja con temperaturas de fondo de hasta 300 °F, ayuda a controlar la pérdida de fluido hacia la formación y además permite suspender concentraciones de apuntalante de hasta 10 ppg.(Pérez, 2016)

- Tipo y propiedades del apuntalante de fractura a utilizarse.

El software permite visualizar el comportamiento de distintas propiedades del apuntalante y compararlos con otros de distintos tamaños como se muestra en la figura 2.5 a continuación.

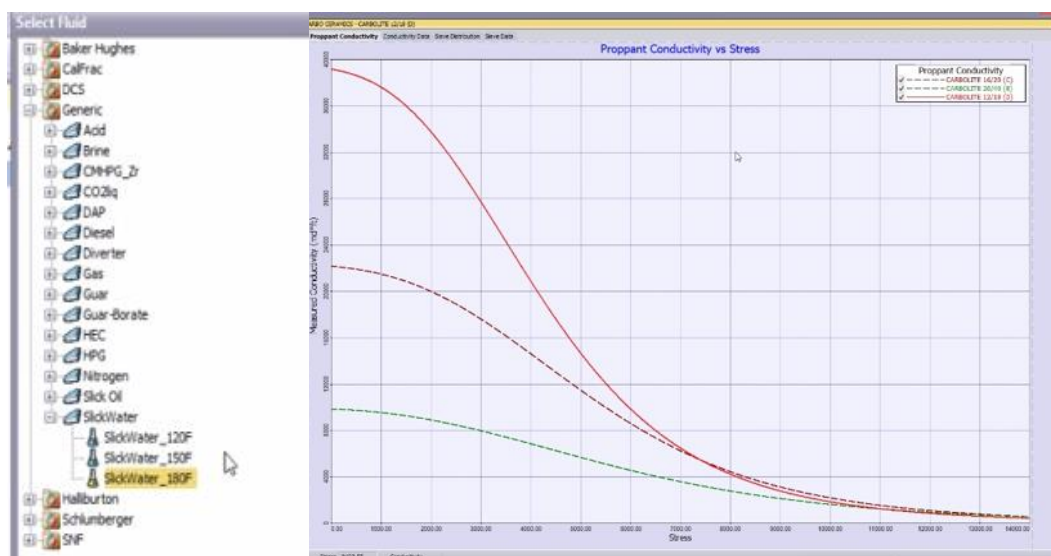


Figura 2.5 Gráfica de conductividad vs la presión de cierre de la fractura

Fuente: Obtenido del software de simulación utilizado

Como apuntalante para el minifrac se seleccionó **Carbolite 12/18** el mismo que ha sido exitoso en trabajos de fracturamiento anteriores ya que logra generar una mayor conductividad, es particularmente efectivo para mejorar las tasas de producción en pozos petroleros de profundidad moderada, cuenta con una densidad aparente y una gravedad específica similar a la arena, pero ofrece una mayor conductividad (Buitrón, 2020).

En la figura 2.6 se muestra una gráfica donde se puede verificar la relación entre el diámetro mínimo que deben tener las perforaciones en la formación en relación al tamaño y concentración del apuntalante elegido, así se verificó que el apuntalante elegido para el minifrac (12/18) es el correcto para el diámetro de los perforados del pozo JC-01 (0,33 in).

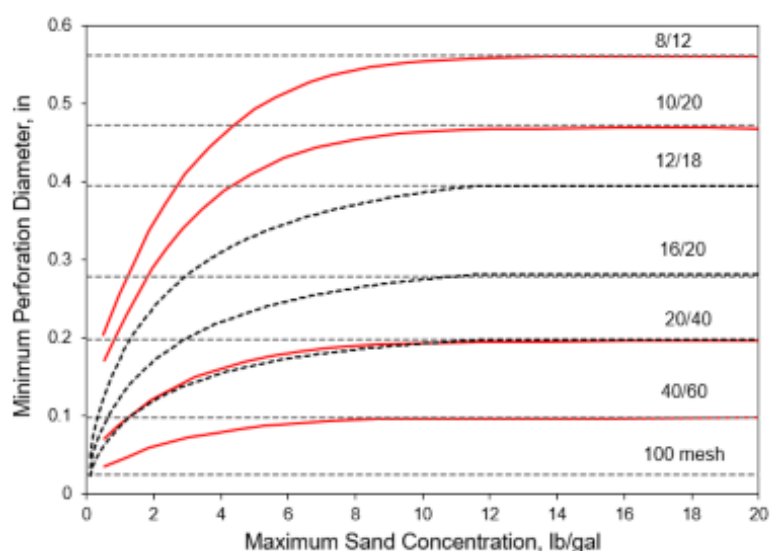


Figura 2.6 Gráfica de diámetro de perf. vs tamaño y concentración del apuntalante

Fuente: Obtenido del software de simulación utilizado

Por otro lado, revisando la gráfica de la figura 2.6 se observó que para el tamaño de los perforados del pozo JC-01 (0,33 in) a concentraciones máximas de 10 ppg se puede trabajar con varios tamaños de apuntalantes de entre 12 a 60, por lo que como apuntalante de la fractura principal se seleccionó el **Kryptosphere LD 25** el cual es un apuntalante de tamaño mono-malla 25, del tipo cerámica de baja densidad (Low Density) y ultra conductividad, es altamente fuerte y de larga duración, la redondez de sus granos reduce la erosión y la producción de finos es mínima.

Es un apuntalante de propiedad y usado comúnmente por la empresa Halliburton (Pérez, 2016). También se utilizó como aditivo el fluido **Expedite 350**, el cual es una mezcla de resina y alcohol que funciona como mejorador de conductividad, adherencia y está presente también dentro del catálogo de Halliburton.

2.3 Simulación, obtención y análisis de los resultados

Previo a desarrollar la simulación de la fractura principal, se realizó la simulación de un minifrac o minifractura. Esta operación se la realiza en campo con el fin de estimar ciertos parámetros de bombeo pre-fractura, como son presión de cierre de fractura, eficiencia del fluido a utilizar, la reacción de la formación al fluido utilizado, entre otros y también nos ayuda a que el apuntalante elegido reduzca la tortuosidad de las perforaciones. En campo, con los resultados obtenidos de esta operación se ajustan y refinan parámetros de bombeo, cantidad de fluido y presiones de bombeo a fin de lograr que la fractura principal planificada se realice conforme se diseñó.

Por ello se elaboró el programa de bombeo para el minifrac con una tasa de bombeo fija de 30 bpm, usando el fluido elegido HH35G2K, con una concentración de 1 lpg del apuntalante mencionado en el punto anterior (Carbolite 12/18), para cerrar el programa se planteó bombear un bache de un Gel lineal de 28cP de viscosidad (WG1128 Cp) igual al volumen total ocupado desde la superficie hasta los perforados. En total se usaron 147.61 barriles de fluido HH35G2K, 73.8 barriles de WG1128cP y 3200 libras de Carbolite 12/18.

El esquema de bombeo del minifrac y la cantidad de material usado se ilustran en las tablas 2.1 y 2.2 respectivamente.

Tabla 2.1 Esquema de bombeo Minifrac

Tipo de etapa	Tasa de flujo (bpm)	Conc. Apunt. (lpg)	Volumen limpio (gal)	Tipo de fluido	Tipo de Apuntalante
Main frac slurry	30	0	2500	HH35G2K	Carbolite 12/18
Prop slug	30	1	3200	HH35G2K	
Main frac slurry	30	0	1500	HH35G2K	
Main frac slurry	30	0	3100	WG1128cP	
Shut in	0	0	0	Shut in	

Elaborado por: Robert Jiménez y Andrés Cano

Tabla 2.2 Cantidad de material usado

Material	Cantidad	Unidades
WG1128cP	73.8	bbls
HH35G2K	171.43	bbls
Carbolite 12/18	3.2	klbs

Elaborado por: Robert Jiménez y Andrés Cano

Por otro lado, en esta etapa también se elaboró el programa de bombeo para la operación de una fractura hidráulica convencional, tomando en cuenta una fractura planteada de 500 pies de largo, 40 pies de alto y 0,4 pulgadas de ancho, se inició planteando una tasa de bombeo fija de 30 bpm, se estableció la concentración del apuntalante en varias etapas de forma ascendente desde 1 lpg hasta 9 lpg, después se consideró la primera etapa conocida como el “pad” como el 32% aproximado del volumen total de fractura planteada y en las demás etapas se procedió a ingresar varias cantidades de volumen de fluido de fractura a inyectar subiendo por etapas verificando que el volumen total de fluido al final se aproxime al volumen total de la fractura propuesta y por último se planteó una etapa para bombear un bache de fluido que servirá sólo para empujar las mezcla de las anteriores etapas hasta la cara de la arena.

Luego por medio del software usando la geomecánica de la formación se acopló el programa de bombeo a fracturamiento hidráulico por pilares. Teniendo el nuevo programa de bombeo, se simuló el comportamiento de la fractura propuesta bajo las condiciones geomecánicas establecidas y posterior se realizó el análisis de la simulación resultante, verificando los canales conductivos simulados, concentración de apuntalante, entre otras variables.

En la tabla 2.3 se puede evidenciar con más detalle el esquema de bombeo y en la tabla 2.4 la cantidad de material usado.

Tabla 2.3 Programa de bombeo final para la fractura por pilares del pozo JC-01

Tipo de etapa	Tasa de flujo (bpm)	Conc. Apunt. (lpg)	Volumen limpio (gal)	Pulsos por etapa	Tipo de fluido	Tipo de Apuntalante
Pad	30	0	8130	0	HH35G2K	Kryptosphere 25 + Expedite 350
Main frac slurry	30	1	2286	3	HH35G2K	
Main frac slurry	30	2	2286	3	HH35G2K	

Main frac slurry	30	3	2286	3	HH35G2K	Kryptosphere 25 + Expedite 350
Main frac slurry	30	4	2286	3	HH35G2K	Kryptosphere 25 + Expedite 350
Main frac slurry	30	6	2286	3	HH35G2K	Kryptosphere 25 + Expedite 350
Main frac slurry	30	8	2286	3	HH35G2K	Kryptosphere 25 + Expedite 350
Main frac slurry	30	9	2286	3	HH35G2K	Kryptosphere 25 + Expedite 350
Tail in	30	9	400	0	HH35G2K	Kryptosphere 25 + Expedite 350
Main frac flush	30	0	3100	0	WG1128cP	
Shut in	0	0	0	0	WG1128cP	

Elaborado por: **Robert Jiménez y Andrés Cano**

Tabla 2.4 Resumen materiales usados

Material	Cantidad	Unidades
HH35G2K	584.1	bbls
WG1128cP	73.8	bbls
Kryptosphere 25	41.6	klbs

Elaborado por: Robert Jiménez y Andrés Cano

2.4 Elaboración de la propuesta técnica

Basándose en los resultados de la simulación de la fractura hidráulica por pilares obtenidos por medio del software, se elaboró la propuesta técnica que incluye varios aspectos como:

- Condiciones operativas a considerar
 - Presión máxima necesaria.
 - Presión de ruptura de formación.
 - Presión Promedio de la operación.
 - Concentraciones de apuntalante.
 - Caudal de bombeo del fluido de fractura.
- Material a utilizarse
 - Tipos y cantidad total de libras de apuntalantes a usar.
 - Tipo y cantidad total de fluido de fractura a inyectar.
- Especificaciones resultantes del fracturamiento
 - Dimensiones finales de la fractura simulada.
 - Distribución de la concentración del apuntalante en la formación.
 - Conductividad promedio de la fractura creada.

- Pronóstico de producción de petróleo
 - Estimación del incremento de producción del pozo JC-01 posterior a la implementación de la fractura.

2.5 Análisis de costos promedios

Al final se realizó un análisis de costos promedios en base al presupuesto de otro proyecto de fracturamiento hidráulico ejecutado en el mismo campo, se calculó el Valor Presente Neto (VPN) y la tasa interna de retorno (TIR) del proyecto, con el fin de verificar la viabilidad de la propuesta previo a su implementación en campo.

Recordemos que el Valor Presente Neto (VPN) es una métrica financiera que evalúa la rentabilidad de una inversión al calcular la diferencia entre los flujos de efectivo presentes entrantes y salientes, descontados a una tasa de interés específica. Un VPN positivo indica que la inversión puede generar beneficios, mientras que uno negativo sugiere que podría resultar en pérdidas. (Salcedo, 2019)

La Tasa Interna de Retorno (TIR) es un indicador financiero que representa la tasa de rendimiento que iguala el valor presente neto de los flujos de efectivo de una inversión con su inversión inicial. Una TIR mayor que la tasa de descuento utilizada en el análisis indica que la inversión es rentable. (Salcedo, 2019)

Las fórmulas empleadas se describen a continuación:

$$VPN = \sum_{T=0}^N \frac{FCN}{(1+i)^n} - I_0 \quad (2)$$

$$TIR = \sum_{T=0}^N \frac{FCN}{(1+i)^n} - I_0 = 0 \quad (3)$$

Donde:

FCN = Flujo de caja neto o Net Cash Flow

i = tasa de descuento

n = periodo de tiempo

I₀ = inversión inicial

$$Q = Q_0 * (1 - D)^n \quad (4)$$

Donde:

Q = caudal de petróleo a un tiempo determinado

Q₀ = caudal inicial de petróleo

D= tasa de declinación , considerando una declinación exponencial de producción

n= periodo de tiempo, meses, años, etc.

$$Revenue = producción * precio de barril \quad (5)$$

$$Opex = producción * costo operativo \quad (6)$$

$$Capex depreciation = capex * 0.25 \quad (7)$$

$$Taxable income = revenue - opex - capex depreciation \quad (8)$$

$$Tax paid = taxable income * tax rate \quad (9)$$

$$Net cash flow = revenue - opex - capex - tax paid \quad (10)$$

CAPÍTULO 3

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

Una vez ingresada toda la información del Campo, de la formación M2, del pozo JC 01 y demás, en el software, ejecutamos la simulación y obtenemos las siguientes gráficas que se muestran en las figuras 3.1 y 3.2:

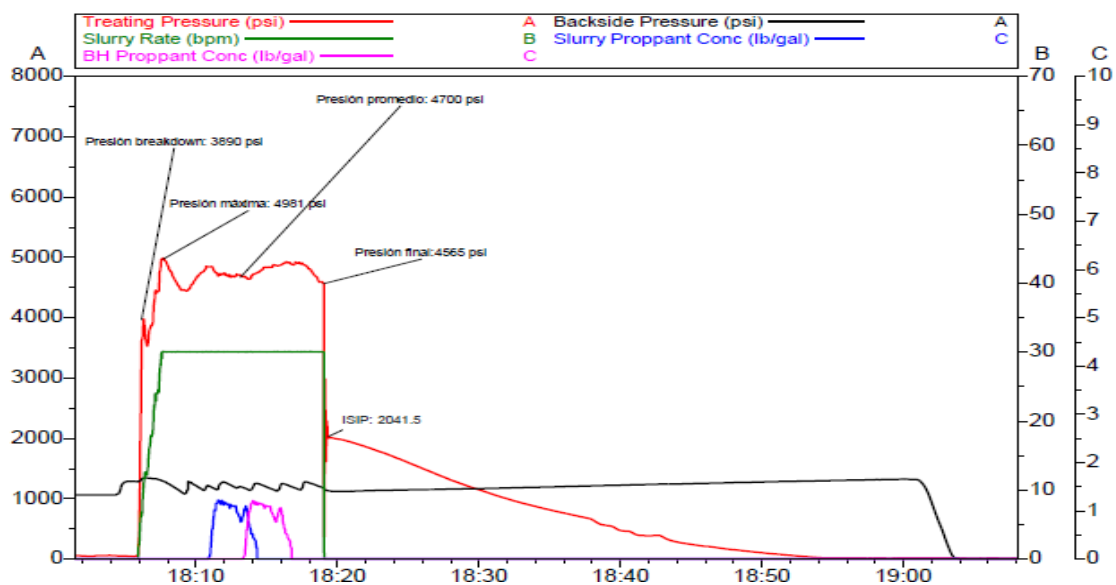


Figura 3.1 Gráfica operativa del minifrac en el tiempo

Elaborado por: Robert Jiménez y Andrés Cano

En la figura 3.1 “Gráfica de simulación operativa del minifrac en el tiempo”, se simula el comportamiento de distintas variables importantes del desarrollo del minifrac, entre las cuales se encuentran:

- Curva roja: muestra el comportamiento de la presión de tratamiento o presión registrada en cabeza de pozo (psi), en la que se puede verificar que se tendrán presiones máximas de entre 2041.5 a 4981 psi. Mediante la revisión de esta curva también se puede verificar que la presión promedio de bombeo medida en superficie será de 4700 psi. Un valor importante de esta curva es el ISIP de 2041.5 psi, la cual es la presión que se obtiene justo después de apagar las bombas que circulan el fluido de fractura y apuntalante.

- Curva verde: muestra el comportamiento de la tasa bombeo en barriles por minuto (bpm), la misma que sube hasta 30 bpm y permanece constante durante la inyección del fluido de fractura con y sin concentración de apuntalante.
- Curvas azul y púrpura: muestran la concentración del apuntalante en libras por galón (1 lpg) del fluido de fractura en superficie y en el fondo del pozo, respectivamente, con un desfase de 2 minutos con 30 segundos aproximadamente, tiempo que toma a la mezcla llegar desde superficie a la formación.
- Curva negra: muestra la presión que se aplica al lado opuesto del pozo durante el minifrac con el fin de controlar el flujo de los fluidos de fractura y evitar que se escapen a otras formaciones geológicas, en la operación oscila entre los 1000 y 1500 psi.

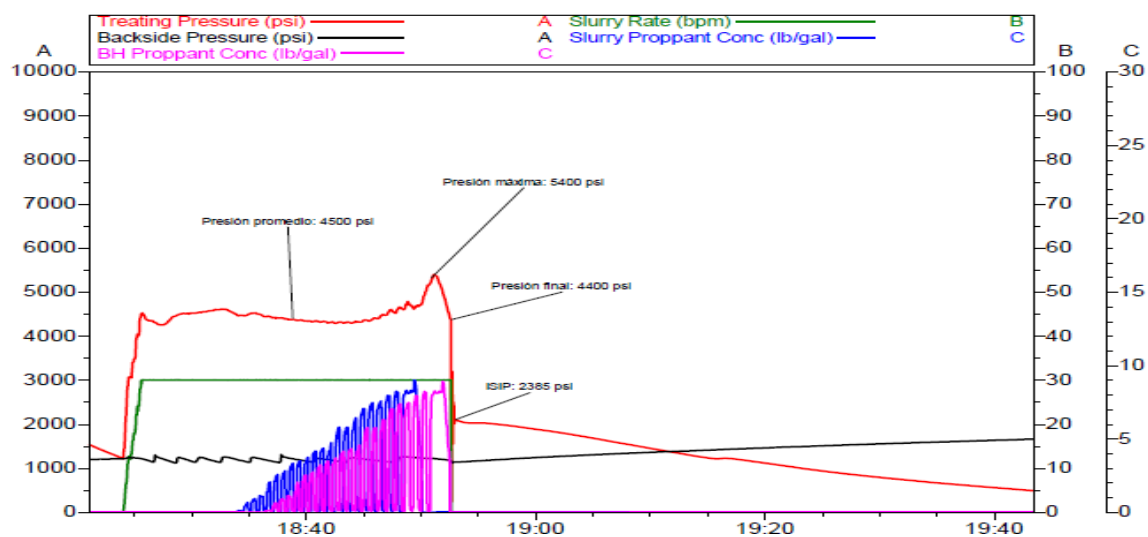


Figura 3.2 Parámetros de bombeo simulados Fractura Principal vs tiempo

Elaborado por: Robert Jiménez y Andrés Cano

En cuanto a la figura 3.2 “Parámetros de bombeo simulados fractura principal vs tiempo”, se detallan a continuación las distintas variables importantes del desarrollo de la fractura principal por pilares:

- Curva roja: muestra el comportamiento de la presión de tratamiento o presión registrada en cabeza de pozo (psi), en la que se puede verificar que se tendrán presiones máximas de entre 2385 a 5400 psi. Mediante la revisión de esta curva

también se puede verificar que la presión promedio de bombeo medida en superficie será de 4500 psi.

- Curva verde: muestra el comportamiento de la tasa bombeo en barriles por minuto (bpm), la misma que será sube hasta 30 bpm y permanece constante durante la inyección del fluido de fractura con y sin concentración de apuntalante.
- Curvas azul y púrpura: muestran la concentración del apuntalante en libras por galón del fluido de fractura en superficie y en el fondo del pozo, respectivamente, con un desfase de 2 minutos con 30 segundos aproximadamente, tiempo que toma a la mezcla llegar desde superficie a la formación. Se puede ver que la concentración del apuntalante varía desde 1 a 9 libras por galón, en etapas de 3 pulsos, tal como se lo planificó en el programa de bombeo detallado en la tabla 2.3.
- Curva negra: muestra la presión que se aplica al lado opuesto del pozo durante el fracturamiento hidráulico con el fin de controlar el flujo de los fluidos de fractura y evitar que se escapen a otras formaciones geológicas, en la fractura principal oscila entre los 1000 y 2000 psi.

Mediante el análisis de estas curvas, el software calcula los valores de los principales parámetros operativos a tomar en cuenta para el diseño y desarrollo de la fractura principal, dichos parámetros se muestran más a detalle en la tabla 3.2 de la propuesta técnica.

La figura 3.3 muestra la geometría de la fractura conseguida que contiene la concentración(lb/ft²) de apuntalante a lo largo de la fractura, en los intervalos 7844 – 7852 ft y 7876 – 7882 ft.

La escala de concentración del apuntalante va de menor (color turquesa), a mayor (color púrpura). Se puede observar la forma en que el apuntalante se distribuye a través de la fractura en forma de varios canales los cuales son altamente conductivos y facilitan el flujo del hidrocarburo desde la formación hacia el pozo y mitigando el problema de las restricciones de flujo causadas por la presencia de intercalaciones de lutita en la formación M2.

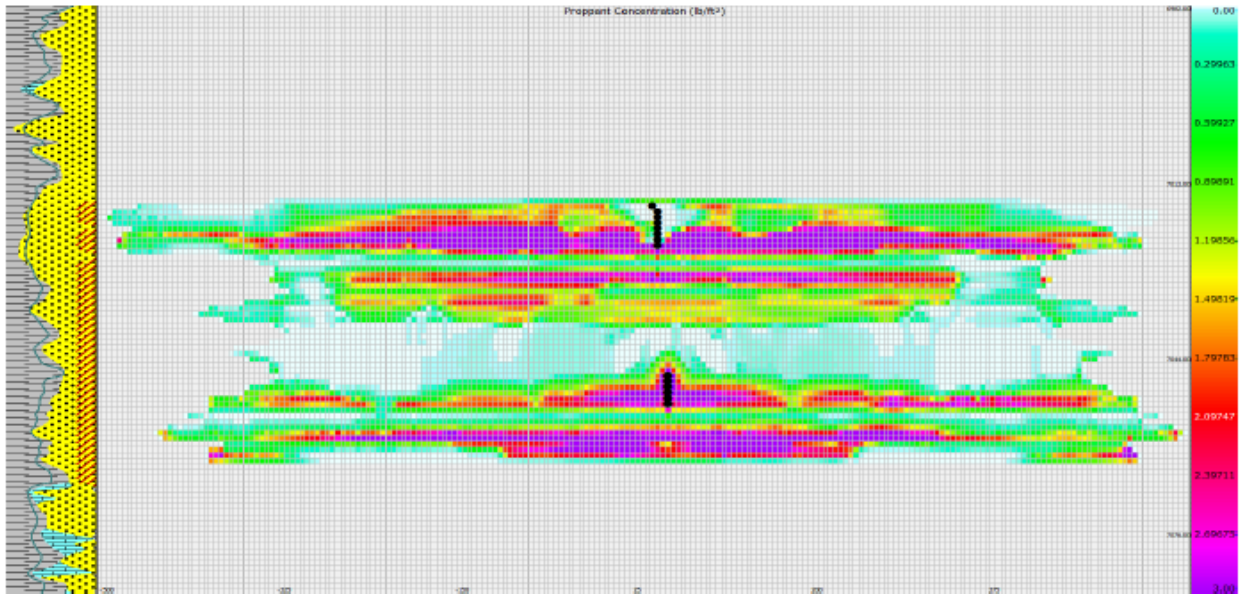


Figura 3.3 Geometría de la fractura simulada

Elaborado por: Robert Jiménez y Andrés Cano

3.1 Propuesta técnica

Con base en la simulación del fracturamiento hidráulico por pilares realizada por medio del software y ajustada a las condiciones del pozo JC-01 de la arena M2 del campo Edén – Yuturi, se plantea la siguiente propuesta técnica que incluye las condiciones operativas para realizar el minifrac y la fractura principal, la cantidad de material a usar para el minifrac y fractura principal, las especificaciones de la fractura principal y la producción esperada de implementarse el fracturamiento propuesto.

3.1.1 Condiciones operativas del minifrac

3.1.1.1 Profundidades y Presiones

Profundidades Medias Perforadas: la profundidad medida (MD) alcanzará los 7863 pies, mientras que la profundidad verdadera vertical (TVD) será de 7043.8 pies. Estos valores son fundamentales para contextualizar la operación en el pozo JC-01.

Presiones Asociadas: la presión de ruptura de 3890 psi, la presión máxima alcanzada de 4981 psi, con una presión promedio de 4700 psi y una presión final

de 4565 psi. Estas cifras son críticas para evaluar la resistencia de la formación y la eficacia de la fracturación.

3.1.1.2 ISIP y Gradiente de Fractura

ISIP en Superficie y Fondo: se registró un ISIP (Presión Instantánea al Cierre) de 2041.5 psi en la superficie y 5094 psi en el fondo. Estos valores proporcionan información sobre las condiciones de la formación al cierre de las bombas.

Gradiente de Fractura: el gradiente de fractura se calcula en 0.72 psi/ft, lo que nos sirve como información sobre la presión necesaria para inducir la fractura en la formación.

3.1.1.3 Presiones Adicionales

Presión Hidrostática: la presión hidrostática se estableció en 3053 psi, contribuyendo al equilibrio de presiones durante la operación.

Fricciones Totales: las fricciones totales alcanzaron 2523.5 psi, siendo una métrica crucial para entender las resistencias encontradas durante la inyección del fluido.

Fricciones en Tubería y NWB(Near Wellbore): se desglosan las fricciones en tubería (1825 psi) y las fricciones NWB (698 psi), proporcionando información detallada sobre las pérdidas de presión en el sistema en la operación.

En la tabla 3.1 se resumen los parámetros operativos mediante los cuales se plantea realizar el minifrac.

Tabla 3.1 Parámetros operativos Minifrac

Parámetro	Valor	Unidades
Prof. Medios Perforados(MD)	7863	ft
Prof. Medios Perforados(TVD)	7043.8	ft
Presión de ruptura	3890	psi
Presión máxima	4981	psi
Presión promedio	4700	psi
Presión final	4565	psi
ISIP superficie	2041.5	psi
ISIP fondo	5094	psi

Gradiente de fractura	0.72	psi/ft
Presión hidrostática	3053	psi
Fricciones totales	2523.5	psi
Fricciones tubería	1825	psi
Fricciones NWB	698	psi

Elaborado por: Robert Jiménez y Andrés Cano

3.1.2 Condiciones operativas de la fractura principal

3.1.2.1 Profundidades y Presiones

Profundidades Medias Perforadas: la profundidad medida (MD) alcanzará los 7863 pies, mientras que la profundidad verdadera vertical (TVD) será de 7043.8 pies.

Presiones Asociadas: la presión máxima alcanzada durante la fracturación será de 5400 psi, con una presión promedio de 4500 psi y una presión final de 4400 psi. Estas cifras ofrecen información crucial sobre la intensidad de la operación.

Presión Hidrostática: la presión hidrostática se estableció en 3053 psi, contribuyendo al equilibrio de presiones durante la operación.

3.1.2.2 ISIP y Ganancia ISIP

ISIP en Superficie y Fondo: se registra un ISIP (Presión Instantánea al Cierre) de 2385 psi en la superficie y 5438 psi en el fondo. Estos valores indican las presiones inmediatamente registradas al cerrar las bombas, proporcionando información valiosa sobre las condiciones de la formación.

Ganancia de ISIP: la ganancia de ISIP, calculada en 344 psi/ft, refleja la variación de la presión a lo largo de la columna de fluido y es esencial para evaluar la eficacia de la fracturación en el cierre de las bombas.

En la tabla 3.2 se enlistan los parámetros operativos propuestos para realizar el fracturamiento por pilares.

Tabla 3.2 Parámetros operativos de la fractura principal

Parámetro	Valor	Unidades
Prof. Medios Perforados(MD)	7863	ft
Prof. Medios Perforados(TVD)	7043.8	ft
Presión máxima	5400	psi
Presión promedio	4500	psi
Presión final	4400	psi
ISIP superficie	2385	psi
ISIP fondo	5438	psi
Ganancia ISIP	344	psi/ft
Presión hidrostática	3053	psi

Elaborado por: Robert Jiménez y Andrés Cano

3.1.3 Cantidad de material a usar en el minifrac

3.1.3.1 Caudal y Volúmenes

Caudal Máximo: se mantendrá un caudal constante de 30 bpm (barriles por minuto), indicando una estrategia operativa constante durante el minifrac.

Prop Slug (Carbolite 12/18): se inyectarán 3200 lbs de prop slug (apuntalante).

3.1.3.2 Fluidos y Gel

Gel de Fractura: se utilizará Hybor H como gel de fractura, con un volumen de 7200 galones. Este gel es esencial para la creación y propagación de la fractura.

Gel de Desplazamiento: el gel lineal actúa como fluido de desplazamiento, con un volumen de 3100 galones. Su función es limpiar y desplazar el gel de fractura hacia la formación.

La tabla 3.3 resume los fluidos y volúmenes usados en la operación de minifrac.

Tabla 3.3 Resumen de los fluidos usados para el minifrac

Parámetro	Valor	Unidades
Caudal máximo	30	bpm
Prop slug(Carbolite 12/18)	3200	lbs
Gel de fractura	Hybor H	
Volumen gel fractura	7200	gal
Gel de desplazamiento	Gel lineal	
Volumen desplazamiento	3100	gal

Elaborado por: Robert Jiménez y Andrés Cano

3.1.4 Cantidad de material a usar en la fractura principal

3.1.4.1 Apuntalante y Concentración

Tipo y Cantidad de Apuntalante: se empleará Kryptosphere 25 como apuntalante, con un total de 41600 lbs. Esta elección puede estar relacionada con sus propiedades específicas y su idoneidad para las condiciones del pozo.

Distribución de Apuntalante: la distribución del apuntalante mostró que la totalidad (41600 lbs) se dirigió a la formación, lo que sugiere una estrategia enfocada en la mejora de la conectividad en la zona objetivo.

Concentración Máxima: la concentración máxima de apuntalante fue de 9 ppg (libras por galón), indicando la densidad del material utilizado y su distribución en la mezcla de fractura.

3.1.4.2 Fluido de Fractura y Desplazamiento

Gel de Fractura: el gel de fractura Hybor H se utilizó en una cantidad de 24532 galones, contribuyendo a la creación y propagación de la fractura.

Gel de Desplazamiento: el gel lineal, empleado como fluido de desplazamiento, se utilizó en una cantidad de 3100 galones para limpiar y desplazar el gel de fractura hacia la formación.

3.1.4.3 Caudal y Volumen

Caudal Máximo: se mantuvo un caudal constante de 30 bpm (barriles por minuto), lo que sugiere una estrategia operativa consistente durante la fracturación.

Volumen Total de Fluidos: el volumen total de fluidos, combinando el gel de fractura y el gel de desplazamiento, fue de 27632 galones, siendo esencial para evaluar el alcance de la operación.

La tabla 3.4 resume los fluidos y volúmenes usados en la operación de la fractura principal.

Tabla 3.4 Resumen materiales usados en la fractura principal

Parámetro	Valor	Unidades
Apuntalante	Kryptosphere 25	
Apuntalante total	41600	lbs
Apuntalante formación	41600	lbs
Apuntalante en tubería	0	lbs
Concentración máxima	9	ppg
Caudal	30	bpm
Gel de fractura	Hybor H	
Volumen gel de fractura	24532	gal
Gel de desplazamiento	Gel lineal	gal
Volumen desplazamiento	3100	gal

Elaborado por: Robert Jiménez y Andrés Cano

3.1.5 Especificaciones de la fractura principal

La tabla 3.5 proporciona una visión detallada de la fractura propuesta en la operación de fracturamiento hidráulico por pilares para el pozo JC 01, incluyendo la ubicación de las perforaciones, volúmenes de fluido, cantidad y tipo de apuntalante, así como detalles específicos sobre la fractura generada.

Tabla 3.5 Parámetros obtenidos de la fractura principal

Perforations:	7844-7852 ' MD, 0.33' Diam, 14 Holes							
	7876-7882' MD, 0.33' Diam, 14 Holes							
Total Clean Volume:	27,534 gallons							
Total Proppant:	41,616 lbs							
Cum. Fluid Lost:	4088.67 gal							
Fracture	Gross Frac Length.ft	Proppant Cutoff Length.ft	Est Flowing Frac Length.ft	Est Inf Conductivity Length.ft	Fracture Height.ft	Gross Fracture Height.ft	Average Proppant Conc. Lb/ft^2	Average Conductivity. md*ft
Vertical 1	545	525	145.591	2.20126	42.8216	47	0.985254	59.2719
Flowing Area	24938 ft^2							
Propped Area	89925 ft^2							
G.Flowing Area	27371 ft^2							
G.Propped Area	98700 ft^2							
Fluids:	HYBORG_35#_225_Vicon_0.5							
Proppants:	Kryptosphere LD 25 Mesh(B)							

Elaborado por: Robert Jiménez y Andrés Cano

Las características de la fractura obtenida se detallan a continuación:

Fractura:

Longitud Total de Fractura (545 ft): representa la longitud total de la fractura creada en el proceso de fracturamiento hidráulico.

Longitud de Detención del Apuntalante (525 ft): indica hasta qué punto se ha utilizado el apuntalante en la fractura. Esta medida es importante para evaluar la eficacia de la fractura.

Longitud Estimada de Fractura Fluyente (145.591 ft): es la longitud de la fractura que se espera que contribuya al flujo de fluidos. Esta longitud es crucial para entender la capacidad de producción del pozo.

Longitud Estimada de Conductividad Infinita (2.20126 ft): representa la porción de la fractura donde se espera que la conductividad sea infinita. Cuanto mayor sea esta longitud, mejor será la capacidad de flujo a lo largo de la fractura.

Altura Total de Fractura (42.8216 ft): es la altura total de la fractura, indicando la extensión vertical de la fractura en la formación rocosa.

Altura Bruta de Fractura (47 ft): representa la altura total de la fractura con apuntalante.

Concentración Promedio de Apuntalante por Pie Cuadrado (0.985254 lb/ft²): indica la cantidad promedio de apuntalante distribuida por unidad de área. Una concentración adecuada es esencial para mantener la fractura abierta.

Conductividad Promedio (59.2719 md*ft): refleja la capacidad de la fractura para conducir fluidos y gas. Una alta conductividad es fundamental para el flujo sostenido de hidrocarburos.

Áreas:

Área de Fractura Fluyente (24,938 ft²): representa el área de la fractura desde donde se espera que fluyan los hidrocarburos hacia el pozo.

Área de Fractura con Apuntalante (89,925 ft²): indica el área total de la fractura que ha sido apuntalada. Esta área influye en la capacidad de producción del pozo.

Área Bruta de Fractura Fluyente (27,371 ft²): es el área total de la fractura fluyente, incluyendo cualquier área que no esté apuntalada. Esta área también afecta la productividad del pozo.

Área Bruta de Fractura con Apuntalante (98,700 ft²): representa el área total de la fractura, incluyendo la parte apuntalada. Cuanto mayor sea esta área, mayor será la superficie de contacto con la formación, lo que puede influir positivamente en la producción.

Este análisis proporciona una comprensión más detallada de la eficacia del fracturamiento y la capacidad de producción del pozo. Cada parámetro es crucial para evaluar el rendimiento y el potencial de extracción del pozo.

3.1.6 Pronóstico de producción de petróleo

La figura 3.4 a continuación muestra la producción actual del pozo JC 01 previa a la fractura y la producción esperada si llegase a implementarse el fracturamiento hidráulico propuesto.

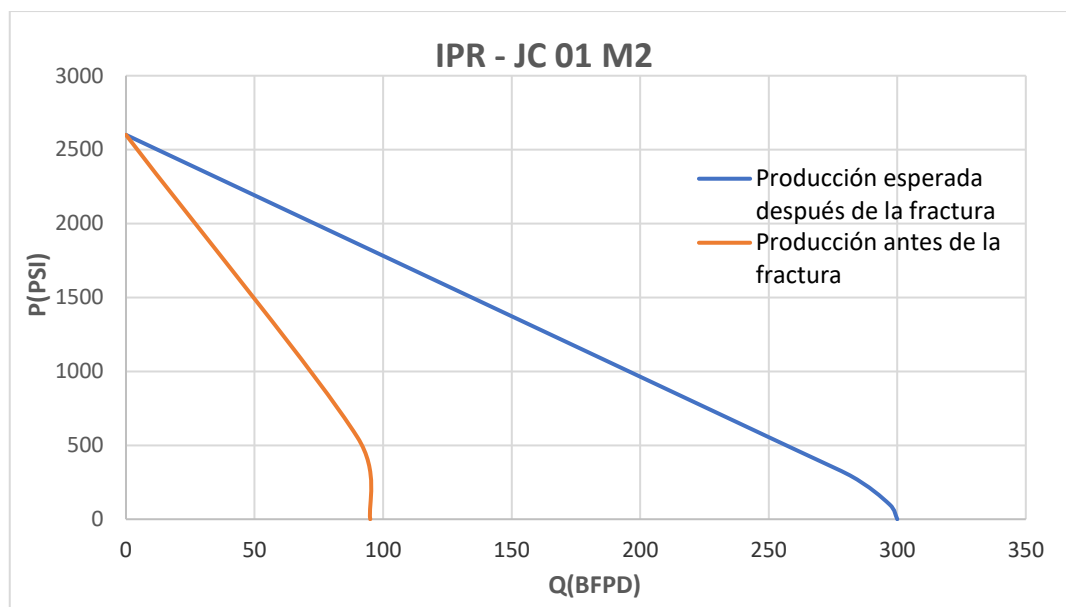


Figura 3.4 IPR pozo antes y después de la fractura

Elaborado por: Robert Jiménez y Andrés Cano

Se puede evidenciar un incremento significativo en la producción del pozo JC-01, alcanzando un valor de 124 barriles por día (bppd). Este aumento del 163.16% con respecto a la producción inicial de 76 bppd bajo las mismas condiciones de presión de fondo fluyente (555 psi) y BSW (20%) indica claramente el impacto positivo y la eficacia de la operación de fracturamiento hidráulico mediante la técnica por pilares.

3.2 Resultados del análisis económico

En la tabla 3.6 se tabulan los costos aproximados de una operación de fracturamiento hidráulico del año 2022, los mismos que fueron considerados como referencia para el análisis económico presente.

Tabla 3.6 Costos estimados de una operación de fracturamiento hidráulico

Servicio	Unidades	Cantidad	Costos
Taladro	día	15	US\$88,200.00
Slick Line	horas	48	US\$5,800.00
Disparos	EA	NR	US\$52,500.00
Cementación	EA	1	US\$17,500.00
Fracturamiento	EA	1	US\$200,000.00
Asentamiento de herramientas (Tapones/Packers y CIBPS)	EA	2	US\$24,000.00
Tubería DP	EA	6	US\$6,300.00
Transporte	EA	1	US\$9,600.00
Materiales generales de la operación	EA	1	US\$3,400.00
Materiales química de pozo	EA	1	US\$2,800.00
Materiales de stock	EA	1	US\$7,200.00
Total:			US\$417,300.00

Elaborado por: Robert Jiménez y Andrés Cano

Fuente: (EP Petroecuador, 2023)

Considerando la producción esperada de 200 bppd como caudal inicial, una inversión inicial(Capex) de \$417,300(tabla 3.4), un costo operativo por barril de \$7.14 en el campo Edén Yuturi, una tasa mínima aceptable de rendimiento del 12% anual, una tasa de declinación mensual promedio de 3.2 % y un precio de barril de crudo WTI de \$50 se calcularon los indicadores económicos VPN Y TIR con las ecuaciones descritas en el capítulo 2.

En la tabla 3.7 se resumen los datos considerados para el cálculo del VPN Y TIR.

Tabla 3.7 Datos para el cálculo de los indicadores económicos

Datos considerados	
Tiempo de proyección	4 Years
Inicio de proyecto	ene-24
Capex (USD)	417,300
Depreciación (Producción)	4-year straight line (25%)
Production	year 1
Caudal inicial (JC 01)	200
Tasa de declinación producción	3.2%
Precio barril WTI(USD)	USD 50.00
Costo operativo (USD/bbl)	7.14
Tax Rate	30%
Tasa de descuento anual	12%

Elaborado por: Robert Jiménez y Andrés Cano

Además, se consideró una duración del proyecto desde enero del 2024 hasta diciembre de 2027. El inicio de la implementación del proyecto se planeó para enero del año 2024, la depreciación de la inversión inicial manejó un modelo de línea recta durante los próximos 4 años.

Se obtuvo un **VPN de \$ 781,686.64** y un **TIR del 41%**, este último supera la tasa mínima fijada para la aceptación del proyecto del 12%. El flujo de caja obtenido se muestra en el anexo 4 de este documento.

En la figura 3.5 se muestra la gráfica de flujo de caja acumulado vs tiempo(meses) del proyecto, en la cual se puede observar el periodo de recuperación de la inversión, según el flujo de caja a mediados de febrero del 2024 ya se recuperaría la inversión y para el mes de marzo ya se obtendrían ganancias de \$ 112,611.70.

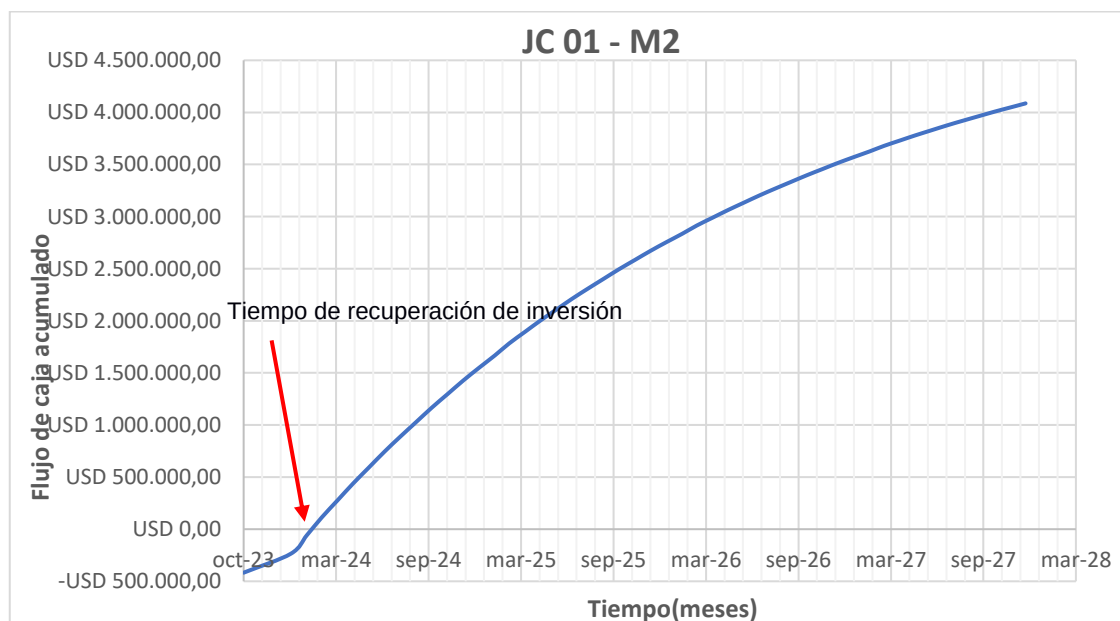


Figura 3.5 Tiempo de recuperación de inversión del proyecto

Elaborado por: Robert Jiménez y Andrés Cano

Debido a que el VPN (\$ 781,686.64) es positivo el proyecto generaría un flujo de efectivo neto positivo durante su vida útil, considerando una tasa de descuento del 12%. El VPN positivo sugiere que el proyecto sería rentable.

En cuanto al TIR que es del 41%, lo cual es significativamente mayor que la tasa mínima aceptable de rendimiento del 12%. Este resultado indica que el proyecto tiene un rendimiento atractivo y supera la tasa requerida.

En base a estos resultados, se puede concluir que el proyecto parece ser rentable y atractivo desde el punto de vista financiero. El VPN positivo y la TIR superior al costo de capital indican que el proyecto podría generar retornos significativos. Además, el hecho de que la inversión se recupere en el tercer mes sugiere una rápida recuperación de la inversión, lo cual es una señal positiva en términos de liquidez.

CAPÍTULO 4

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 Conclusiones

- Se concluye que para la operación de fracturamiento hidráulico por pilares se necesitarán bombas de fracturación, licuadora de fracturación, tanque de mezclado, cabina de control de fracturamiento, silo de apuntalante, contenedor de laboratorio, válvula de alivio de presión, tubería para alta presión y empacadura. En cuanto a fluidos: apuntalantes Carbolite 12/18 y Kryptosphere 25, fluido de fractura gel Hybor # 35, fluido de desplazamiento gel lineal, resina Expedite 350 y aditivos.
- Con la implementación de la propuesta de fracturamiento hidráulico por pilares se obtendría un incremento en la producción de 124 bppd, es decir un aumento del 163.16% en comparación a su producción inicial de 76 bppd bajo las mismas condiciones de presión de fondo fluyente (555 psi) y BSW (20%).
- Se planteó el diseño de la factura con 41600 lbs de apuntalante Kryptosphere 25+Expedite 350 usando gel Hybor de #35 bombeado a 30 bpm en 9 etapas (7 etapas de 3 pulsos) con concentraciones de 1 a 9 lpg, con una etapa final (Tail in) a 9 lpg con el fin de lograr una comunicación efectiva entre la fractura/pilares.
- Por medio del software, se verificó que con la implementación del fracturamiento hidráulico en los intervalos perforados de 7844 – 7852 ft y 7876 – 7882 ft del pozo JC-01, se generan varios canales de alta conductividad o conductividad infinita, los que facilitarán el flujo del hidrocarburo desde la formación hacia el pozo, disminuyendo la restricción de flujo causado por las intercalaciones de lutita presentes en la arena M2.
- Con respecto al análisis económico realizado, el valor presente neto VPN fue positivo (\$ 781,686.64), es decir que el proyecto generaría un flujo de efectivo neto positivo durante su vida útil; y la tasa interna de retorno TIR fue del 41%, lo cual es significativamente mayor que la tasa mínima aceptable de rendimiento del 12% e indica que la inversión se recuperará a partir del tercer mes. Por lo que la

implementación de la operación de fracturamiento hidráulico utilizando el método por pilares es económicamente atractivo y recomendable.

- Con base en la estimación del Factor de selección del candidato ($CSF_{JC01} \approx 1650$), análisis de la información técnica, resultados obtenidos de la simulación, incremento de la productividad del pozo y beneficios económicos, se considera que la operación de fracturamiento hidráulico mediante la técnica por pilares para el pozo JC-01 si es factible.

4.2 Recomendaciones

- Previo al inicio de la fractura en campo se recomienda realizar el minifrac para definir y ajustar parámetros de bombeo como cantidad - caudal de flujo y presiones de bombeo a fin de lograr la fractura planificada, con un ajuste al diseño de fractura y su esquema de bombeo. Además, agregarle apuntalante en baja concentración en esta etapa, ayudará a reducir la tortuosidad de los perforados de la arena M2.
- Previo a realizar el minifrac y para obtener una mayor eficacia de la operación de fracturamiento hidráulico se recomienda realizar un bombeo de preflujo orgánico con el objetivo de estabilizar arcillas y controlar la migración de finos que suelen causar problemas en este tipo de operaciones.
- Se recomienda tomar registro de saturación(RTM) previo al fracturamiento debido a que mediante los registros eléctricos que se tiene, se observó la zona perforada con baja saturación de crudo y alto BSW, y de ser necesario incluir en el programa de fractura, el bombeo de un “prepad” de un modificador de permeabilidad relativa (RPM) para control de agua.

BIBLIOGRAFÍA

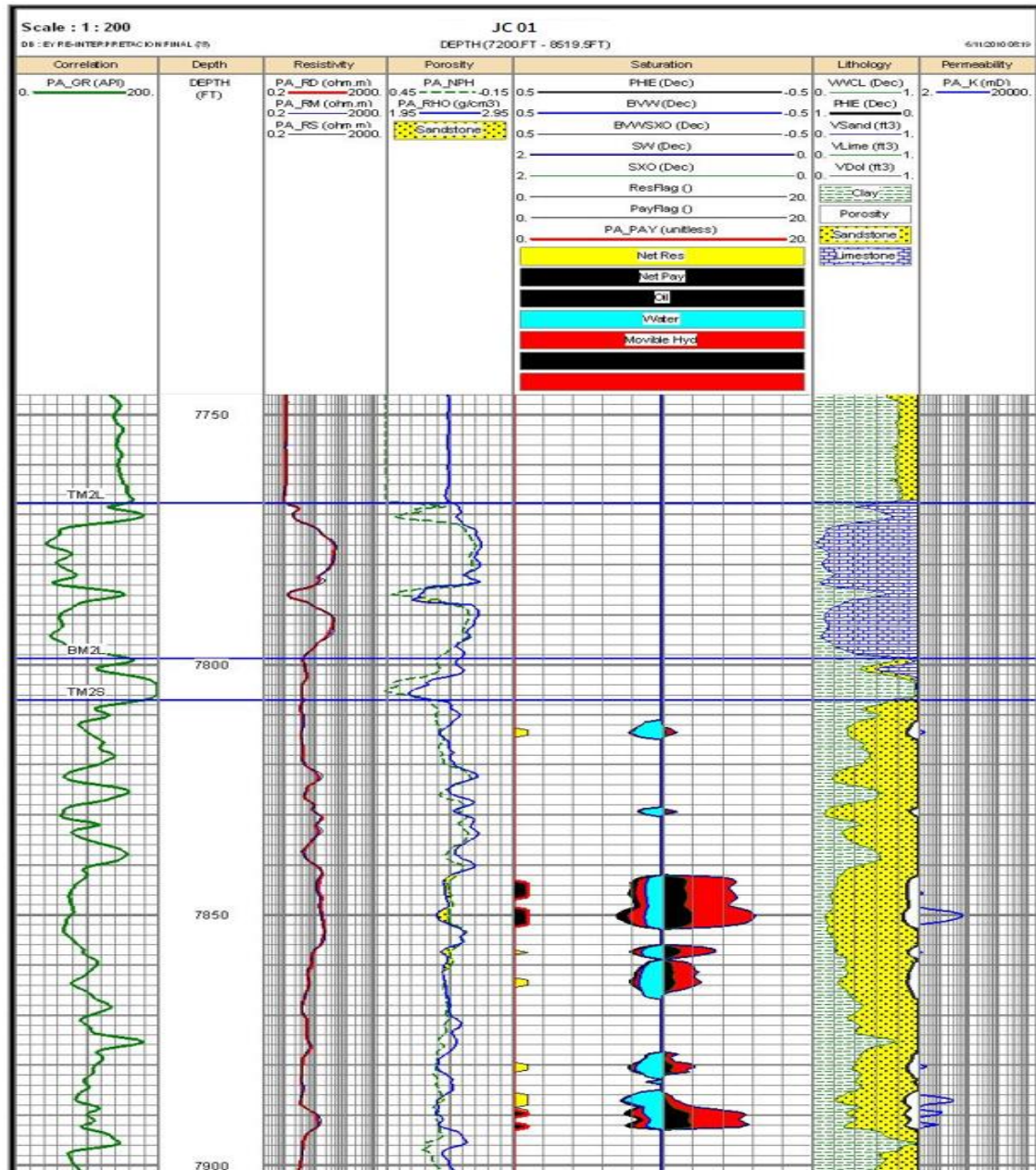
- Potencial del fracturamiento hidráulico en el Ecuador: estudio del caso campo.* (2021). 12(2), 37–51.
- Estudio, C. D. E. (2014). *Una estimulación hidráulica óptimamente diseñada incrementa la producción de petróleo durante 60 días en más de 25 000 bbl.* 2013–2014.
- Gillard, M., & Land, S. (2012). *Fracturamiento con canales de flujo abiertos: Una vía rápida para la producción.* 4–17.
- Adrián, M., Pazmiño, J., Fernando, D., & Cabanilla, M. (2016). *ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL PROYECTO INTEGRADOR* Presentado por.
- Azhari, M., Prakoso, N. F., Ningrum, D., E, P. T. M., Indonesia, P., Soetikno, L., & Makmun, A. (2017). *SPE-186199-MS Unlocking Depleted and Low-Modulus Telisa Sandstone Reservoir with Pillar Fracturing Technique: Well Performance Improvement Comparison with Conventional Fracturing.*
- Bhagavatula, R., Rajagopalan, V. S., Chellappan, S., & Al-ashwak, A. (2018). *SPE-192041-MS Successful Field Application of Pillar Fracturing Technique in Water Injection Well for Creation of Highly Conductive Conduits Introduction: Pillar Fracture Technology.*
- Eberhardt, E., & Amini, A. (2020). Hydraulic Fracturing. *Encyclopedia of Earth Sciences Series, November*. https://doi.org/10.1007/978-3-319-12127-7_159-1
- En, M., La, P. D. E., & Oriente, C. (2020). *Diseño De Fracturamiento Hidráulico Y Estimulación Matricial En Pozos De La Cuenca Oriente.*
- Gillard, M., & Land, S. (2012). *Fracturamiento con canales de flujo abiertos: Una vía rápida para la producción.* 4–17.
- Helmi, M. F., Y., M. Z., Kaesti, D., Fadhina, M. A., & Risky, A. N. (2020). Analysis of the Difference between Hydraulic Fracturing and Flow Channel Fracturing. *Journal of Petroleum and Geothermal Technology*, 1(1), 1. <https://doi.org/10.31315/jpgt.v1i1.3320>
- Pelaez, L., Calderon, D. A., Sang, B. A. F., Villarroel, L. C., Salazar, F., Cornejo, P. I., Reyes, I., Zamora, P., Giol, C. G., Grefa, M. M., Pozo, M. F., Lomas, J., & Valdez, A.

- (2022). Eden Yuturi's Hydraulic Fracturing Evolution: Improving Well Performance from Highly Laminated Reservoirs in Ecuador. *SPE Western Regional Meeting Proceedings, 2022-April*. <https://doi.org/10.2118/209308-MS>
- Pérez, V. (2016). *Análisis Técnico Económico de la implementación de gravel pack para producción de gas natural en el campo amistad*.
- Ramones, M. ., Gutierrez, L. ., & Moran, M. . (2015). *Unlocking a Mature Field Reservoir Potential through Optimized Fit-for-Purpose Hydraulic Fracturing*. <https://doi.org/10.2118/177219-ms>
- Sharif MD, A., NVR, N., Reddy S, S., G, V., & Sankar K, U. (2017). Advance Technique to Increase Production from Tight Formations Using HiWAY Flow-Channel Hydraulic Fracturing Technique. *Journal of Advanced Chemical Engineering*, 07(01), 5–11. <https://doi.org/10.4172/2090-4568.1000165>
- Peña, A.F.S. (2020). Hydraulic Fracturing in Latin America: Prospects and Possibilities In: Buono, R., López Gunn, E., McKay, J., Staddon, C. (eds) *Regulating Water Security in Unconventional Oil and Gas. Water Security in a New World*. Springer, Cham. https://doi.org/10.1007/978-3-030-18342-4_16
- (Buitrón, R & Piedra, J, 2020). *Análisis del desempeño del fracturamiento hidráulico mediante la técnica de canales de flujo de alta conductividad y propuesta de nuevos candidatos para la arena U del campo Sacha*. septiembre 27, 2023 de Universidad Central del Ecuador Sitio web: <https://www.uce.edu.ec/biblioteca/>
- Helmi, M. F., Y., M. Z., Kaesti, D., Fadhina, M. A., & Risky, A. N. (2020). Analysis of the Difference between Hydraulic Fracturing and Flow Channel Fracturing. *Journal of Petroleum and Geothermal Technology*, 1(1), 1. <https://doi.org/10.31315/jpgt.v1i1.3320>
- (Pozo, 2020). Evaluación del fracturamiento hidráulico como Técnica para mejorar la producción de la Arenisca m-2 en el campo Edén Yuturi. Octubre 10, 2023, de Universidad Técnica Equinoccial Sitio web: <https://www.ute.edu.ec/biblioteca/>

(Salcedo, 2019). Estudio de factibilidad para la implementación del sistema de levantamiento artificial electrosumergible de cavidad progresiva en el yacimiento m2 del campo Edén Yuturi. Noviembre 9, 2023, de Universidad Estatal Península de Santa Elena Sitio web: <https://www.upse.edu.ec/biblioteca/>

ANEXOS

ANEXO 1 – REGISTRO PETROFÍSICO



Interpretación petrofísica pozo JC 01
Fuente: (EP Petroecuador, 2023)

ANEXO 2 – DIAGRAMA COMPLETCIÓN POZO JC 01

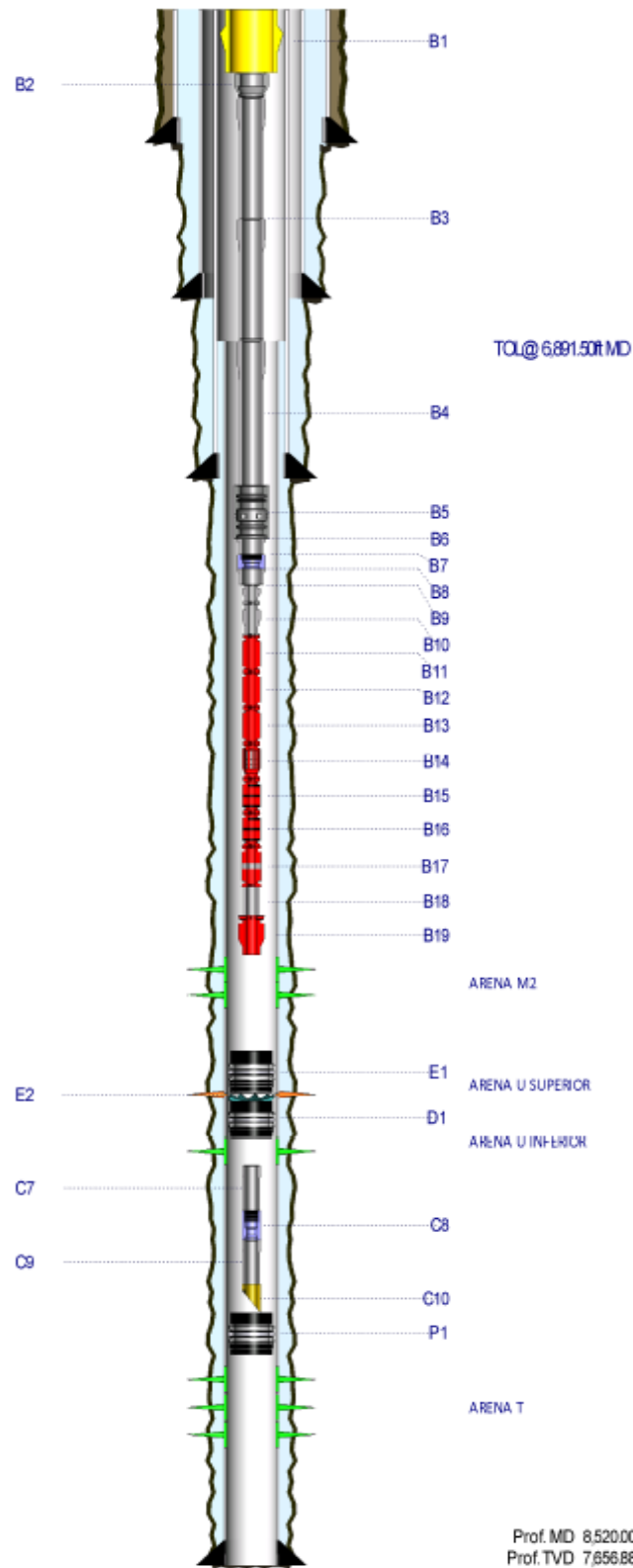


Diagrama de completación workover 02 pozo JC 01
Fuente: (EP Petroecuador, 2023)

ANEXO 3 – SURVEY DE PERFORACIÓN POZO JC 01

JC 01 Survey Report

Report Date:	November 26, 2007	Survey / DLS Computation Method:	Minimum Curvature / Lubinski
Client:	UB-15	Vertical Section Azimuth:	234.280°
Field:	Bloque 15_Eden Yuturi	Vertical Section Origin:	N 0.000 ft, E 0.000 ft
Structure / Slot:	EY D Pad / New Slot 2	TYD Reference Datum:	RKB
Well:	EY D-67	TYD Reference Elevation:	713.7 ft relative to MSL
Borehole:	EY D-67	Sea Bed / Ground Level Elevation:	682.000 ft relative to MSL
UWI/API#:		Magnetic Declination:	-3.533°
Survey Name / Date:	Survey EY D67_Topos / November 1, 2007	Total Field Strength:	23396.646 nT
Tort / AHD / DDI / ERD ratio:	63.405' / 3373.58 ft / 5.416' / 0.441	Magnetic Dip:	21.703°
Grid Coordinate System:	UTM Zone 18S - WGS84, Meters	Declination Date:	November 26, 2007
Location Lat/Long:	S 0 34 5.152, W 76 5 13.385	Magnetic Declination Model:	BGGM 2007
Location Grid N/E T/E:	N 3937196.740 m, E 379037.000 m	North Reference:	Grid North
Grid Convergence Angle:	+0.01077945°	Total Curr Mag North -> Grid North:	-3.550°
Grid Scale Factor:	0.99978113	Local Coordinator Referenced To:	Well Head

Comments	Measure d (ft)	Inclinet ion (deg)	Azimuth (deg)	TYD (ft)	Vertical Section (ft)	NS (ft)	EW (ft)	DLS Mag/100 ft	Northing (m)	Easting (m)	Latitude	Longitude
Tie-In	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3937196.74	379037.00	S 0 34 5.152	W 76 5 13.385
	100.00	0.21	332.61	100.00	0.14	0.16	-0.08	0.21	3937196.79	379036.97	S 0 34 5.150	W 76 5 13.386
	200.00	0.35	320.12	200.00	0.56	0.56	-0.36	0.15	3937196.91	379036.89	S 0 34 5.146	W 76 5 13.383
Gyro # 1	300.00	0.47	321.09	300.00	1.20	1.11	-0.82	0.12	3937197.08	379036.75	S 0 34 5.141	W 76 5 13.393
	400.00	0.63	313.43	399.99	2.14	1.85	-1.51	0.23	3937197.30	379036.54	S 0 34 5.133	W 76 5 13.400
	500.00	2.05	278.65	499.96	4.43	2.53	-3.72	1.54	3937197.51	379035.87	S 0 34 5.126	W 76 5 13.422
Gyro # 2	600.00	2.83	271.24	599.87	8.42	2.85	-7.95	0.84	3937197.61	379034.58	S 0 34 5.123	W 76 5 13.463
	700.00	3.64	270.64	699.71	13.60	2.94	-13.60	0.81	3937197.64	379032.86	S 0 34 5.122	W 76 5 13.519
	800.00	3.98	271.47	799.49	19.71	3.07	-20.24	0.34	3937197.67	379030.83	S 0 34 5.121	W 76 5 13.584
	900.00	4.28	280.39	899.23	26.53	3.83	-27.38	0.71	3937197.91	379028.66	S 0 34 5.114	W 76 5 13.655
Gyro # 3	1000.00	4.60	283.66	998.93	34.10	5.45	-34.95	0.41	3937198.40	379026.35	S 0 34 5.097	W 76 5 13.729
	1100.00	4.83	284.44	1098.59	42.18	7.44	-42.92	0.24	3937199.01	379023.92	S 0 34 5.078	W 76 5 13.808
	1200.00	5.60	291.25	1198.18	51.21	10.26	-51.54	0.99	3937199.87	379021.29	S 0 34 5.050	W 76 5 13.893
	1300.00	6.37	294.36	1297.63	61.63	14.32	-61.15	0.84	3937201.10	379018.37	S 0 34 5.009	W 76 5 13.988
	1400.00	7.73	297.32	1396.87	73.89	19.69	-72.17	1.41	3937202.74	379015.01	S 0 34 4.956	W 76 5 14.096
	1500.00	9.45	299.16	1495.75	88.79	26.78	-85.32	1.74	3937204.90	379011.00	S 0 34 4.886	W 76 5 14.226
	1600.00	11.07	299.22	1594.15	106.53	35.47	-100.87	1.62	3937207.55	379006.26	S 0 34 4.799	W 76 5 14.379
	1700.00	12.83	298.61	1691.98	127.17	45.47	-119.00	1.76	3937210.60	379000.74	S 0 34 4.700	W 76 5 14.558
	1800.00	15.19	297.66	1788.99	151.32	56.87	-140.35	2.37	3937214.07	378994.23	S 0 34 4.587	W 76 5 14.768
Gyro # 4	1900.00	17.87	295.02	1884.85	179.75	69.45	-165.86	2.78	3937217.90	378986.46	S 0 34 4.462	W 76 5 15.020
Upper Chalcana FM	1926.47	18.54	295.14	1910.00	188.02	72.95	-173.95	2.54	3937218.97	378984.17	S 0 34 4.427	W 76 5 15.094
	2009.35	20.64	295.47	1988.08	215.80	84.83	-198.47	2.54	3937222.59	378976.52	S 0 34 4.309	W 76 5 15.341
	2105.34	22.61	295.83	2077.31	251.16	100.15	-230.36	2.06	3937227.26	378966.80	S 0 34 4.157	W 76 5 15.656
	2198.97	24.37	295.78	2163.17	288.47	116.39	-263.95	1.88	3937232.21	378956.56	S 0 34 3.996	W 76 5 15.987
	2294.07	25.74	295.78	2249.32	328.73	133.91	-300.22	1.44	3937237.55	378945.51	S 0 34 3.822	W 76 5 16.344
	2390.24	27.54	295.37	2335.28	371.83	152.52	-339.11	1.88	3937243.22	378933.66	S 0 34 3.637	W 76 5 16.727
	2483.84	28.29	294.93	2417.99	415.65	171.14	-378.78	0.83	3937248.89	378921.57	S 0 34 3.453	W 76 5 17.118
	2579.02	28.57	294.73	2501.69	460.96	190.17	-419.91	0.31	3937254.69	378909.04	S 0 34 3.264	W 76 5 17.524

Survey geodésico pozo JC 01
Fuente: (EP Petroecuador, 2023)

	2674.27	29.35	295.12	2584.79	507.51	203.79	-462.12	1.46	9937260.67	378896.18	\$ 0 34 3.069	W 76 5 17.940
	2769.14	30.73	295.29	2666.66	555.43	230.20	-505.48	0.83	9937266.89	378882.96	\$ 0 34 2.866	W 76 5 18.367
<i>Lower Chalcana FM</i>	<i>2846.46</i>	<i>31.08</i>	<i>295.31</i>	<i>2733.00</i>	<i>595.15</i>	<i>247.17</i>	<i>-541.58</i>	<i>0.45</i>	<i>#####</i>	<i>378872.02</i>	<i>\$ 0 34 2.698</i>	<i>W 76 5 18.721</i>
	2864.15	31.16	295.31	2748.15	604.27	251.08	-543.65	0.45	9937273.25	378863.50	\$ 0 34 2.659	W 76 5 18.803
	2958.37	31.33	295.15	2828.70	653.14	271.91	-593.86	0.20	9937279.60	378856.03	\$ 0 34 2.452	W 76 5 19.238
	3055.21	31.50	295.33	2911.35	703.61	293.43	-639.52	0.20	9937286.16	378842.12	\$ 0 34 2.239	W 76 5 19.688
	3151.05	31.91	295.04	2992.88	753.37	314.87	-685.10	0.46	9937292.69	378828.23	\$ 0 34 2.026	W 76 5 20.138
	3245.17	32.13	294.78	3072.68	803.87	335.89	-730.36	0.28	9937299.10	378814.44	\$ 0 34 1.817	W 76 5 20.584
	3339.78	32.33	294.67	3152.72	854.33	356.99	-776.19	0.22	9937305.53	378800.47	\$ 0 34 1.608	W 76 5 21.036
	3433.98	32.52	294.49	3232.23	904.84	378.00	-822.12	0.23	9937311.93	378786.47	\$ 0 34 1.399	W 76 5 21.488
	3527.46	32.78	294.13	3310.94	955.27	398.76	-868.08	0.35	9937318.26	378772.47	\$ 0 34 1.193	W 76 5 21.941
	3620.74	32.43	294.21	3389.52	1005.53	419.34	-913.94	0.38	9937324.53	378758.49	\$ 0 34 0.989	W 76 5 22.393
	3719.30	32.77	294.05	3472.55	1058.63	441.05	-962.40	0.36	9937331.14	378743.72	\$ 0 34 0.773	W 76 5 22.871
	3811.61	31.65	292.68	3550.65	1107.83	460.57	-1007.56	1.45	9937337.09	378729.96	\$ 0 34 0.579	W 76 5 23.316
	3906.44	32.24	292.20	3631.12	1157.97	479.72	-1053.94	0.68	9937342.93	378715.83	\$ 0 34 0.389	W 76 5 23.773
	4001.10	32.49	292.34	3711.08	1208.62	498.92	-1100.83	0.28	9937348.78	378701.54	\$ 0 34 0.198	W 76 5 24.235
	4095.91	32.74	292.39	3790.94	1259.69	518.37	-1148.09	0.27	9937354.70	378687.14	\$ 0 34 0.005	W 76 5 24.701
	4158.35	32.62	292.23	3843.49	1293.38	531.17	-1179.28	0.24	9937358.60	378677.63	\$ 0 33 59.878	W 76 5 25.009
	4279.75	32.35	292.84	3945.90	1358.55	556.15	-1239.50	0.35	9937366.22	378653.28	\$ 0 33 59.630	W 76 5 25.602
<i>Ortoquiza FM</i>	<i>4284.61</i>	<i>32.35</i>	<i>292.62</i>	<i>3950.00</i>	<i>1361.15</i>	<i>557.16</i>	<i>-1241.50</i>	<i>0.59</i>	<i>#####</i>	<i>378658.55</i>	<i>\$ 0 33 59.620</i>	<i>W 76 5 25.626</i>
	4374.88	32.02	292.53	4026.41	1409.21	575.70	-1286.25	0.39	9937372.17	378645.04	\$ 0 33 59.436	W 76 5 26.063
	4469.60	31.51	293.73	4106.94	1459.06	595.28	-1332.11	0.86	9937378.14	378631.06	\$ 0 33 59.242	W 76 5 26.515
	4564.26	31.62	294.20	4187.60	1508.61	615.41	-1377.39	0.28	9937384.27	378617.26	\$ 0 33 59.042	W 76 5 26.961
	4659.13	31.99	294.03	4268.22	1558.61	635.83	-1423.02	0.40	9937390.50	378603.36	\$ 0 33 58.839	W 76 5 27.411
	4753.85	32.32	294.05	4348.41	1609.02	656.37	-1469.06	0.35	9937396.76	378589.33	\$ 0 33 58.635	W 76 5 27.865
	4848.54	32.35	294.22	4428.42	1659.66	677.08	-1515.28	0.10	9937403.07	378575.24	\$ 0 33 58.430	W 76 5 28.321
	4942.28	31.18	294.92	4508.12	1709.01	697.53	-1560.16	1.31	9937409.32	378561.57	\$ 0 33 58.226	W 76 5 28.763
	5035.96	31.00	294.89	4588.34	1757.38	717.96	-1604.04	0.19	9937415.53	378548.20	\$ 0 33 58.024	W 76 5 29.195
	5131.92	30.81	294.97	4670.68	1806.66	738.74	-1648.73	0.20	9937421.86	378534.58	\$ 0 33 57.818	W 76 5 29.636
	5226.70	30.41	294.97	4752.25	1854.92	759.11	-1692.48	0.42	9937428.07	378521.24	\$ 0 33 57.615	W 76 5 30.067
	5321.55	30.14	294.85	4834.16	1902.74	779.25	-1735.85	0.29	9937434.20	378508.03	\$ 0 33 57.415	W 76 5 30.495
<i>Tinyocu FM</i>	<i>5354.90</i>	<i>30.19</i>	<i>294.78</i>	<i>4863.00</i>	<i>1919.50</i>	<i>786.29</i>	<i>-1751.06</i>	<i>0.17</i>	<i>#####</i>	<i>378503.39</i>	<i>\$ 0 33 57.346</i>	<i>W 76 5 30.645</i>
	5417.38	30.27	294.64	4916.98	1950.95	799.43	-1779.64	0.17	9937440.35	378494.69	\$ 0 33 57.215	W 76 5 30.926
	5511.72	30.54	294.93	4998.35	1998.69	819.45	-1822.99	0.33	9937446.45	378481.48	\$ 0 33 57.016	W 76 5 31.354
	5605.22	30.94	295.30	5078.71	2046.48	839.74	-1866.26	0.47	9937452.64	378468.29	\$ 0 33 56.815	W 76 5 31.780
	5701.78	31.36	295.54	5161.35	2096.42	861.18	-1911.37	0.45	9937459.17	378454.54	\$ 0 33 56.602	W 76 5 32.225
	5797.85	31.79	295.68	5243.19	2146.71	882.92	-1956.73	0.45	9937465.80	378440.72	\$ 0 33 56.386	W 76 5 32.672
	5892.54	32.25	295.32	5323.48	2196.90	904.53	-2002.05	0.53	9937472.38	378426.91	\$ 0 33 56.172	W 76 5 33.118
	5986.80	32.63	295.18	5403.03	2247.46	926.10	-2047.78	0.41	9937478.95	378412.97	\$ 0 33 55.958	W 76 5 33.569
	6082.12	33.12	294.76	5483.08	2299.19	947.94	-2094.68	0.57	9937485.61	378398.68	\$ 0 33 55.741	W 76 5 34.032
	6178.25	33.39	294.25	5563.47	2351.91	969.81	-2142.65	0.40	9937492.27	378384.06	\$ 0 33 55.524	W 76 5 34.504
	6273.24	33.32	293.99	5642.81	2404.13	991.15	-2190.32	0.17	9937498.78	378369.54	\$ 0 33 55.312	W 76 5 34.974
	6368.61	32.82	293.60	5722.74	2456.17	1012.15	-2237.93	0.57	9937505.17	378355.03	\$ 0 33 55.103	W 76 5 35.443
	6463.51	33.28	293.78	5802.28	2507.92	1032.94	-2285.33	0.50	9937511.51	378340.58	\$ 0 33 54.897	W 76 5 35.911
	6549.43	32.03	293.92	5874.62	2554.28	1051.68	-2327.73	1.46	9937517.22	378327.66	\$ 0 33 54.711	W 76 5 36.329

Survey geodésico pozo JC 01(Continuación)

Fuente: (EP Petroecuador, 2023)

	6652.43	31.30	294.10	5962.33	2608.38	1073.70	-2377.15	0.71	9937523.93	378312.60	\$ 0 33 54.492	W 76 5 36.816
	6746.53	31.54	294.07	6042.59	2657.41	1093.70	-2421.90	0.26	9937530.03	378298.97	\$ 0 33 54.294	W 76 5 37.257
<i>Tono FM</i>	6796.56	31.79	294.16	6085.00	2683.57	1104.40	#####	0.51	#####	378291.69	\$ 0 33 54.188	W 76 5 37.492
	6842.00	32.02	294.27	6123.74	2707.69	1114.29	-2467.78	0.51	9937536.30	378284.99	\$ 0 33 54.089	W 76 5 37.709
	6936.34	32.36	294.40	6203.58	2757.94	1135.00	-2513.57	0.37	9937542.61	378271.03	\$ 0 33 53.884	W 76 5 38.160
	7041.41	33.17	294.06	6291.93	2814.81	1158.34	-2565.42	0.79	9937549.72	378255.23	\$ 0 33 53.652	W 76 5 38.671
	7161.02	32.64	293.64	6392.35	2879.78	1184.61	-2624.85	0.48	9937557.73	378237.12	\$ 0 33 53.391	W 76 5 39.257
	7256.12	29.00	293.27	6474.01	2928.49	1204.01	-2669.54	3.83	9937563.64	378223.50	\$ 0 33 53.199	W 76 5 39.698
<i>Napo FM</i>	7259.54	28.83	293.24	6477.00	2930.14	1204.66	-2671.05	4.94	#####	378223.04	\$ 0 33 53.192	W 76 5 39.715
<i>Upper "M-1"</i>	7269.78	28.33	293.14	6486.00	2935.05	1206.59	-2675.56	4.94	#####	378221.67	\$ 0 33 53.173	W 76 5 39.757
<i>Principal "M-1" SS</i>	7310.31	26.54	292.74	6532.00	2953.65	1215.85	#####	4.94	#####	378216.45	\$ 0 33 53.101	W 76 5 39.926
<i>Base "M-1"</i>	7340.25	24.87	292.40	6549.00	2966.58	1218.81	#####	4.94	9937568.15	378212.81	\$ 0 33 53.052	W 76 5 40.044
	7350.77	24.35	292.27	6558.56	2970.96	1220.48	-2708.69	4.94	9937568.66	378211.57	\$ 0 33 53.035	W 76 5 40.084
<i>Napo Skale</i>	7359.47	23.02	291.99	6594.00	2986.49	1226.33	#####	3.45	#####	378207.18	\$ 0 33 52.977	W 76 5 40.226
	7417.44	22.06	291.76	6619.84	2997.20	1230.33	-2733.04	3.45	9937571.66	378204.15	\$ 0 33 52.937	W 76 5 40.324
	7537.24	21.29	290.71	6731.17	3041.39	1246.36	-2774.28	0.72	9937576.55	378191.58	\$ 0 33 52.778	W 76 5 40.730
<i>"M-1" Limestone</i>	7592.91	21.50	291.54	6783.00	3061.66	1253.68	#####	0.66	9937578.78	378185.81	\$ 0 33 52.706	W 76 5 40.917
	7632.66	21.65	292.12	6819.96	3076.27	1259.11	-2806.79	0.66	9937580.43	378181.68	\$ 0 33 52.652	W 76 5 41.051
	7727.88	21.52	292.46	6908.51	3111.27	1272.40	-2839.20	0.19	9937584.48	378171.80	\$ 0 33 52.520	W 76 5 41.370
<i>"M-2" Limestone</i>	7779.22	20.74	292.64	6948.00	3126.53	1278.25	#####	1.86	#####	378167.50	\$ 0 33 52.462	W 76 5 41.509
<i>"M-2" Sandstone</i>	7807.56	20.04	292.81	6983.00	3159.53	1283.28	#####	1.86	#####	378163.85	\$ 0 33 52.412	W 76 5 41.627
	7822.88	19.76	292.88	6997.41	3144.75	1285.30	-2870.10	1.86	9937588.41	378162.38	\$ 0 33 52.392	W 76 5 41.675
	7918.08	20.02	293.38	7086.93	3177.13	1298.02	-2899.89	0.33	9937592.29	378153.31	\$ 0 33 52.265	W 76 5 41.968
<i>"M" Limestone</i>	7940.50	19.89	293.57	7108.00	3184.78	1301.07	#####	0.64	#####	378151.17	\$ 0 33 52.235	W 76 5 42.037
<i>Upper "U"</i>	7990.44	19.60	294.01	7155.00	3201.65	1307.88	#####	0.64	#####	378146.46	\$ 0 33 52.167	W 76 5 42.190
	8012.23	19.48	294.20	7175.54	3208.94	1310.86	-2929.00	0.64	9937596.20	378144.44	\$ 0 33 52.138	W 76 5 42.255
<i>Lower "U"</i>	8060.43	19.31	294.57	7221.00	3224.95	1317.46	#####	0.43	#####	378139.99	\$ 0 33 52.072	W 76 5 42.399
	8108.36	19.15	294.95	7266.26	3240.74	1324.08	-2957.92	0.43	9937600.23	378135.62	\$ 0 33 52.007	W 76 5 42.540
	8204.59	19.27	295.13	7357.13	3272.40	1337.48	-2986.60	0.14	9937604.31	378126.88	\$ 0 33 51.874	W 76 5 42.823
<i>"E" Limestone</i>	8249.95	18.87	295.77	7400.00	3287.21	1343.85	#####	0.99	#####	378122.80	\$ 0 33 51.810	W 76 5 42.993
<i>"T" Interval</i>	8263.74	18.58	296.27	7432.00	3298.06	1348.61	#####	0.99	9937607.71	378119.83	\$ 0 33 51.763	W 76 5 43.051
	8297.53	18.46	296.48	7445.13	3302.45	1350.56	-3013.68	0.99	9937608.30	378118.63	\$ 0 33 51.744	W 76 5 43.090
<i>Principal "T"</i>	8314.31	18.33	296.61	7461.00	3307.73	1352.92	#####	0.82	#####	378117.19	\$ 0 33 51.720	W 76 5 43.136
	8331.30	17.73	297.25	7534.21	3331.53	1363.71	-3039.64	0.82	9937612.31	378110.72	\$ 0 33 51.613	W 76 5 43.346
<i>Ultimo Survey</i>	8455.89	17.60	297.67	7595.75	3351.10	1372.75	-3057.03	0.28	9937615.06	378105.42	\$ 0 33 51.523	W 76 5 43.517
<i>Basal Napo</i>	8489.71	17.54	297.84	7628.00	3361.29	1377.50	#####	0.24	9937616.51	378103.67	\$ 0 33 51.476	W 76 5 43.606
<i>Proyeccion a fondo</i>	8520.00	17.48	298.00	7656.88	3370.38	1381.77	-3074.12	0.24	9937617.81	378100.21	\$ 0 33 51.434	W 76 5 43.686

Survey geodésico pozo JC 01(Continuación)

Fuente: (EP Petroecuator, 2023)

ANEXO 4 – FLUJO DE CAJA PROYECTO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO POR PILARES

Time	Production Bpd	Volumes MMBbl	Revenue	Capex	Opex	Capex Depreciation	Taxable Income	Tax	Net Cash Flow	Flujo Caja Acum
oct-23				USD 417,300.00					-USD 417,300.00	-USD 417,300.00
ene-24	200	6080.00	USD 304,000.00		43411.20	USD 0.00	USD 260,588.80	USD 78,176.64	USD 182,412.16	-USD 234,887.84
feb-24	194	5885.44	USD 294,272.00		42022.04	USD 0.00	USD 252,249.96	USD 75,674.99	USD 176,574.97	-USD 58,312.87
mar-24	187	5697.11	USD 284,855.30		40677.34	USD 0.00	USD 244,177.96	USD 73,253.39	USD 170,924.57	USD 112,611.70
abr-24	181	5514.80	USD 275,739.93		39375.66	USD 0.00	USD 236,364.27	USD 70,909.28	USD 165,454.99	USD 278,066.69
may-24	176	5338.32	USD 266,916.25		38115.64		USD 228,800.61	USD 68,640.18	USD 160,160.43	USD 438,227.11
jun-24	170	5167.50	USD 258,374.93		36895.94		USD 221,478.99	USD 66,443.70	USD 155,035.29	USD 593,262.41
jul-24	165	5002.14	USD 250,106.93		35715.27		USD 214,391.66	USD 64,317.50	USD 150,074.16	USD 743,336.57
ago-24	159	4842.07	USD 242,103.51		34572.38		USD 207,531.13	USD 62,259.34	USD 145,271.79	USD 888,608.36
sep-24	154	4687.12	USD 234,356.20		33466.06		USD 200,890.13	USD 60,267.04	USD 140,623.09	USD 1,029,231.45
oct-24	149	4537.14	USD 226,856.80		32395.15		USD 194,461.65	USD 58,338.49	USD 136,123.15	USD 1,165,354.61
nov-24	144	4391.95	USD 219,597.38		31358.51		USD 188,238.88	USD 56,471.66	USD 131,767.21	USD 1,297,121.82
dic-24	140	4251.41	USD 212,570.27		30355.03		USD 182,215.23	USD 54,664.57	USD 127,550.66	USD 1,424,672.48
ene-25	135	4115.36	USD 205,768.02		29383.67		USD 176,384.34	USD 52,915.30	USD 123,469.04	USD 1,548,141.52
feb-25	131	3983.67	USD 199,183.44		28443.40		USD 170,740.04	USD 51,222.01	USD 119,518.03	USD 1,667,659.55
mar-25	127	3856.19	USD 192,809.57		27533.21		USD 165,276.36	USD 49,582.91	USD 115,693.45	USD 1,783,353.01
abr-25	123	3732.79	USD 186,639.66		26652.14		USD 159,987.52	USD 47,996.26	USD 111,991.26	USD 1,895,344.27

may-25	119	3613.34	USD 180,667.19		25799.28		USD 154,867.92	USD 46,460.38	USD 108,407.54	USD 2,003,751.81
jun-25	115	3497.72	USD 174,885.84		24973.70		USD 149,912.15	USD 44,973.64	USD 104,938.50	USD 2,108,690.32
jul-25	111	3385.79	USD 169,289.50		24174.54		USD 145,114.96	USD 43,534.49	USD 101,580.47	USD 2,210,270.79
ago-25	108	3277.44	USD 163,872.23		23400.95		USD 140,471.28	USD 42,141.38	USD 98,329.89	USD 2,308,600.68
sep-25	104	3172.57	USD 158,628.32		22652.12		USD 135,976.20	USD 40,792.86	USD 95,183.34	USD 2,403,784.02
oct-25	101	3071.04	USD 153,552.22		21927.26		USD 131,624.96	USD 39,487.49	USD 92,137.47	USD 2,495,921.49
nov-25	98	2972.77	USD 148,638.54		21225.58		USD 127,412.96	USD 38,223.89	USD 89,189.07	USD 2,585,110.56
dic-25	95	2877.64	USD 143,882.11		20546.37		USD 123,335.75	USD 37,000.72	USD 86,335.02	USD 2,671,445.58
ene-26	92	2785.56	USD 139,277.88		19888.88		USD 119,389.00	USD 35,816.70	USD 83,572.30	USD 2,755,017.89
feb-26	89	2696.42	USD 134,820.99		19252.44		USD 115,568.55	USD 34,670.57	USD 80,897.99	USD 2,835,915.87
mar-26	86	2610.13	USD 130,506.72		18636.36		USD 111,870.36	USD 33,561.11	USD 78,309.25	USD 2,914,225.13
abr-26	83	2526.61	USD 126,330.50		18040.00		USD 108,290.51	USD 32,487.15	USD 75,803.36	USD 2,990,028.48
may-26	80	2445.76	USD 122,287.93		17462.72		USD 104,825.21	USD 31,447.56	USD 73,377.65	USD 3,063,406.13
jun-26	78	2367.49	USD 118,374.71		16903.91		USD 101,470.81	USD 30,441.24	USD 71,029.56	USD 3,134,435.69
jul-26	75	2291.73	USD 114,586.72		16362.98		USD 98,223.74	USD 29,467.12	USD 68,756.62	USD 3,203,192.31
ago-26	73	2218.40	USD 110,919.95		15839.37		USD 95,080.58	USD 28,524.17	USD 66,556.41	USD 3,269,748.72
sep-26	71	2147.41	USD 107,370.51		15332.51		USD 92,038.00	USD 27,611.40	USD 64,426.60	USD 3,334,175.32

oct-26	68	2078.69	USD 103,934.65		14841.87		USD 89,092.79	USD 26,727.84	USD 62,364.95	USD 3,396,540.27
nov-26	66	2012.17	USD 100,608.75		14366.93		USD 86,241.82	USD 25,872.54	USD 60,369.27	USD 3,456,909.54
dic-26	64	1947.79	USD 97,389.27		13907.19		USD 83,482.08	USD 25,044.62	USD 58,437.45	USD 3,515,346.99
ene-27	62	1885.46	USD 94,272.81		13462.16		USD 80,810.65	USD 24,243.20	USD 56,567.46	USD 3,571,914.45
feb-27	60	1825.12	USD 91,256.08		13031.37		USD 78,224.71	USD 23,467.41	USD 54,757.30	USD 3,626,671.75
mar-27	58	1766.72	USD 88,335.88		12614.36		USD 75,721.52	USD 22,716.46	USD 53,005.06	USD 3,679,676.81
abr-27	56	1710.18	USD 85,509.14		12210.70		USD 73,298.43	USD 21,989.53	USD 51,308.90	USD 3,730,985.71
may-27	54	1655.46	USD 82,772.84		11819.96		USD 70,952.88	USD 21,285.86	USD 49,667.02	USD 3,780,652.73
jun-27	53	1602.48	USD 80,124.11		11441.72		USD 68,682.39	USD 20,604.72	USD 48,077.67	USD 3,828,730.40
jul-27	51	1551.20	USD 77,560.14		11075.59		USD 66,484.55	USD 19,945.37	USD 46,539.19	USD 3,875,269.59
ago-27	49	1501.56	USD 75,078.22		10721.17		USD 64,357.05	USD 19,307.11	USD 45,049.93	USD 3,920,319.52
sep-27	48	1453.51	USD 72,675.71		10378.09		USD 62,297.62	USD 18,689.29	USD 43,608.34	USD 3,963,927.86
oct-27	46	1407.00	USD 70,350.09		10045.99		USD 60,304.10	USD 18,091.23	USD 42,212.87	USD 4,006,140.73
nov-27	45	1361.98	USD 68,098.89		9724.52		USD 58,374.37	USD 17,512.31	USD 40,862.06	USD 4,047,002.78
dic-27	43	1318.39	USD 65,919.72		9413.34		USD 56,506.39	USD 16,951.92	USD 39,554.47	USD 4,086,557.26
									VPN	USD 781,686.64
									TIR	41%

CERTIFICACIÓN DE REVISIÓN DE PROYECTO DE TITULACIÓN

Por medio de la presente, Yo Guzmán Velásquez Andrés Eduardo General de Maestrías FICT Petróleos de la Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL), certifico que:

Con fecha 2023-09-15, el estudiante Cano Delgado Carlos Andrés con Número de Identificación 0928609767 de la III Cohorte, presentó la propuesta de su tema de titulación al Comité Académico del programa. Posteriormente, con fecha 2023 -12-01, el Comité revisó y aprobó la propuesta mediante la resolución FICT-CA-PET-014-2023, cumpliendo con los requisitos establecidos para la aprobación del tema.

A partir de dicha aprobación, el estudiante mantuvo reuniones periódicas con el tutor designado, Arcentales Bastidas Danilo Andrés, para la elaboración y desarrollo de su proyecto de titulación, siguiendo los lineamientos establecidos por el programa. Con fecha 2024-01-09, el estudiante presentó y sustentó su proyecto de titulación ante el tribunal evaluador asignado, cumpliendo con el proceso formal de evaluación académica.

Por lo tanto, en calidad de Coordinador del Programa de Maestría en Petróleos, certifico que el trabajo de titulación denominado " Propuesta de desarrollo de un proyecto de fracturamiento hidráulico utilizando la técnica por pilares para el pozo JC 01 del campo Edén Yuturi ", realizado por el estudiante Cano Delgado Carlos Andrés con Número de Identificación 0928609767, ha sido revisado y evaluado conforme a los lineamientos y estándares establecidos por el programa.

Debido a circunstancias externas, no ha sido posible obtener las firmas de los involucrados (estudiante, tutor(es) y/o evaluadores). No obstante, en calidad de Coordinador del Programa, certifico que el proyecto cumple con los requisitos académicos y ha sido revisado para su presentación y archivo institucional.

Atentamente,



Firmado electrónicamente por:
ANDRES EDUARDO
GUZMAN VELASQUEZ

Guzmán Velásquez Andrés Eduardo
Coordinador General de Maestrías
FICT - ESPOL

