



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

TÍTULO DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

**MODELAMIENTO DEL FRACTURAMIENTO
HIDRÁULICO UTILIZANDO EL SOFTWARE (CMG), PARA
LA OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN POZOS
PETROLEROS DEL CAMPO LIBERTADOR**

AUTOR

Tomalá Soriano Juan Fernando

TRABAJO DE TITULACIÓN

Previo a la obtención del grado académico en
MAGÍSTER EN PETRÓLEOS

TUTOR

Ing. SANCLEMENTE ORDOÑEZ EDDY RUBÉN, PhD.

Santa Elena, Ecuador

Año 2025



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

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

**Econ. Álvarez Acosta Roxana, PhD.
COORDINADORA DEL
PROGRAMA**

**Ing. Sanclemente Ordoñez Eddy, PhD.
TUTOR**

**Ing. González Maya Jaime, PhD.
DOCENTE
ESPECIALISTA 1**

**Ing. Salas Barzola Xavier, PhD
DOCENTE
ESPECIALISTA**

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



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

CERTIFICACIÓN

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

TUTOR

Ing. Sanclemente Ordoñez Eddy Rubén, PhD.

30 días del mes de Julio del año 2025



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

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Yo, JUAN FERNANDO TOMALÁ SORIANO

DECLARO QUE:

El trabajo de Titulación, Modelamiento del fracturamiento hidráulico utilizando el software (CMG), para la optimización de la producción en pozos petroleros del campo Libertador, previo a la obtención del título en Magíster en Petróleos, ha sido desarrollado respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan en el documento, cuyas fuentes se incorporan en las referencias o bibliografías. Consecuentemente este trabajo es de mi total autoría.

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

Santa Elena, a los 30 días del mes de Julio del año 2025

Ing. Juan Fernando Tomalá Soriano



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

CERTIFICACIÓN DE ANTIPLAGIO

Certifico que después de revisar el documento final del trabajo de titulación denominado “Modelamiento del fracturamiento hidráulico utilizando el software (CMG), para la optimización de la producción en pozos petroleros del campo Libertador”, presentado por el estudiante, Juna Fernando Tomalá Soriano, fue enviado al Sistema Antiplagio COMPILATIO, presentando un porcentaje de similitud correspondiente al 9%, por lo que se aprueba el trabajo para que continúe con el proceso de titulación.

INFORME DE ANÁLISIS
magíster

1. FORMATO INFORME DE INVESTIGACIÓN TOMALÁ

9%
Textos sospechosos

3% Similitudes
- 1% similitudes entre comillas
- 1% entre las fuentes mencionadas
- 0% Idiomas no reconocidos
- 6% Textos potencialmente generados por IA

Nombre del documento: 1. FORMATO INFORME DE INVESTIGACIÓN TOMALÁ.pdf
ID del documento: e4e99fb9b39a54fb599a7629d0277344bd3b188f
Tamaño del documento original: 3,54 MB

Depositante: EDDY RUBÉN SANCLEMENTE ORDOÑEZ
Fecha de depósito: 18/8/2025
Tipo de carga: Interfaz
Fecha de fin de análisis: 18/8/2025

Número de palabras: 17.461
Número de caracteres: 112.894

Ubicación de las similitudes en el documento:

Fuentes de similitudes
Fuentes principales detectadas

Nº	Descripciones	Similitudes	Ubicaciones	Datos adicionales
1	repositorio.upse.edu.ec https://repositorio.upse.edu.ec/bitstream/46000/10798/1/UPSE-TIP-2024-0016.pdf	< 1%		Palabras idénticas: < 1% (179 palabras)
2	repositorio.upse.edu.ec Dimensión de producción aplicando técnicas de wat... https://repositorio.upse.edu.ec/bitstream/46000/7082/1/UPSE-MPE-2022-0012.pdf	< 1%		Palabras idénticas: < 1% (107 palabras)
3	repositorio.upse.edu.ec Modelo de simulación numérica para un pozo de flujo ... https://repositorio.upse.edu.ec/bitstream/46000/7079/1/UPSE-MPE-2022-0010.pdf	< 1%		Palabras idénticas: < 1% (98 palabras)
4	Tesis para Compilatio Pruebas de presión Gilbert Villón.docx Tesis ... Viene de mi grupo 1 fuente similar	< 1%		Palabras idénticas: < 1% (31 palabras)
5	danoporfuidosdeperforacion.weebly.com http://danoporfuidosdeperforacion.weebly.com/uploads/6/0/3/4/6/03464889/casos_efectores_...	< 1%		Palabras idénticas: < 1% (25 palabras)

Fuentes con similitudes fortuitas

TUTOR

Ing. Sanclemente Ordoñez Eddy Rubén, PhD



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

AUTORIZACIÓN

Yo, JUAN FERNANDO TOMALÁ SORIANO

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

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

Santa Elena, a los 2 días del mes abril del año 2025

Ing. Juan Fernando Tomalá Soriano

AGRADECIMIENTO

El presente suscriptor agradece de manera infinita a Dios por ser quien me dio la oportunidad de vida y por su inmensa bondad de permitirme realizar este trabajo de titulación, agradecer a mi familia por estar siempre apoyándome a pesar de las dificultades y adversidades de la vida, son mi pilar fundamental y la razón de seguir desarrollándome y crecimiento de manera personal y educativa, también quisiera agradecer a la universidad por ser la pionera en el avance educacional buscando desarrollar profesionales de calidad y calidez, ya que cuenta con una gama de docentes de alto impacto educativo, estos ilustres maestros fueron lo que por medio de sus enseñanzas nos forjaron valores, conocimiento e ideas innovadoras que permiten desarrollarse en la vida diaria además de facilitarnos todas las herramientas educativas para el desarrollo de este presente trabajo de investigación, agradecer al gobierno nacional por apoyar la educación de cada uno de sus ciudadanos y dar toda la oportunidad de educarse y seguir adquiriendo nuevos conocimientos con oportunidades de estudios de educación de tercer y cuarto nivel.

Juan Fernando, Tomalá Soriano

DEDICATORIA

El primer paso hacia el éxito es la educación y no es una barrera, más bien es una oportunidad de desarrollarse. Quisiera dedicar principalmente este trabajo a mi familia quienes con sus consejos y apoyo permiten seguir fortaleciendo mis estudios, ellos son mi círculo radial que aporta con mecanismos de empujes para no desmallar y continuar adelante a pesar de los obstáculos y adversidades. Este logro es parte de ustedes y como ser humano estoy inmensamente agradecido con Dios por darme una gran familia. Alcanzar un título de cuarto nivel fue mi sueño y hoy estoy a un paso de cumplirlo gracias a mi familia, amigos, docentes, la universidad y el gobierno nacional.

Juan Fernando, Tomalá Soriano

ÍNDICE GENERAL

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN	II
CERTIFICACIÓN.....	III
DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD	IV
DECLARO QUE:.....	IV
CERTIFICACIÓN DE ANTIPLAGIO	V
AUTORIZACIÓN.....	VI
AGRADECIMIENTO	VII
DEDICATORIA.....	VIII
ÍNDICE GENERAL	IX
ÍNDICE DE TABLAS.....	XI
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XIII
RESUMEN.....	XVI
ABSTRACT	XVII
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO REFERENCIAL	7
1.1. Descripción y Ubicación del Activo libertador	7
1.2. Consideraciones descriptivas del petróleo del campo	8
1.3. Producción del campo Libertador	9
1.3.1. Daño de formación.....	11
1.3.2. <i>DAÑO DE PERFORACIÓN SEGÚN EL TIPO DE POZO</i>	12
1.3.3. Evaluación del factor skin.....	14
1.4. Fundamentos teórico referente al fracturamiento hidráulico	14
1.4.1. Fracturamiento hidráulico	14
1.4.2. Geometría de propagación de la fractura	16

1.4.3.	Método de diseño de fracturamiento hidráulico	18
1.4.4.	Fluidos aplicados al fracturamiento hidráulico	20
CAPÍTULO 2. METODOLOGÍA		23
2.1.	Enfoque metodológico de trabajo de investigación	23
2.2.	Población	24
2.3.	Muestra	25
2.4.	Selección de los pozos	26
2.5.	Índice de heterogeneidad	27
2.6.	Evaluación del daño de formación.....	32
2.7.	Selección del fluido aplicados para el fracturamiento hidráulico.....	34
2.8.	Diseño del Programa de fracturamiento Hidráulico	37
2.9.	Diseño de fractura utilizando Fracpro	41
2.10.	Diseño de fractura en CMG	44
2.10.1.	Construcción del modelo estático	44
2.11.	Inicialización de la construcción del modelamiento en CMG	45
2.12.	Diseño de la fractura en CMG	54
2.12.1.	Limitaciones del estudio	56
CAPÍTULO 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN		58
3.1.	Análisis del diseño de fractura en Fracpro.....	58
3.2.	Evaluación del daño de formación.....	59
3.4.	Producción de petróleo	62
3.5.	Comportamiento de la presión	63
3.6.	Factor de recobro	64
3.7.	Análisis comparativo con otros estudios	65
CONCLUSIONES.....		66
RECOMENDACIONES.....		67
REFERENCIAS		69
ANEXOS.....		73

Anexo A	73
Anexo B: Diseño de fracturamiento en FracPro	75
Anexo C.....	84

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Propiedades PVT promedio de las principales arenas productoras del campo Libertador.....	9
Tabla 2 Producción total de los campos petroleros del activo Libertador, periodo fiscal 2024.....	10
Tabla 3 Principales causas del daño de formación en pozos	12
Tabla 4 indicadores de evaluación del daño de formación en pozos.....	14
Tabla 5 Pozos de muestra representativa para la selección de pozos eficientes para un proceso de fracturamiento Hidráulico.....	26
Tabla 6 Producción promedio por campo	28
Tabla 7 pozos con sus respectivos valores de Índice de Heterogeneidad.....	29
Tabla 8 pozos petroleros preseleccionado para un fracturamiento Hidráulico ...	31
Tabla 9 Propiedades petrofísicas y PVT de los fluidos presente	33
Tabla 10 valores de daño de formación utilizando la ecuación de Darcy.....	33
Tabla 11 parámetros geomecánicos de las formaciones productoras	35
Tabla 12 Clasificación de los agentes propantes en función de su presión de cierre	36
Tabla 13 Fluidos aplicados en fracturamiento hidráulico en estudios experimentales cuenca oriente tomado de (Buitrón Garrido & Piedra Bazarro, 2020; Moreno & Dayana, 2021; Naranjo & Fabian, 2016).....	37
Tabla 14 principales parámetros de diseño considerando propiedades geomecánicas de la roca y propiedades de los fluidos de fracturas y propoantes a	

utilizarse tomando como referencias estudios experimentales (Buitrón Garrido & Piedra Bazarro, 2020; Moreno & Dayana, 2021; Naranjo & Fabian, 2016).	38
Tabla 15 programa de concentración del propano	40
Tabla 16 Datos de configuración de la malla de simulación	46
Tabla 17 valores obtenidos para la construcción del modelo de fractura	47
Tabla 18 Propiedades PVT utilizado para la simulación	49
Tabla 19 Coordenadas de geolocalización de los pozos de estudio en el modelo estático del activo Libertador.....	52
Tabla 20 Parámetros de diseño de fractura final, utilizados para el modelamiento en CMG.....	59
Tabla 21 resultados de índice de productividad y daño de formación post fracturamiento.....	60
Tabla 22 parámetros geomecánicos del activo Libertador.....	75
Tabla 23 formulas empleadas para la determinación de los parámetros de diseño de fracturamiento en CMG	84

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Geolocalización del campo libertador en el mapa de bloques petroleros del Ecuador, Ministerio de Energías y Minas, 2024.....	7
Figura 2 Distribución estadística de la producción anual de petróleo en los últimos años	10
Figura 3 Principales causas que dan origen a la generación del factor skin	11
Figura 4 Desarrollo de un fracturamiento para minimizar o eliminar el daño de formación en pozos	13
Figura 5 representación gráfica del proceso de fracturamiento hidráulico, disposición del fluido de fractura y del agente apuntalante	15
Figura 6 Modelo de fractura en pozos verticales generadas por un proceso de fracturamiento hidráulico.....	16
Figura 7 esquema grafico de un fracturamiento hidráulico con sus principales consideraciones geométricas.....	17
Figura 8 Modelos de diseño de fracturamiento más utilizados, (a) modelo PKN, (b) modelo KGD y (c) modelo radial.....	18
Figura 9 Modelo de fractura PKN.....	19
Figura 10 Principales fluidos de fractura utilizado para un proceso de estimulación	21
Figura 11 diagrama de flujo para la selección del fluido de fractura adecuado para la estimulación hidráulica	22
Figura 12 Esquema metodológico del trabajo de investigación	24
Figura 13 Evaluación grafica de la distribución de la producción de los pozos considerando el Índice de Heterogeneidad	28
Figura 14 diagrama de dispersión de los pozos del campo secoya en cuadrantes	30

Figura 15 diagrama de dispersión de los pozos del campo Atacapi en cuadrantes	30
Figura 16 diagrama de dispersión de los pozos del campo Pichincha en cuadrantes	31
Figura 17 esquema grafico para la selección de los fluidos adecuados para la estimulación hidráulica	34
Figura 18 Interfax de ingreso de variables y componentes en el software para simulación de fractura utilizando datos de la tabla 14.....	42
Figura 19 resultados obtenidos de la primera simulación.....	42
Figura 20 resultados de la simulación con parámetros optimizados.....	43
Figura 21 modelo de fractura con datos de caudal ajustado	43
Figura 22 Georreferenciación del mapa estructural de la arena U superior utilizando el software ArcMap	45
Figura 23 parámetros de inicialización del modelo de simulación en CMG.....	45
Figura 24 construcción del modelo estático del yacimiento de estudio.....	46
Figura 25 ingreso de las principales propiedades petrofísicas del campo Libertador.....	47
Figura 26 ingreso de la compresibilidad de la roca y su presión de referencia .	48
Figura 27 ingreso de las propiedades PVT de los fluidos dispuesto en la tabla 18 al CMG	49
Figura 28 ingreso de las permeabilidades relativas en la interacción roca fluido	50
Figura 29 ingreso de las permeabilidades relativas del sistema gas-liquido.....	50
Figura 30 Ingreso de los parámetros de condiciones iniciales en el modelo de simulación CMG.....	51

Figura 31 resultado final del modelo estático del yacimiento, campo Libertador en 3D CMG.....	52
Figura 32 ingreso de valores de producción por pozo con su respectiva fecha en CMG	53
Figura 33 modelo final del reservorio U superior del activo libertador.....	53
Figura 34 valores ingresados al CMG, con datos obtenidos del diseño de fractura en Fracpro	54
Figura 35 Interfaz de aplicabilidad de fractura en los pozos de estudio	55
Figura 36 Aplicación de la fractura hidráulica en los pozos de estudio, plano numero 7	56
Figura 37 distribución de la fractura en el medio	58
Figura 38 resultados del diseño de fractura Hidraulica en CMG, utilizando la opción de simulación Results 2021.10	61
Figura 39 Producción de petróleo anual de los cuatro pozos productores muestra del campo libertador, considerando el modelo de producción a condiciones normales y a condiciones de fracturamiento	62
Figura 40 Comportamiento de la presión de reservorio en función del tiempo. 63	
Figura 41 factor de recobro considerando los dos escenarios de simulación	64

RESUMEN

El campo Libertador en Ecuador, con más de 40 años de explotación, presenta un declive en producción debido al daño de formación que reduce la permeabilidad original de la roca, afectando más del 90% de sus pozos activos, con producción inferior a los 550 BPPD. El objetivo de la presente investigación es desarrollar el modelamiento del fracturamiento Hidráulico, utilizando el software CMG, para la optimización de la producción en pozos petroleros del campo Libertador, mediante la creación de fracturas que incrementen la conductividad en las formaciones productoras, utilizando un enfoque experimental cuantitativo donde se seleccionaron pozos candidatos con baja producción y daño significativo, utilizando el índice de heterogeneidad y análisis del factor skin. Se determinó el fluido fracturante y agente apuntalante adecuados según condiciones del yacimiento. Se diseñó y simuló la fractura con FRACPro y CMG, ajustando parámetros de fractura (longitud, ancho, conductividad) y evaluando escenarios para optimizar la producción y reducir daño. Los resultados muestran que la estimulación hidráulica incrementó la permeabilidad y redujo el daño (factor skin paso de valores positivos a negativos, -2.44), duplicando índices de productividad. La simulación en CMG evidenció que la producción anual de los cuatro pozos aumenta de 900 BPPD a más de 1600 BPPD, mejorando la recuperación del petróleo del 4.5% al 8% para 2050. El modelamiento y simulación del fracturamiento hidráulico en el campo Libertador demuestran una mejora significativa en la producción y recuperación. La metodología de selección de pozos y diseño de fractura con CMG es efectiva para optimizar la permeabilidad y recuperar petróleo residual en campos maduros con daño de formación.

Palabras claves: Petróleo residual, CMG, campo maduro, daño de formación, Estimulación Hidráulica,

ABSTRACT

The Libertador field in Ecuador, with more than 40 years of exploitation, is experiencing a production decline due to formation damage that reduces the original permeability of the rock, affecting more than 90% of its active wells, with production below 550 BOPD. The objective of this research is to develop hydraulic fracturing modeling using CMG software to optimize production in oil wells of the Libertador field by creating fractures that increase conductivity in the producing formations. A quantitative experimental approach was used where candidate wells with low production and significant damage were selected, using the heterogeneity index and skin factor analysis. The appropriate fracturing fluid and proppant were determined based on reservoir conditions. The fracture was designed and simulated with FRACPro and CMG, adjusting fracture parameters (length, width, conductivity) and evaluating scenarios to optimize production and reduce damage. The results show that hydraulic stimulation increased permeability and reduced damage (skin factor changed from positive values to negative, -2.44), doubling productivity indexes. The CMG simulation showed that the annual production of the four wells increases from 900 BOPD to more than 1600 BOPD, improving oil recovery from 4.5% to 8% by 2050. The modeling and simulation of hydraulic fracturing in the Libertador field demonstrate a significant improvement in production and recovery. The methodology of well selection and fracture design with CMG is effective for optimizing permeability and recovering residual oil in mature fields with formation damage.

Keywords: Residual oil, CMG, mature field, formation damage, hydraulic stimulation,

INTRODUCCIÓN

El petróleo a nivel mundial representa el principal recurso de generación de combustibles tradicionales, donde más del 97% de los hidrocarburos son extraído de yacimientos convencionales, puestos que contienen formaciones permeables y porosas que facilitan un desplazamiento del crudo de manera eficiente, utilizando mecanismos de producción primaria, este tipo de yacimiento alberga rocas de tipo generadora, almacén, y sello, que permiten entrapar al crudo y almacenarlo sin ningún inconveniente (Sorrell et al., 2010). Sin embargo, el mundo se enfrenta a desafíos operacionales por el declive energético puesto que muchos de los yacimientos se consideran campos maduros evidenciando una disminución de su producción y presión de formación. El Ecuador depende de manera generalizada de la extracción, producción y comercialización de crudo siendo el principal recurso de exportación en el país, en 2017 se podía decir que el país albergaba 8 300 millones de barriles de petróleo in situ, siendo considerado como la tercera región más importante en almacenamiento de petróleo en América del Sur (Beittel, 2018).

(Muggeridge et al., 2014) Hacen referencia a que la industria petrolera cada vez presenta problemas de producción debido a la falta de inversión tecnológica en el uso de técnicas de estimulación, recuperación secundaria y mejorada, encontrar nuevos yacimientos torna un poco turbulento y requiere de una alta tasa de inversión, dado que la mayor parte las cuencas sedimentarias que almacenan hidrocarburos ya están en desarrollo, y las que faltan por explotar son yacimientos no convencionales.

Antecedentes

(Baque, 2024) Realizó un estudio de factibilidad referente a la técnica de fracturamiento hidráulico, haciendo uso de un modelo geomecánica en 2D, trabajando con pozos de la formación Socorro y Rosario del campo Gustavo Galindo, se empleó un modelo de selección de pozos adecuados para una estimulación utilizando el índice de heterogeneidad, con dos variables de estudio, producción BPPD y BSW%, además del uso de historial de producción. Previo a la construcción del modelo geomecánica se analizaron registros de pozos para determinar las propiedades petrofísicas y mecánicas de las formaciones de estudio, entre los resultados obtenidos destacan que la formación Rosario es la más adecuada para un proceso de fracturamiento, dado que los estratos de

la formación llegan a un punto en el que ya no puede soportar las fuerzas combinadas de tensión y compresión antes de fallar por cizallamiento. Esto significa que se puede formar una grieta vertical en la dirección de máxima tensión cuando se aplica la presión de inyección. Además, que el proceso de fracturamiento hidráulico trabaja en función de varios factores, incluido el nivel de esfuerzo, la presión de poro, la presión de fractura, las características elásticas y las propiedades de resistencia de la roca. Se puede evidenciar que en los pozos donde se aplicó la estimulación por fracturamiento hidráulico, se incrementó la permeabilidad además que el caudal de flujo se maximizo, pasando de una producción de 10 bbl/d a 41.81 bbl/d (Baque, 2024).

(Chen et al., 2022) Destacan que la simulación numérica, en procesos de estimulación es vital para desarrollar un fracturamiento hidráulico, puesto que se puede simular en tiempo real el modelamiento de la orientación, longitud de la fractura, considerando el análisis de data, permitiendo disponer un modelamiento de inyección con parámetros físicos y químicos acorde a las condiciones del yacimiento, el uso de estos simuladores también permite establecer la condiciones de movilización del apuntalante, entre ellas la temperatura de fluido fracturante, limitaciones de tensión en variación a las propiedades petrofísicas de la formación. Mediante el análisis de las mediciones de campo, presión de inyección y composición químicas de los fluidos de fractura y apuntalante a través de los eventos microsismicos, se puede establecer un proceso que va desde el examen de registros hasta el pronóstico de producción.

(ANGEL & HIDALGO, 2022) Ejecutaron un modelamiento utilizando el software CMG en tres escenarios en un pozo petrolero del campo Gustavo Galindo de Santa Paula, en el primer escenario se vio un aumento de producción, pero la presión disminuyo de manera súbita en un lapso de 6 años lo que genero un decremento del caudal de fujo, esto se asocia, a que el pozo deja de producir debido a cambios en la conexión entre el pozo y el yacimiento. Esto puede suceder porque la fractura creada durante el proceso de producción se ha cerrado o se ha vuelto menos efectiva, algo similar se pudo apreciar en el segundo escenario, mientras que en el tercer modelamiento el caudal de flujo incremento con valores significativos y la presión declino de manera mínima en el tiempo, siendo rentable, esto se debe a que la fractura mejoró la conectividad entre el yacimiento y el pozo, lo que aumentó la permeabilidad del área objetivo. Durante la

simulación en 3D se pudo evidenciar la longitud de fractura 133 ft, altura de 259.9 ft y un espesor de 30 in.

Planteamiento de la investigación (Fundamentación de la investigación)

La industria petrolera afronta desafíos operacionales dentro de la productividad de crudo de sus yacimientos, producto del declive de la producción, afectado principalmente por factores como; daño de formación, presencia de asfáltenos, alto corte de agua, migración de finos, caídas de presión y la alta viscosidad del crudo.(De Ferrer, 2001) Menciona que aproximadamente más del 85% de los pozos, utiliza técnicas de producción de manera primaria y secundaria con una eficiencia de producción de aproximadamente el 35%. El campo de estudio presenta problemas de productividad asociados a la baja tasa de producción y pérdida de presión producto del tiempo de vida productiva.

(TOMALÁ & SALVATIERRA, 2023) Mencionan que la producción promedio de cada uno de los pozos del campo Libertador, oscila en valores de 350 BPPD lo que es un valor diminuto ya que otros pozos producen valores superiores a los 5000 BPPD presentando una deficiencia productiva y un incremento en el corte de agua en más de 86%. Afectado principalmente por factores como; daño de formación, presencia de asfáltenos, alto corte de agua, migración de finos, caídas de presión y la alta viscosidad del crudo

(Munisteri et al., 2013) Destaca mediante una idea forjada por Paul Bondor mencionando lo siguiente “un yacimiento petrolífero maduro es aquel en el que ya se ha iniciado un desarrollo, pero que ya alcanzó su punto máximo y se encuentra en declive” donde la recuperación primaria alcanza una eficiencia productiva de recuperación menor al 30%.

Entre las principales causas que generan la problemática de baja producción en pozos petroleros destacan; la migración de finos, donde las partículas de sólidos dispersos son movilizadas a través de la formación porosa durante el desplazamiento del crudo, estos fenómeno de arrastre disponen las partículas, en zonas donde tienden a taponar las garganta poral de la roca cercana al pozo, la disposición de sólidos dispersos se debe a la presencia de formaciones no consolidadas e inestables y a la incompatibilidad de ciertos fluidos que tienen a generar liberación de diminutas partículas, ocasionando

un taponamiento que reduce la permeabilidad de la formación (Ruilova & Izurieta, 2022). El daño de formación es otro parámetro a tener en cuenta puesto que toda maniobra u operación dentro del pozo y en la formación tienden a generar presencia de daño en la arena productora, producto del movimiento de sólidos finos en la formación con una reacción química y termodinámica, la interacción entre los fluidos inyectados y los minerales de roca o los fluidos de formación, podría resultar en la producción de pequeñas partículas sólidas dentro de la formación o de los fluidos en el pozo, que tiende a alterar la permeabilidad de la roca productora (Krueger, 1988). La presencia de alto valor de BSW en más del 90% denota que el pozo requiere de reacondicionamiento o métodos para tratar de disminuir el porcentaje de agua, ya que netamente estamos produciendo más agua que crudo, por lo que en un determinado tiempo el agua inundará de manera completa el pozo.

Formulación del problema de investigación

¿La aplicabilidad de la técnica de estimulación por fracturamiento hidráulico puede mejorar la producción de petróleo en el campo Libertador tomando en cuenta los factores mecánicos y naturales propios del yacimiento asociados al tiempo de madurez que incide en la pérdida de presión y decline de la producción?

Objetivo General:

Desarrollar el modelamiento del fracturamiento Hidráulico, utilizando el software CMG, para la optimización de la producción en pozos petroleros del campo Libertador.

Objetivos Específicos:

- Identificar las propiedades petrofísicas de la interacción roca-fluido, para la selección de los parámetros que intervienen en el proceso de producción de petróleo del campo libertador.
- Seleccionar pozos adecuados para un proceso de fracturamiento, considerando criterios técnicos, y la metodología del índice de heterogeneidad.
- Establecer una metodología para la selección del agente apuntalante y fracturante adecuado a las condiciones del yacimiento

- Simular en varios escenarios el diseño de fractura hidráulica, utilizando el software CMG, para la definición de la geometría y orientación de la fractura, que permita la optimización de la producción de petróleo.
- Predecir el comportamiento de la producción Post-Fracturación Hidráulica, para la comparación de la producción antes y posterior al fracturamiento.

Planteamiento hipotético

El fracturamiento hidráulico permitirá optimizar la producción de petróleo, incrementando la conductividad de la formación productora y disminuyendo el daño de formación, haciendo uso del agente propante y apuntalante adecuada a las condiciones del yacimiento.

Variable dependiente

- Producción de petróleo.

Variables independientes

- Propiedades petrofísicas de la formación.
- Propiedades PVT de los fluidos.
- Afectaciones mecánicas y naturales en la formación y el pozo como;
 - ❖ Daño de formación.
 - ❖ Presencia de asfáltenos y emulsiones
 - ❖ Alto corte de agua
 - ❖ Migración de finos,
 - ❖ Caídas de presión.
- Historial de producción, Campo maduro.
- Fracturamiento
- Caudal de inyección

Justificación

El uso de la técnica de fracturamiento hidráulico se da con la finalidad de mejorar la permeabilidad de la formación productora, es considerado una de las técnicas de mayor efectividad y más utilizadas a nivel mundial, para optimizar la producción de petróleo a

través de la canalización de la arena objetivo mediante fracturas inducidas por la inyección a presión de fluido propante, y la disposición de apuntalantes para evitar que las canalizaciones se cierren, el desarrollo de la presente investigación de ejecuta por la baja productividad de los pozos del campo libertador, esta problemática se presenta por ser un campo maduro, con formaciones de baja permeabilidad en la arena U superior, además de la presencia de daño de formación. El diseño eficiente de un fracturamiento hidráulico, mejorará la permeabilidad y disminuirá el daño de formación, mejorando el índice de inyektividad, este proceso permite crear canales de flujo a mayor conductividad, aumentando el área de drenaje efectiva de la formación, asimismo la composición química del fluido fracturante afecta la saturación de agua, lo que a su vez retrasa el efecto de conificación y conduce a mayores tasas de producción de petróleo.

El fracking reduce la cantidad de pozos laterales necesarios y evita la necesidad de nuevos pozos para extraer petróleo de la zona prevista. Esto ahorra dinero tanto al estado como a la empresa que realiza el trabajo.

El software CMG es útil porque cuenta con listas actualizadas de diferentes tipos de apuntalante y fluidos de apuntalamiento. Esto permite verificar las cualidades de la roca que influyen en la formación de fracturas, lo que ayuda a aumentar la producción a largo plazo.

CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO REFERENCIAL

1.1. Descripción y Ubicación del Activo libertador

El yacimiento libertador se halla en la provincia de Sucumbíos al norte del país, en la Cuenca Oriente Ecuatoriana, forma parte estructural del bloque 57, este activo está constituido por subcampos como; Secoya, Shuara, Shushuqui, Pacayacu, Pichincha, Carabobo, Atacapi, Parahuacu, tapi, tete, Frontera, Ocano y Peña Blanca. Su extensión geográfica es de aproximadamente 6054.082 acres, se considera uno de los yacimientos más importante del Ecuador siendo el cuarto campo de producción de mayor influencia, con una producción acumulada de 380 546 930,00 bls de petróleo, por debajo de los campo Shushufindi-Aguarico, Sacha y Auca, que son los mayores productores de crudo en el país (Jami, 2019).

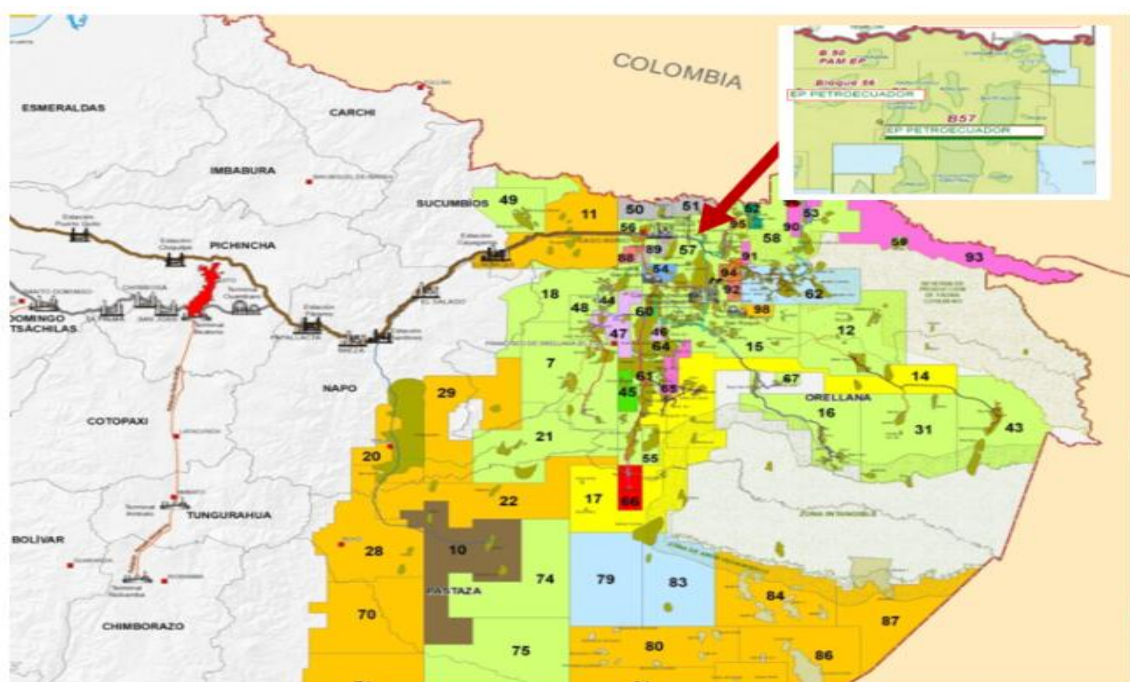


Figura 1 Geocalización del campo libertador en el mapa de bloques petroleros del Ecuador, Ministerio de Energías y Minas, 2024.

Las coordenadas geográficas de este campo, en función de su latitud y longitud es de 00° 06' 00" N - 00° 04' 00" S y 76° 33' 00" E - 76° 36' 30" O, respectivamente. La principal característica geológica del campo es la presencia de un anticlinal de gran

dimensión, donde en su lado Este, una falla empuja las rocas hacia arriba, creando una trampa para el petróleo y el gas en las capas U, T y Basal Tena (San-Martín et al., 2003).

(Cáceres & Puruncajas, 2012) Mencionan que el pozo Secoya Oeste 01 se perforó del 31 de enero al 28 de febrero de 1980, alcanzando una profundidad de 9750 pies, siendo el gran descubridor de esta reserva de hidrocarburo. En 1981, 1982 y 1983, CEPE (Corporación Estatal Ecuatoriana de Petróleo) perforó pozos adicionales, llamados Shuara-01, Shushuqui-01 y Guarumo-01 (posteriormente llamado Pichincha-01) en las áreas Shuara, Shushuqui y Pichincha. El área Libertador obtiene petróleo de las capas "U" y "T", y un poco de la capa basal Tena. El petróleo tiene aproximadamente 30 grados API. Se considera al campo secoya como el mayor productor de crudo del activo, mientras que las áreas Pacayacu y Carabobo tienen una producción menor.

1.2. Consideraciones descriptivas del petróleo del campo

El petróleo encontrado en el área Libertador tiene un Bo en rango de 1.085 a 1.366 BY/BN. La temperatura de fondo oscila entre 195 y 222 °F, lo que permite una variabilidad en los parámetros PVT del campo. La presión inicial en estos espacios oscila entre 3000 y 4150 psi, lo que sugiere condiciones favorables (Chancay & Rumipamba, 2007).

El petróleo contiene poco azufre. La cantidad de azufre en el yacimiento "U" oscila entre 0,49 y 0,97, mientras que en el yacimiento "T" oscila entre 0,82 y 0,88. La zona "U" del campo Libertador contiene crudo con una viscosidad de punto de burbuja de 1.253 cp, mientras que la del área "T" tiene una viscosidad de 1.520 cp. El gas en estas zonas tiene una gravedad específica de entre 0,992 y 1,54 en comparación con el aire (POZO & YAGUAL, 2024),

ACTIVO LIBERTADOR				
Parámetros	<i>Arena U inferior</i>	<i>Arena U superior</i>	<i>Basal Tena</i>	<i>Arena T</i>
Presión de reservorio (Pr) [psi]	3800	3800	3100	3900
Presión de saturación [psi]	1240	926	360	1475

Grados API	28	27	20	29.90
Relación gas petróleo [PCN/BN]	284	270	70	383
Boi [BY/BN]	1.224	1.263	1.1700	1.266
Permeabilidad K [md]	50 a 1500	150 a 200	200 a 400	100 a 2500
Viscosidad μ [cp]	1.402	1.396	15	2.218
Temperatura a la formación [°F]	229	225	218	236
Resistividad de agua de formación Rw	0.04	0.03	0.08	0.16
NaCl [ppm]	25000	60000	45000	16000

Tabla 1 Propiedades PVT promedio de las principales arenas productoras del campo Libertador

Fuente:(Sánchez & Donoso, 2013)

1.3. Producción del campo Libertador

<i>Campos petroleros</i>	<i>Producción anual de petróleo 2024 En barriles</i>
<i>Atacapi</i>	265 470
<i>Frontera</i>	21 997
<i>Tete-Tapi</i>	567 099
<i>Araza</i>	35 410
<i>Pacayacu</i>	104 884
<i>Pichincha</i>	146 488
<i>Secoya</i>	1 824 329
<i>Shuara</i>	184 116

<i>Shushuqui</i>	447 004
<i>Total</i>	3 596 797

Tabla 2 Producción total de los campos petroleros del activo Libertador, periodo fiscal 2024

Fuente: (EP Petroecuador, 2024)

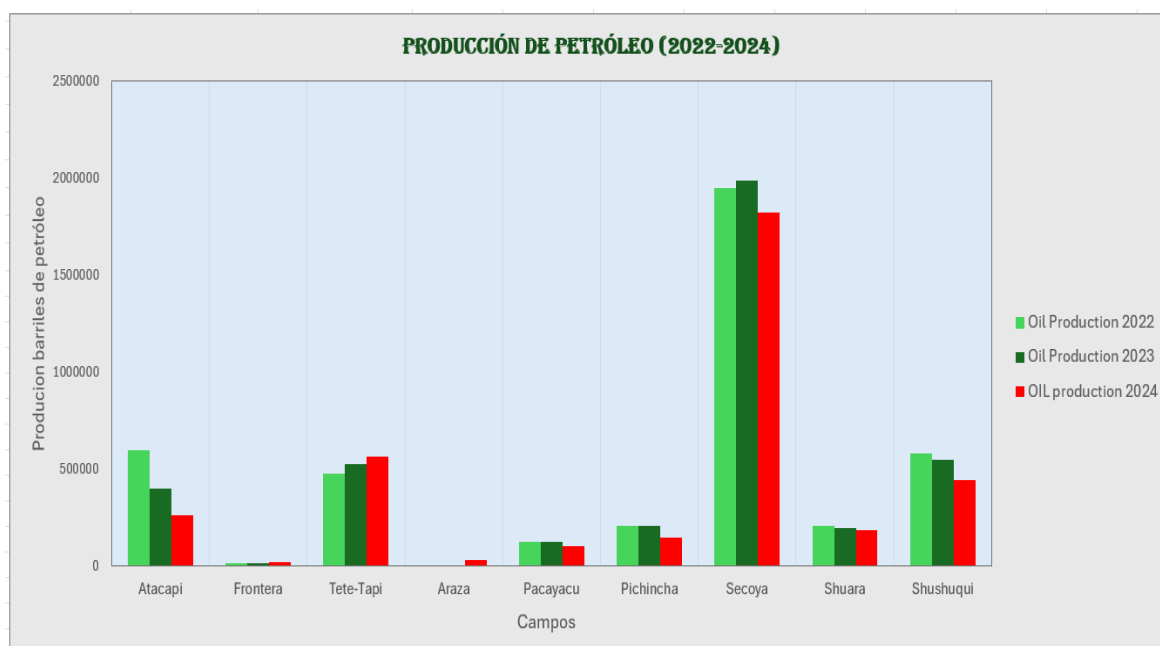


Figura 2 Distribución estadística de la producción anual de petróleo en los últimos años

La figura 2 muestra una distribución anual de petróleo de los 10 campos productores del activo libertador de los años 2022, 2023 y 2024, donde se evidencia que la producción de petróleo está en declive. En el año 2022, la producción anual alcanzaba los 4 160 948 barriles de petróleo; este pico de producción fue declinando, pasando en 2023 a una producción de 4 009 219 barriles de crudo. Actualmente, esta producción declinó de manera más considerable por efectos de pérdida de presión y el tiempo de vida productiva, el activo libertador produjo en el año 2024, 3 596 797 barriles, generando una pérdida de aproximadamente 412 422 barriles estimando una pérdida económica de aproximadamente 24 millones de dólares, para el país. Actualmente el campo que mayor representación de producción de petróleo genera, del activo libertador es el Secoya, aunque también se evidencia pérdidas de producción. Los campos Frontera y Araza son

los menos productores, por lo cual se espera que con los trabajos de reacondicionamiento y estimulación planteados se incremente la producción de crudo en la región.

1.3.1. Daño de formación

El daño de formación es la causa principal de la limitada producción o eficiencia de inyección en numerosos pozos de inyección de petróleo y gas. Este daño, conocido frecuentemente como daño "skin" o "zonal", se produce cuando se modifica la permeabilidad natural de la formación productiva. En consecuencia, este daño reduce la capacidad de flujo del pozo. Diversos elementos contribuyen al daño de la formación, que puede comenzar en cuanto el proceso de perforación la rompe y continuar en cualquier momento de la vida útil del pozo (BJ SERVICES, 2003). Una de las causas principales del daño de formación es la perforación esta se genera al inicio de la construcción del pozo, el daño a la formación puede ocurrir en cualquier momento durante el ciclo de vida de un pozo, que incluye fases como las tareas de terminación, producción, estimulación, matanza o reacondicionamiento (Bennion, 2002).

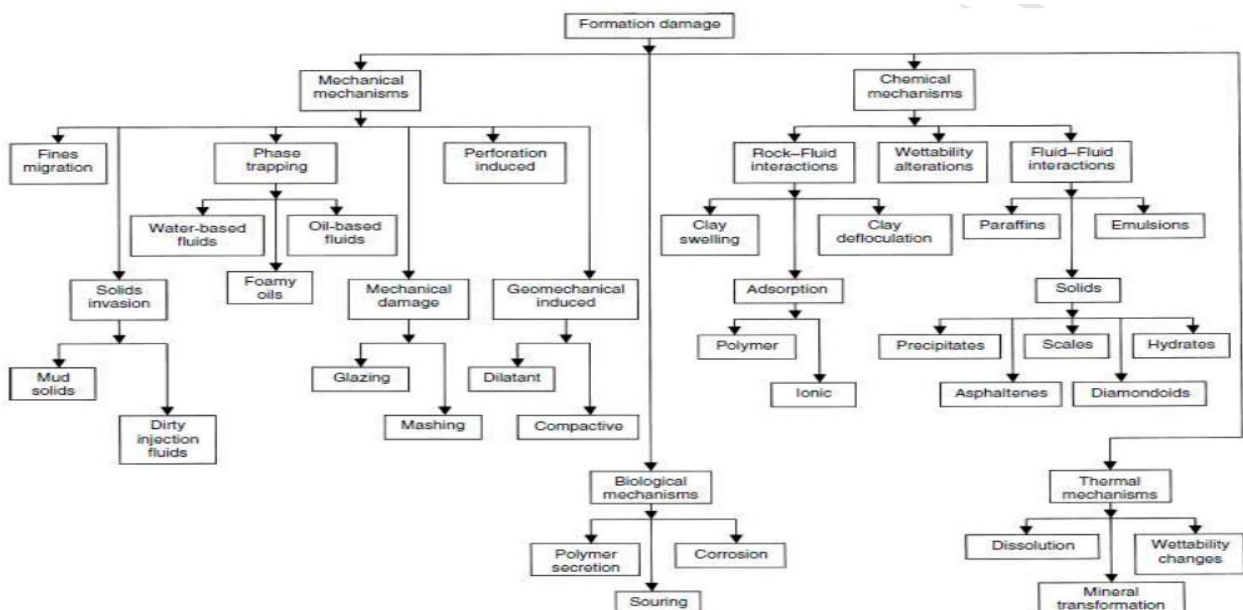


Figura 3 Principales causas que dan origen a la generación del factor skin

Fuente: (Xu et al., 2016)

La figura 4, muestra que las principales causas de origen del daño clasificándolo en cuatro mecanismos principales; mecánico, químico, biológico y térmico, Cada uno

de estos cuentan con sus subdivisiones que ocasionan problemas de afectación en la permeabilidad original de la roca.

1.3.2. DAÑO DE PERFORACIÓN SEGÚN EL TIPO DE POZO

<i>Pozo nuevo</i>	<i>Pozo antiguo</i>	<i>Pozo de inyección</i>
Entrada de líquidos y/o materiales sólidos:	<ul style="list-style-type: none"> • Acumulación de scales y corrosión. 	<ul style="list-style-type: none"> • Acumulación de scales y corrosión.
<ul style="list-style-type: none"> • Partículas sólidas del lodo de perforación 	<ul style="list-style-type: none"> • Obstrucciones causadas por agua o mezclas de aceite y agua (emulsiones). 	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento del tamaño de la arcilla
<ul style="list-style-type: none"> • Pérdida de líquido del lodo de perforación 	<ul style="list-style-type: none"> • Sustancias cerosas y oleosas pesadas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Petróleo
<ul style="list-style-type: none"> • Lechada de cemento 	<ul style="list-style-type: none"> • Expansión de arcilla y movimiento de partículas diminutas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Restos sólidos que no se filtraron

Tabla 3 Principales causas del daño de formación en pozos

Fuente: (BJ SERVICES, 2003).

Los daños también pueden deberse a procesos naturales dentro del yacimiento, como variaciones en la saturación causadas por la reducción de presión cerca de un pozo, el movimiento de materiales finos en la formación o la acumulación de incrustaciones. Independientemente de la causa, el resultado no es favorable. Los tratamientos de matriz se emplean habitualmente para abordar el daño químicamente, con el objetivo de restaurar la formación a su productividad original. En algunos casos, los métodos químicos podrían

no ser eficaces o adecuados, lo que lleva al uso de técnicas de fracturación hidráulica para evitar el daño (Smith & Montgomery, 2015).

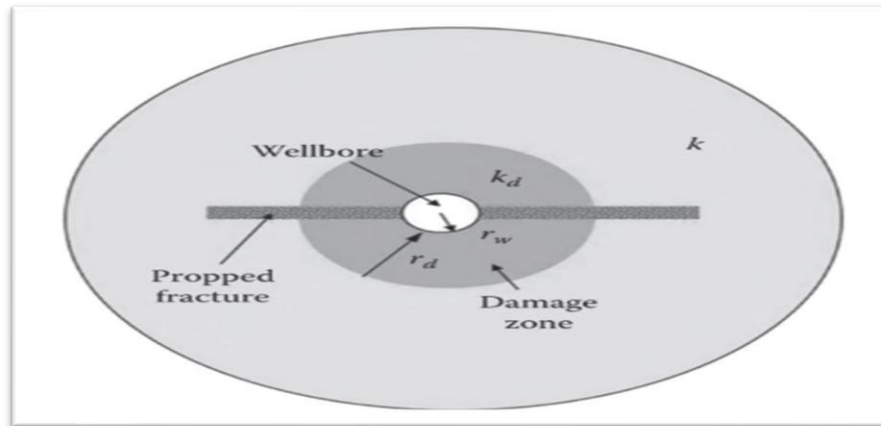


Figura 4 Desarrollo de un fracturamiento para minimizar o eliminar el daño de formación en pozos

Fuente: (Smith & Montgomery, 2015).

(Smith & Montgomery, 2015) Menciona que la técnica de fracturamiento hidráulico minimiza la presencia de daño de formación, esto se logra creando una vía de conductividad mejorada dentro del área afectada para restablecer la conexión con la roca intacta del pozo. Para este tipo de fractura, es posible definir un nivel necesario de conductividad ($k_f w - k_f$, la permeabilidad del apuntalante x_w , y el ancho de la fractura apuntalada). Para simplemente restablecer la productividad original, la conductividad requerida de la fractura debe establecerse en $k_f w = 2\pi r_w k$. Dado que la derivación del daño se dirige principalmente a formaciones con alta permeabilidad (donde k es de cientos de md o más), es esencial que la fractura posea una conductividad sustancial superior a 2000 md/pie.

Darcy considera la ecuación 1 como un método para determinar el daño partiendo del flujo de fluidos en el medio poroso, donde se genera un decline de presión de manera adicional generada por el diferencial de presión del pozo sin daño Pwf' y presión Pwf en presencia del factor skin.

$$\Delta p_s = (P_s - Pwf) - (P_s - Pwf') = Pwf' - Pwf \quad (1)$$

Denotando la siguiente ecuación

$$q = \frac{kh(\bar{p} - P_{wf})}{141.2\beta\mu \left[\ln \left(0.472 \frac{r_e}{r_w} \right) + S \right]} \quad (2)$$

Donde “q es la tasa de flujo, k es permeabilidad, h es espesor, \bar{p} es presión promedio de reservorio, P_{wf} es presión de fondo fluyente, β es factor volumétrico, μ es viscosidad, r_e es radio de drenaje, r_w radio de pozo y S es el daño por invasión en el pozo”

1.3.3. Evaluación del factor skin

Otra forma de evaluar el daño es mediante la siguiente expresión matemática. La cual considera: la permeabilidad de la zona dañada K_s , la permeabilidad original de la formación K , r_w es el radio del pozo y r_s es el radio de la zona alterada.

$$S = \ln \left(\frac{r_s}{r_w} \right) \left(\frac{K}{K_s} - 1 \right) \quad (3)$$

<i>Factor skin</i>	<i>Valor del daño</i>	<i>Descripción</i>
Presencia de daño	$S > 0$	Este escenario ocurre cuando $K_s < K$
No existe daño	$S = 0$	Este escenario ocurre cuando $K = K_s$
El pozo esta estimulado	$S < 0$	Este escenario ocurre cuando $K > K_s$ Indicando una mejora en la permeabilidad por efectos de trabajos de estimulación

Tabla 4 indicadores de evaluación del daño de formación en pozos.

Fuente: (Colmont & Pinoargote, 2011)

1.4. Fundamentos teórico referente al fracturamiento hidráulico

1.4.1. Fracturamiento hidráulico

El fracking es una forma de mejorar el flujo de los pozos de petróleo y gas en reservorios convencionales, donde la producción se ve afectada por factores como daño de formación, migración de finos, alto corte de agua, presencia de impurezas y demás

factores que generan una baja tasa de producción por alteración a la permeabilidad original de la formación. Además, se considerarse una técnica de producción en yacimientos no convencionales.

El HF (“Hydraulic fracturing”) se utiliza para recuperar depósitos de hidrocarburos ubicados en lutitas de baja permeabilidad y otros tipos de roca. Si bien existen cantidades sustanciales de hidrocarburos confinados en yacimientos no convencionales, su extremadamente baja permeabilidad natural dificulta la extracción comercial mediante métodos tradicionales. La fracturación hidráulica es una técnica que consiste en inyectar grandes cantidades de agua (varios millones de galones), arena y pequeñas cantidades de aditivos químicos para mejorar el flujo de petróleo o gas natural desde formaciones de baja permeabilidad. La alta presión generada durante la inyección del fluido de fracturación crea nuevas fracturas y ensancha las existentes, facilitando así el flujo de hidrocarburos. La arena combinada con el fluido inyectado, mantiene abiertas tanto las fracturas nuevas como las existentes, tal como se aprecia en la figura 3. Una parte del fluido inyectado regresa al pozo y se bombea a la superficie o se reinyecta en el yacimiento (Aminzadeh, 2018).

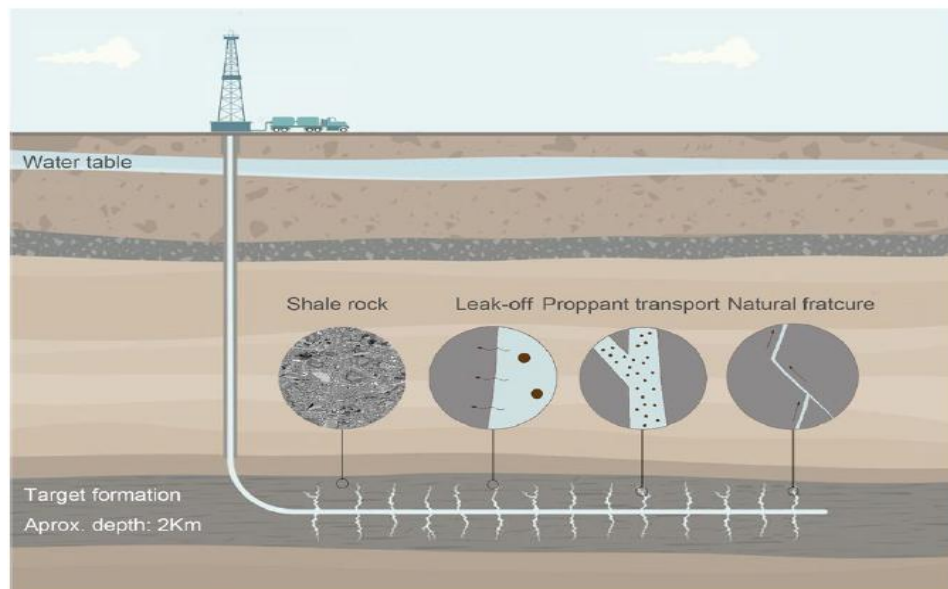


Figura 5 representación gráfica del proceso de fracturamiento hidráulico, disposición del fluido de fractura y del agente apuntalante

Fuente: (Chen et al., 2022)

La fracturación hidráulica se puede realizar en un pozo para uno o varios de los siguientes tres propósitos:

- Solucionar problemas operacionales por alteración en la permeabilidad original de la formación efecto daños o factor Skin.
- Optimizar la producción de petróleo, creando canales conductivos nuevos por efectos de sobrepresión en la formación lo que incrementa el área de drenaje.
- Alterar el flujo de fluidos en la formación.

1.4.2. Geometría de propagación de la fractura

La planificación eficiente de las técnicas de estimulación es de vital importancia para lograr los resultados previstos. Está estrechamente relacionada con el comportamiento de la roca, que influye en la estructura de las fracturas; la dinámica de fluidos, que regula el movimiento de fluidos, la posición de los apuntalantes en las fracturas; y la química, que influye en el buen funcionamiento de los materiales durante la aplicación del tratamiento. El diseño también debe ajustarse a las limitaciones físicas impuestas por las condiciones actuales del campo y la configuración del pozo (Smith & Montgomery, 2015).

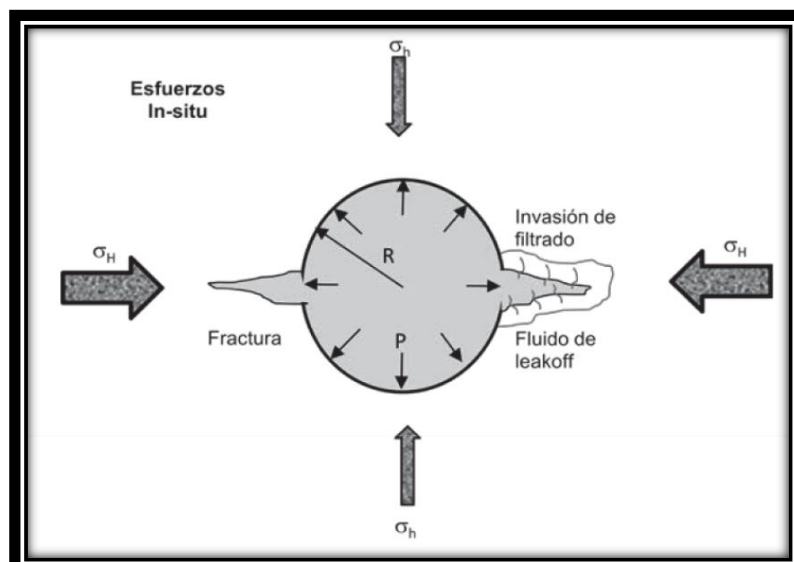


Figura 6 Modelo de fractura en pozos verticales generadas por un proceso de fracturamiento hidráulico

Fuente: (Calderon, 2014)

La Figura 6 muestra una fractura vertical creada en la roca. Esta fractura forma un ángulo recto con respecto a la fuerza lateral más pequeña (esfuerzo mínimo) y se alinea con la fuerza lateral más grande (esfuerzo máximo), como se muestra. Conocer cómo se forman las fracturas en función de las fuerzas presentes en el subsuelo es clave para planificar estas fracturas en las rocas. Podemos crear aberturas que sigan la misma dirección que las antiguas fracturas en la roca o que las atraviesen. La forma en que se forman estas fracturas afecta la cantidad de petróleo o gas que podemos extraer. La fractura creada crece desde el pozo hacia la roca a medida que continuamos bombeando. Al mismo tiempo, el líquido de la grieta se filtra en la roca circundante (Calderon, 2014).

1.4.2.1. Longitud de fractura (x_f)

Es la medida de longitud desde la cara del pozo hasta la distancia de apertura de la fractura. Estas fracturas están compuestas por dos lados asimétricos.

1.4.2.2. Altura de la fractura (h_f)

La altura de la fractura se verá influenciada por las tensiones presentes en la arena, determinadas por la variación de las fuerzas en las diferentes capas. Cuando la diferencia de esfuerzo es significativa, la altura de la fractura corresponde al espesor de la capa. Por el contrario, si la diferencia de esfuerzos es mínima, la altura de la fractura superará el espesor de la capa activa, lo que indica una reducción de la longitud de la fractura (Jácome & Muñoz, 2016).

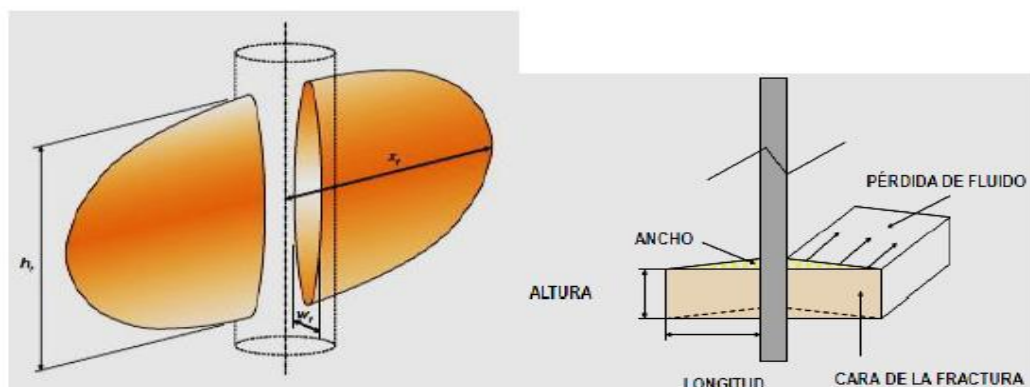


Figura 7 esquema gráfico de un fracturamiento hidráulico con sus principales consideraciones geométricas

Fuente: (Jácome & Muñoz, 2016).

1.4.3. Método de diseño de fracturamiento hidráulico

El modelo PKN es adecuado para fracturas alargadas con altura restringida y forma elíptica en vista lateral, mientras que el modelo KGD, utilizado para calcular el ancho, no depende de la altura y está diseñado para fracturas más cortas, donde es válido aplicar supuestos de deformación plana a secciones transversales horizontales. El modelo radial es relevante en escenarios de yacimientos uniformes, donde el área de inyección actúa prácticamente como una fuente puntual, como cuando el pozo está alineado con la dirección de menor tensión de confinamiento o cuando el fluido se introduce desde un segmento corto perforado en una capa de yacimiento lo suficientemente grande como para considerarse infinita en relación con el tamaño de la fractura (Adachi et al., 2007)

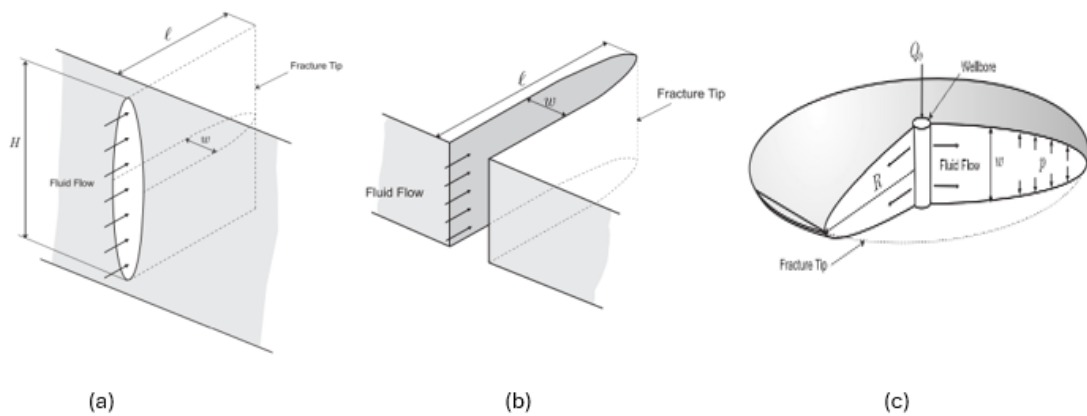


Figura 8 Modelos de diseño de fracturamiento más utilizados, (a) modelo PKN, (b) modelo KGD y (c) modelo radial.

Fuente: (Adachi et al., 2007)

1.1.1.1. Modelo de fractura PKN

Las técnicas PKN y KGD son las más comunes para planear fracturas en dos dimensiones. Por tal razón en este presente trabajo de investigación utilizaremos el método PKN para el diseño de la fractura hidráulica en los pozos petroleros del campo Libertador. Es necesario conocer las principales especificaciones técnicas del modelo PKN las cuales son:

- La altura de la grieta vertical se mantiene constante y no varía con respecto a la distancia a la cara de pozo (x).

- La sección transversal de la fractura es ovalada.
- No hay presión al final de la fractura.
- La disminución de la presión a lo largo de la dirección de crecimiento de la fractura se debe a la resistencia que encuentra el fluido en un paso estrecho y elíptico.

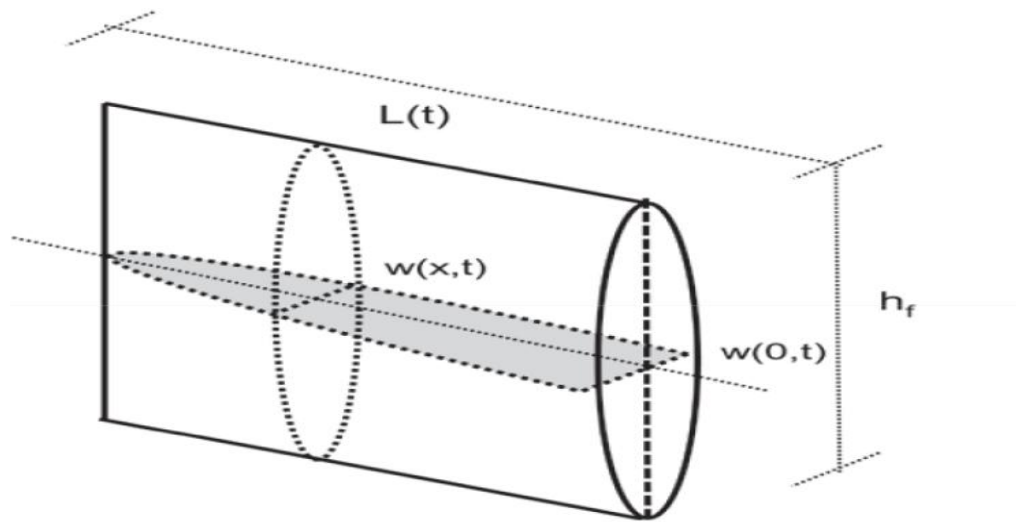


Figura 9 Modelo de fractura PKN

Fuente: (Calderon, 2014)

Longitud de fractura

$$L = 0.68 \left[\frac{GQ^3}{(1-v)\mu h_f^4} \right]^{1/5} * t^{4/5} \quad (4).$$

Ancho de fractura

$$W_o = 2.5 \left[\frac{(1-v)Q^2\mu}{Gh_f} \right]^{1/5} * t^{1/5} \quad (5).$$

Presión en el pozo

$$P_w = 2.5 \left[\frac{G^4Q^2\mu}{(1-v)^4h_f^6} \right]^{1/5} * t^{1/5} \quad (6).$$

Perdidas de presión

$$\frac{dp}{dx} = -\frac{64 Q \mu}{\pi h_f W^3} \quad (7).$$

Donde: “ h_f es la altura de la fractura, L es la longitud de esta, P es la presión del fluido, X es la distancia de la fractura, Q es la tasa de flujo de fluido de inyección, W es el ancho de fractura, μ es la viscosidad del fluido de fracturamiento, t es tiempo, G es el módulo de Rigidez, ν es la relación de Poisson y P_w es la presión en el pozo” (Calderon, 2014).

1.4.4. Fluidos aplicados al fracturamiento hidráulico

La fracturación hidráulica emplea diversos tipos de fluidos para aumentar la presión en el fondo del pozo. Cuando la presión a esta profundidad alcanza el nivel necesario para fracturar la roca circundante, el fluido comienza a infiltrarse, dando lugar a la formación de grietas. La iniciación y el crecimiento de estas fracturas se ven influenciados principalmente por las características de la roca, la presión circundante, la velocidad de aumento de la presión y el tipo de fluido utilizado. Idealmente, las fracturas hidráulicas se extenderían en la dirección de mayor tensión principal, pero factores como la resistencia desigual de la roca y las fracturas existentes pueden causar desviaciones de esta trayectoria prevista. Una vez liberada la presión de la bomba, se introduce en la fractura un material sólido, conocido como apuntalante, para mantenerla abierta. Por consiguiente, la elección del fluido de fracturación desempeña un papel fundamental en la fracturación hidráulica, requiriendo ajustes en su composición según las condiciones únicas del yacimiento y los requisitos operativos específicos. Los fluidos de fracturación se pueden clasificar según su líquido base, incluidos los que son a base de agua, derivados de agua producida, a base de petróleo, a base de ácido, a base de alcohol, a base de espuma, a base de emulsión y fluidos energizados (Gaurina et al., 2021).

Para lograr una fracturación hidráulica eficaz, el fluido de fracturación óptimo debe cumplir varios criterios: ser compatible con la roca y el fluido del yacimiento, mantener los apuntalantes suspendidos y transportarlos desde la superficie hasta la fractura, poseer la viscosidad adecuada para la formación de la fractura, generar una caída de presión suficiente para formar una fractura amplia, minimizar la pérdida de fluido, demostrar una transición controlada a un fluido de menor viscosidad para una limpieza

eficaz después del tratamiento, reducir las pérdidas de presión por fricción durante la inyección, estar formulado con aditivos químicos que cumplan con las normativas ambientales locales, ser fácil de mezclar, seguro de manipular y económicamente viable. Si el fluido de fracturación no se alinea con la roca o el fluido del yacimiento, puede producirse una interacción química entre ellos. Estas reacciones pueden provocar problemas como el hinchamiento o el movimiento de la arcilla, la formación de emulsiones o residuos y la disolución de la matriz.(Zagrebu, 1995).

COMPOSICIÓN	TIPO DE FLUIDO	BASE	CARACTERÍSTICA DE APLICACIÓN
Diesel, Keroseno	Fluido tipo lineal	Base petróleo	Fracturas cortas, formaciones sensibles al agua.
Gel de Éster Fosfato	Fluido activado	Base petróleo	Fracturas largas, formaciones sensibles al agua.
Agua + aceite + emulsificador	Emulsión con agua externa	Base petróleo	Excelente para controlar las pérdidas de fluidos.
Gel, GUAR, HEC, CMHPG	Fluido lineal	Base agua	Fracturas cortas, a bajas temperaturas.
Activador + GUAR, HEC, CMHPG y CMHCG	Fluido activado	Base agua	Aplicable en fracturas de gran longitud y elevadas temperaturas.
Agua + espumante + N₂	Espuma base agua	Base espuma (agua)	Formaciones de baja presión.
Ácido y espumante + N₂	Espuma base ácido	Base espuma (ácido)	Formaciones de baja presión y sensibles al agua.
Metanol y espumante + N₂	Espuma base alcohol	Base espuma (alcohol)	Formaciones de baja presión con afectaciones por bloqueo de agua.

Figura 10 Principales fluidos de fractura utilizado para un proceso de estimulación

Fuente: (GRANDA, 2017)

(Economides & Nolte, 2013) Mencionan una metodología para la selección de los fluidos de fractura a partir de presiones in situ, esfuerzos, configuraciones de fractura donde destacan la longitud de fractura, ancho de fractura y temperatura, esta metodología destaca en la figura 11.

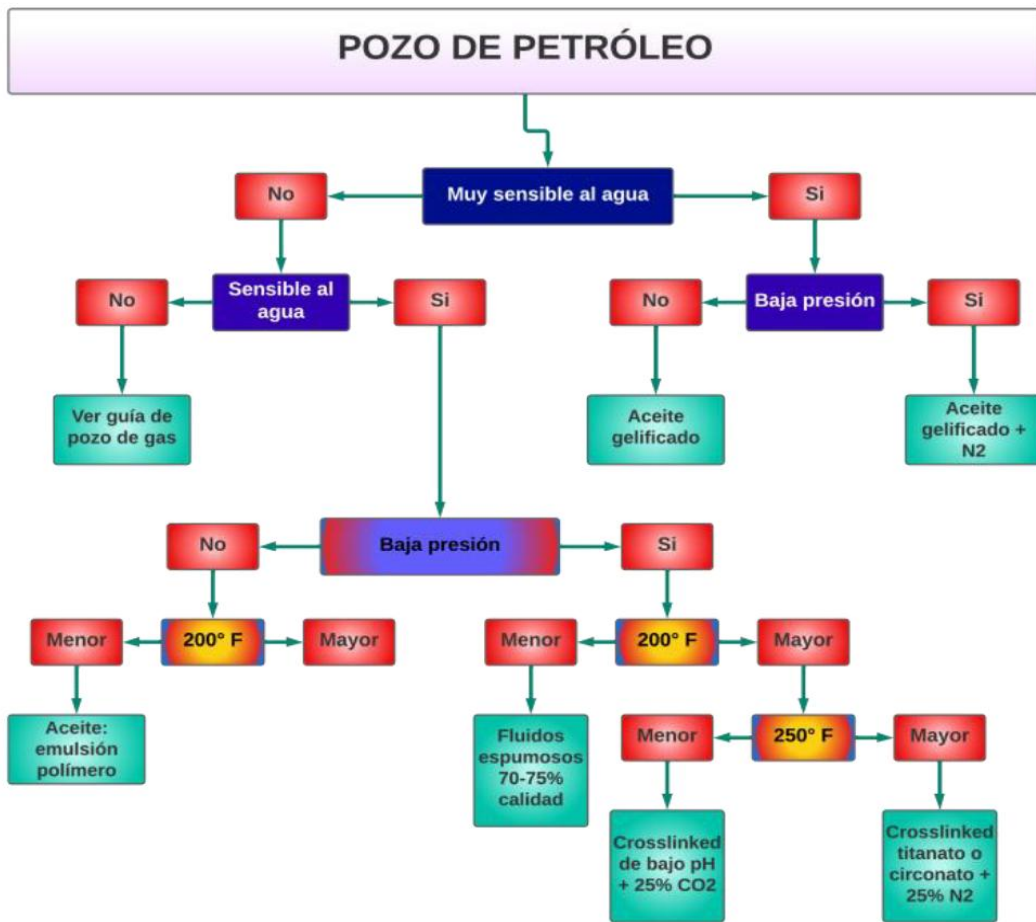


Figura 11 diagrama de flujo para la selección del fluido de fractura adecuado para la estimulación hidráulica

Fuente:(TOMALÁ & SALVATIERRA, 2023)

CAPÍTULO 2. METODOLOGÍA

2.1. Enfoque metodológico de trabajo de investigación

El enfoque metodológico del trabajo de investigación es de tipo experimental, cuantitativo, donde se pretende analizar las propiedades petrofísicas de la formación y los parámetros del pozo para modelar el fracturamiento hidráulico y seleccionar el escenario más eficiente para la optimización de la producción. Siendo necesario el siguiente patrón metodológico: I) Análisis y recolección de datos mediante el uso de la investigación bibliométrica referente al campo de estudio. II) Selección de la muestra para el proceso de investigación. Considerando los parámetros y propiedades obtenidos de la revisión bibliográfica, se estudiarán dos campos del activo Libertador, de los cuales se seleccionarán los pozos candidatos para un fracturamiento. III) Selección de pozos petroleros apropiado para un proceso de fracturamiento hidráulico utilizando la metodología de índice de heterogeneidad, considerando variables como el caudal de producción tanto de petróleo y agua, índice de producción, historial de producción, presión de fondo fluyente e historial de reacondicionamiento. Se comparará el rendimiento de producción individual de cada pozo con el rendimiento colectivo, en función del tiempo, además de la identificación del daño de formación utilizando la ecuación de Darcy, permitiendo identificar pozos con alteraciones en la permeabilidad. IV) Establecimiento de la composición química, física y mineralógica de los fluidos propante y apuntalante considerando las características físicas del material, gravedad específica de la formación, densidad, capacidad para soportar presión, resistividad del esfuerzo de cierre, permeabilidad del agua con la formación, viscosidad de fluido fracturante, presión y temperatura propia del yacimiento. V) Modelamiento de la fractura utilizando el método PKN y el software CMG. El modelo de fractura hidráulica seleccionado debe basarse en las tensiones de la formación, la progresión de la fractura y los mecanismos de confinamiento. VI) Simulación en varios escenarios para determinar las longitud, espesor y orientación de fractura que permitan optimizar la producción con el mínimo daño en la formación, utilizando el software CMG y el fluido propante y apuntalante seleccionado. VII) Análisis de las curvas de producción antes y después del

fracturamiento para establecer la fiabilidad técnica del diseño de fractura hidráulica que permita optimizar la producción.

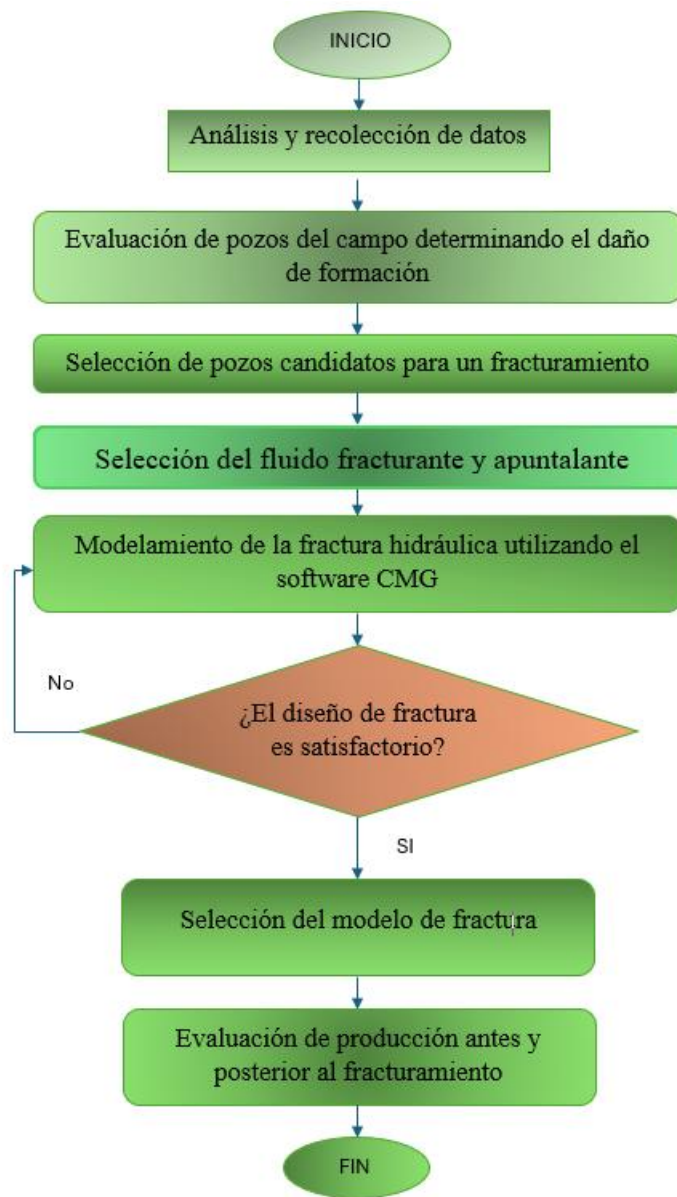


Figura 12 Esquema metodológico del trabajo de investigación

2.2. Población

Se define como población a un conjunto de datos que corresponden a una misma especie con características específicas. En este caso trabajaremos con pozos petroleros del activo Libertador. Actualmente esta zona petrolera abarca 10 campos correspondientes al bloque 57, operado por la empresa pública EP PETROECUADOR.

Este campo produce el crudo Oriente con una gravedad específica de 28 ° API, la producción de petróleo en lo que fue el 2024 alcanzó los 3 596 797 barriles, siendo considerado el tercer campo de mayor producción del país. Sin embargo, se evidencia pozos que no alcanzan un valor óptimo de producción, dado que su capacidad de flujo es inferior a los 550 BPPD, siendo necesario la aplicabilidad de técnicas de estimulación para maximizar la eficiencia de barrido.

2.3. Muestra

La muestra se define como un subconjunto que representa a la población. Para nuestro caso de estudio se trabajará con tres campos; Secoya, Atacapi y Pichincha, donde se analizará su producción, para determinar pozos adecuados para la aplicabilidad de la técnica de estimulación, considerando pozos de baja producción de petróleo y baja producción de agua, además de la presencia de daño de formación. Se evaluará una muestra representativa de 53 pozos de los cuales 37 representan al campo Secoya, que es la zona de mayor influencia de caudal de flujo, con una producción de 4 937.99 BPPD. De la muestra evaluada se escogerán los pozos más adecuados para el proceso de fracturamiento hidráulico siendo una submuestra de la muestra elegida para el diseño de fractura.

POZOS	BPPD	BAPD	POZOS	BPPD	BAPD
SECOYA 001 UI	130,800	1.504,200	ATACAPI 009 BT	3,021	57,399
SECOYA 010 UI	55,614	1.334,736	ATACAPI 009 UI	72,504	1.377,576
SECOYA 010 US	24,986	599,664	ATACAPI 014 US	65,879	12,121
SECOYA 011 TI	212,820	3.334,180	ATACAPI C023 TI	45,864	871,416
SECOYA 014 UI	165,660	2.595,340	ATACAPI C023 UI	42,336	804,384
SECOYA 017 UI	168,300	2.636,700	ATACAPI D026B T	95,760	1.272,240
SECOYA 019 UI	45,040	1.080,960	ATACAPI E015 TI	138,400	2.629,600
SECOYA 021 UI	127,080	1.284,920	ATACAPI E022 US	80,640	87,360
SECOYA 022 UI	92,610	1.230,390	ATACAPI F016 US	153,450	71,550
SECOYA 032 TI	39,401	1.016,919	ATACAPI G017 UI	85,680	1.342,320
SECOYA 032 TS	4,724	121,576	PICHINCHA 002 UI	126,540	206,460
SECOYA 032 UI	78,279	779,101	PICHINCHA 007 TI	53,550	1.017,450
SECOYA 033B US	106,400	5,600	PICHINCHA 008 UI	78,080	3.825,920
SECOYA 052 US	498,960	5,040	PICHINCHA 009 TI	20,196	653,004
SECOYA 054 UI	400,950	4,050	PICHINCHA 009 TS	19,404	627,396
SECOYA 054 US	935,550	9,450	PICHINCHA 013 US	158,080	88,920

SECOYA A037 TI	47,435	1.138,445	SECOYA B039 UI	103,055	2.473,327
SECOYA A037 UI	55,685	1.336,435	SECOYA B039 US	44,104	1.058,499
SECOYA A038 UI	145,375	2.060,625	SECOYA B045 UI	36,458	279,742
SECOYA A038 US	38,038	48,123	SECOYA B045 US	81,148	622,652
SECOYA A042 UI	100,250	1.904,750	SECOYA C028 TI	136,080	1.807,920
SECOYA A044 TI	44,174	160,906	SECOYA C049 US	336,180	956,820
SECOYA A044 US	125,604	457,516	SECOYA C053 UI	188,000	2.162,000
SECOYA A047 TI	22,198	88,792	SECOYA D002 TS	132,800	3.187,200
SECOYA A047 UI	44,395	133,185	SECOYA E005 TI	103,700	1.970,300
SECOYA A047 US	7,400	0,000	SECOYA E051 TI	32,307	506,143
SECOYA E051 US	26,433	414,117			

Tabla 5 Pozos de muestra representativa para la selección de pozos eficientes para un proceso de fracturamiento Hidráulico

Fuente: EP PETROECUADOR, 2024

2.4. Selección de los pozos

Antes de decidir fracturar un pozo, es fundamental determinar por qué no está produciendo lo suficiente. A menudo, esto se debe a que la formación productora o la cara de la arena está dañada. Una vez identificado el problema, debemos crear el mejor diseño de fracturación. La cantidad adicional de petróleo o gas que obtengamos después de la fracturación depende de factores como la cantidad de petróleo o gas presente y la facilidad con la que los fluidos puedan pasar a través de las nuevas grietas.

- Si se filtra lodo o cemento en la roca que rodea el pozo, se daña su superficie. Este daño dificulta considerablemente el paso de líquidos a través de ella. Debido a esto, el petróleo y el gas no pueden fluir fácilmente del suelo al pozo, lo que se denomina daño de formación.
- Reducción y alteración de la permeabilidad; cuando un yacimiento no permite que los fluidos fluyan a través de él con facilidad, es difícil extraer petróleo y gas a una velocidad rentable, incluso si hay cantidades de petróleo remanente considerable.
- Decline de la presión, a medida que se extrae el petróleo, la presión disminuye. Esto significa que el yacimiento no tiene suficiente energía para llevar el petróleo residual a la superficie.

Es necesario considerar que un pozo candidato idóneo es aquel que posee, baja producción de petróleo y baja producción de agua, además de presentar alteraciones en la permeabilidad original de la roca por efectos del daño de formación.

2.5. Índice de heterogeneidad

Esta técnica de evaluación de pozos permitirá identificar pozos de baja producción de petróleo y baja producción de agua, se basa en aplicar la ecuación 8, donde se evalúa el comportamiento individual del pozo con su rendimiento grupal por campo.

$$IH = \frac{\text{well produccion}}{\text{well producion promedio del campo}} - 1 \quad (8).$$

El análisis de la producción se evaluará en función del tiempo producido, considerando el caudal de producción por día que producen los pozos de los campos de estudio, Secoya, Atacapi y Pichincha. Utilizando la Tabla 5 se determinará el valor de producción promedio de los pozos productores de cada campo.

Los resultados propuestos serán graficados en cuadrantes donde se visualizará aquellos pozos que presenten baja producción de petróleo y baja producción de agua, los pozos que se encuentren en el cuadrante de baja producción de ambos fluidos serán los candidatos idóneos, puesto que la baja presencia de agua garantiza un eficiente proceso de fractura ya que el agua no inundará los canales conductivos. La gráfica estará distribuida de la siguiente manera:

Cuadrante I: Pozos con alta producción de petróleo y alta producción de agua, estos serán descartados por el alto % de BSW.

Cuadrante II: En este cuadrante se localizan aquellos pozos en óptimas condiciones puesto que, presentan una alta tasa de producción de petróleo y baja tasa de producción de agua, por lo cual no requieren de un proceso de estimulación.

Cuadrante III: En este cuadrante tendremos la ubicación de los pozos candidatos para un fracturamiento puesto que su producción de petróleo y agua es baja, la aplicabilidad de esta técnica destaca por la ausencia de producción de agua lo que denota que la formación ha sufrido alteración en la permeabilidad original de la formación por la ausencia de flujo de fluidos, por efectos como daño de formación entre otros factores, se considera el uso de una técnica de estimulación para crear canales conductivos que

permitan mejorar la permeabilidad de la formación a través de una conexión inducida entre la arena productora y el pozo.

Cuadrante IV: La producción de petróleo es baja, pero la de agua es alta. Debido a su alto contenido de agua, estos pozos no son buenos candidatos para la fracturación hidráulica.

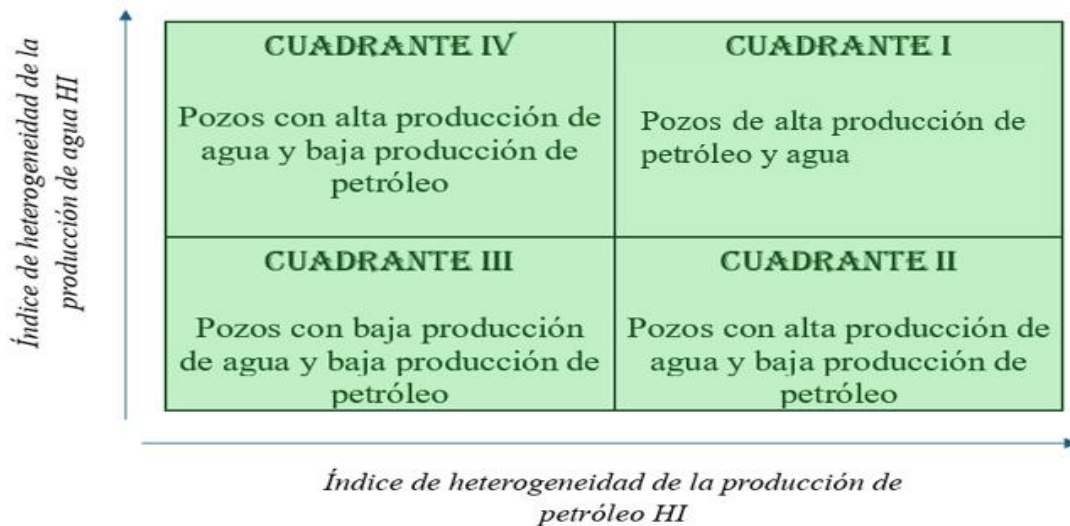


Figura 13 Evaluación grafica de la distribución de la producción de los pozos considerando el Índice de Heterogeneidad

Fuente: (GRANDA, 2017)

Producción promedio	Campo Secoya	Campo Atacapi	Campo Pichincha
Petróleo (BPPD)	133.459	78.353	75.975
Agua (BAPD)	1089.468	852.597	1069.858

Tabla 6 Producción promedio por campo

POZOS	HIO	HIW	POZOS	HIO	HIW
SECOYA 001 UI	-0,020	0,381	ATACAPI 009 BT	-0,961	-0,933
SECOYA 010 UI	-0,583	0,225	ATACAPI 009 UI	-0,075	0,616

SECOYA 010 US	-0,813	-0,450	ATACAPI 014 US	-0,159	-0,986
SECOYA 011 TI	0,595	2,060	ATACAPI C023 TI	-0,415	0,022
SECOYA 014 UI	0,241	1,382	ATACAPI C023 UI	-0,460	-0,057
SECOYA 017 UI	0,261	1,420	ATACAPI D026B T	0,222	0,492
SECOYA 019 UI	-0,663	-0,008	ATACAPI E015 TI	0,766	2,084
SECOYA 021 UI	-0,048	0,179	ATACAPI E022 US	0,029	-0,898
SECOYA 022 UI	-0,306	0,129	ATACAPI F016 US	0,958	-0,916
SECOYA 032 TI	-0,705	-0,067	ATACAPI G017 UI	0,094	0,574
SECOYA 032 TS	-0,965	-0,888	PICHINCHA 002 UI	0,666	-0,807
SECOYA 032 UI	-0,413	-0,285	PICHINCHA 007 TI	-0,295	-0,049
SECOYA 033B US	-0,203	-0,995	PICHINCHA 008 UI	0,028	2,576
SECOYA 052 US	2,739	-0,995	PICHINCHA 009 TI	-0,734	-0,390
SECOYA 054 UI	2,004	-0,996	PICHINCHA 009 TS	-0,745	-0,414
SECOYA 054 US	6,010	-0,991	PICHINCHA 013 US	1,081	-0,917
SECOYA A037 TI	-0,645	0,045	SECOYA B039 UI	-0,228	1,270
SECOYA A037 UI	-0,583	0,227	SECOYA B039 US	-0,670	-0,028
SECOYA A038 UI	0,089	0,891	SECOYA B045 UI	-0,727	-0,743
SECOYA A038 US	-0,715	-0,956	SECOYA B045 US	-0,392	-0,428
SECOYA A042 UI	-0,249	0,748	SECOYA C028 TI	0,020	0,659
SECOYA A044 TI	-0,669	-0,852	SECOYA C049 US	1,519	-0,122
SECOYA A044 US	-0,059	-0,580	SECOYA C053 UI	0,409	0,984
SECOYA A047 TI	-0,834	-0,918	SECOYA D002 TS	-0,005	1,925
SECOYA A047 UI	-0,667	-0,878	SECOYA E005 TI	-0,223	0,808
SECOYA A047 US	-0,945	-1,000	SECOYA E051 TI	-0,758	-0,535
SECOYA E051 US	-0,802	-0,620			

Tabla 7 pozos con sus respectivos valores de Índice de Heterogeneidad

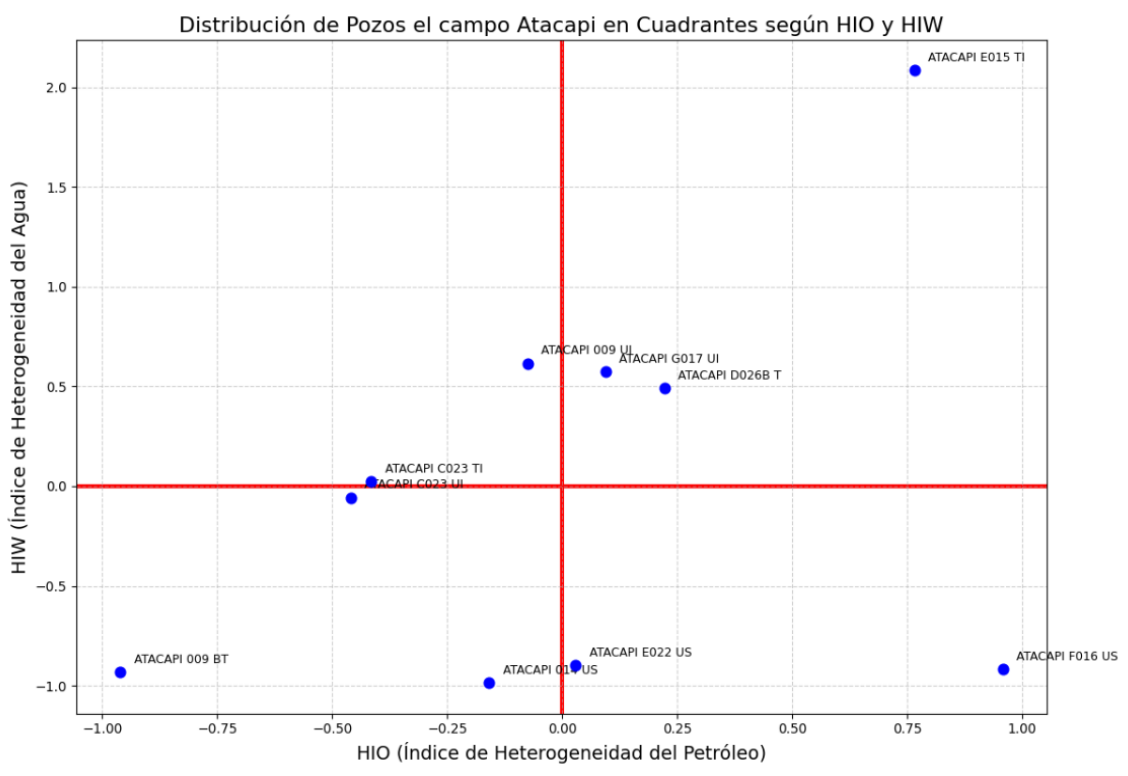


Figura 14 diagrama de dispersión de los pozos del campo secoya en cuadrantes

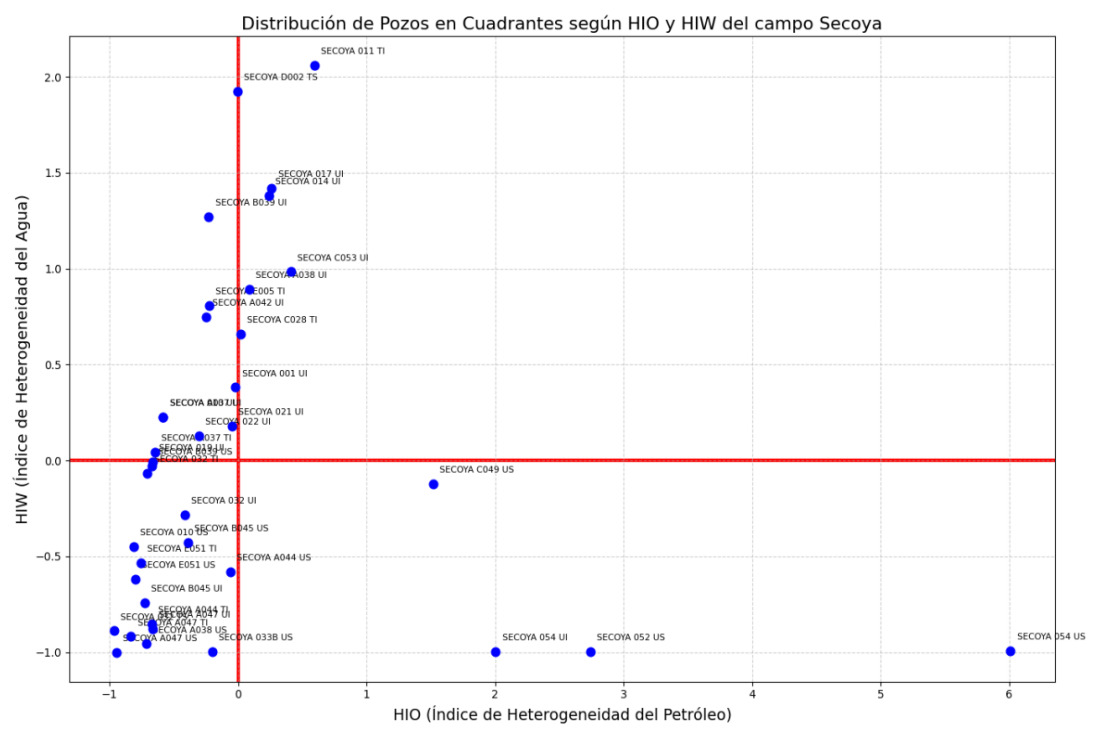


Figura 15 diagrama de dispersión de los pozos del campo Atacapi en cuadrantes

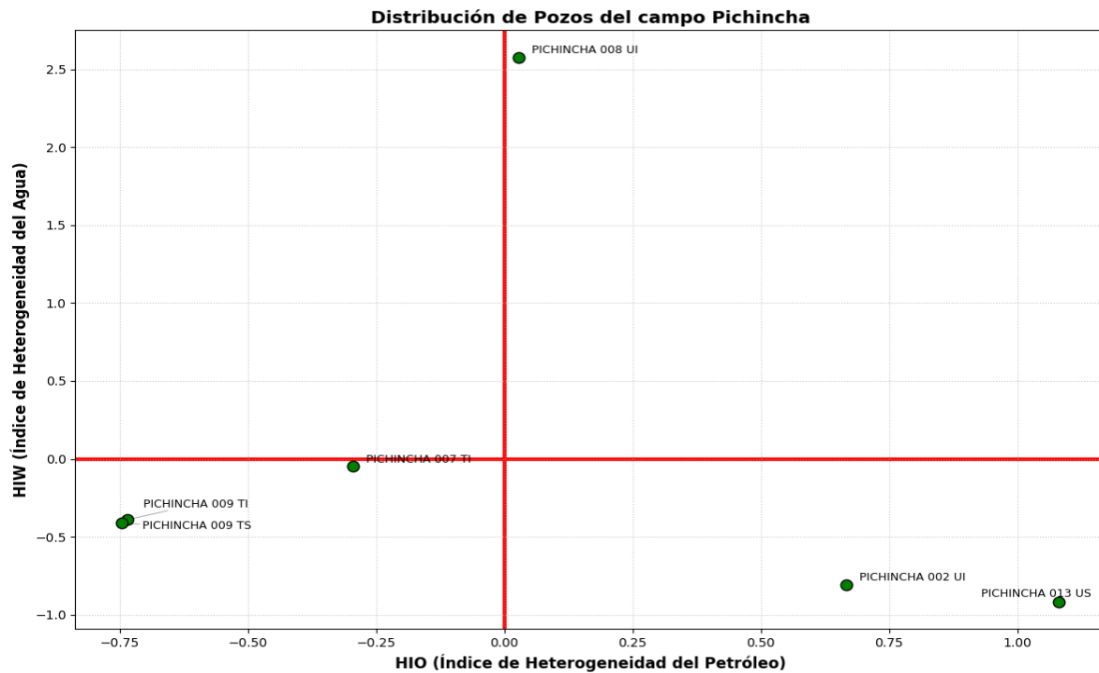


Figura 16 diagrama de dispersión de los pozos del campo Pichincha en cuadrantes

Mediante la distribución de los pozos de los tres campos, utilizando la metodología del índice Heterogeneidad se pudo determinar que existen 23 pozos, estos están distribuidos en la Tabla 8. Estos son los pozos que están en pésimas condiciones de producción por lo que requieren un trabajo de reacondicionamiento y/o estimulación. Para continuar con el filtro de candidatos se analizará el porcentaje de corte de agua presente en cada pozo preseleccionado.

CAMPOS	POZOS PRESELECCIONADOS
Secoya	Secoya 010 US, Secoya 019 UI, Secoya 032 TI, Secoya 032 TS, Secoya 032 UI, Secoya 033b US, Secoya A038 US, Secoya A044 TS, Secoya A044 US, Secoya A047 TI, Secoya A047 UI, Secoya A047 US, Secoya E051 US, Secoya B039 US, Secoya B045 UI, Secoya B045 US, Secoya E051 TI
Atacapi	Atacapi 009 BT, Atacapi 014 US, Atacapi C023 UI
Pichincha	Pichincha 007 TI, Pichincha 009 TI, Pichincha 009 TS

Tabla 8 pozos petroleros preseleccionado para un fracturamiento Hidráulico

Análisis en función del corte de agua

Realizando un análisis de la producción de agua de los pozos, se determinó que los pozos Secoya 033b US, Secoya A038 US, Secoya A047 US y Atacapi 014 US, son candidatos idóneos para el fracturamiento puesto que su corte de agua es inferior al 60%, lo que denota una baja producción de petróleo y baja producción de agua, mientras que para los 19 pozos restantes tienen un corte de agua por encima del 90%.

2.6. Evaluación del daño de formación

La capacidad de un pozo para producir o recibir fluidos puede disminuir bastante debido a la bajada de presión cerca del pozo, lo que se llama "piel". El factor de daño (S) mide cuánto afecta este daño, o la bajada de presión adimensional, causada por la zona dañada alrededor del pozo. Este valor se puede encontrar con pruebas de presión (buildup), pero si no tenemos esa información, lo calcularemos usando una fórmula modificada de la ecuación de (Darcy, 1856; Van Everdingen & Hurst, 1949).

$$S = \frac{kh(\bar{p} - p_{wf})}{141.2\beta\mu q} - \ln \left(0.472 \frac{re}{rw} \right) \quad (9)$$

<i>Pozos</i>	<i>K</i> (<i>md</i>)	<i>h</i> (<i>ft</i>)	\bar{p} (<i>psi</i>)	p_{wf} (<i>psi</i>)	β $\left(\frac{BY}{BN}\right)$	μ (<i>cp</i>)	<i>q</i> (<i>BPD</i>)	<i>re</i> (<i>ft</i>)	<i>rw</i> (<i>ft</i>)
<i>Secoya</i> <i>033b</i> <i>US</i>	115	14.74	3692	3000	1.186	2.54	112.00	790	0.58
<i>Secoya</i> <i>A038</i> <i>US</i>	115	14.74	3692	3037	1.186	2.54	86.161	790	0.58
<i>Secoya</i> <i>A047</i> <i>US</i>	115	14.74	3692	2950	1.186	2.54	177.58	790	0.58

<i>Atacapi 014 US</i>	115	14.74	2985	1184	1.216	2.54	168.00	790	0.58
-----------------------	-----	-------	------	------	-------	------	--------	-----	------

Tabla 9 Propiedades petrofísicas y PVT de los fluidos presente

Haciendo uso de las propiedades petrofísicas presentes de cada formación productora se determinó el factor de daño de formación donde se evidencia que los pozos de estudio si presentan valores de alteración en la permeabilidad original de la roca, ya que el factor de daño es de valores mayores que cero.

<i>Pozos</i>	<i>S (factor skin)</i>
<i>Secoya 033b US</i>	18.15
<i>Secoya A038 US</i>	23.82
<i>Secoya A047 US</i>	10.18
<i>Atacapi 014 US</i>	35.2

Tabla 10 valores de daño de formación utilizando la ecuación de Darcy

Se considera que los pozos presentan daño considerable, asociándolos principalmente a factores originales de la formación o inducidos, producidos principalmente por migración de finos, taponamiento de la garganta poral, fluidos incompatibles, incrustaciones, parafinas y asfáltenos, alto corte de agua, siendo estos los principales factores que dan origen a esta problemática, afectando la vida productiva de los pozos petroleros, maximizando la saturación residual de crudo. Por tal razón se determina que estos pozos son los más adecuados para aplicar un fracturamiento ya que reúnen todos los criterios técnicos necesarios, como ser de baja producción de agua y baja producción de petróleo, además la presencia de daño de formación, estimados en la última sección.

2.7. Selección del fluido aplicados para el fracturamiento hidráulico

Para seleccionar el fluido de fracturación y el material de apuntalamiento, se utilizará una técnica propuesta por Economides y Nolte en el año 2000. Este enfoque considera las tensiones in situ, que se modifican según las características geológicas de la formación. Los factores clave de este método incluyen la presión máxima de fractura, la profundidad vertical, el gradiente de fractura, la temperatura del fondo y la presión de cierre.

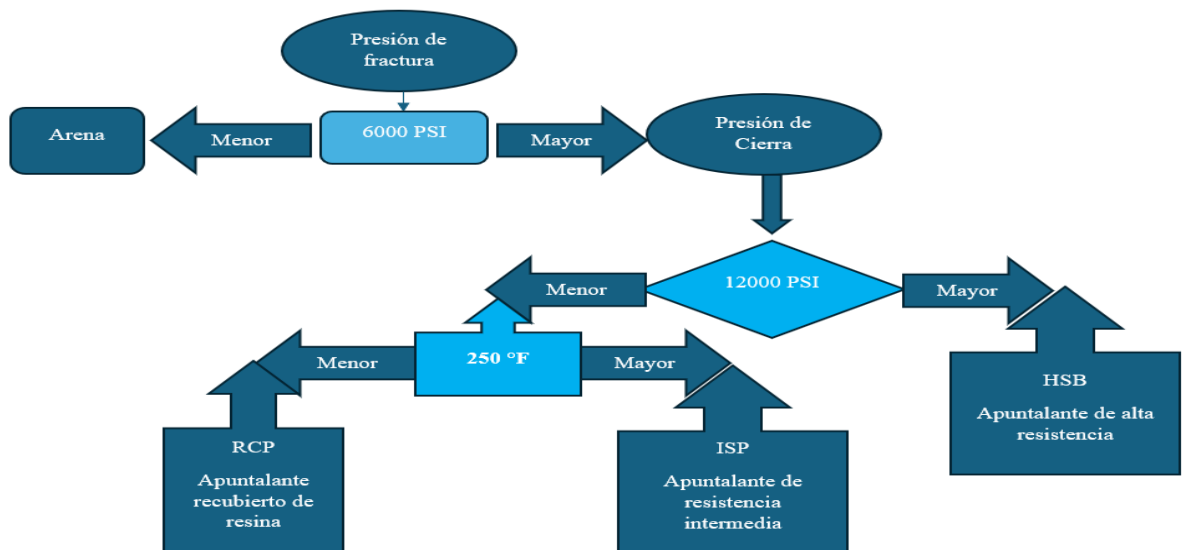


Figura 17 esquema grafico para la selección de los fluidos adecuados para la estimulación hidráulica

Considerando la información propuesta en el Anexo A, se establecieron los parámetros de ingreso en la figura 17, considerando los datos de la tabla 11, se estableció los rangos de profundidades para cada pozo dado que los tres pozos del campo Secoya producen de la misma arena, por consiguiente para los tres pozos del campo Secoya se considera una presión de fractura de 13 534.04 psi, con esta presión ingresamos en la figura 17, donde se puede visualizar que supera la presión de fractura los 6000 psi, por lo cual se sigue el diagrama de proceso. La presión de cierre es obtenida utilizando el gradiente de fractura y la profundidad utilizando la siguiente ecuación.

$$P_{cierre} = \text{Gradiente de fractura} * TVD \quad (10).$$

<i>Pozos</i>	<i>Profundidad ft</i>	<i>P. colapso (PSI)</i>	<i>P. fractura (PSI)</i>	<i>Gradiente de Colapso (PSI/FT)</i>	<i>Gradiente de fractura (PSI/FT)</i>
<i>Secoya 033b US</i>					
<i>Secoya A038 US</i>	9250	9988	13534.04	1.178	1.420
<i>Secoya A047 US</i>					
<i>Atacapi 014 US</i>	9262	10864.4	14738.32	1.206	1.424

Tabla 11 parámetros geomecánicos de las formaciones productoras

$$P_{\text{cierre secoya}} = \frac{1.420 \text{ psi}}{\text{ft}} * 9250 \text{ ft}$$

$$P_{\text{cierre secoya}} = 13135 \text{ psi}$$

$$P_{\text{cierre Atacapi}} = \frac{1.424 \text{ psi}}{\text{ft}} * 9268 \text{ ft}$$

$$P_{\text{cierre Atacapi}} = 13197.632 \text{ psi}$$

Para ambos casos la presión de cierre se encuentra en un rango de 13 000 a 14 000 psi. Continuamos con el proceso en la figura 17, donde se elige que el apuntalante adecuado a las condiciones del yacimiento es el HSB (Apuntalante de alta resistencia), la Tabla 12 también indica que se puede usar la arena cubierta con resina y la bauxita de arena intermedia, puesto que tienden a ser apuntalantes de alta resistencia a la compresión.

<i>Propante</i>	<i>Presiones</i>
Cristales de vidrio	700
Arena	6000
ULWP	7000
Cerámica de resistencia intermedia	10000
Propantes livianos	12000
Arena cubierta con resina	14000
Bauxita de arena intermedia	15000
Bauxita de alta resistencia	20000
Bauxita recubierta con resina	30000

Tabla 12 Clasificación de los agentes propantes en función de su presión de cierre

Fuente: (PANTOJA, 2017)

Considerando que las presiones de cierre son similares y la arena productora es la U superior para los tres pozos, se procede a diseñar un solo agente apuntalante para los tres escenarios. En base a la revisión bibliográfica y las propiedades similares de la arena productora con otros procesos de fracturamiento aplicados en pozos de campos petroleros ubicados en la cuenca Oriente, se determina que el agente apuntalante más eficiente es el carbolite con una malla de 20/40. Esta es la opción mencionada anteriormente, que puede soportar la presión de cierre sin provocar la rotura del grano. De igual manera, para el fluido utilizado en la fracturación recomendamos los sistemas YF135HTD o YF140HTD, diseñados para mejorar el rendimiento hidráulico de la fractura. Esta mejora nos permitiría lograr la forma de fractura requerida para alcanzar el aumento de producción previsto (TOMALÁ & SALVATIERRA, 2023).

2.8. Diseño del Programa de fracturamiento Hidráulico

El diseño del programa de fractura tomará en mención trabajos realizados por diversos autores en programas de fracturamientos aplicados en pozos de la cuenca Oriente, tomando como base estudios aplicados a la arena U superior, puesto que sus características geológicas y geomecánicas son similares. Por tal razón en la Tabla 13 se presentan los fluidos utilizados, para un fracturamiento.

<i>Etapas de aplicabilidad</i>	<i>Tipo de fluido</i>
<i>Preflujo</i>	YF140.1HTD
<i>Fluido de fractura</i>	YF140.1HTD Carbolite 20/40
<i>Fluido de desplazamiento</i>	WF140

Tabla 13 Fluidos aplicados en fracturamiento hidráulico en estudios experimentales cuenca oriente tomado de (Buitrón Garrido & Piedra Bazarro, 2020; Moreno & Dayana, 2021; Naranjo & Fabian, 2016).

El tratamiento necesario para generar una fractura debe disponer de fluidos y agentes propantes que permitan a la grieta ser lo suficientemente grande de manera que permita introducir una gran cantidad de apuntalante a una velocidad suficiente para obtener la capacidad de flujo necesaria para que el tratamiento sea óptimo. Sin embargo, en muchos yacimientos que no permiten el flujo fluido con facilidad, la conductividad de fractura adimensional (C_{fd}) debe estar entre 50 y 100, para que el fluido de fracturación esté limpio después del tratamiento. Por ello, un valor de C_{fd} de 10, considerado "óptimo", es en realidad el valor mínimo aceptable. C_{fd} debe ser incluso superior a 10 si resulta difícil limpiar el fluido de fracturación. En formaciones que permiten el flujo fluido con facilidad, a menudo no es posible obtener valores de C_{fd} de 10 o superiores, este coeficiente puede calcularse utilizando la permeabilidad de la formación k y la longitud de fractura, a través de la siguiente ecuación.

$$C_{fD} = 31.4159kL_f \quad (11).$$

El factor adimensional de la fractura puede calcularse utilizando la permeabilidad, el ancho, y la longitud de la fractura además de la permeabilidad de la formación, haciendo uso de la siguiente ecuación.

$$F_{CD} = \frac{k_f w}{k x_f} \quad (12).$$

Parámetro	Valor
Espesor de zona de pago, h	14 ft
Módulo de Young, E	3x106 psi
Relación de Poisson, v	0.20
Viscosidad del fluido fracturante, μ	* 1.28 cP
Coefficiente de filtrado, c_L	* 3.7439x10-4 ft/min ½
Pérdida repentina del fracturante, S_p	* 0.011 gal/ft2
Densidad de <u>propante</u>	* 99.95 <u>lbm/ft3</u>
Porosidad de <u>propante</u>	* 0.408
Longitud media de fractura, x_f	** 300 ft
Altura fractura, h_f	** 80 ft (tope y base arena)
Tasa de fluido de inyección, q_i	** 16 <u>bpm</u>
Concentración final de <u>propante</u> , c_f	** 7 <u>ppg</u>

Tabla 14 principales parámetros de diseño considerando propiedades geomecánicas de la roca y propiedades de los fluidos de fracturas y propanos a utilizarse tomando como referencias estudios experimentales (Buitrón Garrido & Piedra Bazurto, 2020; Moreno & Dayana, 2021; Naranjo & Fabian, 2016).

Donde los valores con * son aquellos datos propuestos por el software, mientras que ** son datos obtenidos de estudios experimentales. Para el diseño de fracturamiento asumimos una longitud de fractura de 300 ft.

Calculamos el ancho de fractura utilizando la siguiente ecuación

$$w = 0.39 \left[\frac{(1 - \nu) q_i \mu x_f^2}{G \cdot h_f} \right]^{\frac{1}{4}} \cdot \left(\frac{\pi}{5} \right) = 0.39 \left[\frac{(1 - 0.2) \cdot 1.28 \cdot 16 \cdot 300^2}{\frac{3 \times 10^6}{2(1 + 0.2)} \cdot 14} \right]^{\frac{1}{4}} \cdot \left(\frac{\pi}{5} \right) \quad (13).$$

$$w = 0.13 \text{ in}$$

El área de fractura se calcula utilizando la siguiente formula

$$A_f = 2x_f \cdot h_f \quad (14).$$

$$A_f = 2 * 300 * 80$$

$$A_f = 48\,000 \text{ ft}^2$$

El valor de η más utilizado para estos procesos de fractura es de 0.40, por lo cual procedemos a aplicar en la siguiente ecuación 15 para el cálculo del tiempo estimado de inyección.

$$\eta = \frac{V_{frac}}{V_{inj}} = \frac{A_f \cdot w}{q_i t} \quad (15).$$

$$0.40 = \frac{48\,000 \text{ ft}^2 * \left(0.13 \text{ in} * \frac{1 \text{ ft}}{12 \text{ in}} \right) * 7.48 \frac{\text{gal}}{\text{ft}^3}}{16 \text{ bpm} \cdot \left(42 \frac{\text{gal}}{\text{bbl}} \right) \cdot t}$$

$$t = 14.47 \text{ min} \quad t \approx 15 \text{ min}$$

Partiendo de los datos calculados se determinó la cantidad volumétrica de inyección ajustada a nuestro modelo de fractura partiendo de las siguientes ecuaciones.

$$V_{iny} = q_i * t \quad (16).$$

$$V_{Fract} = A_f \cdot w \quad (16).$$

$$\varepsilon = \frac{1 - \eta}{1 + \eta} = \frac{1 - 0.4}{1 + 0.4} = 0.4286 \quad (17).$$

$$V_{pap} = V_{iny} * \varepsilon \quad (18).$$

$$V_{iny} = 16 \text{ BPM} * 15 \text{ Min} = 240 \text{ bbl} = 10080 \text{ gal}$$

$$V_{Fract} = A_f \cdot w = 3889.6 \text{ gal}$$

$$V_{pap} = 10080 \text{ gal} * 0.4286 = 4\,320.288 \text{ gal}$$

Considerando que la tasa de bombeo es de 16 BPM se determinó el tiempo de bombeo volumétrico en el PAD, obteniendo lo siguiente:

$$t_{pad} = \frac{4320 \text{ gal}}{16 \frac{\text{bbl}}{\text{min}} \cdot 42 \frac{\text{gal}}{\text{bbl}}} = 6.428 \approx 6.5 \text{ min}$$

Se calcula el volumen de concentración del apuntalante mediante la disposición de las siguientes ecuaciones.

$$c_p(t) = c_f \left(\frac{t - t_{pad}}{t_{inj} - t_{pad}} \right)^\varepsilon = 7 \left(\frac{t - 6.5}{15 - 6.5} \right)^{0.4286} \quad (18).$$

$$t = 8.5 \left(\frac{c_p}{7} \right)^{\frac{1}{0.4286}} + 6.5 \quad (19).$$

c_p (ppg)	t (min)	t , (min – seg)	$V_{inj}(q_i t)$, gal
0.00	0.00	0:00	0.00
0.00	6.50	06:30	4320.00
1.00	6.59	06:35	60.48
2.00	6.96	06:57	248.64
3.00	7.68	07:41	483.84
4.00	8.80	08:48	752.64
5.00	10.38	10:23	1061.76
6.00	12.43	12:26	1377.60
7.00	15.00	15:00	1227.04

Tabla 15 programa de concentración del propante

En base a la estructura de la concentración de apuntalante, se calcula el peso de este componente en función de la siguiente ecuación.

$$\bar{C}_p = \frac{c_f}{1 + \varepsilon} = \frac{7}{1 + 0.4286} = 4.8999 \approx 5.0 \text{ } pp\text{g}$$

$$M_p = \bar{C}_p (V_{inj} - V_{pad}) = 5 * (10080 - 4\ 320.288) = 28798.56 \text{ } lb$$

Se determina la concentración del apuntalante y sus dimensiones a través de las siguientes formulas

$$C_p = \frac{M_p}{2x_f h_f} = \frac{28798.56}{2(300)(80)} = 0.59997 \frac{lb}{ft^2}$$

$$w_p = \frac{0.59997}{(1 - 0.408) \cdot 99.95} = 0.01014 \text{ } ft = 0.12 \text{ } in$$

Para limpiar el pozo, el caudal depende de su configuración física, especialmente del tamaño de la tubería. Esto ayuda a determinar durante cuánto tiempo se debe bombear fluido para limpiar la tubería. Se utilizó un tramo de tubería de producción de 1000 ft.

$$V_{flush} = \frac{\pi L_t D_t^2}{4 \cdot 12} * 7.48 = \frac{\pi 1000 \cdot 2.992^2}{4 \cdot 12} * 7.48 = 4383 \text{ } gal$$

2.9. Diseño de fractura utilizando Fracpro

FracPro y FracproPT pueden predecir qué ocurrirá al final de un trabajo, incluso mientras este sigue en marcha. Esta función es excelente, ya que permite ver el aspecto de la fractura en la roca antes de finalizar el trabajo. El software utiliza los datos recopilados hasta el momento y los pasos planificados para el resto del trabajo para predecir el tamaño final de la fractura. Esto permite seguir el progreso del trabajo con información real y realizar los cambios necesarios. Se realizó el ingreso de las componentes y parámetros de diseño tomando en cuenta los valores de la Tabla 14, en base a los 4 pozos seleccionados, ambos producen de la misma arena, por lo cual las propiedades geomecánicas son similares.

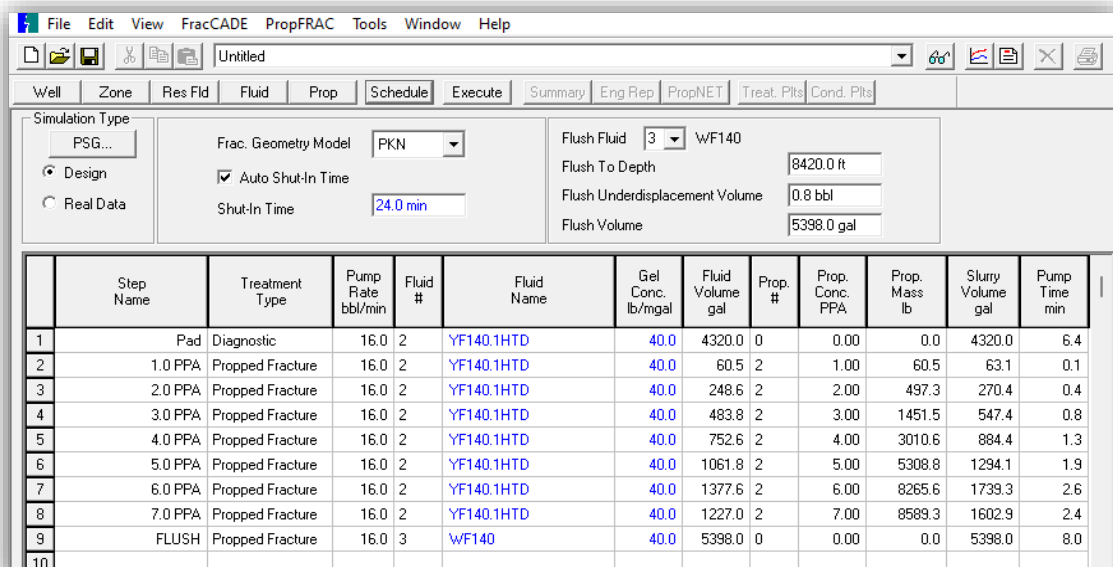


Figura 18 Interfaz de ingreso de variables y componentes en el software para simulación de fractura utilizando datos de la tabla 14

Los resultados obtenidos de la primera simulación no fueron los esperados, dado que la longitud media genera por el apuntalante cubre un valor de 10 ft, además que la permeabilidad conductiva no mejora, con valores máximos de 29 md-ft, tal y como muestra la figura 18. Por lo cual, es necesario realizar ajustes a la configuración para garantizar un entorno de fracturamiento más eficiente, que garantice una buena conexión entre el pozo y la formación productora.

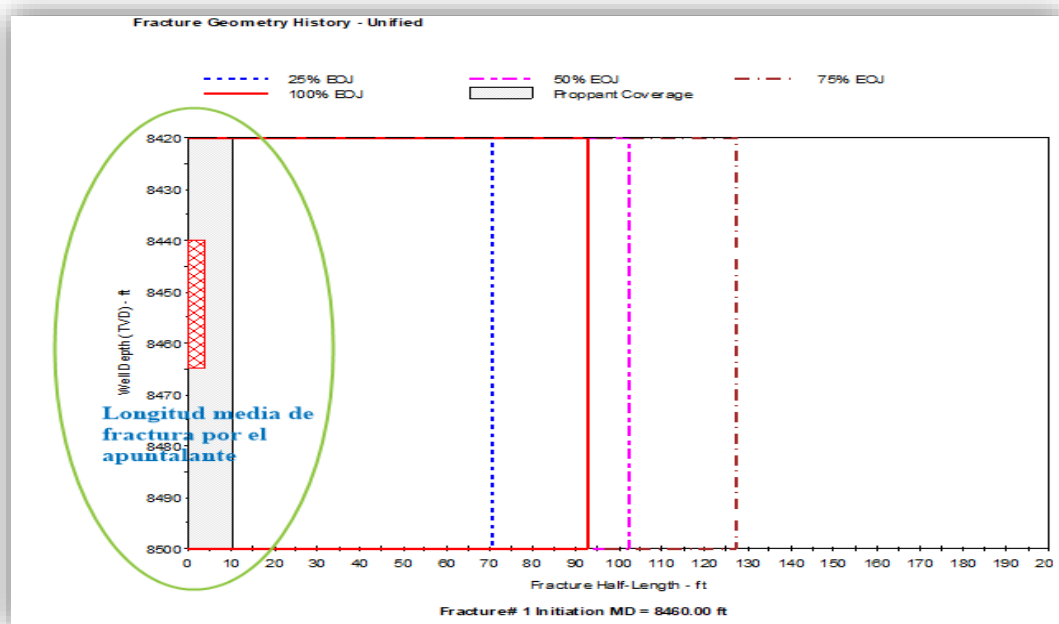


Figura 19 resultados obtenidos de la primera simulación

Para los ajustes de la simulación se utilizaron tres caudales de inyección para ver cuál es el más eficiente. Se utilizaron los mismos parámetros del caso anterior, como la cantidad máxima de apuntalante a usar, la cantidad de apuntalante a introducir en la grieta, la longitud de grieta deseada y los tipos de líquidos y apuntalante para la fractura. La cantidad de fluido bombeado se ajustó con la misma herramienta, basándose en información sobre el pozo, la tubería circundante y la tubería. Además, se probaron tasas de bombeo de mayor cantidad como son; 18, 20 y 30 BPM. Bombear a 30 BMP fue el mejor. El programa se creó en 10 pasos.

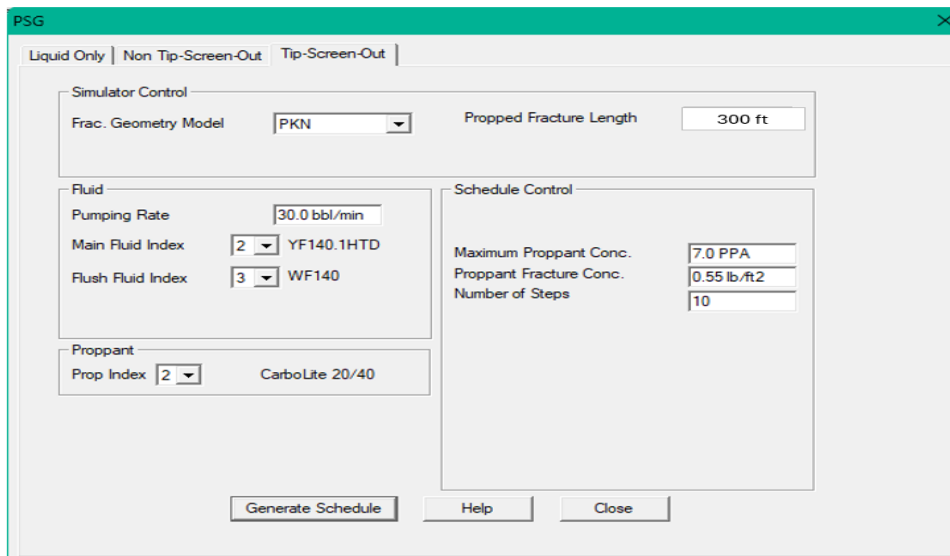


Figura 21 modelo de fractura con datos de caudal ajustado

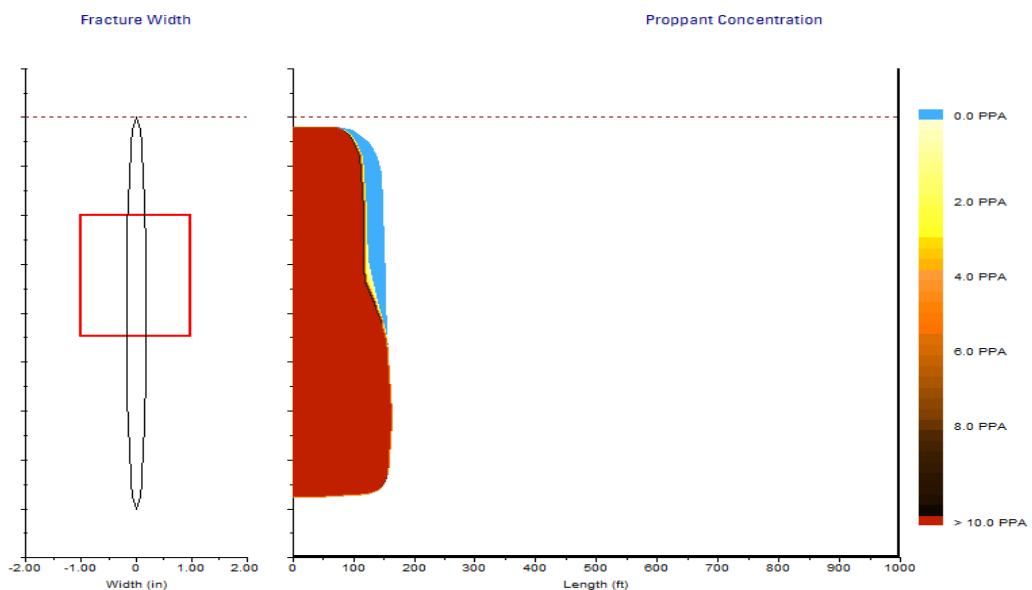


Figura 20 resultados de la simulación con parámetros optimizados

La figura 12 muestra que, al mejorar el bombeo, la grieta hidráulica se amplió lo suficiente. Esto coincidió con lo indicado por el programa informático y se demostró observando las Figuras 21, 23 y 24. Estas figuras muestran que la grieta creció hasta alcanzar una longitud promedio de 36,6 metros y un ancho de 1,18 metros simultáneamente. La FcD fue de 0,5 y la conductividad, de 76,2 metros cúbicos por segundo. Estas características son buenas o se encuentran en el rango "bueno", como se observa en el trabajo actual sobre el terreno.

2.10. Diseño de fractura en CMG

2.10.1. Construcción del modelo estático

La simulación de yacimiento es un proceso que nos permite modelar el comportamiento estático y dinámico del reservorio, en función de sus características geológicas, fluidos presentes, propiedades petrofísicas de la roca y estado mecánico del pozo, facilitando la evaluación de su estado actual y futuro, teniendo en consideración su producción, caídas de presión, ajuste históricos, diseño de fracturas, construcción de programas de inyección o técnicas de recuperación secundarias y mejoradas y muchos más aspectos técnicos por mencionar, el uso de estas técnicas de estimulación y recuperación se emplean con la finalidad de maximizar la producción e incrementar el factor de recobro.

Para la construcción del modelo estático se utilizará un mapa estructural de la arena U superior de la cuenca Oriente ecuatoriana, considerando el activo Libertador, donde, haciendo uso del software ArcMap 10.8 se georreferencia las condensas X, Y y Z del mapa. Se utiliza puntos de control, los cuales nos permitirán hacer un ajuste manual de las condensas de contorno del mapa. Se utilizaron un total de 1839 puntos georreferenciados.

En la figura 22, se muestra el mapa de la arena U superior ingresado en el software donde, mediante la distribución de los puntos, se obtuvieron las coordenadas de contorno de cada curva de nivel presente. Posterior a esto, se descarga el archivo de coordenadas y se le convierte en formato (bna.), el cual es compatible con el CMG.

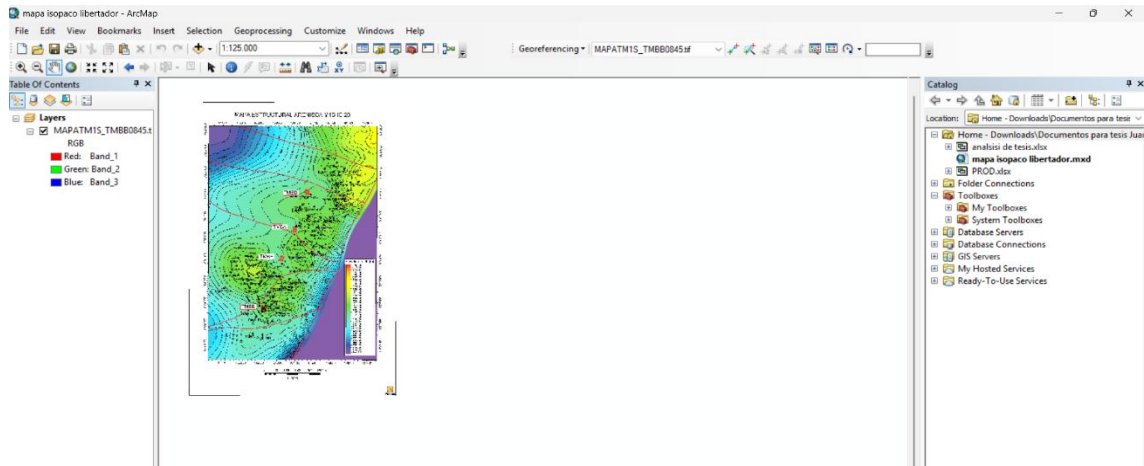


Figura 22 Georreferenciación del mapa estructural de la arena U superior utilizando el software ArcMap

Fuente: ArcMap, 2025

2.11. Inicialización de la construcción del modelamiento en CMG

Utilizando el modelo de simulación “Builder” propia de CMG, seleccionamos la herramienta de trabajo IMEX, la cual permite modelar proceso de inyección de agua y fractura hidráulica utilizando un modelo “black oil”. La figura 23, muestra un interfaz de inicialización del modelo, donde se establece las características iniciales del modelo como el tipo de simulador en este caso usaremos el “IMEX”, las unidades de medidas a trabajar, “fiel” unidades de campo, y un modelo de porosidad de “DUALPERM” dado que las secciones de la matriz se vincularán tanto con las fracturas como con las secciones adyacentes de la matriz.

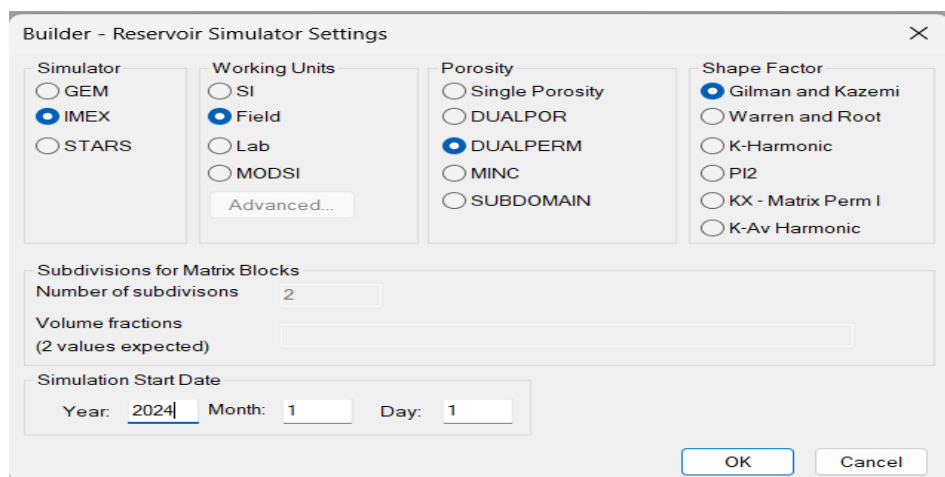


Figura 23 parámetros de inicialización del modelo de simulación en CMG

Fuente: CMG, 2025

Se procede a cargar los puntos de contorno del mapa generado utilizando la opción “File”. Ya en este interfaz, navegamos hasta la opción “Open map File” y seleccionamos el archivo (bna.) generado, obteniendo la figura 24. Posteriormente se asignan las características de la malla de estudio, considerando el área de estudio. En la opción “Reservoir”, seleccionamos “créate grip” con la alternativa “Orthogonal Corner Point” utilizando los datos propuestos en la Tabla 16.

<i>Direccionalidad</i>	<i>Numero de celdas</i>	<i>Dimensión de las celdas</i>	<i>Longitud total</i>
i	50	150	7500 ft
j	50	215	10750 ft
k	50	Definido por el mapa	

Tabla 16 Datos de configuración de la malla de simulación

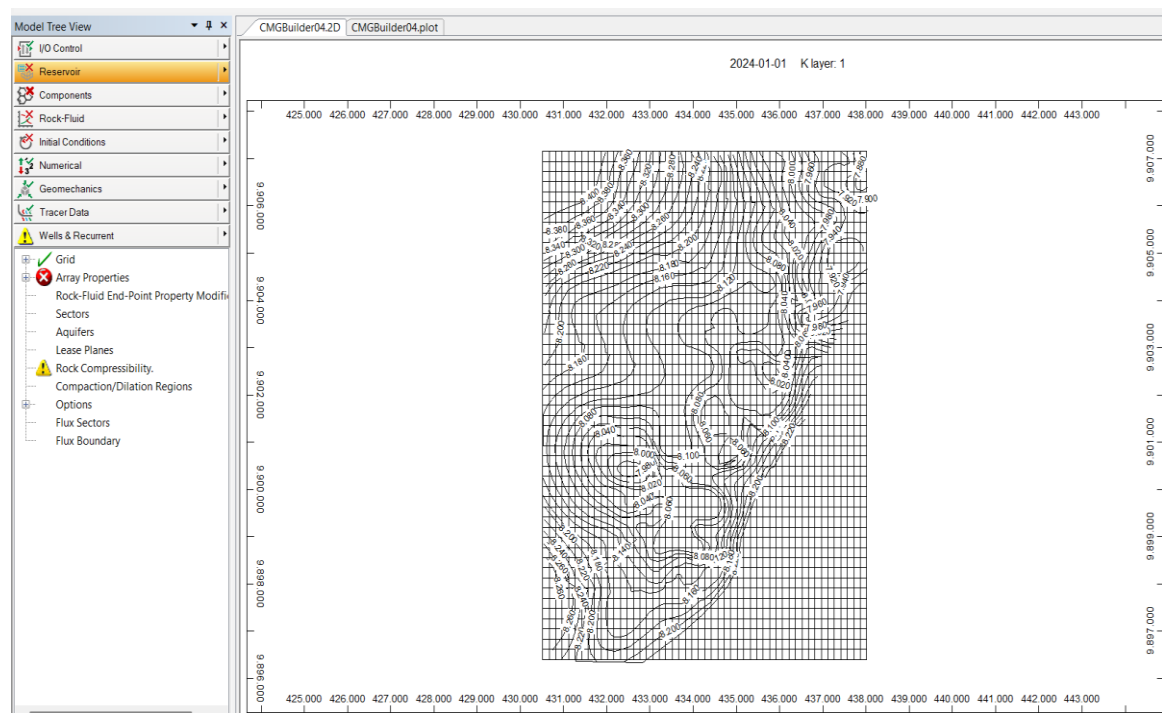


Figura 24 construcción del modelo estático del yacimiento de estudio

Fuente: CMG, 2025.

Como se observa en la figura 24, existen interfaces marcadas con rojo, puesto que aún no se ha realizado la asignación de las propiedades y demás criterios de diseño. Como primer paso procedemos a asignarle los valores de profundidad, espesor de la arena,

porosidad, permeabilidad, porosidad de fractura, permeabilidad de fractura, saturación de agua, saturación de petróleo, presión de burbuja y demás parámetros. Se utiliza la opción “Specify Property” donde cargamos el “Grid Top” de la formación ubicándolo en el layer 1, asimismo ubicamos los espesores de arena en la opción “Grid Thickness”, permeabilidad y la porosidad “Porosity”. Estos datos fueron obtenidos de los mapas estructural, mapas de profundidad, mapas de porosidad y mapa de permeabilidad, como se muestra en la figura 25, correspondiente al ingreso de las principales propiedades petrofísicas del campo Libertador.

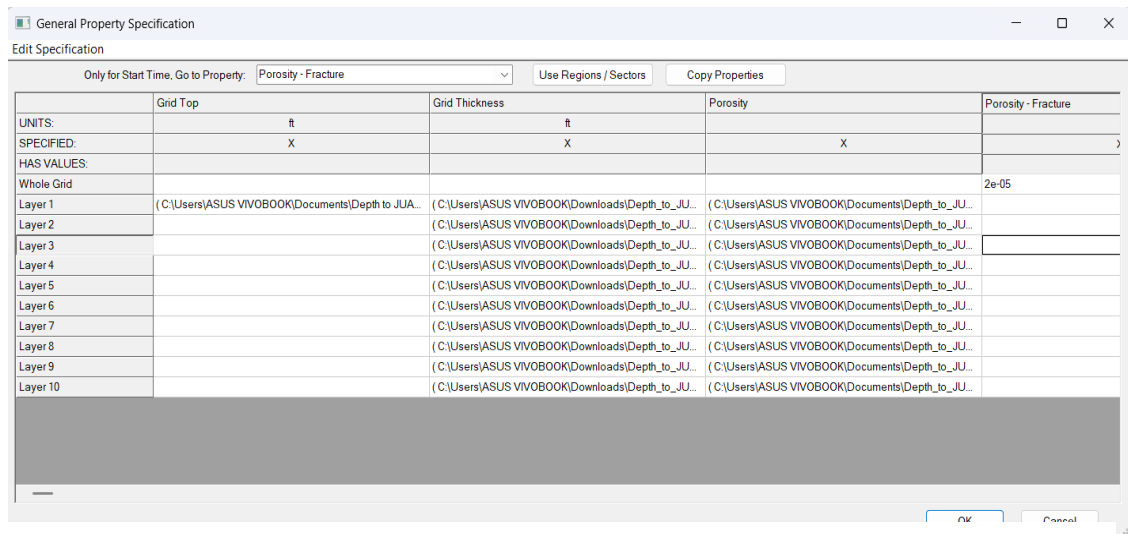


Figura 25 ingreso de las principales propiedades petrofísicas del campo Libertador

Fuente: CMG, 2025

Utilizando ecuaciones dispuestas en la sección de anexos, se determinan los criterios técnicos de fractura necesarios para el diseño de una estimulación hidráulica ingresando los siguientes valores.

<i>Parámetros</i>	<i>Valor</i>
Porosidad de fractura	0.00004
Permeabilidad de fractura (i)	0.00002 md
Permeabilidad de fractura (j)	0.00002 md
Permeabilidad de fractura (k)	0.00004 md

Tabla 17 valores obtenidos para la construcción del modelo de fractura

Ya cargada toda la información del reservorio damos ok y guardamos. Posterior a esto ingresamos las propiedades de compresibilidad y de la roca, así como su presión de referencia, utilizando la opción “Rock compressibility”, tal y como muestra la figura 25.

Figura 26 ingreso de la compresibilidad de la roca y su presión de referencia

Fuente: CMG, 2025.

Los siguientes ajustes que se deben modificar corresponden a la información PVT de los fluidos que se utilizarán en la simulación. Haga clic en "Componentes", luego seleccione "Modelo" y elija la opción "Black oil". Aparecerá un cuadro de diálogo que le permitirá ingresar las cifras de la Tabla 7; después, deberá pulsar "Aceptar".

Propiedades PVT	
Temperatura de reservorio	206 °F
Presión máxima	3692 psi
Presión de burbuja	839 psi
Gravedad especifica del petróleo	28 °API
Densidad del gas	0.72
Salinidad del agua	10000 ppm
Densidad del agua	60.8673 lb/ft3

Factor volumétrico de la formación	1.03235 BY/BN
Compresibilidad del agua	3.1258e-06 1/psi
Presión de referencia	3120 psi
Viscosidad del agua de formación	0.306457 cp

Tabla 18 Propiedades PVT utilizado para la simulación

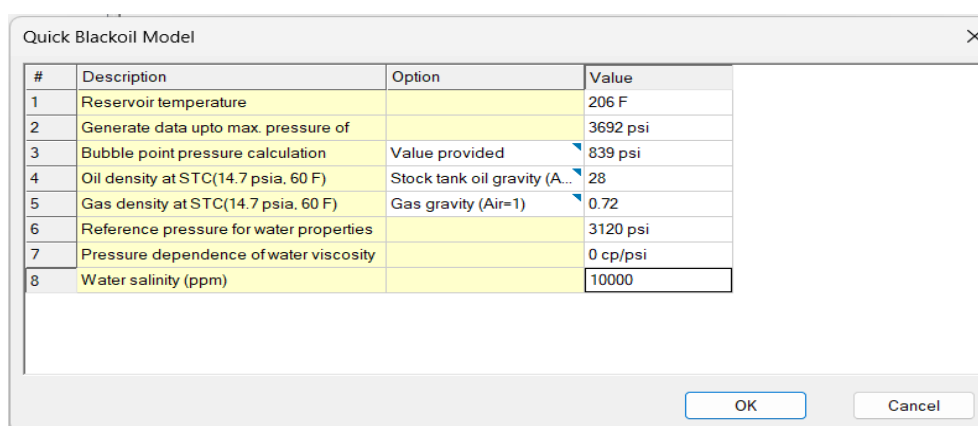


Figura 27 ingreso de las propiedades PVT de los fluidos dispuesto en la tabla 18 al CMG

Fuente: CMG, 2025

El programa generará varios gráficos que representan el comportamiento de los fluidos según los datos proporcionados. Estos gráficos ilustran las características de los fluidos dentro del yacimiento bajo diferentes condiciones de presión. En cuanto al modelo PVT, generará gráficos para la solubilidad del gas (R_s), el factor volumétrico del petróleo (β_o), la expansión del gas (E_g) y la viscosidad del gas (Vis_g) y la viscosidad del petróleo (Vis_o).

Utilizando la sección de “Rock-Fluid”, ingresamos las propiedades de interacción roca-fluido, utilizando datos de saturación de agua y permeabilidades relativas del petróleo y del agua dispuesto en la tabla de anexos de permeabilidades, tal y como muestra la figura 28.

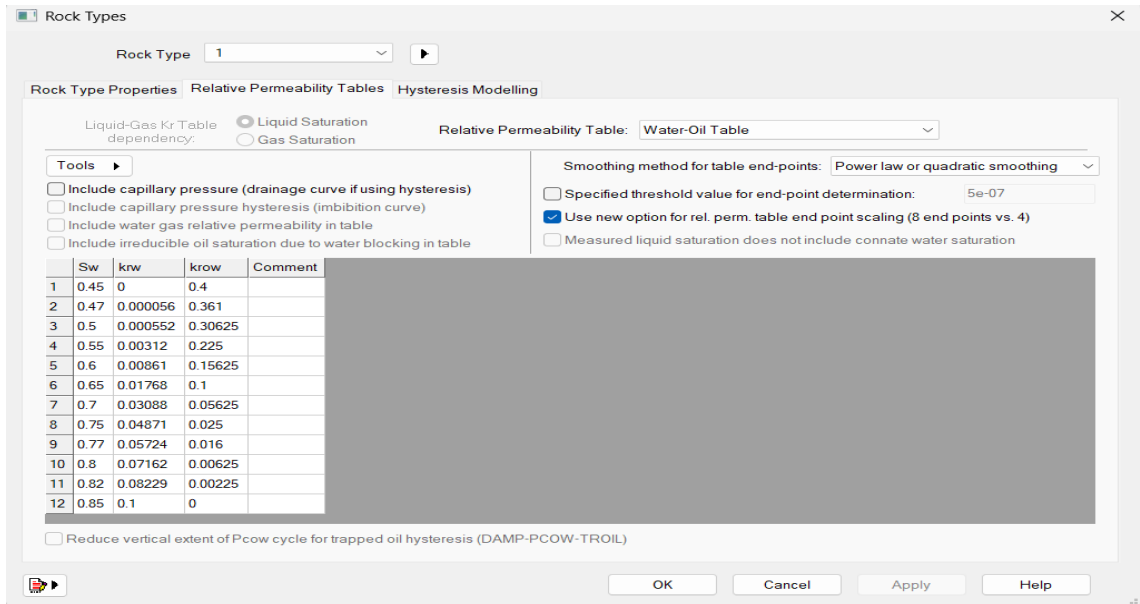


Figura 28 ingreso de las permeabilidades relativas en la interacción roca fluido

Fuente: CMG, 2025

A continuación, para acceder al cuadro de permeabilidad relativa del sistema gas-líquido, seleccionamos “Tabla líquido-gas” en el menú “Tabla de permeabilidad relativa”.

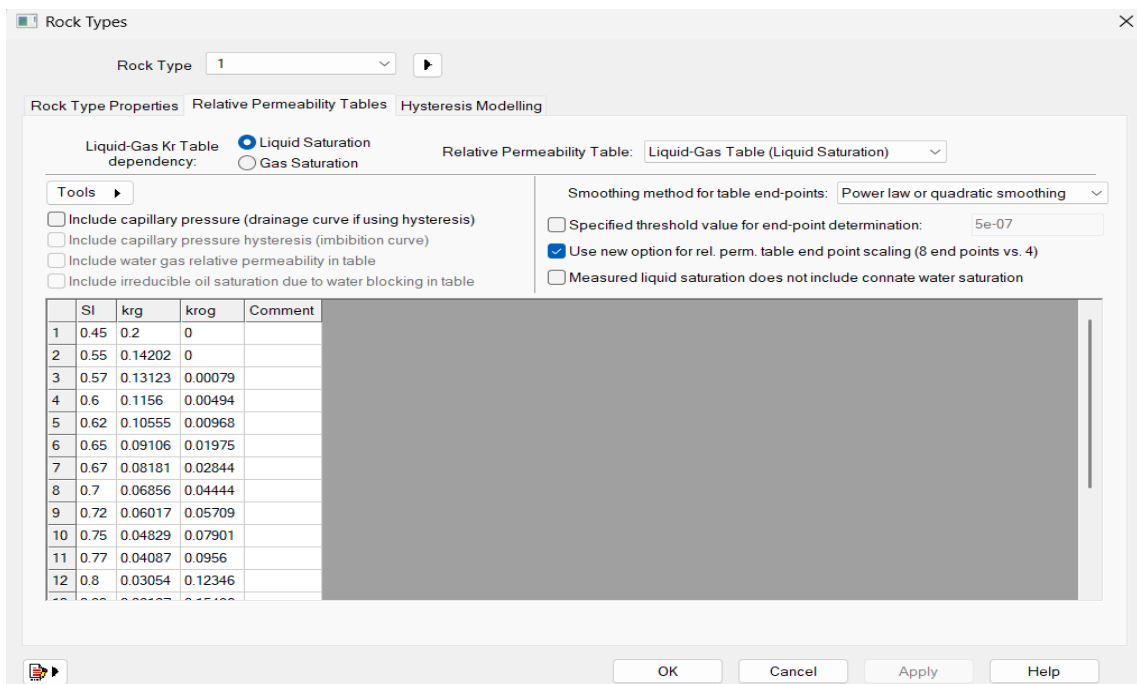


Figura 29 ingreso de las permeabilidades relativas del sistema gas-líquido

Fuente: CMG, 2025

Se definen los parámetros iniciales, que incluyen el ajuste de las presiones de referencia, la profundidad de los puntos de contacto (gas, petróleo o agua) y la presión del punto de burbuja. Haga clic en "Condiciones Iniciales" en la barra de menú. Aparecerá una nueva ventana que le solicitará que seleccione el tipo de equilibrio capilar-gravitatorio para el yacimiento, específicamente el contacto petróleo-agua en este caso. La presión y la profundidad de referencia se establecen en 3692 psi y 9250 pies, respectivamente. A continuación, la profundidad del contacto petróleo-agua debe ajustarse a 9300 pies, la presión del punto de burbuja a 839 psi e implementar las modificaciones, como se muestra en la Figura 30

Figura 30 Ingreso de los parámetros de condiciones iniciales en el modelo de simulación CMG

Fuente: CMG, 2025

Una vez ingresados todos los componentes y propiedades para la construcción de la simulación de yacimiento, se obtiene el modelo estático de la arena U superior del campo Libertador. Este modelo permitirá simular el comportamiento de la producción antes y posterior al fracturamiento hidráulico.

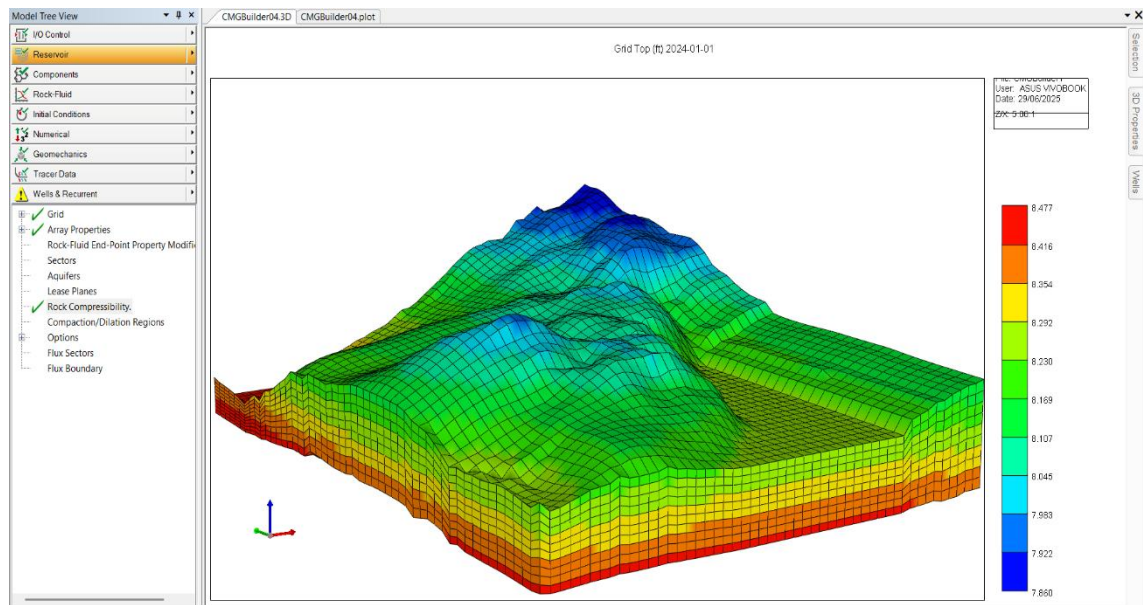


Figura 31 resultado final del modelo estático del yacimiento, campo Libertador en 3D CMG

Fuente: CMG, 2025

Se adjuntan los pozos de muestra al modelo de estudio utilizando las coordenadas de geolocalización dispuestos en la Tabla 19. En el software se selecciona la pestaña de opciones “Wells & Recurrent”, donde se despliega una barra de cinta de opciones. Damos click en la opción “Wells” e ingresamos las características de los pozos.

Pozos	Coordenadas espaciales		
	i	j	k
Well-1	10	33	7
Well-2	20	35	7
Well-3	28	23	7
Well-4	31	16	7

Tabla 19 Coordenadas de geolocalización de los pozos de estudio en el modelo estático del activo Libertador

Para ingresar la producción de cada pozo, se selecciona la pestaña de “Import Production”, donde se ingresa los valores de producción del conjunto de pozos a través

de la importación de datos de producción de fluidos con su fecha en un formato prod. Después, modifique el formato de fecha de producción en la segunda columna. En la tercera y cuarta columnas, indique el tipo de producción (petróleo y agua), la medición en barriles diarios y la duración prevista en días, como se ilustra en la Figura 31.

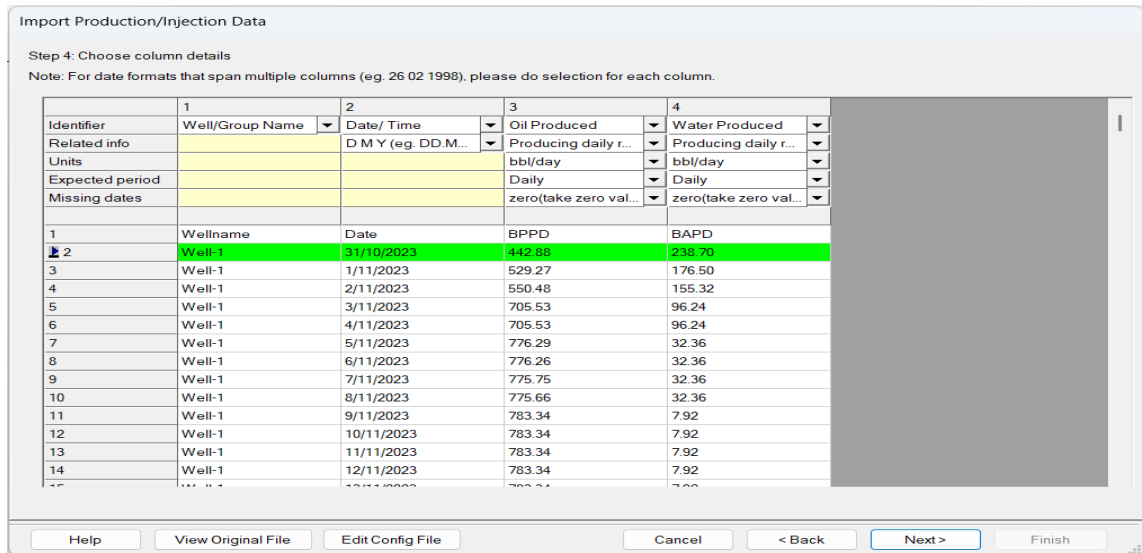


Figura 32 ingreso de valores de producción por pozo con su respectiva fecha en CMG

Fuente: CMG, 2025

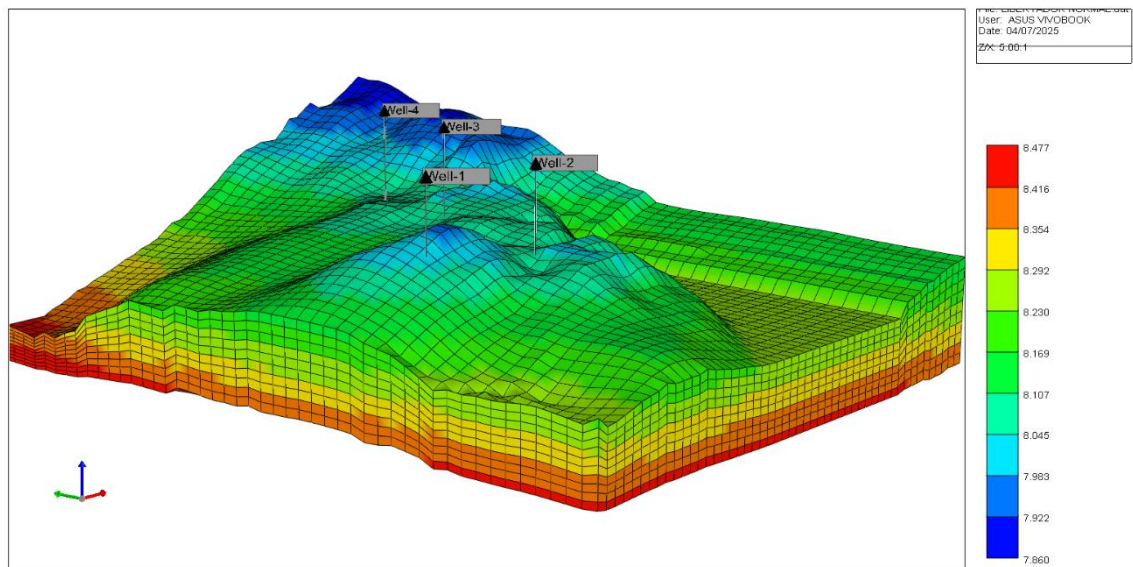


Figura 33 modelo final del reservorio U superior del activo libertador

Fuente: CMG, 2025

2.12. Diseño de la fractura en CMG

La finalidad de crear las fracturas hidráulicas es mejorar la producción de hidrocarburos a través de las canalizaciones generadas por la inyección de fluido presurizado y el mantenimiento de la abertura de poros interconectados a través del apuntalante, Este proceso de estimulación permite reducir el daño de formación, optimizando la producción de petróleo e incrementando el factor de recobro. Para la aplicación de esta técnica en el software comercial CMG, en el menú haga clic en "Pozo" y luego seleccione "Fracturación hidráulica". En el cuadro de diálogo resultante, seleccione la opción "Opción no Darcy" y haga clic en "Correlación general". A continuación, navegue a "Fracturas" y seleccione "Nueva etapa de fractura planar". Esta opción le permitirá establecer una o varias fracturas planares dentro del pozo, alineando su orientación, espaciamiento y patrón de perforación, determinando así dónde y cuántas fracturas se crearán. A continuación, configure una "Plantilla planar", donde deberá insertar los valores de permeabilidad primarios y realizar los ajustes necesarios para refinarla. Los valores ingresados se pueden ver en la Figura 34 según los datos proporcionados por FracPro.

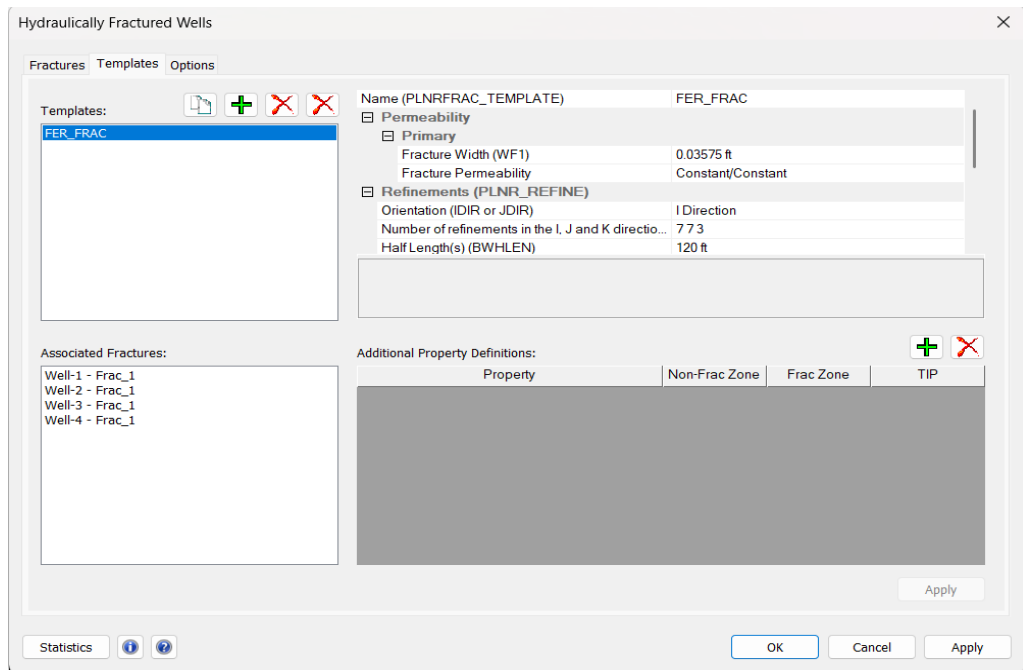


Figura 34 valores ingresados al CMG, con datos obtenidos del diseño de fractura en Fracpro

Fuente: CMG, 2025

Para el diseño de fractura se utiliza un ancho de fractura de 0.429 in, una permeabilidad efectiva de 300 md con una longitud de fractura de 120 ft. La dirección de propagación de la fractura se da en la orientación i, perpendicular a la verticalidad del pozo. Para las refinaciones en las direcciones i, j y k se utiliza valores de 7, 7, 3. Las capas perforadas por encima y debajo de la fractura son 2, 2, y la última por defecto del programa.

En la sección "Fracturas", seleccione el modelo de fractura generado "JFFract" que creó anteriormente. A continuación, seleccione la opción "All Perforations Only" y haga clic en "Aplicar" y guarde los cambios tal y como muestra la figura 35.

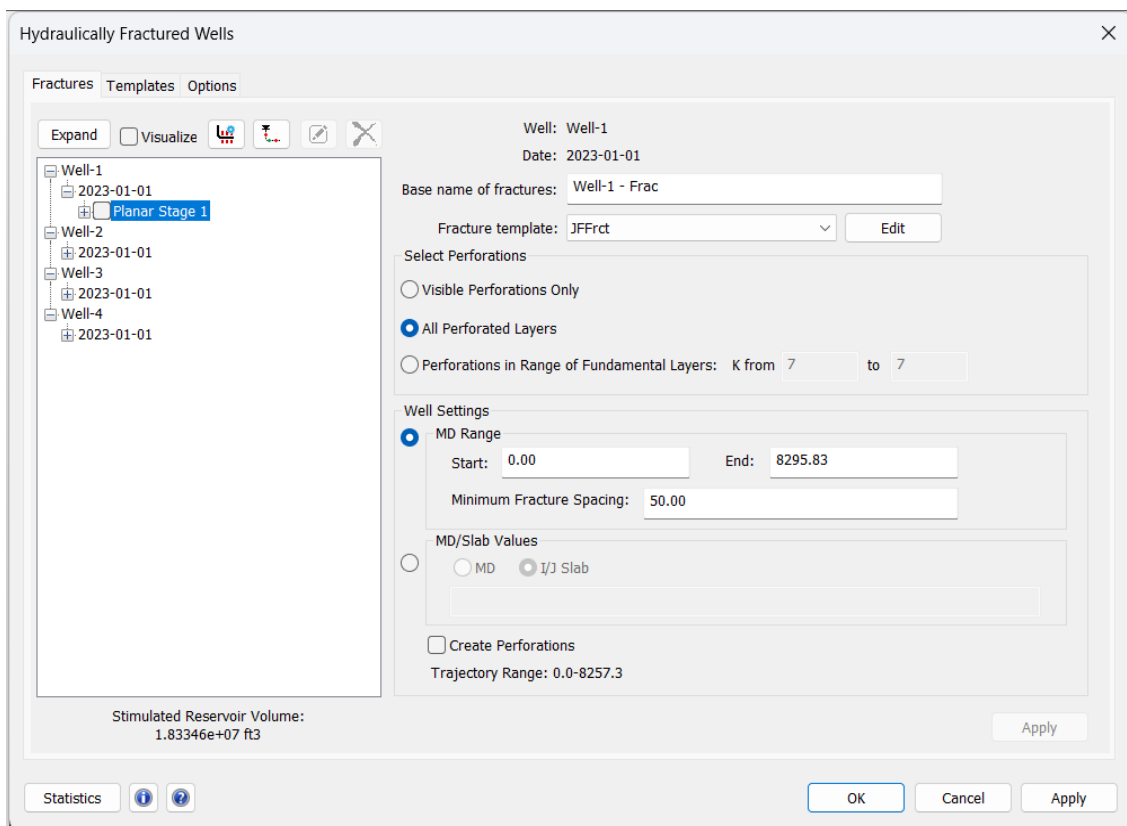


Figura 35 Interfaz de aplicabilidad de fractura en los pozos de estudio

Fuente: CMG, 2025

En la barra de herramientas del "Builder", seleccione el plano 7 y observe si las fracturas fueron generadas y están en el pozo, como en la imagen 36. Se realiza un ajuste a la fecha de simulación realizando un análisis hasta el 1 de agosto del 2050. Por último, ejecute la simulación en "IMEX", lo que abrirá un nuevo cuadro para iniciar la simulación.

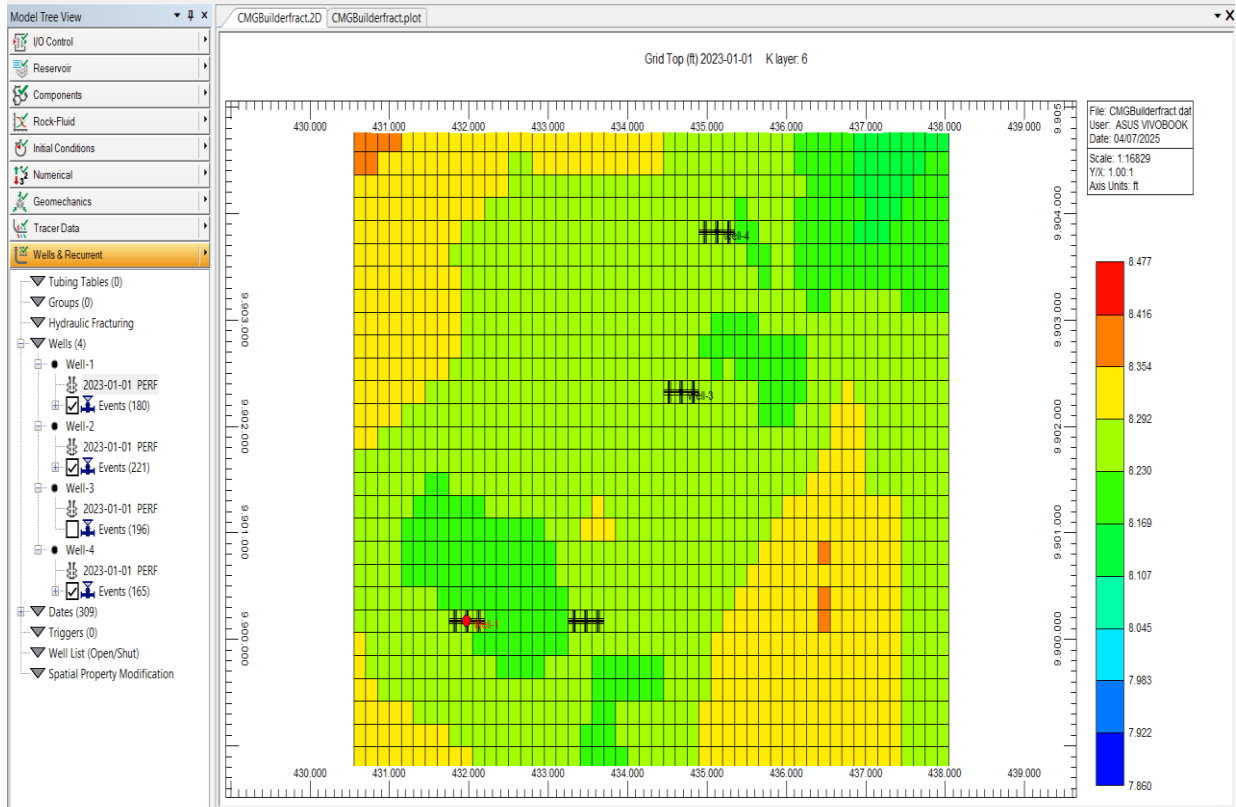


Figura 36 Aplicación de la fractura hidráulica en los pozos de estudio, plano numero 7

Fuente: CMG, 2025

2.12.1. Limitaciones del estudio

- La malla del modelo estático del yacimiento usa una discretización de 50x50x50 celdas con tamaños de 150 ft x 215 ft (horizontal) y 50 celdas en vertical. Esta resolución espacial relativamente gruesa limita la capacidad de captar detalles finos de la heterogeneidad del yacimiento y del comportamiento puntual de fracturas muy localizadas.
- El modelo de fractura utilizado es planar, con una plantilla plana y parámetros fijos de ancho (0.429 in) y longitud (120 ft). Este esquema simplifica la geometría real, la cual en campo puede presentar formas irregulares, ramificaciones, variaciones en la altura, y aperturas no uniformes.

- Las propiedades petrofísicas y PVT asignadas son valores promedio del campo y la permeabilidad de fractura y matriz es muy baja (en el orden de 0.00002 a 0.00004 md para la fractura), lo que no refleja la variabilidad ni heterogeneidad a escala fina ni eventos locales importantes.
- El método clásico PKN para diseño de fractura es bidimensional, asumiendo altura constante y sección ovalada, adecuado para diseños basales pero insuficiente para capturar complejidades tridimensionales, cambios verticales y ramificaciones o bifurcaciones que pueden presentarse en fracturas reales.
- CMG como software presenta limitantes computacionales que imponen un balance entre nivel de detalle del modelo (tamaño de la malla, número de fases, procesos modelados) y tiempo computacional razonable, lo que restringe la inclusión de todos los detalles geológicos y de fracturamiento realistas.

CAPÍTULO 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3.1. Análisis del diseño de fractura en Fracpro

Realizando los ajustes pertinentes, se determinó los parámetros de diseño adecuado de la fractura que se adaptan a las condiciones del campo de estudio. Se estableció que, con un modelo de inyección de 30 bpm y utilizando 10 etapas de bombeo, se mejoró de manera considerable, alcanzando una longitud de 120 ft de penetración, con un ancho de apuntalamiento de fractura de 0.429 in, pasando de 29 md-ft a 2363 md-ft y un $F_c D$ de 0.5 lo que mejoró de manera considerable la conductividad, mejorando la capacidad del paso de fluido, siendo estas características las más adecuadas para un proceso de fracturamiento en el área de estudio.

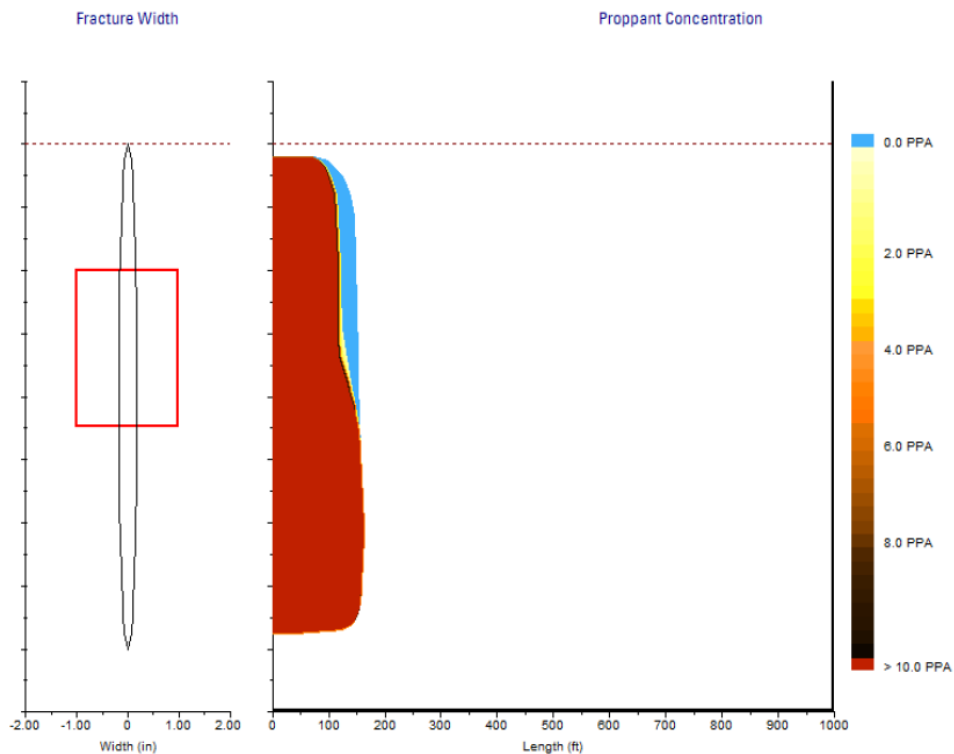


Figura 37 distribución de la fractura en el medio

Parámetro	Valor
Tope inicial de la fractura	8420 ft
Base inicial de la fractura	8500 ft
Longitud media de la fractura apuntalada	120.4 ft
Ancho apuntalado en el pozo	0.426 in
Ancho apuntalado promedio	0.213 in
Concentración promedio de gel	648.4 lb/mgal
Factor promedio de retención de fluido	1.00
Máxima longitud media de la fractura hidráulica	304.7 ft
Longitud media de fractura hidráulica EOJ	174.1 ft
Ancho hidráulico en el pozo EOJ	0.523 in
Altura hidráulica en el pozo EOJ	80.1 ft
Presión neta EOJ	1089 psi
Eficiencia	0.249
Tiempo de cierre estimado	35.2 min
Filtración equivalente	5.9E-3 ft/min ^{0.5}
Conductividad efectiva	2363 md.ft
FcD efectivo	0.5

Tabla 20 Parámetros de diseño de fractura final, utilizados para e modelamiento en CMG

Fuente: CMG, 2025

3.2. Evaluación del daño de formación

La evaluación del daño a la formación tras la fracturación hidráulica muestra una notable disminución del factor de daño en comparación con el estado original de la formación, lo que sugiere que el tratamiento de estimulación alcanzó sus objetivos de eficiencia. El uso de fluido de fracturación y apuntalantes ha logrado un cambio controlado en la permeabilidad original de la matriz mediante el establecimiento de canales bien conectados, ya que el fluido a alta presión supera la resistencia de la roca y provoca que las fracturas se extiendan a lo largo de las principales líneas de tensión in situ. El diseño de las fracturas resultantes, que se distinguen por su longitud efectiva, altura de propagación y ancho promedio, junto con patrones de flujo reconocidos, ha mejorado considerablemente la conectividad dentro de la estructura porosa. Esta mejora en la conectividad hidráulica se traduce en una mayor conductividad de la fractura, ya que el apuntalante mantiene las aberturas de la fractura bajo tensión de cierre, creando un medio poroso de alta permeabilidad; también reduce los impedimentos al flujo al reducir

sustancias nocivas como finos, precipitados y fluidos de perforación; y aumenta la productividad al formar un sistema de fracturas interconectadas que amplía el área de contacto entre la roca y el fluido, mejorando así la eficiencia del drenaje del yacimiento.

Utilizando la fórmula dispuesta en la ecuación 20 y los datos obtenidos de la fractura de las condiciones y parámetros iniciales y posterior al fracturamiento se obtuvo los resultados presentes en la Tabla 21, donde se muestra que el factor de daño redujo de manera considerable e incluso alcanzó un valor negativo, lo que indica que el proceso de estimulación ha sido eficiente. Además del aumento del índice de productividad lo que denota en una mayor tasa de producción.

$$S'' = \left(\frac{K}{K_f} - 1 \right) * Ln \frac{rw''}{rw} \quad (20).$$

<i>Pozos de estudio</i>	<i>S (factor skin) inicial</i>	<i>IP Inicial Bpd/psi</i>	<i>IP final Bpd/psi</i>	<i>S (factor skin) Final</i>
<i>Secoya 033b US</i>	18.15	0.16 18	0.24	-2.44
<i>Secoya A038 US</i>	23.82	0.1315	0.20	-2.44
<i>Secoya A047 US</i>	10.18	0.2393	0.36	-2.44
<i>Atacapi 014 US</i>	35.2	0.1	0.15	-2.44

Tabla 21 resultados de índice de productividad y daño de formación post fracturamiento

3.3. Diseño en el CMG

La finalidad de aplicabilidad del modelo de fractura hidráulica se ejecutó para incrementar la producción mediante la apertura de canales de flujo por tal razón se ejecutaron modelos de fracturación hidráulica en pozos verticales denominados well-1, well-2, well -3 y well -4, estos son pozos productores del campo, utilizando la herramienta de simulación numérica CMG Builder. La particularidad de este procedimiento reside en que las formas y características hidráulicas de cada fractura no se determinaron aleatoriamente, sino que se calcularon con antelación mediante un modelo de diseño en el software FRAC, considerando las características de la formación, las condiciones de tensión existentes, el líquido de fracturación y los atributos del apuntalante.

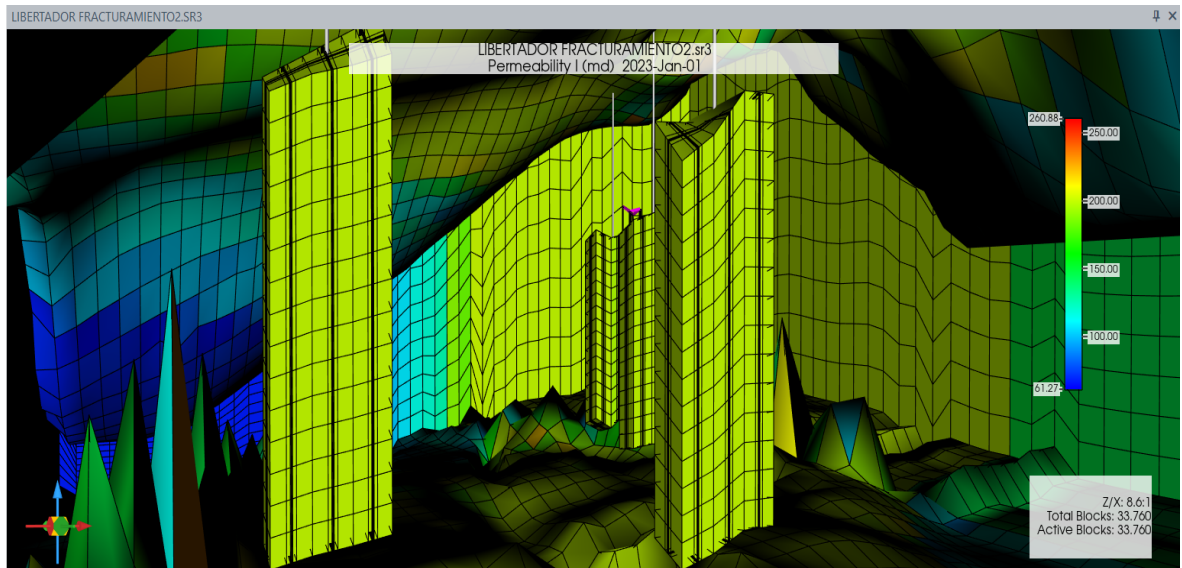


Figura 38 resultados del diseño de fractura Hidraulica en CMG, utilizando la opción de simulación Results 2021.10

La configuración realizada en el programa FRAC arrojó los mejores valores para características importantes de fractura y se conecta fácilmente al sistema de simulación CMG. Estos valores son: El ancho de la fractura fue de 0,03575 pies. Este valor muestra cuán abiertas deberían estar las fracturas después de cerrarse, considerando la presión que las empuja y el tipo de material utilizado para mantenerlas abiertas. Su tamaño es adecuado para mantener suficiente líquido fluyendo en pozos verticales en roca que no permite el paso de líquido.

La longitud media de fractura de 120 ft y una longitud total resultante de 240 pies, este aspecto se perfeccionó en FRAC para aumentar el volumen estimulado y reducir la

presión de inyección, sin comprometer la integridad del pozo. La permeabilidad de la Fractura fue identificada como una constante igual al doble de la permeabilidad inicial, 230 md. Se mantuvo una distribución de permeabilidad consistente en el plano de fractura dentro del marco CMG, según lo establecido en el diseño inicial, para permitir la comparación de diversos escenarios y evaluaciones de sensibilidad, tal y como lo denota la figura 38, donde la dirección de propagación de la fractura es en dirección horizontal. Esta dirección se estableció en relación con la alineación de la tensión mínima horizontal determinado durante el proceso de planificación de FRAC y la dirección vertical de los pozos. Un posicionamiento correcto garantiza que las grietas simuladas se comporten como grietas reales en el suelo. La cuadrícula de grietas se compuso de 7 x 7 x 3 partes, utilizando el software CMG. Diseñamos la cuadrícula con mayor precisión alrededor de cada grieta (7 secciones de ancho y largo, 3 secciones de alto), para poder rastrear con precisión los cambios de flujo y las caídas de presión cerca del pozo agrietado.

El uso de la fracturación hidráulica en estos pozos verticales transformó significativamente la conexión del pozo con el área de drenaje del yacimiento. Al ampliar el área de influencia de una forma radial simple a una forma cuasi-lineal mediante fracturas planas, se mejora la productividad y se reduce la caída de presión.

3.4. Producción de petróleo

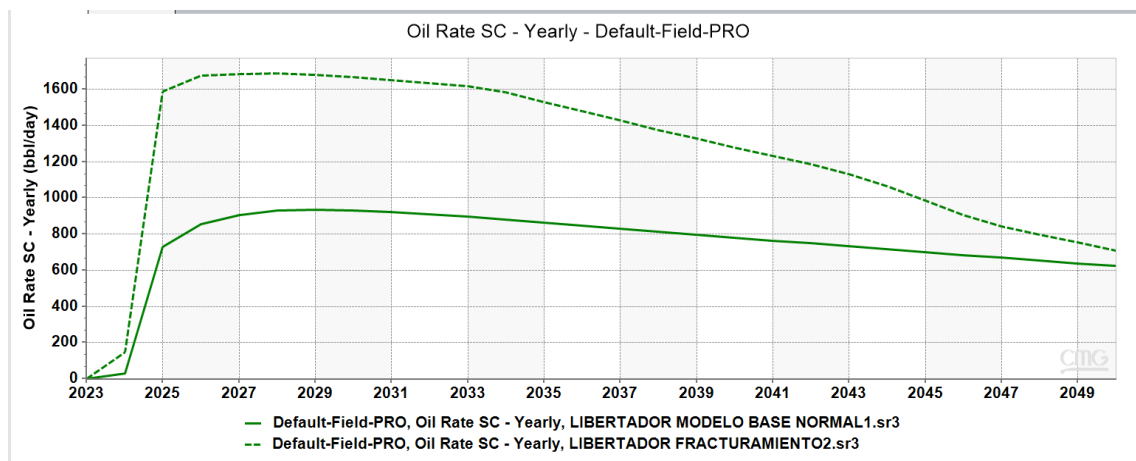


Figura 39 Producción de petróleo anual de los cuatro pozos productores muestra del campo libertador, considerando el modelo de producción a condiciones normales y a condiciones de fracturamiento

Fuente: CMG, 2025

El gráfico 39 ilustra que, en lo que respecta a los cuatro pozos de extracción en el área Libertador, el enfoque inicial sin fracturación hidráulica alcanza su máximo nivel de producción anual alrededor de 2026, estabilizándose en aproximadamente 900 barriles por día hasta aproximadamente 2030, tras lo cual experimenta un lento descenso que se prolonga hasta 2049, concluyendo el período en casi 600 barriles por día. Por otro lado, el escenario con fracturación hidráulica muestra un aumento drásticamente mayor, superando los 1600 barriles por día también en 2026, manteniendo un nivel alto hasta casi 2034. Si bien la producción comienza a disminuir después de eso, se mantiene consistentemente por encima del escenario estándar hasta la conclusión del período simulado. Esto indica que el uso de fracturación hidráulica no solo mejora considerablemente las cifras de producción inicial y total, sino que también acelera la extracción de hidrocarburos y optimiza la eficiencia del yacimiento con solo cuatro pozos en funcionamiento durante el período de 2023 a 2049.

3.5. Comportamiento de la presión

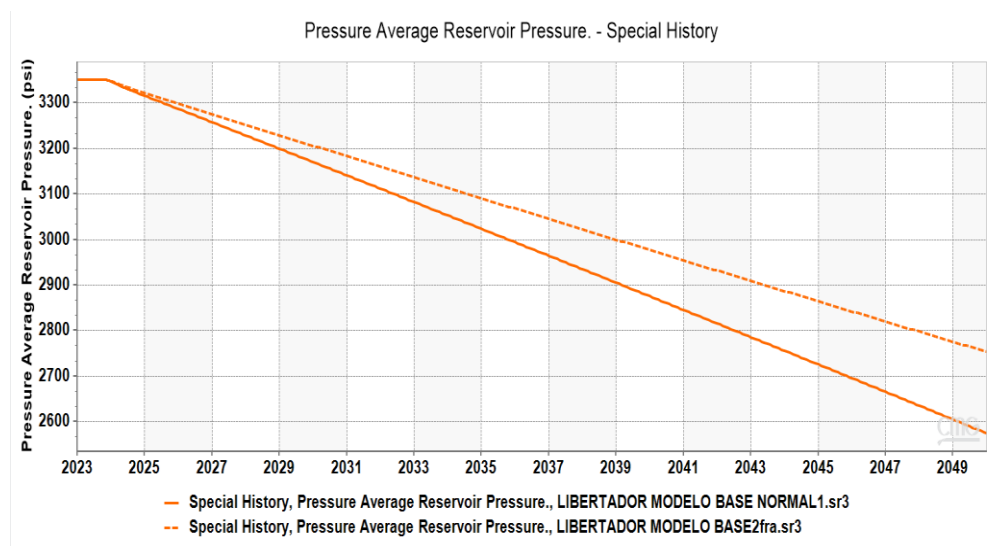


Figura 40 Comportamiento de la presión de reservorio en función del tiempo

El gráfico ilustra los cambios en la presión promedio del yacimiento desde el año 2023 hasta el 2050 en dos casos diferentes: el modelo tradicional sin fracturación hidráulica (LIBERTADOR MODELO BASE NORMAL1. sr3, representado por una línea sólida) y el modelo que incorpora fracturación hidráulica (LIBERTADOR MODELO BASE2fra. sr3, indicado por una línea discontinua). Se observa que la línea sólida (sin fracturación) experimenta una caída de presión más pronunciada,

descendiendo de aproximadamente 3330 psi en 2023 a alrededor de 2600 psi en 2050, con una caída total de cerca de 730 psi. Esto indica que el yacimiento bajo este modelo pierde presión de manera más rápida y sostenida durante el período simulado.

Por otro lado, la línea discontinua (con fracturación hidráulica) muestra una caída de presión más lenta y gradual, bajando desde una presión similar inicial hasta unos 2750 psi para 2050, una caída total cercana a 580 psi. Esto sugiere que la fracturación hidráulica mejora la capacidad del yacimiento para mantener la presión promedio, probablemente debido a la mayor conectividad y permeabilidad generada por las fracturas que facilitan el flujo y drenaje de los fluidos.

Este comportamiento implica que, aunque con fracturación hidráulica se acelere la producción de hidrocarburos, el sistema preserva mejor la presión interna del yacimiento en comparación con el modelo tradicional, lo que es favorable para la sostenibilidad y longevidad del pozo. Mantener una presión adecuada ayuda a evitar problemas como el colapso de formaciones, entrada de agua no deseada o declinaciones rápidas en la producción.

3.6. Factor de recobro

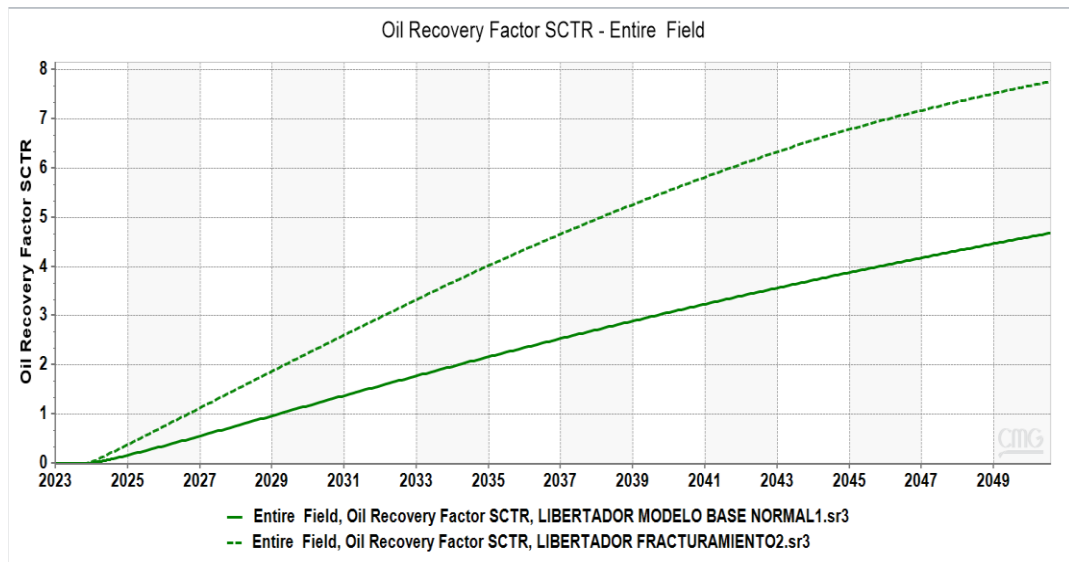


Figura 41 factor de recobro considerando los dos escenarios de simulación

Fuente: CMG, 2025

La grafica 40 representa el factor de recuperación de petróleo (Factor de Recuperación de Petróleo SCTR) para el campo Libertador, centrado únicamente en los

cuatro pozos activos, destaca un marcado contraste entre el escenario estándar (LIBERTADOR MODELO BASE NORMAL1.sr3) y el escenario de fracturación hidráulica (LIBERTADOR FRACTURAMIENTO2.sr3). En la situación típica, la cantidad de petróleo recuperado aumenta gradualmente a partir de 2023, alcanzando aproximadamente el 4,5% para 2050. Esto significa que solo se recupera una pequeña cantidad, debido a cómo el petróleo está conectado naturalmente en el suelo y lo bien que funcionan los pozos sin ayuda adicional. Por otro lado, si se utiliza la fracturación hidráulica, la cantidad de petróleo recuperado aumenta mucho más rápido, alcanzando casi el 8% para 2050. Esto es casi el doble de bueno que el caso estándar. Técnicamente, esto demuestra que la fracturación hidráulica ayuda en gran medida a mover y extraer el petróleo, por lo que se recupera más petróleo con el tiempo. Cuando se desarrolla un campo con solo cuatro pozos, cambiar la cantidad de petróleo recuperado es muy importante porque hace el mejor uso del petróleo en el suelo, acelera la velocidad de obtención de petróleo y aumenta considerablemente la rentabilidad del proyecto. Por lo tanto, desde la perspectiva de la ingeniería petrolera, la fracturación hidráulica se destaca como el mejor enfoque para elevar el factor de recuperación y aumentar el valor económico del yacimiento en estas circunstancias.

3.7. Análisis comparativo con otros estudios

Los resultados indican una disminución notable del factor de daño, que pasó de valores positivos relacionados con el daño a un valor negativo de -2,44, lo que refleja la estimulación exitosa de los pozos. Este cambio resultó en un aumento del índice de productividad (IP) de 0,36 bpd/psi, junto con un incremento en la producción de cuatro pozos de aproximadamente 900 bpd a más de 1600 bpd. En cuanto a la recuperación, la producción acumulada estimada de estos cuatro pozos destacó una mejora en el factor de recuperación, que pasó del 4,5 % al 8 % para el año 2050. Es fundamental aclarar que esta cifra no representa la recuperación total del yacimiento, sino que se centra en el rendimiento de los pozos sometidos a estimulación.

En comparación con investigaciones realizadas en la Cuenca Oriente de Ecuador, se han observado reducciones en los valores de daño de formación a valores de entre -1 y -3, junto con aumentos de productividad de entre el 30 % y el 70 %. El aumento general de la producción de aproximadamente el 78 % en los cuatro pozos se ajusta a este

espectro, lo que valida el éxito del método empleado. Asimismo, en campos establecidos ubicados en Colombia y Venezuela, se han observado aumentos en los índices de producción de entre 0.25 y 0.4 bpd/psi tras procedimientos de estimulación. El índice de producción obtenido en este análisis (0,36 bpd/psi) se ajusta adecuadamente a estas cifras de referencia. En cuanto a la recuperación, la mejora de 3.5 puntos porcentuales en el factor de recobro (de 4,5% a 8%) para los cuatro pozos corresponde con casos regionales, donde los métodos de estimulación han documentado mejoras que van desde 2 a 5 %.

CONCLUSIONES

- Mediante el proceso de revisión bibliográfica, se pudo determinar las propiedades petrofísicas y de producción necesarias para el diseño de fracturamiento, a la vez permitió identificar pozos candidatos para un fracturamiento, los cuales permitieron determinar la muestra representativa de los pozos petroleros que requiere de una técnica de estimulación por efectos de presencia de daño de formación y bajo aporte de flujo tanto para agua y petróleo.
- Los pozos preseleccionados para el proceso de fracturamiento fueron 27, estos se obtuvieron utilizando la metodología del índice de Heterogeneidad, sin embargo mediante la evaluación del historial de producción se determinó 4 pozos candidatos eficientes, dado que presentaban bajo aporte de flujo, y su corte de agua alcanzaban valores inferiores al 60%, estos a la vez presentaban un daño eminente de formación que ocasionaba problemas de producción por lo cual requerían de un proceso de estimulación, entre los pozos seleccionados para nuestro estudio fueron; Secoya 033b US, Secoya A038 US, Secoya A047 US y Atacapi 014 US.
- La metodología sugerida para la selección del fluido de fracturación y el apuntalante, basada en las características geomecánicas del yacimiento y siguiendo la metodología de Economides y Nolte desde el año 2000, ayuda a seleccionar los mejores materiales para el campo Secoya. Considerar la presión de fractura, la presión de cierre, la profundidad y los gradientes permite que los materiales soporten la tensión sin afectar el tratamiento. El uso de carbolita 20/40

como apuntalante, junto con los fluidos YF135HTD o YF140HTD, optimiza el proceso de fracturación hidráulica, lo que aumenta la eficiencia y la producción de petróleo. De esta manera, contamos con un modelo confiable para elaborar planes de fracturación hidráulica adecuados a las características del yacimiento.

- La simulación del comportamiento de fracturación en el campo Libertador, respaldada por datos técnicos precisos y modelada de la fractura en CMG, demuestran una mejora significativa en la productividad y la recuperación del yacimiento. Se aplicó un programa de bombeo con fracturas de 120 ft, ancho de 0,03575 ft, conductividad de 2363 md-ft y FcD de 0,5, usando 18.776 galones de fluido YF140.1HTD, 5.398 galones de WF140 y 34.800 lb de apuntalante en 10 etapas a 30 bpm por 20,4 minutos cada una. Esto redujo el factor de daño de 35,2 a -2,44, mejorando permeabilidad y conectividad. El índice de productividad aumentó de 0,1–0,2393 a 0,15–0,36 bpd/psi, duplicando la producción anual de 900 a más de 1600 bpd. Además, la recuperación de petróleo subió de 4,5% a casi 8% entre 2023 y 2050, confirmando la eficacia del proceso.

RECOMENDACIONES

- El Índice de Heterogeneidad (HI) es un instrumento esencial para la identificación eficaz de pozos con potencial para la fracturación hidráulica, lo que ayuda a identificar aquellos con mayor probabilidad de aumentar la producción. Para mejorar la precisión y la practicidad del HI, se recomienda utilizarlo principalmente entre pozos uniformes ubicados en la misma región, lo que garantiza el acceso a un conjunto de datos completo y representativo. Contar con al menos la mitad de los datos históricos de producción de los pozos examinados es crucial para evitar decisiones incorrectas que podrían socavar la eficacia del proceso de estimulación.
- Realizar evaluaciones piloto exhaustivas en campo para modificar la formulación y composición del fluido de fracturación, así como el tipo y la malla del apuntalante, con el objetivo de mejorar la resistencia al cierre, reducir el daño

químico y lograr la mejor limpieza posible después de la fracturación. Este refinamiento debe considerar los factores climáticos y geológicos únicos del campo Libertador para reducir los riesgos y los gastos operativos.

- La complejidad inherente al modelamiento tridimensional de fracturas hidráulicas requiere el uso de software especializado, dada la carencia de metodologías completas para diseño manual con alta precisión. Se aconseja emplear simuladores numéricos avanzados para generar datos precisos sobre características geométricas, distribución de estrés y cronogramas de bombeo, ajustados a las condiciones específicas del yacimiento. Esta práctica favorece un diseño de fractura óptimo y una ejecución más segura y rentable.
- Para alcanzar la máxima eficiencia en los tratamientos de fracturamiento hidráulico, se recomienda implementar un proceso iterativo de simulación con CMG u otro software equivalente. Este proceso debe integrar modelos actualizados de propiedades geomecánicas, interacción roca-fluido y características de los fluidos de fractura. Se debe validar periódicamente el modelo mediante la comparación entre las predicciones simuladas y los datos reales históricos de producción y presión, además de experiencias previas de fractura en campo. Este enfoque permite ajustes finos en parámetros clave como tamaño y patrón de fractura, tipos y volúmenes de fluido y concentraciones de apuntalantes, adaptando los planes a condiciones dinámicas y específicas de cada pozo.
- Describir y establecer detalladamente las tasas, volúmenes y concentraciones de los fluidos de fracturación y apuntalante, considerando las características mecánicas del yacimiento. Esta preparación minuciosa ayudará a evitar daños adicionales, garantizará la iniciación exitosa de la fractura y mejorará la distribución del apuntalante.

REFERENCIAS

- Adachi, J., Siebrits, E., Peirce, A., & Desroches, J. (2007). Computer simulation of hydraulic fractures. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 44(5), 739–757. <https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2006.11.006>
- Aminzadeh, F. (2018). Hydraulic Fracturing, An Overview. *Journal of Sustainable Energy Engineering*, 6(3), 204–228. <https://doi.org/10.7569/jsee.2018.629512>
- ANGEL, K., & HIDALGO, F. (2022). *ESTIMULACIÓN POR FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO (SLICKWATER) PARA MEJORAR LA PRODUCCIÓN DE UN POZO DEL SECTOR DE SANTA PAULA, CAMPO GUSTAVO GALINDO VELASCO*. UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA.
- Baque, E. (2024). *FACTIBILIDAD DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN EL CAMPO PACOA BLOQUE 1 MEDIANTE EL MODELO GEOMECÁNICO 2D*. UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA.
- Beittel, J. S. (2018). Ecuador : In Brief. *Congressional Research Service*.
- Bennion, D. B. (2002). An overview of formation damage mechanisms causing a reduction in the productivity and injectivity of oil and gas producing formations. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 41(11), 29–36. <https://doi.org/10.2118/02-11-DAS>
- BJ SERVICES. (2003). *FORMATION DAMAGE MANUAL*.
- Cáceres, S., & Puruncajas, O. (2012). *Estudio de pozos cerrados para su rehabilitación e incremento de la producción en el campo Libertador* [ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL]. <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/4665/1/CD-4299.pdf>
- Calderon, Z. (2014). *Introduccion a la mecanica de rocas y sus aplicaciones en la industria del petroleo*. Ediciones UIS. <https://elibro.net/es/lc/upse/titulos/129273>
- Chancay, J., & Rumipamba, L. (2007). *Incremento de la producción de petróleo en el campo Libertador mediante la implementación de completaciones inteligentes*. ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL.

- Chen, B., Barboza, B. R., Sun, Y., Bai, J., Thomas, H. R., Dutko, M., Cottrell, M., & Li, C. (2022). A Review of Hydraulic Fracturing Simulation. In *Archives of Computational Methods in Engineering* (Vol. 29, Issue 4). Springer Netherlands. <https://doi.org/10.1007/s11831-021-09653-z>
- Colmont, G., & Pinoargote, C. I. (2011). Flujo de Fluidos en Medios Porosos. In *Journal of Physics A: Mathematical and Theoretical* (Vol. 44, Issue 8).
- De Ferrer, M. P. (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. In *Inyección De Agua Y Gas En Yacimientos Petrolíferos*.
- Economides, M. J., & Nolte, K. G. (2013). Reservoir Stimulation. *Wiley New York*, 18. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- EP Petroecuador. (2024). *Informe estadístico mensual*.
- Gaurina, N., Brkić, V., Topolovec, M., & Mijić, P. (2021). Fracturing fluids and their application in the Republic of Croatia. *Applied Sciences (Switzerland)*, 11(6). <https://doi.org/10.3390/app11062807>
- GRANDA, D. (2017). “*EVALUACIÓN DE POZOS POTENCIALES PARA EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN EL CAMPO TAPI – BLOQUE 57.*” ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL.
- Jácome, M., & Muñoz, D. (2016). “*DISEÑO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN EL POZO FICT-2D.*” ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL.
- Jami, O. (2019). Alternativas para optimizar el sistema Power Oil en la estación Shushuqui – Activo Libertador [UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR]. In *Universidad Central Del Ecuador*. <https://repositorio.uce.edu.ec/archivos/neyazan/CodigoEtica/CodigoEtica2019.pdf>
- Krueger, R. F. (1988). Overview of Formation Damage and Well Productivity in Oilfield Operations: an Update. *Society of Petroleum Engineers of AIME, (Paper) SPE, February*, 535–558. <https://doi.org/10.2118/17459-ms>
- Muggeridge, A., Cockin, A., Webb, K., Frampton, H., Collins, I., Moulds, T., & Salino, P. (2014). Recovery rates, enhanced oil recovery and technological limits.

- Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences*, 372(2006). <https://doi.org/10.1098/rsta.2012.0320>
- Munisteri, I., Kotenev, M., & Cgg, R. (2013). *Mature Oil Fields: Preventing Decline*. 9(3), 9–11.
- PANTOJA, J. (2017). *ANÁLISIS DEL USO DE RESINAS CURABLES COMO SOLUCIÓN AL RETORNO DE ARENA DE FRACTURA*. ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL.
- POZO, A., & YAGUAL, E. (2024). “SIMULACIÓN NUMÉRICA DE LA INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR Y AIRE EN POZOS PETROLEROS CON CRUDO PESADO DE LA SECCIÓN SUR DEL CAMPO LIBERTADOR.” UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA.
- Ruilova, M., & Izurieta, Á. (2022). Migración de Finos en el Reservorio Hollín: Diagnóstico, Evaluación y Prácticas de Estimulación desde el Laboratorio hasta la Implementación en Campo. *Revista Politécnica*, 49(1), 61–68. <https://doi.org/10.33333/rp.vol49n1.06>
- San-Martín, H., Forney, J., Enwere, P., Davila, C., Gallaraga, M., & Carrera, O. (2003). *Campo Libertador, Cuenca Oriente, Ecuador; Existen Más Reservas Por Recuperar?* <https://doi.org/https://doi.org/10.3997/2214-4609-pdb.33.Paper68>
- Sanchez Luguaña, D. I., & Donoso Navas, J. S. (2013). Estudio De Completaciones De Fondo Para Recuperación Secundaria Por Inyección De Agua En Las Arenas Basal Tena Y “U” Superior Del Campo Libertador. *NASPA Journal*, 1(4), 1–160.
- Smith, M. B., & Montgomery, C. T. (2015). *Michael Berry Smith Carl T. Montgomery*.
- Sorrell, S., Speirs, J., Bentley, R., Brandt, A., & Miller, R. (2010). Global oil depletion: A review of the evidence. *Energy Policy*, 38(9), 5290–5295. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.04.046>
- TOMALÁ, J., & SALVATIERRA, R. (2023). “SELECCIÓN DE POZOS PETROLEROS ADECUADOS PARA EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN EL CAMPO LIBERTADOR” (Vol. 5) [UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA]. <https://www.ncbi.nlm.nih.gov/books/NBK558907/>

Xu, C., Kang, Y., You, Z., & Chen, M. (2016). Review on formation damage mechanisms and processes in shale gas reservoir: Known and to be known. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 36, 1208–1219.
<https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.03.096>

Zagrebu, S. Č. I. U. (1995). *Disertacija marin č ikeš zagreb, hrvatska.*

ANEXOS

Anexo A

TVD (ft)	P. Colapso (psi)	P. Fractura (psi)	P. Sobrecarga (psi)	Grad. Colapso (g/cc)	Grad. Fractura (g/cc)
0	0	0	0	0	0
100	11	13,5	44	0,11	0,14
200	26	84	102	0,13	0,42
300	45	168	192	0,15	0,56
400	68	264	292	0,17	0,66
500	90	340	375	0,18	0,68
600	114	414	468	0,19	0,69
700	131,6	497	553	0,19	0,71
800	160	576	640	0,2	0,72
900	189	657	738	0,21	0,73
1000	220	750	840	0,22	0,75
1100	231	880	946	0,21	0,8
1200	276	1020	1068	0,23	0,85
1300	312	1131	1170	0,24	0,87
1400	350	1260	1323	0,25	0,9
1500	435	1395	1432,5	0,29	0,93
1600	480	1512	1544	0,3	0,95
1700	527	1632	1700	0,31	0,96
1800	594	1746	1800	0,33	0,97
1900	646	1862	1900	0,34	0,98
2000	700	2008	2048	0,35	1
2100	756	2131,5	2173,5	0,36	1,02
2200	836	2255	2299	0,38	1,03
2300	897	2380,5	2426,5	0,39	1,04
2400	936	2515,2	2611,2	0,39	1,05
2500	1025	2612,5	2712,5	0,41	1,05
2600	1118	2743	2847	0,43	1,06
2700	1215	2880,9	2988,9	0,45	1,07
2800	1372	3004,4	3116,4	0,49	1,07
2900	1537	3187,1	3335	0,53	1,1
3000	1770	3330	3495	0,59	1,11
3100	2046	3515,4	3639,4	0,66	1,13
3200	2208	3696	3824	0,69	1,16
3300	2310	3927	4026	0,7	1,19
3400	2550	4012	4182	0,75	1,18
3500	2660	4165	4340	0,76	1,19
3600	2880	4320	4572	0,8	1,2
3700	2997	4532,5	4736	0,81	1,23
3800	3306	4655	4902	0,87	1,23

3900	3510	4793,1	5070	0,9	1,23
4000	3680	4960	5160	0,92	1,24
4100	3813	5125	5371	0,93	1,25
4200	3990	5292	5586	0,95	1,26
4300	4128	5461	5762	0,96	1,27
4400	4312	5632	5940	0,98	1,28
4500	4455	5805	6165	0,99	1,29
4600	4646	5980	6256	1,01	1,3
4700	4841	6204	6439	1,03	1,32
4800	4944	6288	6672	1,03	1,31
4900	5047	6566	6860	1,03	1,34
5000	5150	6625	7050	1,03	1,33
5100	5253	6936	7293	1,03	1,36
5200	5356	7124	7540	1,03	1,37
5300	5459	7367	7791	1,03	1,39
5400	5616	7560	8046	1,04	1,4
5500	5775	7689	8470	1,05	1,4
5600	5824	7823,2	8568	1,04	1,4
5700	5981,6	8028,76	8903,5	1,05	1,413
5800	6106,8	8200,8	9177	1,054	1,42
5900	6232	8372,84	9450,5	1,058	1,427
6000	6357,2	8544,88	9724	1,062	1,434
6100	6482,4	8716,92	9997,5	1,066	1,441
6200	6607,6	8888,96	10271	1,07	1,448
6300	6732,8	9061	10544,5	1,074	1,455
6400	6858	9233,04	10818	1,078	1,462
6500	6983,2	9405,08	11091,5	1,082	1,469
6600	7108,4	9577,12	11365	1,086	1,476
6700	7233,6	9749,16	11638,5	1,09	1,483
6800	7358,8	9921,2	11912	1,094	1,49
6900	7484	10093,24	12185,5	1,098	1,497
7000	7609,2	10265,28	12459	1,102	1,504
7100	7734,4	10437,32	12732,5	1,106	1,511
7200	7859,6	10609,36	13006	1,11	1,518
7300	7984,8	10781,4	13279,5	1,114	1,525
7400	8110	10953,44	13553	1,118	1,532
7500	8235,2	11125,48	13826,5	1,122	1,539
7600	8360,4	11297,52	14100	1,126	1,546
7700	8485,6	11469,56	14373,5	1,13	1,553
7800	8610,8	11641,6	14647	1,134	1,56
7900	8736	11813,64	14920,5	1,138	1,567
8000	8861,2	11985,68	15194	1,142	1,574
8100	8986,4	12157,72	15467,5	1,146	1,581
8200	9111,6	12329,76	15741	1,15	1,588
8300	9236,8	12501,8	16014,5	1,154	1,595
8400	9362	12673,84	16288	1,158	1,602

8500	9487,2	12845,88	16561,5	1,162	1,602
8600	9612,4	13017,92	16835	1,166	1,602
8700	9737,6	13189,96	17108,5	1,17	1,602
8800	9862,8	13362	17382	1,174	1,602
8900	9988	13534,04	17655,5	1,178	1,602
9000	10113,2	13706,08	17929	1,182	1,604
9100	10238,4	13878,12	18202,5	1,186	1,604
9200	10363,6	14050,16	18476	1,19	1,604
9300	10488,8	14222,2	18749,5	1,194	1,604
9400	10614	14394,24	19023	1,198	1,604
9500	10739,2	14566,28	19296,5	1,202	1,604
9600	10864,4	14738,32	19570	1,206	1,604
9700	10989,6	14910,36	19843,5	1,21	1,604
9800	11114,8	15082,4	20117	1,214	1,604
9900	11240	15254,44	20390,5	1,218	1,604
10000	11365,2	15426,48	20664	1,222	1,604

Tabla 22 parámetros geomecánicas del activo Libertador

Anexo B: Diseño de fracturamiento en FracPro

Company: UPSE **District:**
Well: WELL-01 **Phone:**
Field: CAMPO LIBERTADOR **Prepared for:**
County: **Prepared by:**
Country: Ecuador **Proposal Number:**
Location: Activo Libertador **Case:** Untitled
Formation: Arenisca U

File: G:\Schlumberger\FracCADE\WorkArea\design\CAR-05.cfw

Well Data:

Well Spacing..... 45.0 acres
Injection Flag..... TUBING
Well Type..... Vertical
Well Location..... Onshore

Hole Size at Perforated Interval..... 7.00 in
Bottom Hole Static Pressure..... 3120 psi
Bottom Hole Static Temperature..... 206 degF
Earth Surface Temperature..... 80 degF
Fluid Surface Temperature..... 80 degF

Tubing				Casing			
Bot. MD	OD	Weight	ID	Bot. MD	OD	Weight	ID
ft	in	lb/ft	in	ft	in	lb/ft	in
6547.0	3.500	9.3	2.990	3600.0	9.625	47.0	8.681
			8570.0	7.000	26.0	6.276	

Reservoir Data:

Well Type..... OIL
 Reservoir Fluid Compressibility..... 5.010E-06 1/psi
 Reservoir Fluid Viscosity..... 7.630E+00 cP

Total compressibility and reservoir fluid viscosity were computed from correlations and the following parameters.

Gas Gravity..... 1.22
 Oil API Gravity..... 27.0 degAPI
 Gas-Oil Ratio..... 192 scf/bbl
 Bubble Point Pressure..... 839 psi

Equivalent 2D Top Zone..... 1
 Equivalent 2d Bottom Zone..... 1

Zone Height Data:

Zone Nbr	Zone Name	Top TVD	Gross Height	Leakoff Height	Net Rock Height	Net Rock Type
		ft	ft	ft	ft	
1	DIRTY-SANDSTON	8420.0	80.0	80.0	25.0	DIRTY-SANDSTONE
2D		8420.0	80.0	80.0	25.0	

Zone Stress Profile Data:

Zone Top Fracture Min. Insitu Reservoir

Nbr	TVD	Gradient	Stress	Pressure
	ft	psi/ft	psi	psi
1	8420.0	1.060	8967	3120

2D	8420.0	1.060	8967	3120
----	--------	-------	------	------

Zone Mechanical Properties:

Zone	Top	Young's	Poisson	Toughness	Sp.	Embed.	Lime-	Dolo-
Nbr	TVD	Modulus	Ratio		Gr.	Strength	Stone	Mite
	ft	psi	psi.in0.5		psi	%	%	%
1	8420.0	3.000E+06	0.20	700	2.50	60000	99.0	1.0

2D	8420.0	3.000E+06	0.20	700	2.50	60000	99.0	1.0
----	--------	-----------	------	-----	------	-------	------	-----

Zone Transmissibility Properties:

Zone	Top	Perm.	Porosity	Total	Oil	Gas	H2O
Nbr	TVD		Compr.	Sat.	Sat.	Sat.	
	ft	md	% 1/psi	%	%	%	
1	8420.0	36	17.0	1.28E-5	60.0	5.0	35.0

2D	8420.0	36	17.0	1.28E-5	60.0	5.0	35.0
----	--------	----	------	---------	------	-----	------

Perforation Data:

Top	Top	Bottom	Bottom	Shot	Total	Entrance
MD	TVD	MD	TVD	Density	Number	Diameter
ft	ft	ft	ft	shot/ft		in
8440.0	8440.0	8465.0	8465.0	5.00	125	0.32

Proppant Data:

Stress on Proppant..... 8953 psi

Prop.	Proppant	Mesh	Mean	Pack	Grain	Prop	Prop
Nbr.	Name	Size	Dia.	Por.	Sp.Gr.	Retained	Perm.
				Factor			
		in	%		%	md	
1	CarboLite	20/40	20/40	0.029	35.0	2.74	100 109745

Fluid Additive Data:

Fld. Fluid Nbr. Name	Gel	Breaker	Base Fluid	Quality	Quality
	Conc.	Conc.	Sp. Gr.	CO2	N2
	lb/mgal	lb/mgal	%	%	
1 YF140.1HTD	40.0	0.0	1.00	0.0	0.0
2 WF140	40.0	0.0	1.00	0.0	0.0

Fluid Rheology Data:

Fld. Fluid Nbr. Name	n-prime	k-prime	Viscosity	Shear Rate	Settling Perfect	Temp. for Transport
	lb.f.s ⁿ /ft	cP	1/s			degF
1 YF140.1HTD	0.25	4.92E-3	5.000	170	0.00	0.01
2 WF140	1.00	2.09E-5	1.000	170	0.00	0.01

Fluid Leakoff Data:

Fld. Fluid Nbr. Name	Leakoff Visc.	Cw	Ct	Spurt
	cP	ft/min ^{0.5}	ft/min ^{0.5}	gal/100ft ²
1 YF140.1HTD	1.0	2.9E-3	2.7E-3	1.1
2 WF140	1.0	4.0E-3	3.6E-3	1.0

PropFRAC Placement Simulation Data:

Fracture Geometry Model..... PKN
 Gross Fracture Height..... 80.0 ft
 Leakoff Height..... 80.0 ft
 Asymmetric Two-wing Fracture Flag..... NO
 Simulation Mode..... REGULAR
 Time Step..... REGULAR
 Bridging Factor..... 2.5
 Model Poroelasticity..... NO
 Include 2D Flow..... No
 Max BH Pressure..... 100000 psi
 Shut-In Time..... 0.0 min
 Use Viscous Heating in Temperature Calculations... YES

Use Corrected Rheology for Borate Fluids..... YES

Initial Fracture:

Top TVD	Bottom TVD	Is Active	Include Perforation Friction	Include Tortuosity	Include Deviation Misalignment	Include Phasing
ft	ft					
8420.0	8500.0	YES	YES		NO	NO

Perforation Friction:

Top TVD	Bottom TVD	Is Active	Include Perforation Friction Coefficient	Erosion Rate	Perforation Diameter	Number of Perforations
ft	ft			in		
8420.0	8500.0	YES	YES	0.5	0.32	125

Deviation Tortuosity:

Top TVD	Bottom TVD	Is Active	Include Deviation Tortuosity	Tortuosity Angle	Tortuosity Coefficient
ft	ft			deg	
8420.0	8500.0	YES	NO	0	0.5

Phasing Misalignment:

Top TVD	Bottom TVD	Is Active	Include Phasing Misalignment Pressure	BH Cement Coefficient	Pinch Erosion	Slurry Correction Velocity	Pinch Erosion
ft	ft		psi		ft/min		
8420.0	8500.0	YES	NO	8070	0.5	0.5	2400

Bottom Hole Pump Schedule:

Step Nbr	Pump Rate	Fluid Name	Clean Fluid	Prop. Nbr.	Prop. Conc.	Prop. Slurry Mass Volume	Inj. Time
-------------	--------------	---------------	----------------	---------------	----------------	-----------------------------	--------------

Volume								
	bbbl/min		gal	PPA	lb	bbbl	min	
1	30.0	YF140.1HTD	11075	0	0.00	0	263.7	8.8
2	30.0	YF140.1HTD	1065	1	1.89	2011	27.5	0.9
3	30.0	YF140.1HTD	1025	1	2.85	2923	27.5	0.9
4	30.0	YF140.1HTD	994	1	3.66	3639	27.5	0.9
5	30.0	YF140.1HTD	967	1	4.39	4250	27.5	0.9
6	30.0	YF140.1HTD	943	1	5.08	4794	27.5	0.9
7	30.0	YF140.1HTD	922	1	5.74	5290	27.5	0.9
8	30.0	YF140.1HTD	901	1	6.38	5749	27.5	0.9
9	30.0	YF140.1HTD	883	1	7.00	6179	27.5	0.9

Total: 24173.7 34833.4 611.9 20.4

Surface Pump Schedule:

Step	Pump	Fluid	Clean	Prop.	Prop.	Prop.	Slurry	Inj.
Nbr	Rate	Name	Fluid	Nbr.	Conc.	Mass	Volume	Time
Volume								
	bbbl/min		gal	PPA	lb	bbbl	min	
1	0.0	YF140.1HTD	5398	0	0.00	0	128.5	0.0
2	30.0	YF140.1HTD	5677	0	0.00	0	135.2	4.5
3	30.0	YF140.1HTD	1065	1	1.89	2011	27.5	0.9
4	30.0	YF140.1HTD	1025	1	2.85	2923	27.5	0.9
5	30.0	YF140.1HTD	994	1	3.66	3639	27.5	0.9
6	30.0	YF140.1HTD	967	1	4.39	4250	27.5	0.9
7	30.0	YF140.1HTD	943	1	5.08	4794	27.5	0.9
8	30.0	YF140.1HTD	922	1	5.74	5290	27.5	0.9
9	30.0	YF140.1HTD	902	1	6.38	5749	27.5	0.9
10	30.0	YF140.1HTD	858	1	7.00	6007	26.7	0.9
11	30.0	WF140	5398	0	0.00	0	128.5	4.3

Total: 24149.9 34664.4 611.1 16.1

Pump Schedule Totals

Summary for This Stage

Average Pump Rate..... 30.0 bbl/min

Volume Weighted Average Rate..... 30.0 bbl/min
Total Fluid Volume..... 24174 gal
Total Proppant Mass..... 34800 lb
Total Slurry Volume..... 611.9 bbl
Total Pump Time..... 20.4 min

Fluid Based Totals for This Stage

Fluid	Average Volume Weighted Pump Rate	Average Rate	Fluid Vol	Prop Mass	Total Slurry Vol	Total Pump Time
	bbl/min	bbl/min	gal	lb	bbl	min
YF140.1HTD	30.0	30.0	18776	34833	483.4	16.1
WF140	30.0	30.0	5398	0	128.5	4.3

Proppant Based Totals for This Stage

Proppant	Average Volume Weighted Pump Rate	Average Rate	Fluid Vol	Prop Mass	Total Slurry Vol	Total Pump Time
	bbl/min	bbl/min	gal	lb	bbl	min
CarboLite 20/40	30.0	30.0	7700	34833	219.7	7.3

Summary for Each Treatment

Treatment Type	Average Volume Weighted Pump Rate	Average Rate	Fluid Vol	Prop Mass	Total Slurry Vol	Total Pump Time
	bbl/min	bbl/min	gal	lb	bbl	min
Propped Fracture	30.0	30.0	24174	34833	611.9	20.4

Summary for Each Fluid in Each Treatment

Fluid	Average Volume Weighted Pump Rate	Average Rate	Fluid Vol	Prop Mass	Total Slurry Vol	Total Pump Time
	bbl/min	bbl/min	gal	lb	bbl	min
Fracture YF140.1HTD	30.0	30.0	18776	34833	483.4	16.1
Fracture WF140	30.0	30.0	5398	0	128.5	4.3

PropFRAC Placement Simulator Predictions:

Initial Fracture Top TVD..... 8420.0 ft
 Initial Fracture Bottom TVD..... 8500.0 ft

Propped Fracture Half-Length..... 120.4 ft
 Propped Width at Well..... 0.429 in
 Average Propped Width..... 0.213 in
 Average Gel Concentration..... 648.4 lb/mgal
 Average Fluid Retained Factor..... 1.00
 Max Hydraulic Fracture Half-Length..... 304.7 ft
 EOJ Hydraulic Fracture Half-Length..... 174.1 ft
 EOJ Hydraulic Width at Well..... 0.523 in
 EOJ Hydraulic Height at Well..... 80.1 ft
 EOJ Net Pressure..... 1089 psi
 Efficiency..... 0.249
 Estimated Closure Time..... 35.2 min
 Equivalent Leakoff..... 5.9E-3 ft/min^{0.5}
 Effective Conductivity..... 2363 md.ft
 Effective FcD..... 0.5

Dist.	EOJ	EOJ	EOJ	EOJ	ACL	ACL	ACL	ACL	ACL
From	Frac	Slurry	Pack	Prop	Prop	Prop	Prop	Gel	Conduc-
Well	Height	Height	Height	Conc.	Width	Height	Conc.	Conc.	tivity
ft	ft	ft	ft	PPA	in	ft	lb/ft ²	lb/mgal	md.ft
30.1	80.0	80.1	78.9	6.4	0.350	80.1	3.24	384.7	4113
60.2		80.1	67.7	5.9	0.243	80.1	2.25	545.5	2799
90.3		80.1	49.5	5.7	0.207	80.1	1.92	577.8	2318
120.4		80.1	20.1	6.1	0.119	80.1	1.10	1085.5	1216

Hydraulic length much larger than propped length

Max Surface Pressure..... 7985 psi
 Max Hydraulic Horsepower..... 5870.1 hp

Fracture Conductivity and ACL Propped Length Per Zone Data:

Zone	Zone	Top	Gross	Fracture	ACL
Nbr	Name	TVD	Height	Conductivity	Propped

	Length			
	ft	ft	md.ft	ft
1 DIRTY-SANDSTON	8420.0	80.0	2363	120.4

Bottom Hole Static Temperature..... 206 degF

Observation Temperature..... 201 degF

Step Exposure Time Prediction:

Step	Pump	Fluid	Clean	Inj. BH	Inj	Time	Time	Time	Time
Nbr	Rate	Name	Fluid	Time	Temp	at	At	At	At
		Volume		BHST	201	201	201		
	bbbl/m	gal	min	degF	min	min	min	min	
1	30.0	YF140.1HTD	11075	8.8	118	2.3	2.3	2.3	2.3
2	30.0	YF140.1HTD	1065	0.9	93	0.0	0.0	0.0	0.0
3	30.0	YF140.1HTD	1025	0.9	93	0.0	0.0	0.0	0.0
4	30.0	YF140.1HTD	994	0.9	93	0.0	0.0	0.0	0.0
5	30.0	YF140.1HTD	967	0.9	92	0.0	0.0	0.0	0.0
6	30.0	YF140.1HTD	943	0.9	92	0.0	0.0	0.0	0.0
7	30.0	YF140.1HTD	922	0.9	92	0.0	0.0	0.0	0.0
8	30.0	YF140.1HTD	901	0.9	91	0.0	0.0	0.0	0.0
9	30.0	YF140.1HTD	883	0.9	91	0.0	0.0	0.0	0.0

Breaker and Gel Concentrations by Step:

Step	Fluid	Clean	Step	Step
Nbr	Name	Fluid	Gel	Breaker
	Volume	Conc.	Conc.	
	gal	lb/mgal	lb/mgal	
1	YF140.1HTD	11075	40.0	0.0
2	YF140.1HTD	1065	40.0	0.0
3	YF140.1HTD	1025	40.0	0.0
4	YF140.1HTD	994	40.0	0.0
5	YF140.1HTD	967	40.0	0.0
6	YF140.1HTD	943	40.0	0.0
7	YF140.1HTD	922	40.0	0.0
8	YF140.1HTD	901	40.0	0.0
9	YF140.1HTD	883	40.0	0.0

Anexo C

Parámetros petrofísicos	Ecuación
Porosidad de fractura	$\phi_f = \frac{V_{I-frac} + V_{J-frac}}{V_{total\ del\ grid}}$
Volumen de la dirección I en la fractura	$V_{I-frac} = 0,001 * DI * DJ * DK * \left(\frac{1}{DJ\ frac} \right)$
Volumen de la dirección J en la fractura	$V_{J-frac} = 0,001 * DI * DJ * DK * \left(\frac{1}{DI\ frac} \right)$
Valor total de la malla	$V_{total\ del\ grid} = DI * DJ * DK$
Permeabilidad I de la fractura	$K_{f-I} = \frac{Cond.\ i - frac * Nro.\ i - frac}{Ancho\ bloque\ respectivo}$
Número de fracturas de I	$Nro\ de\ i - Frac = \left(\frac{DJ}{DJ\ frac} \right)$
Conductividad Natural en la sección I	$Cond\ de\ i - frac = Apertura\ de\ la\ fractura * 1md$
Ancho del bloque respectivo	$Ancho\ bloque\ respectivo$
Permeabilidad K de la fractura	$K_{f-I} = \frac{Cond\ de\ i-frac * Nro\ de\ i-fract}{Ancho\ del\ bloque\ respectivo} + \frac{Cond\ de\ i-frac * Nro\ de\ i-fract}{Ancho\ del\ bloque\ respectivo}$

Tabla 23 formulas empleadas para la determinación de los parámetros de diseño de fracturamiento en CMG

