

# **ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**

## **Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra**

Estudio de factibilidad técnica-económica para analizar el potencial de fracturamiento hidráulico en un pozo maduro.

### **PROYECTO DE TITULACIÓN**

Previo la obtención del Título de:

### **Magister en Petróleos con Mención en Recobro por Inyección de Agua y Gas**

Presentado por:

Ing. Verónica Lilibeth Capa Camacho

Ing. Ronny Javier Maldonado Macías

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2023

# DEDICATORIA

El presente proyecto lo dedico para mis padres, mis hermanos y abuelitos que siempre han confiado y están ahí para mí que siempre ha demostrado que creamos oportunidades.

Verónica Capa

# AGRADECIMIENTOS

Te agradezco tía (†) por todo tu apoyo.

Verónica Capa

## DEDICATORIA

A Dios todopoderoso por siempre brindarme salud y guiarme en cada momento de mi vida. A mis padres el Sr. Washington Maldonado y la Sra. Aurora Macías los cuales son mi motor principal y mi ejemplo de vida, quienes me inculcaron a luchar con fe por todo lo que me proponga en la vida. A mis Hermanos y mis tíos el Dr. Jaime Zambrano y la Lcda Nilda Macías quienes con su apoyo incondicional y sus consejos me brindan la fuerza para alcanzar mis metas.

Ronny Maldonado

## **AGRADECIMIENTOS**

Mi agradecimiento a ESPOL por permitirme realizar la investigación con el soporte de grandes docentes a lo largo del desarrollo de este tema. De igual manera, a mis profesores en especial a MSc Danilo Arcentales y. MSc Kenny Escobar Finalmente, mi sincero agradecimiento a nuestro tutor por su acompañamiento y enseñanzas para el éxito de este trabajo

Ronny Maldonado

## **DECLARACIÓN EXPRESA**

“Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; Verónica Lilibeth Capa Camacho, Ronny Javier Maldonado Macias damos nuestro consentimiento para que la ESPOI realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”

Verónica Lilibeth  
Capa Camacho

Ronny Javier  
Maldonado Macías

# EVALUADORES

.....  
**Nombre del Profesor**

**PROFESOR DE LA MATERIA**

.....  
**Nombre del Profesor**

**PROFESOR TUTOR**

## RESUMEN

El campo Espol se ve mermado debido a que, por características propias de estos reservorios como migración de arcillas y finos, causan un alto daño de formación (SKIN) por eso son campos que se consideran depletados. Es así como la estimulación de reservorios mediante fracturamiento hidráulico ya ha sido probada en otros pozos del campo dando resultados óptimos logrando reducir el daño de formación. Surge necesario una propuesta o estrategia de optimización e incremento de producción mediante esta técnica. El propósito del presente estudio fue realizar un análisis técnico-económico para incrementar la producción de hidrocarburos mediante fracturamiento hidráulico; partiendo de la determinación de una metodología para preselección de los mejores pozos candidatos y una evaluación económica a partir de los diferentes escenarios de venta de precios del petróleo. Esta metodología incorpora fases como revisión de información como estado actual de pozos, condiciones mecánicas de pozos, petrofísica de reservorios (reinterpretación petrofísica), evaluación geológica de reservorios, análisis de presión (reinterpretación de buildups), producción de reservorios, análisis de potencial de reservorios y análisis económico. Luego de la finalización del presente estudio, se ha llegado a la selección de un pozo candidato a estimulación para mejorar así la producción del campo, por lo que se plantea la ejecución de una campaña de fracturamiento hidráulico. Se obtuvo una recuperación del 21% de aceite, una disminución del 94,3% con respecto al OPEX y al CAPEX, esto se debe a que la empresa se recuperó con respecto a los valores iniciales donde tuvo que invertir.

Palabras Clave: Fracturamiento hidráulico, Skin, CAPEX, OPEX, pozos maduros, porosidad, permeabilidad.



## **ABSTRACT**

*In the Espol field, the largest amount of production comes mainly from the lower U formation, which are highly depleted, this production is diminished because, due to the characteristics of these reservoirs such as migration of clays and fines, they cause high formation damage (SKIN). Thus, reservoir stimulation by hydraulic fracturing has already been tested in other wells in the field, giving optimal results and reducing formation damage. Within this context, a proposal or strategy to optimize and increase production through this technique is necessary. The purpose of this study was to perform a technical-economic analysis to increase hydrocarbon production through hydraulic fracturing; starting from the determination of a methodology for pre-selection of the best candidate wells and an economic evaluation based on different scenarios of oil price sales.*

*This methodology incorporates phases such as review of information such as current well status, well mechanical conditions, reservoir petrophysics (petrophysical reinterpretation), geological evaluation of reservoirs, pressure analysis (buildup reinterpretation), reservoir production, reservoir potential analysis and economic analysis. After the completion of this study, a candidate well for stimulation has been selected to improve the field production, so the execution of a hydraulic fracturing campaign is proposed. A 21% oil recovery was obtained, a 94.3% decrease with respect to OPEX and CAPEX, this is due to the fact that the company recovered with respect to the initial values where it had to invest.*

*Keywords: Hydraulic fracturing, Skin, CAPEX, OPEX, mature wells, porosity, permeability.*

# ÍNDICE GENERAL

EVALUADORES.....	6
RESUMEN.....	7
<i>ABTRACT</i> .....	8
ÍNDICE GENERAL .....	9
ABREVIATURAS.....	12
SIMBOLOGÍA .....	13
ÍNDICE DE FIGURAS .....	14
ÍNDICE DE TABLAS.....	16
CAPÍTULO 1.....	17
1. Introducción .....	17
1.1 Descripción del problema .....	18
1.2 Justificación del problema .....	18
1.3 Objetivos .....	19
1.3.1 Objetivo General .....	19
1.3.2 Objetivos Específicos.....	19
1.4 Marco teórico.....	20
1.4.1 Ubicación geográfica .....	20
1.4.2 Estratigrafía.....	20
1.4.3 Evaluación del Depósito .....	22
1.4.4 Mecanismos de producción de yacimiento .....	24
1.4.5 Métodos de estimulación .....	24
1.4.6 Tratamiento de estimulación por fracturamiento .....	26
1.4.7 Pozos Candidatos para fracturar .....	28
CAPÍTULO 2.....	31
2. Metodología .....	31
2.1 Descripción del estudio .....	31
2.2 Preselección de pozos .....	31

Los pozos para estudiar y analizar según los siguientes criterios de entrada: .....	31
2.2.1 Recopilación y control de calidad:.....	31
2.2.2 Índice de Heterogeneidad .....	32
2.2.3 Daño de formación.....	33
2.3 Selección de pozos candidatos a estimulación en el campo ESPOL .....	35
2.3.1 Análisis de historiales de producción de pozos.....	36
2.3.2 Análisis nodal y productividad.....	36
2.3.3 Revisión de las propiedades petrofísicas: .....	36
2.3.4 Evaluación petrofísica de los reservorios.....	40
2.3.5 Análisis detallado de pozos a fracturar hidráulicamente .....	42
2.3.6 Evaluación económica .....	43
CAPÍTULO 3.....	45
3. Resultados Y ANÁLISIS .....	45
3.1 Recopilación de datos .....	45
3.2 Análisis y clasificación de la información.....	45
3.2.1 Índice de heterogeneidad .....	46
3.2.2 Selectividad por daño de formación.....	46
3.3 POZO FICT-082 .....	47
3.3.1 Ubicación del pozo.....	47
3.3.2 Mapa Estructural.....	48
3.3.3 Condiciones mecánicas .....	48
3.3.4 Correlación litoestratigráfica .....	53
3.3.5 Historial de producción .....	55
3.4 Análisis Económico .....	75
3.4.1 ANTES DEL FRACTURAMIENTO.....	75
3.4.2 DESPUÉS DEL FRACTURAMIENTO .....	78
CAPÍTULO 4.....	81
4. Conclusiones Y Recomendaciones .....	81
4.1 Conclusiones.....	81

Recomendaciones.....	82
5. Bibliografía.....	83
APÉNDICES.....	85

## ABREVIATURAS

ESPOL	Escuela Superior Politécnica del Litoral
CAPEX	Es el gasto que una empresa realiza en bienes de equipo y que genera beneficios para una compañía
SKIN	Factor de daño
VAR	Valor en riesgo
OPEX	Gasto operativo

## SIMBOLOGÍA

mil	Milésima de pulgada
mg	Miligramo
pH	Potencial de Hidrógeno
m	Metro
mV	Milivoltio
q	Gasto del pozo [bpd].
h	Espesor de la zona productora (ft)
Pws	Presión de fondo estática (psi).
Pwf	Presión de fondo fluyendo (psi)
$\mu$	Viscosidad de los fluidos del yacimiento (cp)
rw	Radio del pozo (ft)
re	Radio de drene (ft)
S	Daño (adimensional).
Vsh	Volumen de la arena en ft <sup>3</sup> (pies cúbicos)
$\phi_{NFL}$	Porosidad neutrón leída al 100% del fluido.
$\phi_{NMA}$	Porosidad neutrón leída al 100% de la roca madre
$\phi_{DFL}$	Porosidad densidad leída al 100% del fluido.
$\phi_{DMA}$	Porosidad densidad leída al 100% de la roca madre.
$\phi_D$	Densidad de la porosidad en ft <sup>3</sup> (pies cúbicos)
Sw	Saturación del agua en %.
Rt	Resistividad verdadera de la formación ( $\Omega m$ ).
Rw	Resistividad del agua en la arena de la formación ( $\Omega m$ ).
Rsh	Valor promedio de la resistividad del fondo en la arena ( $\Omega m$ ).
a	Factor de tortuosidad.
n	Exponente de saturación.
m	Factor de cementación
K	Permeabilidad en md
Kc	Constante de permeabilidad empírica, con un valor de 10000
Swirr	Saturación connata de agua, en %

## ÍNDICE DE FIGURAS

Fig. 1 Ubicación geográfica de campo ESPOL (Autores).....	20
Fig. 2 Columna estratigráfica de la cuenca Oriente [7].....	21
Fig. 3 Tipos de daños [13].....	26
Fig. 4 Tipos de tratamiento de estimulación [12].....	26
Fig. 5 Tipos de fracturamiento [12].....	27
Fig. 6 Tipos de daños de formación [12].....	29
Fig. 7 Etapas para la metodología de preselección de pozos. [15].....	31
Fig. 8 Índice de Heterogeneidad [16].....	33
<b>Fig. 9 . Efectos de daño de formación reflejado en perfiles de presión. [17] .....</b>	<b>34</b>
Fig. 10 Diagrama de Flujo para la selección de un pozo y aplicar fracturamiento hidráulico [12].....	35
<b>Fig. 11 Gráfico de IPR Lineal [17].....</b>	<b>39</b>
Fig. 12 Curva Vogel [7].....	40
Fig. 13 Pozos posibles de intervención de fracturamiento hidráulico por medio de Índice de heterogeneidad (Autores).....	46
<b>Fig. 14 Mapa de Ubicación del pozo propuesto -082 en el mapa estructural al tope de U Inferior (Campo Espol).....</b>	<b>48</b>
Fig. 15 Estado mecánico FICT-82 (Campo Espol).....	50
Fig. 16 . Sección principal 7 in CBL-VDL (Autores).....	51
Fig. 17 . Sección repetida 7 in CBL-VDL (Autores).....	52
<b>Fig. 18 . Topes Formacionales FICT-82 (Campo Espol) (Autores)¡Error! Marcador no definido.</b>	
Fig. 19 . Estratigráfica de los cortes en base a prognosis del pozo FICT-82 (Autores). 55	55
<b>Fig. 20 Histórico de producción anual del pozo FICT-82 del campo ESPOL. (Autores).....</b>	<b>56</b>
<b>Fig. 21 Proceso de optimización del tratamiento de fractura [16].....</b>	<b>58</b>
<b>Fig. 22 Fluidos fracturantes y condiciones de uso [20] .....</b>	<b>60</b>
Fig. 23 Elaboración propia utilizando el módulo Build (Autores).....	62
Fig. 24 Modelo de Porosidad (Autores).....	63
Fig. 25 Modelo de permeabilidad coordinada (Autores).....	64
Fig. 26 Modelo de permeabilidad coordinada j (Autores).....	64
Fig. 27 Modelo de permeabilidad coordinada k (Autores).....	65
<b>Fig. 28 Curva de relación de solubilidad del gas de petróleo y factor de volumen de formación de petróleo en función de la presión (Autores).....</b>	<b>66</b>

<b>Fig. 29 - Factor de volumen de formación de gas (Autores)</b> .....	66
<b>Fig. 30 Figura 18 - Factor de expansión del gas frente a la presión (Autores)</b> .....	67
<b>Fig. 31 Viscosidad del petróleo y el gas en función de la presión (Autores)</b> .....	67
Fig. 32 Permeabilidad relativa del gas y permeabilidad relativa del petróleo al gas en función de la saturación del gas (Autores) .....	68
<b>Fig. 33 Permeabilidad relativa del agua y permeabilidad relativa del petróleo en relación con el agua en función de la saturación de agua (Autores)</b> .....	69
Fig. 34 Vista frontal del pozo de producción FICT-082 (plano IK-2D X-Sec, capa J:110) (Autores).....	69
<b>Fig. 35 Vista lateral del pozo de producción FICT-082 (plano JK-2D X-Sec, capa I: 30) (Autores)</b> .....	70
Fig. 36 Vista superior de las fracturas. (Autores).....	72
Fig. 37 Refinamiento de fractura (Autores).....	72
Fig. 38 Parámetros dimensionales de fracturas. (Autores).....	73
Fig. 39 Factor de recuperación de Oil (%) (Autores) .....	74
Fig. 40 Producción después de fracturamiento hidráulico (Autores) .....	75
Fig. 41 Flujo de caja y van antes del fracturamiento (Autores).....	76
Fig. 42 Análisis de Sensibilidad. Producción Vs Opex .....	77
Fig. 43 Flujo de Caja y Van después del fracturamiento (Autores).....	79
Fig. 44 Análisis de sensibilidad. Producción vs Opex (Autores) .....	80



## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Descripción de contenido de las formaciones [6] .....	21
Tabla 2. Comparativa de pozos a ser fracturados hidráulicamente [7].....	28
Tabla 3 Valores típicos de S y su significancia relativa [14] .....	29
Tabla 4. Comparativa de factor de daño de formación positivo y menor a -4 [7].....	30
Tabla 5. Análisis de Información faltante por la empresa ESPOL(Autores). .....	45
Tabla 6. Resultados aplicación de $S \geq 7$ [4].....	47
Tabla 7. Coordenadas de ubicación del pozo FICT-82 (Autores).....	47
Tabla 8 Topes Formacionales FICT-082 .....	53
<b>Tabla 9. Reservas de petróleo estimadas del CAMPO ESPOL (Autores) .....</b>	<b>56</b>
<b>Tabla 10. Información de Build up Pozo FICT-82 (Autores).....</b>	<b>57</b>
Tabla 11 . Condiciones iniciales de reservorio(Autores).....	61
Tabla 12. Ubicación de la malla (Autores).....	62
Tabla 13 Dimensionamiento de propiedades (Autores).....	63
Tabla 14 Propiedades del reservorio (Autores) .....	65
<b>Tabla 15. Permeabilidad relativa del agua y del petróleo en relación con la saturación de agua. (Autores) .....</b>	<b>68</b>
<b>Tabla 16 Permeabilidad relativa del gas y del petróleo en relación con la saturación de gas (Autores) .....</b>	<b>68</b>
Tabla 17 Condiciones de operación del pozo productor FICT-082 (Autores).....	70
Tabla 18 Datos de Fractura (Autores) .....	71
Tabla 19 Tabla de flujo de caja y flujo descontado (Autores) .....	75
Tabla 20. Capex y Opex antes de fracturamiento (Autores).....	76
Tabla 21. Flujo de caja, flujo descontado después del fracturamiento hidráulico .....	78
<b>Tabla 22 Capex y Opex después del fracturamiento. (Autores) .....</b>	<b>79</b>

# CAPÍTULO 1

## 1. INTRODUCCIÓN

El fracturamiento hidráulico es una técnica de estimulación de pozos muy común e importante para mejorar la tasa de producción de pozos en la industria del petróleo y el gas. Básicamente es un proceso de iniciación y propagación de una grieta, a través de la presurización de un fluido en el pozo. De esta manera se crea un canal de alta conductividad para que los hidrocarburos fluyan hacia el pozo, aumentando así la tasa de producción y el índice. [1]

Esta técnica se utilizó por primera vez en 1903 [2], pero el uso comercial recién se produjo en 1948. Inicialmente, comenzó solo como un tratamiento de estimulación para la recuperación secundaria de pozos de exploración y producción, utilizándose principalmente en yacimientos con densidad moderada y alta permeabilidad. Sin embargo, con el tiempo, las empresas petroleras comenzaron a explorar formaciones con baja permeabilidad, por lo que la fracturación hidráulica se convirtió en un proyecto de tratamiento para recuperación primaria. Especialmente hoy en día, con el aumento de la actividad de perforación en yacimientos de gas no convencionales en esquisto, arenisca cerrada y gas de carbón, donde se sabe que la permeabilidad es generalmente muy baja en la escala de nanodarcies, la producción de estos yacimientos sin un tratamiento de fracturación hidráulica es inviable. Los mecanismos de producción y las características de los yacimientos pueden variar mucho dependiendo de la geología regional y el entorno de depósito. [3]

Existen varios simuladores de fracturas, basados en elementos finitos y contorno que predicen la geometría de la fractura hidráulica. Sin embargo, pocos predicen fracturas considerando la permeabilidad de la formación. Por tal motivo, este estudio tiene como objetivo analizar la influencia de la permeabilidad en la propagación de fracturas hidráulicas, ya que las formaciones de esquisto se caracterizan por su muy baja permeabilidad, lo que puede influir considerablemente en la geometría de la formación de fractura hidráulica. [4]

## **1.1 Descripción del problema**

El estado ecuatoriano para financiar gran parte de su presupuesto lo hace en base a los ingresos generados por el precio del barril de petróleo [5]. En la actualidad la mayoría de los pozos petroleros en Ecuador corresponden a campos maduros con grandes retos de producción, que se ven afectados por el taponamiento de poros debido a la migración de arcillas, así como la declinación de la producción por el depletamiento de sus arenas productoras [4]. La mayoría de las reservas que tiene este campo no pueden ser aprovechadas por cuestiones económicas tales como inversiones significativas en tecnología y desarrollo de infraestructura, volatilidad de los precios y el riesgo asociado de inversión ambiental que se puede generar. Sin embargo, realizar un diseño adecuado de la fractura, optimizar los volúmenes y tipos de fluidos utilizados, así como maximizar la recuperación de los hidrocarburos, la utilización de datos sísmicos, modelos de simulación y técnicas de análisis avanzadas puede ayudar a mejorar la eficiencia y reducir los costos de producción, de ahí surge la necesidad de encontrar alternativas eficientes de explotar las reservas e incluso aumentar su producción. El enfoque se encuentra en las soluciones que brinde el aprovechamiento de estos recursos, siendo necesario estudiar la posibilidad de producir bajo esquemas no convencionales, yacimientos que se convierten económicamente atractivos.

## **1.2 Justificación del problema**

El campo petrolero ESPOL tiene alrededor de 18 años de intervención hidrocarburífera en donde la producción se ha reducido por el depletamiento de las arenas y condiciones geológicas del reservorio. Lo que se pretende determinar es la efectividad de los trabajos de fracturamiento hidráulico realizados en pozos ya sea de alta o de baja permeabilidad, comparando la producción y parámetros petrofísicos antes y después de la fractura.

Para realizar la selección de pozos se considera varios factores tales como: la vida productiva del pozo, trabajos previos de reacondicionamiento, reservas, estado mecánico del pozo, daño de la arena, presión del reservorio, cementación, potencia de la arena, etc., con el fin de precisar hasta qué nivel se puede mejorar el caudal del fluido, mediante la creación de fracturas al aplicar el método a la formación. De esta manera el proyecto procura ser un aporte técnico económico, para analizar la aplicación de la fracturación hidráulica en un modelo de petróleo negro con características reales del campo ESPOL, un yacimiento convencional ubicado en Francisco de Orellana. El análisis se basa en el estudio numérico mediante el uso de un simulador comercial motivado por la importancia que tiene para el futuro energético mundial el aumento de los valores de recuperación de hidrocarburos. Con el objetivo de estudiar la productividad

del yacimiento y el FR del campo, se estableció como tiempo de evaluación un período de 10 años teniendo en cuenta la inserción de fracturas a lo largo del yacimiento con diferentes longitudes y espaciamientos, manteniendo en todos casos las alturas de fractura son constantes. Además, para determinar los parámetros primarios de recuperación se define un caso inicial sin presencia de fracturas.

Bajo este esquema se busca determinar el potencial del fracturamiento hidráulico mediante el procesamiento de datos y una vez recopilados los datos se puede decidir si se reduce o elimina el daño de formación generado por taponamiento, causado en algunos pozos del campo Espol.

### **1.3 Objetivos**

#### **1.3.1 Objetivo General**

Determinar el potencial de fracturamiento hidráulico en un pozo maduro del campo ESPOL, para el análisis de su factibilidad técnica y económica mediante una metodología de aplicación de criterios de evaluación.

#### **1.3.2 Objetivos Específicos**

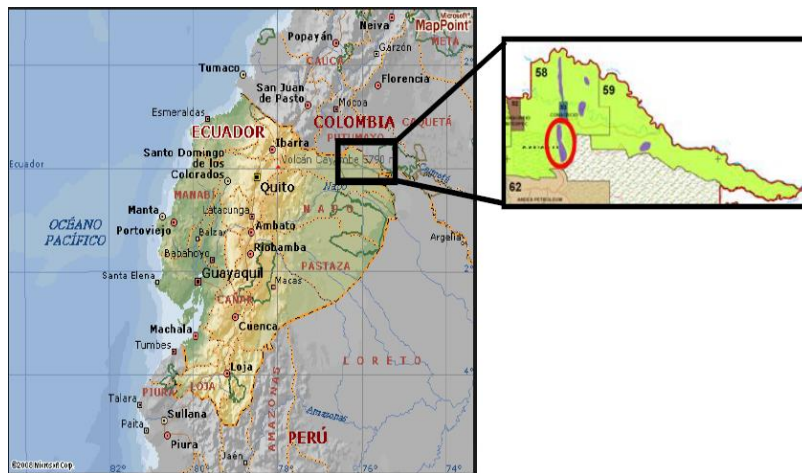
- Elegir los pozos a analizar mediante la evaluación de su histórico y consideraciones técnicas referente al campo de estudio ESPOL.
- Establecer una la metodología idónea para el pozo candidato a trabajos de estimulación en el caso campo ESPOL, teniendo en cuenta la información existente.
- Evaluar el factor de daño de formación obtenido antes de la aplicación de fracturamiento hidráulico en el pozo seleccionado, para la determinación de las condiciones actuales de las formaciones
- Precisar las tasas de producción y producción acumulada futuras de petróleo a través del análisis de las curvas de declinación, así como los cortes de agua.
- Procesar los datos para el establecimiento de los criterios de evaluación del pozo candidato.
- Realizar la simulación del Fracturamiento hidráulico de un solo pozo previo a la selección de candidatos idóneos por medio del software CMG para analizar la producción del pozo a lo largo de 10 años.
- Comparar la factibilidad económica de producción del antes y el después del fracturamiento, mediante hojas de cálculo que nos permita dar soporte

en la construcción de la curva IPR de los pozos, así como un análisis técnico-económico de los pozos candidatos.

## 1.4 Marco teórico

### 1.4.1 Ubicación geográfica

El campo Espol se encuentra en La cuenca Oriente se encuentra ubicado en las siguientes coordenadas: 358146 / 10003299 y son pozos direccionales de desarrollo tipo “J”. Perforado desde la plataforma Espol, en el campo Espol (Figura 1).



**Fig. 1 Ubicación geográfica de campo ESPOL (Autores)**

El pozo está diseñado para ser perforado en tres secciones: 16”, 12 ¼” y 8 ½”. Como objetivo Primario se tiene las Areniscas “U” Superior y “U” Inferior y como objetivos Secundarios la Arenisca Basal Tena, Areniscas “M1S”, “M2S”, “U” y Arenisca “T” Superior, “T” Inferior. [6]

### 1.4.2 Estratigrafía

La sección cretácica de la cuenca Oriente está constituida por las formaciones Hollín, Napo y Tena Basal. Sus miembros elásticos reflejan drásticos cambios paleogeográficos, variaciones laterales de facies y fluctuaciones de la línea de costa de hasta 200 km dentro de la plataforma marina somera Oriente. [6], en la figura 2 se muestra la columna estratigráfica de la cuenca oriente:

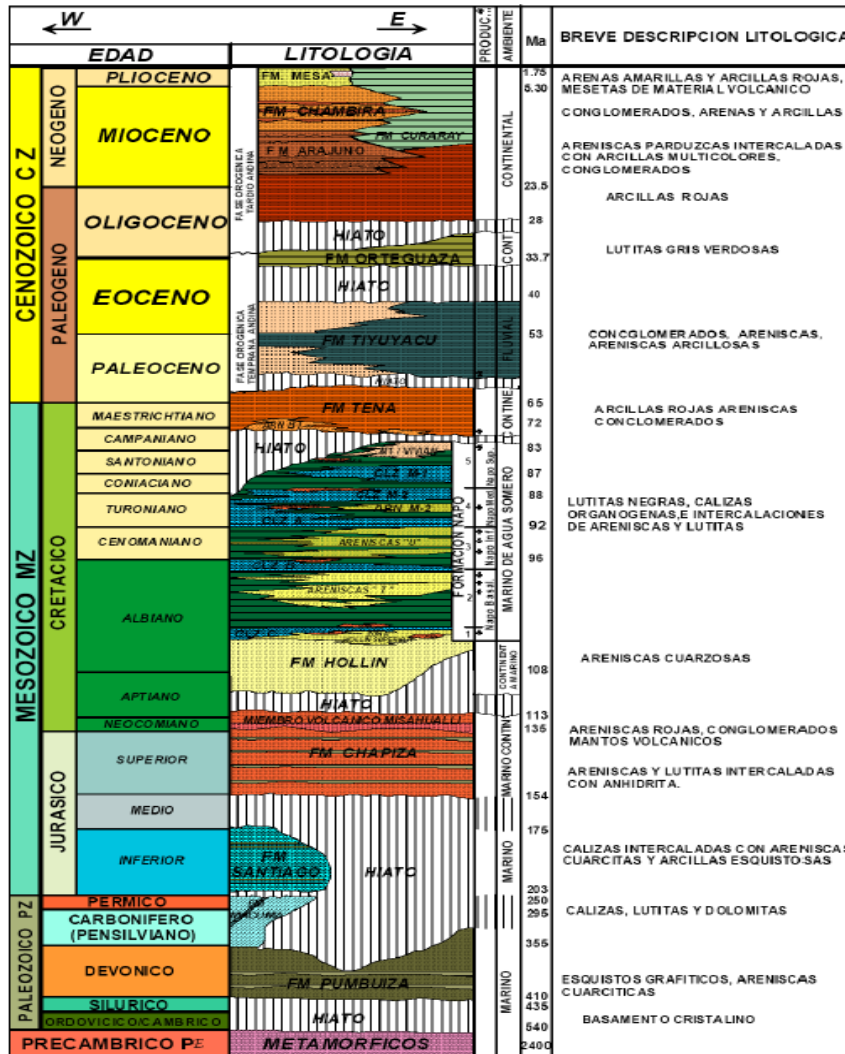


Fig. 2 Columna estratigráfica de la cuenca Oriente [7]

A continuación, en la tabla 1, se detallan características de las rocas que se encuentran dentro de las formaciones correspondientes al campo ESPOL:

Tabla 1. Descripción de contenido de las formaciones [6]

Arcillolita:	Purpura, café rojizo, café amarillento, suave a moderadamente dura, blocosa a irregular, cerosa a terrosa, sin reacción calcárea.
Limolita:	Gris verdoso, gris clara, café, suave, blocosa a irregular, terrosa, sin reacción calcárea.
Arenisca cuarzosa:	Gris clara, blanca, hialina, translúcida a transparente, friable a suelta, grano fino a medio, subredondeada a redondeada, pobre selección, matriz no visible, cemento no visible, porosidad no visible. Sin presencia de hidrocarburo.

Carbón:	Negro, moderadamente duro a duro, forma irregular, leñoso. Presenta en partes inclusiones de pirita.
Anhidrita:	Blanca, translúcida, moderadamente dura a suave, forma irregular a amorfa.
Conglomerado cuarzoso:	Blanco, amarillo claro, hialino, translúcido a transparente, duro a muy duro, grano medio a grueso, subangular a angular, moderada selección, matriz no visible, cemento no visible, porosidad no visible.
Lutita:	Gris verdoso, gris clara, gris, moderadamente dura a suave, forma laminar, planar, fisil, textura cerosa. Sin reacción calcárea.
Chert:	Negro, mostaza, gris claro, muy duro a duro, fragmentos angulares rotos, fractura concoidea.
Caliza:	Wackstone a mudstone, gris clara moteada con crema, gris clara, crema moteada con gris oscura, moderadamente dura a suave, forma irregular a blocosa, porosidad no visible. Sin presencia de hidrocarburos.
Caolín:	Crema, café, gris oscura, suave, forma irregular, textura terrosa. Sin reacción calcárea.

### 1.4.3 Evaluación del Depósito

La evaluación de cualquier yacimiento, incluidos un yacimiento de arenisca compacta y un yacimiento de esquisto, siempre debe comenzar con una comprensión profunda de las características geológicas de la formación. Los parámetros geológicos importantes para una tendencia o cuenca son el régimen estructural y tectónico, los gradientes térmicos regionales, los gradientes de presión regionales, el sistema deposicional, la facies genética, la madurez textural, la mineralogía, los procesos diagenéticos, el yacimiento. dimensiones y la presencia de fracturas naturales, todo lo cual puede afectar la perforación, evaluación, terminación y estimulación. Sin comprender los factores enumerados anteriormente se pueden generar conjeturas a la hora de determinar el comportamiento, el rendimiento y la longevidad del yacimiento. [8]

#### **1.4.3.1 Heterogeneidad**

Además de comprender la petrofísica del yacimiento, la recuperación de petróleo requiere una comprensión del desplazamiento y el flujo a través de medios porosos; sin embargo, el flujo a través de medios porosos es complicado.

Dentro del yacimiento pueden existir desplazamientos y flujos miscibles y/o inmiscibles, con una, dos o a veces tres fases móviles (petróleo, gas y agua). Además, la heterogeneidad en forma de capas, lentes, lechos transversales y cuadrantes puede tener un efecto significativo en los patrones de desplazamiento de fluidos. Los yacimientos de petróleo crudo y gas natural de baja permeabilidad exhiben un alto grado de heterogeneidad corporal que abarca diferentes escalas dentro de la formación geológica que los alberga. Las variaciones locales de porosidad, permeabilidad y geometría de los poros se ven afectadas de forma variable por la naturaleza composicional de los sedimentos y el ambiente de depósito en el que se formaron, así como por la evolución de la historia diagenética y tectónica de las rocas reservorio. Físicamente, los yacimientos de gas natural y petróleo crudo no son los medios porosos homogéneos que a menudo se imaginan en el papel y se utilizan en cálculos utilizando datos de simulaciones de laboratorio. [9]

#### **1.4.3.2 La mojabilidad:**

La mojabilidad de las rocas de yacimiento se refiere a la tendencia del fluido (por ejemplo, petróleo crudo) a extenderse o adherirse a una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles y está determinada por condiciones de contorno de interfaz complejas que actúan dentro del espacio poroso de las rocas sedimentarias. El término petróleo mojado se refiere a la roca yacimiento que está preferentemente en contacto con petróleo crudo, que ocupa los poros pequeños y contacta con la mayor parte de la superficie de la roca. Por el contrario, el término mojado por agua se refiere a la roca reservorio que está preferentemente en contacto con el agua. Los minerales presentes en las rocas yacimiento se conocen generalmente como intrínsecamente hidrófilos (es decir, preferentemente húmedos por agua) u oleófilos (es decir, preferentemente húmedos por petróleo). [8]



## **1.4.4 Mecanismos de producción de yacimiento**

### **1.4.4.1 Estimulación de un pozo**

Estimular un pozo nos permite brindar un incremento de producción con un retorno de la inversión en forma temprana, debido a que las reservas son recuperadas en un tiempo breve. Inclusive favorecen en el incremento de las reservas recuperables.

Esto nos permite mejorar las condiciones de la extracción de hidrocarburos evitando procesos poco eficientes, obteniendo una cantidad importante de estos recursos de subsuelo. Las estimulaciones nos brindan la posibilidad de extraer reservas de forma rentable [10]

### **1.4.4.2 Reducción de la caída de presión en la vecindad del pozo**

La caída de presión de forma notable en el fondo del pozo puede provocar conificación de gas o de agua, o causar en el pozo taponamiento por bloqueo por asfáltenos, parafinas, arenamiento u otros mecanismos de daño. Disminuyendo la caída de presión en la vecindad del pozo, mitigando problemas de disminución de la permeabilidad de la formación, así como una disminución de la productividad. [11]

### **1.4.4.3 Incremento del régimen de inyección**

El beneficio del incremento del volumen inyectado permite incrementar la presión de los yacimientos que están sometidos a recuperación secundaria por inyección de agua contribuyendo en tiempo oportuno al mantenimiento de presión en el yacimiento y contribuyendo a mejorar el recobro de petróleo en el mismo.

### **1.4.4.4 Éxito de tratamientos sucesivos**

Esto dependerá de los tratamientos adicionales que nos brinden mitigar o eliminar el daño causado en la formación [11]

## **1.4.5 Métodos de estimulación**

A través de su historia la ecuación de Darcy utilizada para condiciones reales de flujo del yacimiento al pozo:

$$q = \frac{2\pi kh(P_{ws} - P_{wf})}{\mu \left( \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) + S \right)} \quad (1.1)$$

Donde:

$K$ = permeabilidad, no debe referirse a la permeabilidad absoluta, efectiva ni relativa, sino a la permeabilidad equivalente, efectiva a los fluidos del yacimiento, función de la heterogeneidad de la formación y otros factores. (md) [12]

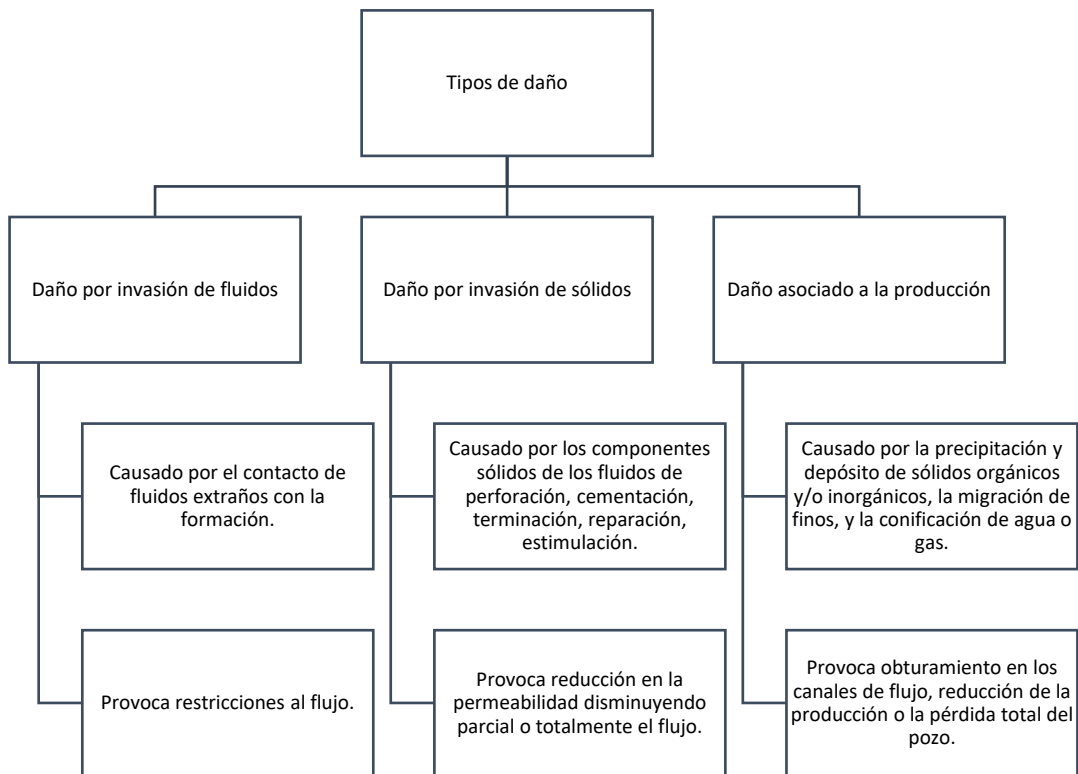
Cada termino de esta ecuación afectará la productividad del pozo y se pueden tomar acciones que favorezcan el comportamiento del pozo y su efectividad.

Los parámetros que podemos considerar cambios son la permeabilidad,  $k$ , y el daño,  $S$ . Al tener un valor grande del daño o un menor valor de permeabilidad afecta directamente a una baja productividad del pozo. Referente a la permeabilidad, en los casos en que es baja, la posibilidad de incrementar considerablemente la productividad es a través de la estimulación por fracturamiento o la estimulación matricial. [12]

Por otra parte, un valor grande de daño en general será consecuencia de un daño causado en la zona vecina al pozo, debido en primera instancia a las operaciones de perforación, cementación, terminación y reparación e incluso estimulación de este. Esta afectación en la vecindad del pozo puede ser eliminada y así reducir a cero el valor de daño, o en algunos casos disminuirlo a valores negativos. Esto es posible lograrlo a través de la estimulación por succión, por inyección de fluidos, por fracturamiento o estimulación matricial, la utilización de cada uno depende de la severidad del daño.

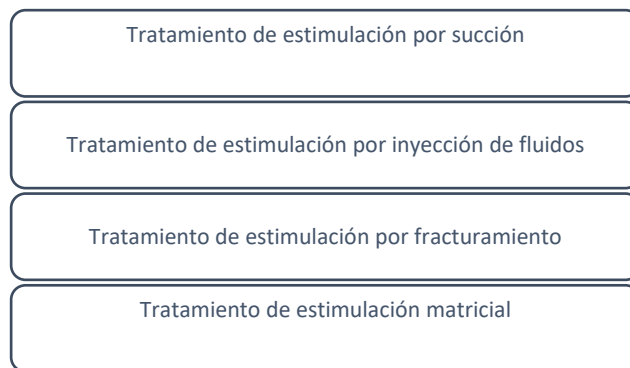
El daño es cualquier factor que afecta la formación reduciendo o impidiendo su producción. Es causado por restricciones en el tamaño del poro ocasionando una caída de presión en las vecindades del pozo. La eficiencia de un tratamiento de estimulación depende principalmente de la caracterización y remoción del daño que restringe la producción. [12]

A continuación, mostraremos los tipos de daño en la Figura 3, así como consecuencias y causas en cada uno.



**Fig. 3 Tipos de daños [13]**

La estimulación de pozos puede ser dividida en cuatro tipos de operaciones, mostradas en la figura 4. La utilización de cada tratamiento dependiendo de las causas del problema y las posibles correcciones a realizar en el pozo.



**Fig. 4 Tipos de tratamiento de estimulación [12]**

### 1.4.6 Tratamiento de estimulación por fracturamiento

Se realiza a presión de inyección superior a la presión de fractura del yacimiento. Es un proceso en el cual un fluido a alta presión es inyectado a la roca del yacimiento hasta

que ocurre una fractura. Al mantener la presión, la fractura se propaga creando una trayectoria de flujo altamente conductivo entre el yacimiento y el pozo.

La finalidad es establecer o restablecer las condiciones de flujo que faciliten la movilidad de fluidos del pozo a la formación o viceversa. En la figura 5 se muestran los tipos de fracturamiento y el tipo de formación a la que puede aplicarse cada uno.



**Fig. 5 Tipos de fracturamiento [12]**

**1.4.6.1 Fracturamiento hidráulico**

Consiste en la inyección de un fluido a alta presión. Esta inyección se hace por etapas, en la primera es inyectado sólo el fluido fracturante con la finalidad de abrir y propagar la fractura, en etapas consecuentes se añade el agente sustentante, el cual es transportado por el fluido fracturante y colocado dentro de la fractura para evitar el cierre de ésta cuando la presión de inyección es retirada.

El fluido fracturante debe tener características específicas que le permitan no sólo abrir y propagar la fractura, sino también transportar el agente apuntalante y distribuirlo en la fractura creada. El agente apuntalante permite incrementar la conductividad de la formación separando las paredes adyacentes a la fractura, de tal forma que al intentar cerrarse nuevamente (debido a los esfuerzos in situ), este material la mantendrá abierta permitiendo el paso de los fluidos e incrementando así el flujo de fluidos hacia el pozo.

[2]

### 1.4.7 Pozos Candidatos para fracturar

Antes de realizar cualquier trabajo de estimulación hidráulico se requiere de un estudio y análisis previo de la zona objetivo, entre estos criterios básicos tenemos en la tabla 2 la comparativa de pozos a ser fracturados hidráulicamente con el fin de aumentar la productividad y/o inyectividad de un pozo, y mejorar la recuperación de hidrocarburos:

**Tabla 2. Comparativa de pozos a ser fracturados hidráulicamente [7]**

Buen candidato	No tan bueno
Pozos de gas con rango de permeabilidad entre 0.01 a 10 md.	Pozos con permeabilidades menores a 0.001 md.
Pozos de petróleo con rango de permeabilidad entre 0.1 a 100 md	Pozos con permeabilidades mayores a 1000 md.
La permeabilidad es un factor predominante, mucho más en los casos donde es baja.	Si la permeabilidad es demasiado baja el tratamiento no hará una diferencia significativa.
Al ser baja la permeabilidad el crudo no puede recuperarse a tasas económicas usando métodos convencionales por lo que un yacimiento con esta característica sería un candidato para fracturar.	Si la permeabilidad es muy alta no es necesario realizar el fracturamiento hidráulico.
Pozos con presión mayor a 0.2 psi/pie	Pozos con presión menores a 0.2 psi/pie
Al tener presión suficiente asegura que el hidrocarburo podrá ser producido y que el fluido fracturante podrá ser recuperado al término del tratamiento, punto importante para evitar dañar la formación.	Al tener una presión muy baja, un tratamiento con fracturamiento no incrementaría la productividad como se espera de forma rentable. Podría aumentar la producción, pero rápidamente declinará.
Formaciones adyacentes con buen contraste de esfuerzos	Formaciones adyacentes con pobre contraste de esfuerzos
Al tener un buen contraste de esfuerzos permite confinar el crecimiento vertical de la fractura, por lo que ésta no se extenderá a zonas indeseadas	Contraste de esfuerzos pobres no confina la fractura, por lo que ésta se prolongara pudiendo afectar los recursos que se encuentren en formaciones superiores (agua de acuíferos).
Relación de pozos con yacimientos de suficiente reserva. Esto garantiza rentabilidad.	Relación de pozos con yacimientos de insuficiente reserva. Estaría alejado a recuperar la inversión

#### 1.4.7.1 Daño de formación

El daño de formación es la restricción parcial o total de la roca modificando su permeabilidad y porosidad, reduciendo considerablemente la producción de fluidos.

Este daño también se lo conoce como skin y puede darse de forma natural o creada por diferentes procesos operacionales dentro del pozo. Para clasificar el tipo de daño en el pozo se lo realiza de la siguiente manera:

$S > 0$ : significa que el pozo está dañado, por lo tanto, hay limitaciones en la producción de fluidos, esto quiere decir que el pozo está aportando menos que su diámetro original.

$S = 0$ : pozo sin daño, no hay limitaciones en la producción. El pozo está aportando con su diámetro real.

$S < 0$ : pozo estimulado, esto nos indica que no hay limitaciones en la producción de flujo y que además está produciendo más de lo esperado.

**Tabla 3 Valores típicos de S y su significancia relativa [14]**

Condición del pozo	Valor del daño a la formación (S)
Altamente dañado	$S > 10$
Dañado	$S > 0$
Sin daño	$S = 0$
Acidificado	$-1 \leq S \leq -3$
Fracturado	$-2 \leq S \leq 4$
Masivamente fracturado	$S < -5$

#### 1.4.7.2 Tipos de daños de formación

Es muy importante determinar el origen de los distintos tipos de daños, para luego poder disminuirlos a través de las prácticas operacionales o estimulación.

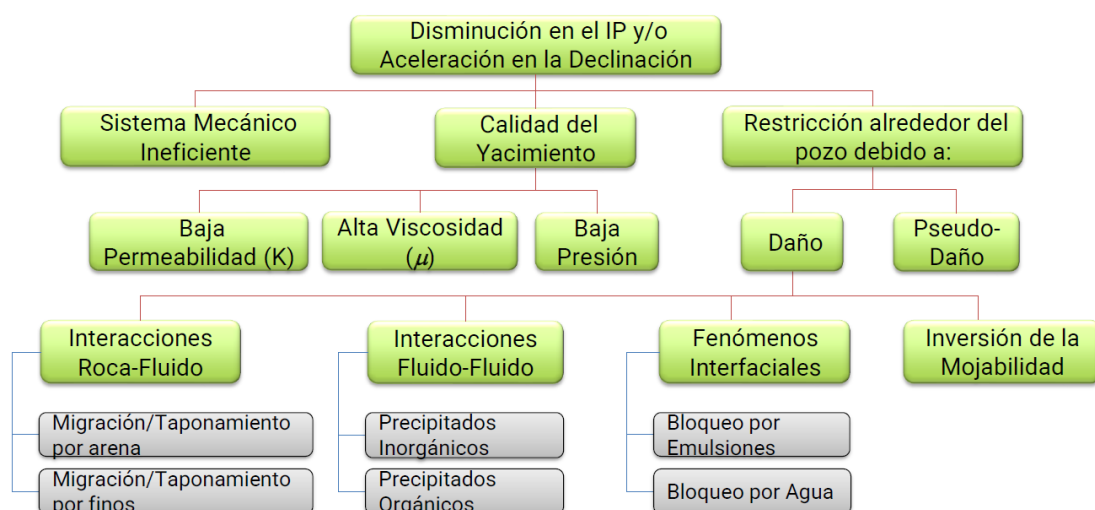


Fig. 6 Tipos de daños de formación [12]

**Debido a la geometría:** Este daño se da por consideraciones geométricas, alterando el valor del daño, debido al diseño del pozo que incluye: no penetra completamente al yacimiento al pozo, no está localizado en la frontera de drenaje.

**Daño en la completación:** Causados por cañoneo insuficiente, gravel packing, fracturas que incrementan el flujo, dando valores de skin negativo a mediadas que forman canales de alta permeabilidad. [7]

**Daño en la producción:** Cuando existen pozos de alta producción de gas, involucrando un flujo turbulento, así como la producción bajo el punto de burbuja lo que ocasiona un flujo multifásico, lo que reducirá la permeabilidad en la fase principal.

El daño de formación en un yacimiento puede incrementar durante la perforación y también cuando el casing es colocado y cementado, debido a que los fluidos de perforación se filtran en la formación y alteran los poros tapándolos ocasionan que la permeabilidad se reduzca. Para el caso del Skin -4, se lo detalla en la tabla 4:

**Tabla 4. Comparativa de factor de daño de formación positivo y menor a -4 [7]**

Factor de daño de la formación positivo	Factor de daño de la formación menor a -4
Un factor de daño positivo indica la existencia de cierto daño de formación que está deteriorando la producción, se puede mejorar la producción eliminando la causa que está generando este daño mediante fracturamiento.	Un factor de daño negativo indica un mejoramiento de la productividad por lo que no sería necesario fracturar.
Formación con espesor mayor a 5 ft.	Formación con espesor menor a 5 ft.
Un mayor espesor de la formación se relaciona con mayores reservas, lo que haría que el tratamiento sea rentable. Sin embargo, se debe tener en cuenta que la producción no depende únicamente del espesor de la zona.	Se considera que un espesor menor a 5 pies no es rentable. Aunque en zonas delgadas el fracturamiento puede ser beneficioso cuando el espesor de la formación no es uniforme, es decir, donde las secciones productoras de petróleo se ensanchan o donde no están bien definidas.

# CAPÍTULO 2

## 2. METODOLOGÍA

### 2.1 Descripción del estudio

Para la implementación y desarrollo del objetivo principal como estudio técnico económico, se cubre a detalle las modalidades: prospectivas, descriptiva y documental.

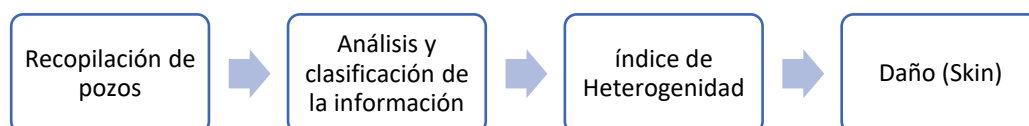
**Prospectiva:** Referente a los resultados y la selección se aplicará la técnica de fracturamiento hidráulico a los pozos candidatos seleccionados, brindando resultados eficientes de aumentar la producción en el campo ESPOL.

**Descriptiva:** Realiza el análisis de la descripción de la metodología que se emplearía para los pozos candidatos del campo ESPOL.

**Documental:** Mediante la interpretación de los datos en la revisión de información como: condiciones mecánicas, geología, presiones de producción, potencial reservorio, petrofísica y datos económicos de una selección de pozos de los pozos candidatos.

### 2.2 Preselección de pozos

Se procederá con tres etapas para la selección de los pozos que serán idóneos para fracturamiento hidráulico [14].



**Fig. 7 Etapas para la metodología de preselección de pozos. [15]**

Los pozos para estudiar y analizar según los siguientes criterios de entrada:

- Pozos con rápida declinación.
- Pozos con bruscas caídas de presión.
- Pozos con buenos potenciales de producción.

#### 2.2.1 Recopilación y control de calidad:

La recolección de todos los datos del campo es de suma importancia ya que por medio de esta nos permitirá realizar la metodología correcta para



la selección de pozos para el análisis y previa realización del proyecto, entre estos datos tenemos:

Geología: litología, estratigrafía, sedimentología, mapas de espesores y estructurales, ambientes de depositación, cuencas estratigráficas.

Petrofísicos: Especificaciones de corte para análisis petrofísicos, curvas de presiones capilares y permeabilidades relativas, revisión y validación de registros eléctricos para interpretación petrofísica, salinidades y densidad del petróleo.

Reservorios: PVT, mecanismos de empuje del reservorio, análisis de la declinación de producción del reservorio, reservas estimadas, interpretación de pruebas de producción, interpretación de pruebas de presión

Al final del proceso se determinó cuáles son pozos competentes para la aplicación de tecnología de estimulación de pozo mediante el fracturamiento hidráulico. Trabajaremos con 21 pozos como muestra según información recopilada del campo ESPOL.

### 2.2.2 Índice de Heterogeneidad

Para la evaluación del potencial de un pozo se lo realizará mediante el índice de heterogeneidad (HI) y para ello se hará uso del software Excel, el índice de heterogeneidad (HI), nos permitirá identificar los mejores pozos con potenciales de forma más sencilla y rápida mediante la siguiente ecuación:

$$\text{HI fluido} = \frac{\text{fluido pozo}}{\text{Fluido promedio pozos}} - 1 \quad (2.2)$$

Los candidatos potenciales de una posible intervención y aumento de productividad mediante fracturamiento hidráulico incluyen criterios de pozos que no presenten configuraciones mecánicas complejas, que tengan bajo aporte de fluidos, brinden sellos lutíticos en el mejor caso, evitando reservorios donde haya contactos agua-petróleo o se dé la intrusión de agua al pozo.

Esto es punto es fundamental para contemplar posibles candidatos de fracturamiento hidráulico, ya que el intervalo a fracturar debe estar lejos de una zona de agua o un contacto agua-petróleo, regularmente los pozos que presentan alto corte de agua dan indicios para entender que la zona de agua está avanzando, este planteamiento es esencial para seleccionar al pozo candidato e intervenir con fracturamiento hidráulico. Se evaluará mediante una gráfica 8 que permitirá detectar el potencial o desempeño de un pozo en comparación con el potencial promedio de todos los pozos que se encuentran

en el campo. Esta tabla posee cuatro cuadrantes. Los pozos que caigan en los rangos o cuadrantes aceptables serán los candidatos ideales para la estimulación hidráulica.

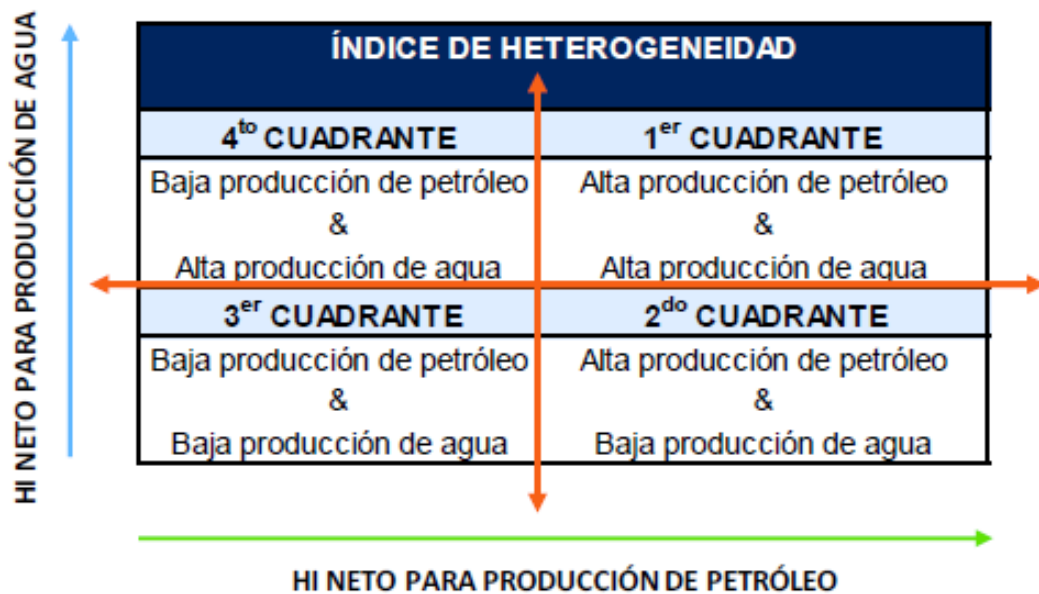
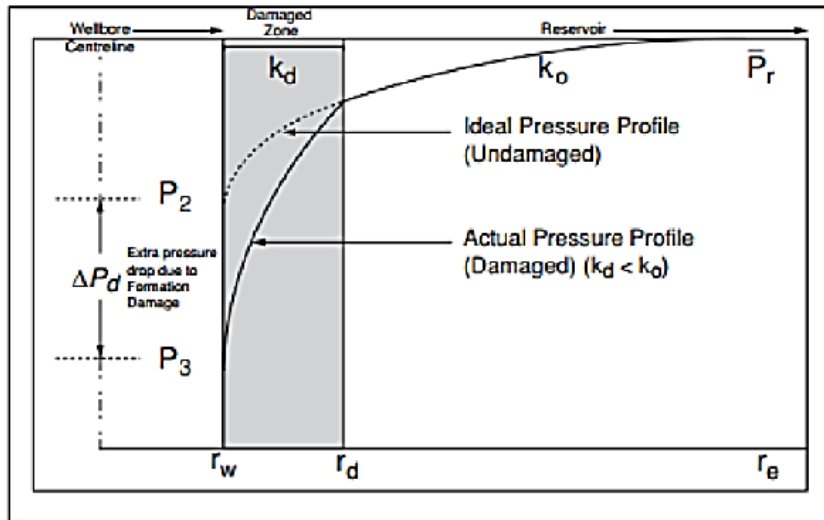


Fig. 8 Índice de Heterogeneidad [16]

### 2.2.3 Daño de formación

Se pretende observar si el pozo presenta daño, si su producción actual es la adecuada y predecir la producción incremental que se obtendrá al corregir el daño con un trabajo de estimulación. El valor del daño es un criterio importante al momento de seleccionar los pozos candidatos para realizar trabajos de estimulación. Sabemos que la mayoría de las caídas de presión son dadas en la región cercana y cualquier cambio significativo a la permeabilidad de la formación lo caracterizamos por daño (S) incluido por Van Everding-Hurst. Las mayores caídas de presión se dan al tener cercanía a la zona del pozo, considerando si relación semilogarítmica de la relación presión - distancia de las ecuaciones que detallan el fluido entrante al pozo. Estos valores del skin nos proporcionó el campo ESPOL de los pozos seleccionados el cual no fue necesario realizarlo mediante software.



**Fig. 9 . Efectos de daño de formación reflejado en perfiles de presión. [17]**

Podemos apreciar en la figura 9, que existirá una presión adicional formada por el daño de la formación la cual se conocerá como  $\Delta P_d$ . Se evidencia un perfil de presiones sin daño y otro incluyendo los efectos del daño.

Cualquier restricción al flujo de fluidos que distorsiona las líneas de flujo desde el yacimiento hacía el pozo. Disminuye significativamente la productividad del pozo y ocasiona una caída de presión adicional en las cercanías de este. En la ecuación 2.3 del caudal se pueden observar factores que afectan al daño.

Un aumento en el caudal ( $q$ ) o estimulación del pozo, se puede alcanzar:

- Incrementando el factor ( $kh$ ).
- Disminuyendo uno de los factores  $S$ ,  $r_e/r_w$  o  $\mu$ .

El daño de formación es la caída de presión en un pozo, provocado por la resistencia de la formación al flujo resultado de técnicas de perforación y completación empleadas y, tal vez, por las prácticas de producción utilizadas. Este efecto se denota con la letra  $S$ .

El valor total del daño ( $S_{total}$ ) medido durante una prueba de producción, tiene varias fuentes aparte del daño de formación. Es muy importante determinar las diferentes fuentes de daño para luego poder disminuirlo a través de mejores prácticas operacionales o estimulación. Las fuentes típicas de daño se resumen en la siguiente ecuación:

$$S_{total} = S_d + S_{geometria} + S_{completación} + S_{produccion} \quad (2.3)$$

Este efecto S modifica la permeabilidad de la formación en la región vecina al pozo, dando lugar a la llamada zona dañada. Hawkins (1956) usando el modelo de 2 regiones de reservorio clarifico el concepto.

Considerando las condiciones de frontera en los limites internos, el flujo radial y las pérdidas de presión tenemos la ecuación 2.4, según Hawkins (1956):

$$S = \left( \frac{k}{k_s} - 1 \right) * \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) \quad (2.4)$$

### 2.3 Selección de pozos candidatos a estimulación en el campo ESPOL

En esta metodología vamos a implementar un caso de estudio, siguiendo las directrices del siguiente diagrama y también los pasos provenientes de metodologías realizadas en estudios anteriores de revistas científicas, y de tesis de grado.

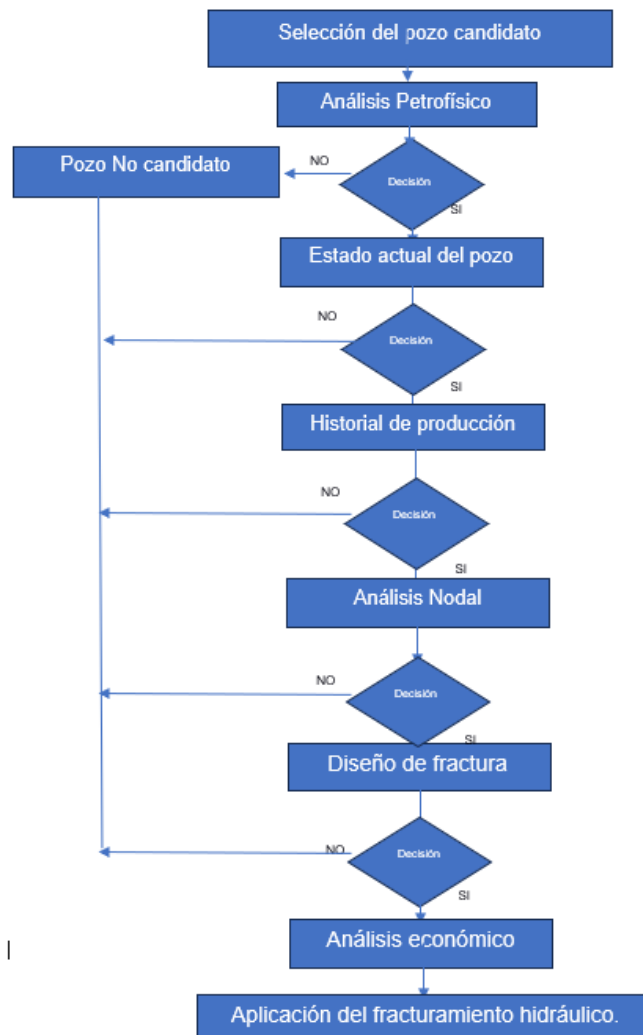


Fig. 10 Diagrama de Flujo para la selección de un pozo y aplicar fracturamiento hidráulico [12]

Luego de seleccionar los pozos candidatos se aplicarán las directrices descritas en la figura 10 de cada pozo apto. Debido a que es un estudio de factibilidad técnica-económica se lo demostrará mediante un solo pozo.

### **2.3.1 Análisis de historiales de producción de pozos**

En el desarrollo de este estudio se analiza la historia de producción de los pozos, las posibles causas raíz de caídas y subidas en la producción, por medio de curvas de producción de petróleo, agua y gas. De lo cual parte de la revisión se enfocará en el análisis de la producción de agua por medio de las Curvas de Chan, estas curvas permitieron identificar si el pozo presentaba una canalización o un avance normal del agua.

Es importante para fracturar hidráulicamente un yacimiento, hacer con antelación un diagnóstico de la problemática que causa que la producción del pozo sea baja, y una de las principales razones para que un pozo baje en producción es el daño de formación, y esto se da muchas veces por alguna intervención de reacondicionamiento previo que genere cambios en la formación.

### **2.3.2 Análisis nodal y productividad**

Este análisis permite conocer el potencial de producción de los pozos, esta interpretación se realizó mediante la construcción de curvas IPR en base a la ecuación de Darcy, correlaciones de Standing y Harrison para encontrar cuál podría ser la producción post fractura, es decir proyectando el comportamiento actual y futuro de un pozo, esta parte de la metodología nos permitirá conocer si el reservorio tendrá una mejoría en la eficiencia de flujo después de considerar eliminar o bypassar el daño de formación, dando así como objetivo un incremento en la producción y réditos económicos. En este punto es fundamental validar los análisis PVT, estos datos nos van a servir para el desarrollo de productividad y análisis nodal.

### **2.3.3 Revisión de las propiedades petrofísicas:**

De cada pozo con el fin de definir cuáles son los pozos con las mejores características para ser estimulados:

#### **2.3.3.1 Volumen de esquisto:**

Es un tipo de roca sedimentaria que tiene tres atributos principales: minerales arcillosos que constituyen su estructura, tamaños de poro y valores de permeabilidad a escala nanométrica, y agua adsorbida en su superficie o entre sus láminas. En un sistema

convencional petrolero, la lutita corresponde a la roca madre, donde se almacena la materia orgánica y de la cual se liberan los hidrocarburos, actuando en ocasiones como un sello, lo que permite generar una barrera impermeable que impide la migración de fluidos. Además, el esquisto ocuparía los espacios porosos de rocas sedimentarias como areniscas y carbonatos, y este volumen se puede calcular a partir de registros de pozo. El método más utilizado para este cálculo es la técnica de rayos gamma; sin embargo, este método puede presentar limitaciones cuando la roca contiene minerales arcillosos que aumentan y sobreestiman el valor obtenido. Por lo tanto, para realizar este cálculo se eligió el método de Poupon y Gaymard (1970) [10], que utilizó como parámetros de entrada registros de porosidad y densidad de neutrones [18]. Con los datos resultantes se genera la curva de volumen de esquisto, calculada a partir de la siguiente ecuación:

$$V_{sh} = \frac{\phi_{NFL} - \phi_{DFL}}{\phi_{NMA} - \phi_{DMA}} \quad (2.5)$$

Los términos  $\phi_N$  y  $\phi_D$  refieren al valor de porosidad registrados neutrón y densidad de la herramienta respectivamente.

### 2.3.3.2 Porosidad efectiva y total

La porosidad es la propiedad de la roca que relaciona su volumen poroso o “vacío” ( $V_{poroso}$ ) con el volumen total ( $V_{total}$ ); eso es:

Los cálculos de porosidad se realizaron en Microsoft Excel a partir de los registros de neutrones y densidad y utilizando el generó la curva de volumen de esquisto [9]. Finalmente, se utiliza la siguiente ecuación para determinar la porosidad total:

$$\phi_{Total} = \frac{V_{porous}}{V_{total}} \quad (2.6)$$

Cálculos de porosidad con Microsoft Excel de neutrón y densidad utilizando la siguiente fórmula, usando la curva del volumen de arena. [9]

$$\phi_D = \left( \frac{\rho_b - \rho_{MA}}{\rho_f - \rho_{MA}} \right) \quad (2.7)$$

### 2.3.3.3 Saturación de agua

Cada yacimiento almacena una cantidad significativa de agua, lo que debe considerarse al estimar los volúmenes originales de petróleo. Esta agua (irreductible o connata) se almacena en la formación, ocupando espacios porosos o almacenada en arcillas, y puede estimarse a partir de registros de pozo y sustentarse en correlaciones. Basado en la petrofísica. propiedades y configuración litológica de un yacimiento, se han formulado diferentes modelos para el cálculo de la saturación de agua. Estos modelos pueden considerar o no la cantidad de arcilla presente y su distribución en la roca. El modelo de Archie es el modelo más utilizado a nivel global pero no tiene en cuenta la cantidad de arcilla presente en el depósito, mientras que los modelos de Simandoux (1963) y Schlumberger e Indonesia sí lo hacen. El modelo de Simandoux se estableció experimentalmente con datos de arena y arcilla artificiales, y el modelo de Schlumberger se basa en el modelo de Simandoux y es menos preciso por no considerar el factor de cementación.

En el presente trabajo se utilizó el modelo de Indonesia propuesto por Leveaux y Poupon (1971), el cual supone que la arcilla se distribuye en la formación en de forma aleatoria o dispersa. Este modelo, obtenido a partir de datos de campo en Indonesia, parece ser el más completo [18].

$$S_w = \frac{1}{R_t} \left( \frac{\sqrt{aR_w R_{sh}}}{V_{sh} \sqrt{aR_w + \phi_{total}^2} \sqrt{R_{sh}}} \right)^{\frac{n}{2}} \quad (2.8)$$

### 2.3.3.4 Permeabilidad

El fluido tiene una determinada viscosidad dependiendo de la presión y temperatura a la que se encuentra, y esta propiedad también se ve afectada por la porosidad de la roca, la tortuosidad, el radio de los poros y el volumen de la arcilla.

$$k = k_c * \phi_E^4 * \left( \frac{1 - S_{wirr}}{S_{wirr}} \right)^2 \quad (2.9)$$

### 2.3.3.5 Índice de productividad

Es una medida del potencial de producción de un pozo, denominado por la letra "J" siendo la relación entre la presión del Draw Down y el caudal total de líquido en superficie en aquel punto.

$$J = \frac{Q}{P_e - P_{wf}} \quad (2.10)$$

Este es medido durante la prueba de producción, y se lo realiza cerrando el pozo para alcanzar la presión estática del reservorio en lo posterior se produce a tasa de flujo constante y presión de fondo fluvente, al no ser siempre la presión estabilizada en superficie la de fondo fluvente, se realiza este proceso en varias mediciones conforme pasa el tiempo.

### 2.3.3.6 IPR (Inflow performance relationship)

El flujo que se desarrolló en el pozo, dependerá de la presión de fondo fluvente y de las condiciones o características del yacimiento, La relación entre la tasa de flujo que fluye hacia el pozo y la presión fluvente se llama IPR, mediante su interpretación grafica de dicha relación se determinará el índice de productividad a diferentes presiones fluventes.

#### 2.3.3.6.1 IPR Lineal

Durante el caculo de la producción de petróleo se consideró que las tasas de producción son proporcionales a la caída de presión Draw Down de forma lineal. El cual se observará al tener flujo de una sola fase, Contemplando este comportamiento podemos encontrar el índice de productividad con la ecuación 2.10.

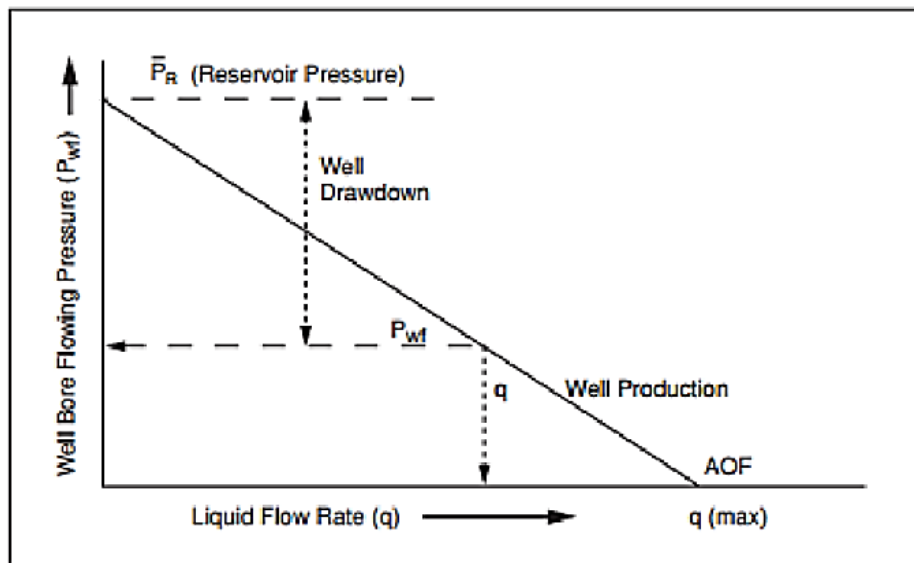


Fig. 11 Gráfico de IPR Lineal [17].



### 2.3.3.6.2 IPR Vogel

Con el desarrollo de Vogel en donde a medida que se va depletando la presión de un yacimiento con empuje por solución de gas, la productividad reducirá debido a que la presión del yacimiento disminuye y el incremento de la saturación del gas genera más restricciones para que el crudo fluya.

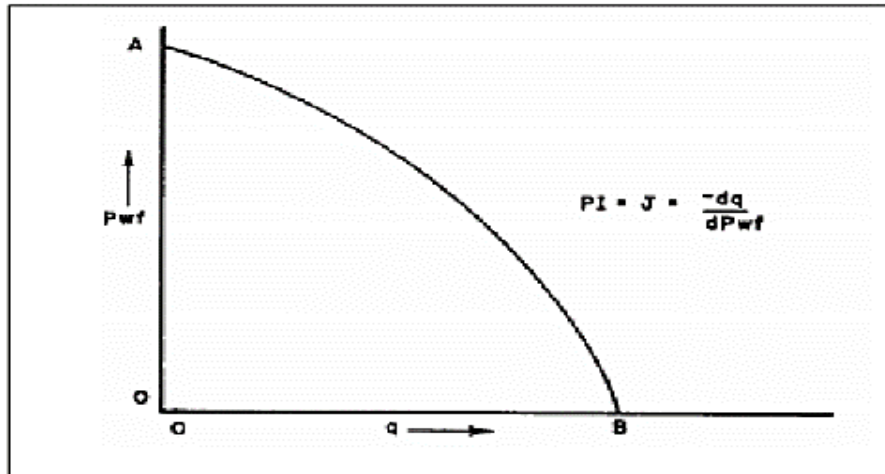


Fig. 12 Curva Vogel [7]

El IPR para un pozo con un índice de productividad constante, es decir, un pozo que no tiene producción de gas, puede ser calculado a partir de la siguiente ecuación:

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = 1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad (2.11)$$

### 2.3.4 Evaluación petrofísica de los reservorios

Al contar con la disponibilidad de los archivos de los registros eléctricos a hueco abierto en los formatos LAS y ASCII otorgados por el campo ESPOL de 21 pozos.

Es así como se consideró suficiente la información disponible como para desarrollar los datos petrofísicos de razonable incertidumbre para cada pozo. Se ejecutó nuevas evaluaciones petrofísicas, tomando en consideración los topes geológicos suministrados por el campo en mención, su posición en el área del reservorio, análisis convencionales y especiales de núcleos de corona del campo Espol.

Para los reservorios Basal Tena, U, T y Hollín. Las nuevas evaluaciones proporcionaran apoyo al sumario petrofísico suministrado por la operadora.

### **2.3.4.1 Evaluación geológica**

Esta descripción es referente a la geología del Campo ESPOL se encuentra en detallada de forma general en el marco teórico de este proyecto, de esta manera una vez terminada la evaluación petrofísica y de condiciones mecánicas de los pozos del campo el siguiente paso en la presente metodología de selección de pozos candidatos, fue revisar la evaluación geológica del campo.

En esta fase, se validó las posiciones estructurales de los pozos a los topes de las formaciones de estos. Se correlacionó estratigráficamente las formaciones de los pozos para la identificación de la continuidad de la arena y constatar posibles comportamientos similares de pozos análogos a los pozos objetivo de estudio, encontrando los reservorios más idóneos para la estimulación.

Una de las revisiones principales es la sedimentológico de los reservorios para analizar como fue el desarrollo de depositación de los estratos y cómo puede afectar eso en el comportamiento del reservorio. Además, es muy importante analizar el intervalo de la formación a fracturar, con el objetivo de reconocer en el mismo la existencia de sellos naturales para evitar que la propagación de la fractura se dirija a zonas no deseables, a más de este parámetro importante, se le suma el estudio confirmando que el intervalo de interés se encuentre lejos del contacto agua-petróleo y de áreas completamente de agua

### **2.3.4.2 Análisis de los intervalos completados en los pozos**

Con el análisis de la información de los intervalos completados en los pozos seleccionados, considerando sus eventos, esta descripción de los intervalos fue para obtener gran facilidad de acceso a la interpretación de propiedades y parámetros de los pozos candidatos seleccionados para el fracturamiento hidráulico de lo que se contempla lo siguiente:

- Formación objetivo o de producción.
- Pozo.
- Diseño del pozo.
- Disparos por pie del intervalo cañoneado.
- Espesor cañoneado.
- Profundidad del intervalo completado.
- Condición del intervalo completado: squeezeado, cerrado o cañoneado.

### **2.3.5 Análisis detallado de pozos a fracturar hidráulicamente**

El modelo de petróleo negro se aplica cuando el fluido se presenta en tres fases: petróleo, agua y gas, considerándose un modelo composicional simplificado aplicado en casos de recuperaciones primarias y avanzadas. Por lo tanto, el modelo se utiliza en situaciones donde el proceso de producción tiene baja sensibilidad a los cambios de composición en los fluidos del yacimiento el comportamiento PVT del sistema toma y asume los efectos de la compresibilidad, y en el modelo se hacen algunas consideraciones, tales como: el petróleo y el agua se consideran inmiscibles y el gas se supone soluble en el petróleo, dentro del depósito las reacciones químicas son insignificantes, produciéndose equilibrio termodinámico instantáneo entre las fases que se encuentran a temperaturas constantes, sin transferencia de masa ni de calor. Asumiendo todas las consideraciones mencionadas, junto con propiedades como densidad, presión de burbuja ( $P_b$ ), densidad del gas, presión y temperatura obtenidas con la ayuda de correlaciones, es posible expresar los factores de formación volumétrica de petróleo ( $B_o$ ), agua ( $B_w$ ) y del gas ( $B_g$ ), siendo la relación de solubilidad del gas en el petróleo ( $R_s$ ) la transferencia de masa entre el petróleo y el gas. [19]

### **2.3.6 Simulación de fracturamiento hidráulico**

La simulación se realizó en el módulo WINPROP (Phase Behavior and Property Program), BUILDER (Pre-Processing Applications) del software IMEX (Adaptive Implicit Explicit black-oil Simulator) del grupo CMG en su versión 2018.10. En el módulo WINPROP se define el modelo de fluido. La herramienta a través de ecuaciones de estado define las propiedades de equilibrio multifásico para los componentes y pseudocomponentes, pudiendo ajustar datos de laboratorio, simular múltiples procesos de contacto, trazar el diagrama de fases (PVT) y simular experimentos de laboratorio. El módulo BUILDER es la herramienta utilizada para describir el yacimiento. En este paso se genera un archivo con extensión \*.data con dimensiones, presión, porosidad, permeabilidad, Se genera la altura y longitud de las fracturas. En este módulo, el archivo de salida \*.bin de la función Modelo de Rescate de Petrel se utilizó como base para el código del archivo \*.data, que será utilizado como entrada en el módulo IMEX. El módulo IMEX, del simulador del grupo CMG, es responsable de predecir los valores de recuperación de gas en yacimientos no convencionales del tipo Shale y Tight Gas cuando estimulado mediante fracturación hidráulica. La herramienta adopta el modelo de petróleo negro y se utiliza en formaciones carbonatadas y lutitas, ya que presenta una transferencia precisa de la matriz de fractura en yacimientos fracturados. [19]

### 2.3.7 Evaluación económica

Para comprobar la rentabilidad del estudio, se ejecutó el análisis económico a los pozos seleccionados, con el fin de verificar si el proyecto es económicamente viable.

Con los datos ya definidos y calculados, se procede a estimar el caudal con fractura con la ecuación 12 y con la ecuación 13 se determina el caudal de ganancia.

$$Q_f = \frac{0.00708kh\left(\frac{\bar{P}}{P_{wf}}\right)}{B\mu\text{Ln}\left(\frac{r_e}{R'w}\right)} \quad (2.12)$$

$$Q_{\text{incremental}} = Q_f - Q_{\text{actual}} \quad (2.13)$$

Para calcular el tiempo de incidencia de la fractura se procede a calcular la tasa de declinación de cada pozo con la curva de declinación exponencial.

La ecuación de declinación exponencial nos ayuda a determinar la tasa de declinación del campo, cabe indicar que esta ecuación es solo una expresión matemática que da un aproximado del comportamiento del fluido (depletación del campo) siendo este un valor no real, debido a que no interfieren términos físicos del yacimiento. [20]

$$q = q_o * \exp(-Ba) \quad (2.14)$$

Donde:

q= producción actual

q<sub>o</sub>= producción inicial

Ba= Tasa de declinación anual

La ecuación 14 calcula la tasa de declinación de cada pozo.

$$\frac{q_{\text{inc}}}{q_{\text{actual}}} = \frac{B_{\text{inc}}}{B_{\text{actual}}} \quad (2.15)$$

Después de calcular la tasa de declinación incremental de cada pozo, con la ecuación 16 se calculará el tiempo de incidencia de la fractura.

$$\frac{\text{Ln}(q_{\text{actual}})}{q_{\text{inc}}} = \frac{B_{\text{actual}} - B_{\text{inc}}}{B_{\text{actual}}} \quad (2.16)$$

Con el caudal incremental ya calculado y un aproximado del tiempo que durará la producción con el tratamiento, se procede hacer un análisis financiero, sabiendo que un tratamiento hidráulico este alrededor de \$600.000,00.

Uno de los criterios económicos más usados en los trabajos de fracturamiento hidráulico es:

El costo del tratamiento debe ser regresado o generado en el periodo de los primeros tres meses después de realizar la fractura; para lograr este fin, se debe estimar el incremento de la producción y la producción extra generada en los primeros tres meses y luego calcular el ingreso extra como se muestra a continuación:

$$I_{\text{extra}} = q_{\text{extra}} * P_{\text{CO}_{\text{petróleo}}} \quad (2.17)$$

$I_{\text{extra}}$ = Ingreso extra generado en los tres primeros meses

$Q_{\text{extra}}$ : Producción extra obtenida en el periodo establecido

$P_{\text{CO}_{\text{petróleo}}}$ = Precio actual del barril de petróleo

Una vez hechos estos cálculos se presentará como respuestados finales mediante el CAPEX y el OPEX.

# CAPÍTULO 3

## 3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

### 3.1 Recopilación de datos

De acuerdo con la información suministrada por la compañía ESPOL se recopilaron datos para 21 pozos como: caudales, presiones, estados mecánicos, registros petrofísicos, surveys, entre otros, para luego proceder a hacer una clasificación y así definir los parámetros base.

### 3.2 Análisis y clasificación de la información

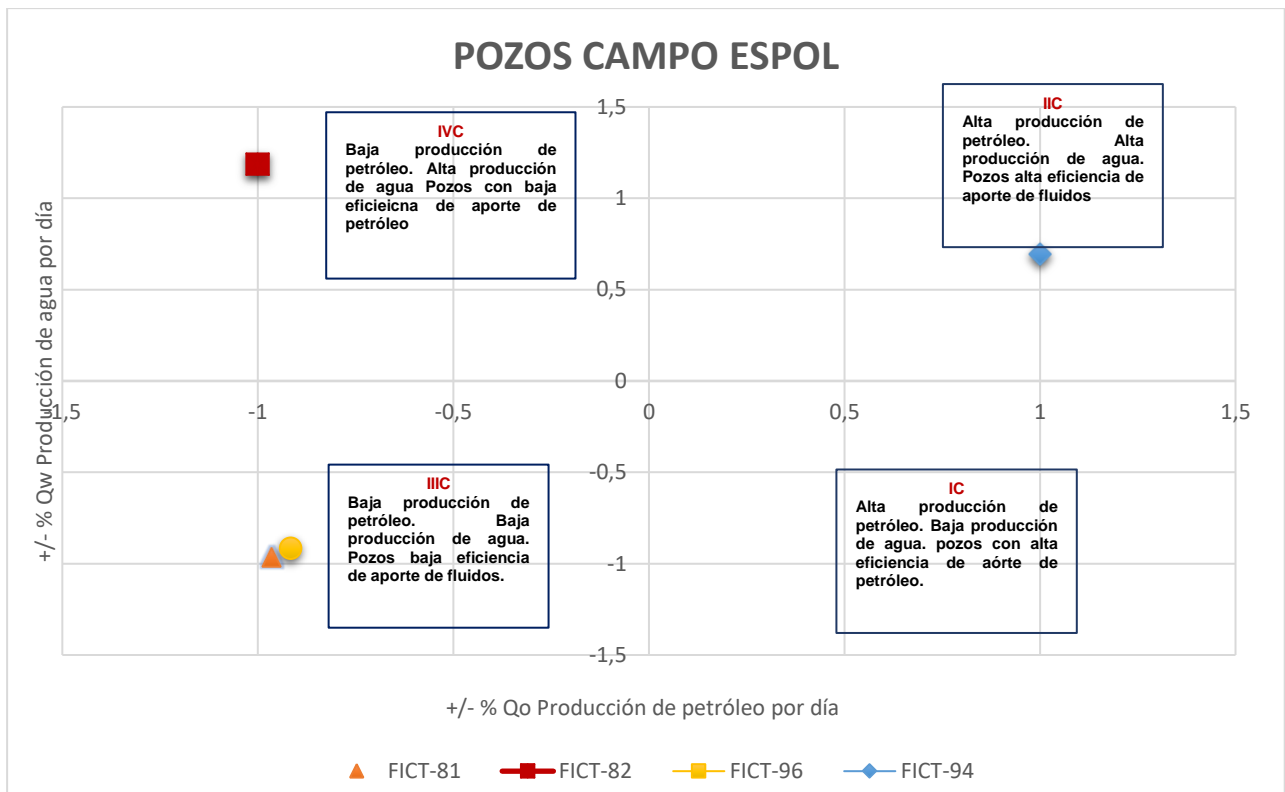
Inicialmente se contaba con 21 pozos de los cuales 17 fueron descartados por falta de información, de estos últimos se encontró ausencia de registros petrofísicos, estados mecánicos, surveys, entre otros, como se observa en la siguiente tabla:

**Tabla 5. Análisis de Información faltante por la empresa ESPOL(Autores).**

ITEM	POZOS FICT DESCARTADOS	INFORMACIÓN FALTANTE
1	76	Registro Petrofísico
2	77	Registro Petrofísico/Dato de Sw
3	79	Registro Petrofísico
4	80	Estado Mecánico/Sw
5	83	Registro Petrofísico/Sw
6	84	Registro Petrofísico
7	85	Registro Petrofísico
8	86	Registro Petrofísico/Estado Mecánico
9	88	Registro Petrofísico/Estado Mecánico
10	90	Estado Mecánico/Sw
11	91	Registro Petrofísico
12	92	Registro Petrofísico/Estado Mecánico
13	93	Registro Petrofísico

Una vez clasificada la información, se realizó un análisis determinando los parámetros para la selección de los pozos teniendo en cuenta las características de los tratamientos de estimulación que pueden ser.

### 3.2.1 Índice de heterogeneidad



**Fig. 13 Pozos posibles de intervención de fracturamiento hidráulico por medio de Índice de heterogeneidad (Autores)**

Se debe dar prioridad a los pozos que se ubican en los cuadrantes IIIC y IVC del análisis detallado en el capítulo 2. En el caso del cuadrante IIIC, se tienen pozos con baja eficiencia de aporte de petróleo y agua; y en el caso del cuadrante IVC pozos con una baja eficiencia de aporte de petróleo y alta producción de agua. [4]

Como resultado de los 4 pozos, solo los pozos FICT. 81, FICT-82 y FICT-96 se encontraron dentro de los cuadrantes IIIC y IVC por lo cual se descarta al pozo FICT-94, luego de esto se continúa con el cálculo del daño de formación para los pozos con baja producción de petróleo.

### 3.2.2 Selectividad por daño de formación

Daño (Skin): Al cuantificar este parámetro se pueden buscar alternativas para su reducción y así minimizar el impacto en la producción del pozo. Para hallar el daño fueron necesarios datos de PVT, estos datos ya los teníamos disponibles y no tuvimos que

realizar cálculos, se organizó y se tabuló información dando los 3 daños de cada uno de los 3 pozos del campo ESPOL

Para esta investigación se consideró un buen candidato para la aplicación de esta técnica, aquel pozo que presento un S igual o mayor a 7 [4], ya que, si se toma en cuenta que los pozos con S menor a este valor, posiblemente resultaría técnica y económicamente mejor la aplicación de una acidificación matricial. [18]

**Tabla 6. Resultados aplicación de  $S \geq 7$  [4]**

ITEM	# POZOS FICT	FACTOR DE DAÑO (S)
1	81	11.10
2	82	12.15
3	96	13,55

Como resultado del análisis realizado y expuesto en la etapa anterior, se preseleccionan 3 pozos, pero solo se tomará un caso base, el pozo FICT-82 (perteneciente al grupo de seleccionados), con el que se ilustro el procedimiento paso a paso realizado a todos los pozos.

### **3.3 POZO SELECCIONADO PARA APLICAR METODOLOGÍA FICT-082**

En esta etapa se presentan los resultados generados al aplicar la metodología propuesta, en el pozo considerado como el mejor candidato para realizar el trabajo de estimulación debido a que en índice de homogeneidad se presentó en el cuadrante IVC el cual nos indica que es un pozo con una baja eficiencia de aporte de petróleo y alta producción de agua a diferencia de los 2 pozos en cuestión mencionados anteriormente.

#### **3.3.1 Ubicación del pozo**

El pozo FICT-82 es un pozo direccional de desarrollo tipo "J". Perforado desde la plataforma FICT, en el campo ESPOL. El pozo está diseñado para ser perforado en tres secciones: 16", 12 ¼" y 8 ½". Como objetivo Primario se tiene las Areniscas "U" Superior y "U" Inferior y como objetivos Secundarios la Arenisca Basal Tena, Areniscas "M1S", "M2S", "U" Media y Arenisca "T" Superior, "T" Inferior. El Pozo tiene las siguientes coordenadas:

**Tabla 7. Coordenadas de ubicación del pozo FICT-82 (Autores)**

Coordenadas UTM de Superficie:	Coordenadas UTM de Fondo:
--------------------------------	---------------------------

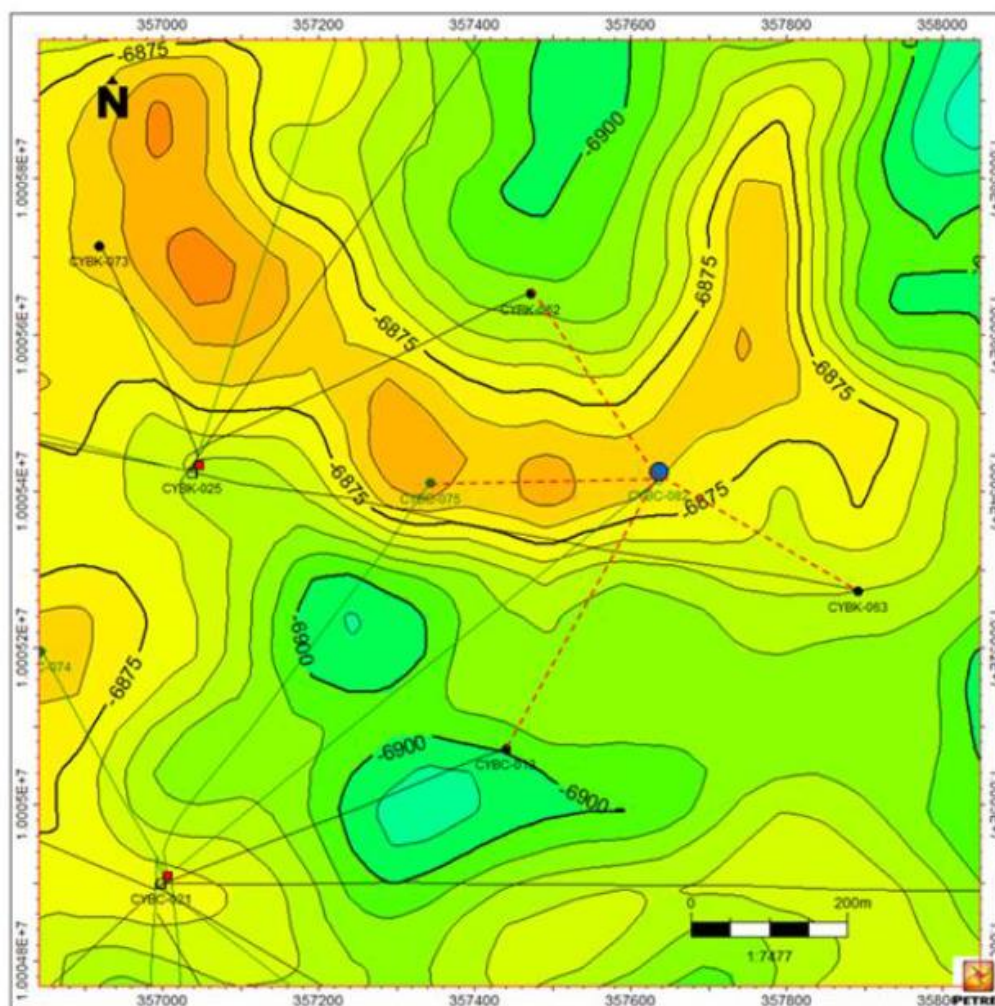


10,004,918.46 m Norte	10,005,413.61 m Norte
357,016.71 m Este	357.634.21 m Este

### 3.3.2 Mapa Estructural

Se verifica un análisis de un posible fallamiento al nivel de la arenisca U inferior, pero según lo observado en las secciones sísmicas no existe evidencia clara de fallamiento que afecte a la arenisca U inferior, solamente se aprecia plegamiento de los estratos cretácicos relacionados con los 2 altos estructurales que se tienen en el campo. En las zonas de interpretación de los principales pliegues observamos una leve deformación de las capas, pudiendo existir una leve deformación subsísmica.

**Fig. 14 Mapa de Ubicación del pozo propuesto -082 en el mapa estructural al tope de U Inferior (Campo Espol)**



### 3.3.3 Condiciones mecánicas

El pozo FICT-82, inició Operaciones de perforación el día 05 de enero del 2005 a las 06:00 horas. Llegando a la profundidad final de 8,407' MD / 7,916' TVD . Se emplearon

4 BHA's y 4 Brocas, siendo necesarios 7 días de perforación. La Fase de 16", se perforó desde 43' MD hasta 111'MD. Bajó revestidor superficial de 13 3/8" y asentó en la Formación Indiferenciada @ 111' MD. En esta sección se utilizó lodo tipo Drillco-cal con un peso de 8.4 lpg hasta 8.5 lpg. Para perforar esta sección se utilizó un BHA convencional y una Broca PDC. La Fase de 12 1/4", se perforó desde 111' MD hasta 7,922'MD. Bajó revestidor de 9 5/8" y asentó en la Formación Napo (Caliza "M2") @ 7,911' MD. En esta sección se utilizó lodo tipo Drillco-cal desde 111' MD hasta 4,646' MD, con un peso de 8.5 lpg hasta 9.4 lpg y desde 4,646' MD hasta 7,922' MD lodo tipo Drillco-Glyl con un peso desde 9.1 lpg hasta 10.0 lpg. Para perforar esta sección se utilizaron dos BHA's Direccionales una Broca Tricónica y una Broca PDC. La Fase de 8 1/2", se perforó desde 7,922'MD hasta la profundidad de 8,407' MD / 7,916' TVD (Profundidad Total), asentando el Liner de 7" @ 8,405' MD / 7,914' TVD, el lodo utilizado fue Drillco-In con peso desde 9.0 lpg hasta 9.2 lpg. Para perforar esta sección se utilizó un BHA y un Broca PDC.

Una vez en TD de la Sección de 8 ½ se realizó corrida de registros especiales con WL detallados a continuación:

- Primera corrida: (ACRT-SLDT-DSNT-GTET-SP-JAR-RWCH
- Segunda corrida: RDT (QGS-DPS-HPS-PTS)-GR-JARS-RWCH

Los valores de Gas Total y cromatografía que se presentaron en superficie fueron detectados y analizados por el Equipo de Gas Baseline 8900.

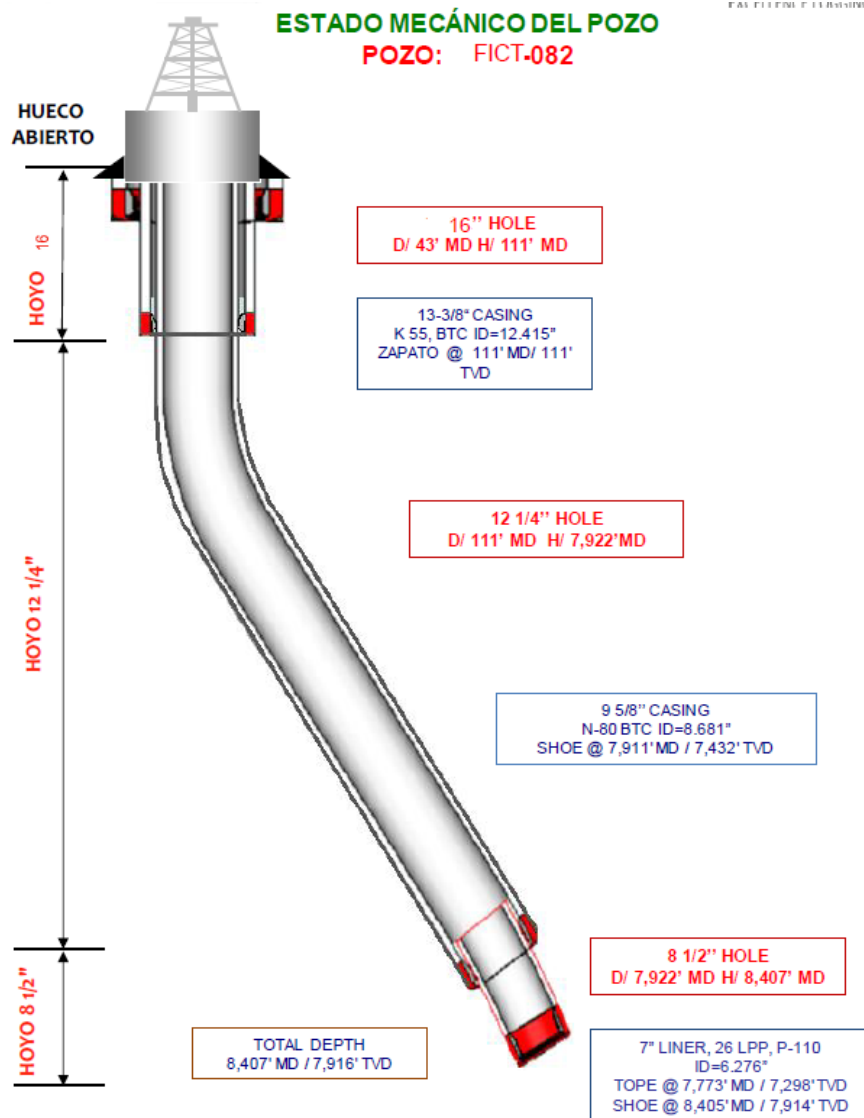
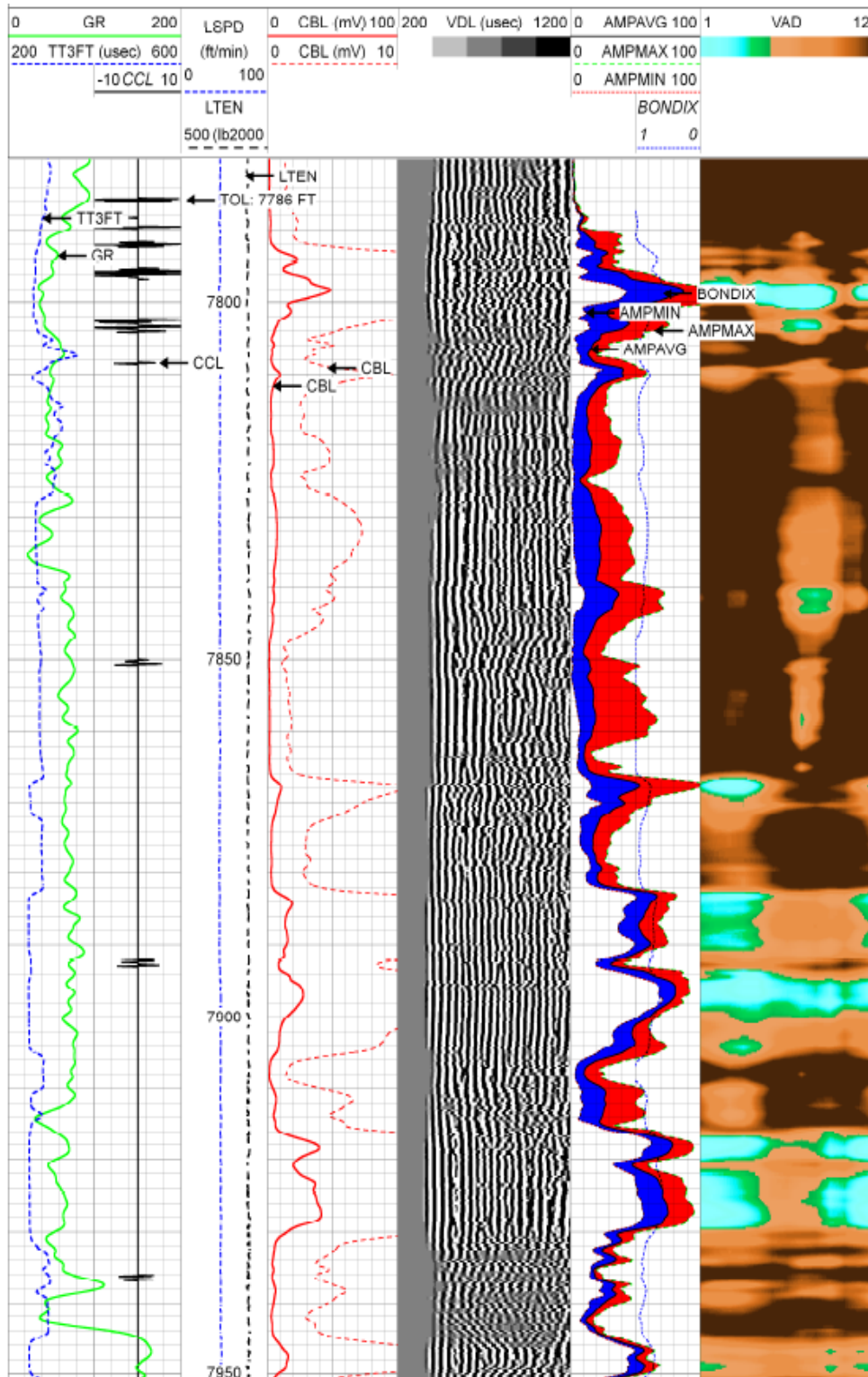


Fig. 15 Estado mecánico FICT-82 (Campo Espol)

### 3.3.3.1 Registro VDL (Variable Density Log)

En la figura 16 podemos apreciar un buen comportamiento del registro CBL-VDL hay una buena cementación en los intervalos de interés ya definidos entre los 8180 a los 8200 ft.



**Fig. 16 . Sección principal 7 in CBL-VDL (Autores)**

Existe una buena correlación en la sección principal y la repetida tomando como cero en el fondo de la herramienta hasta la mesa rotaria, todas las curvas y presentaciones de acuerdo con los requerimientos del campo ESPOL.

- Sección principal (0PSI) CSG 7" @ 26 LPP intervalo 8368 ft-7786 ft.
- Sección repetida (700PSI) CSG 7" @ 26 LPP intervalo 8250 ft-8050 ft.
- Sección principal (0PSI) CSG 9-5/8" @ 47 LPP intervalo 7786 ft -6350 ft.

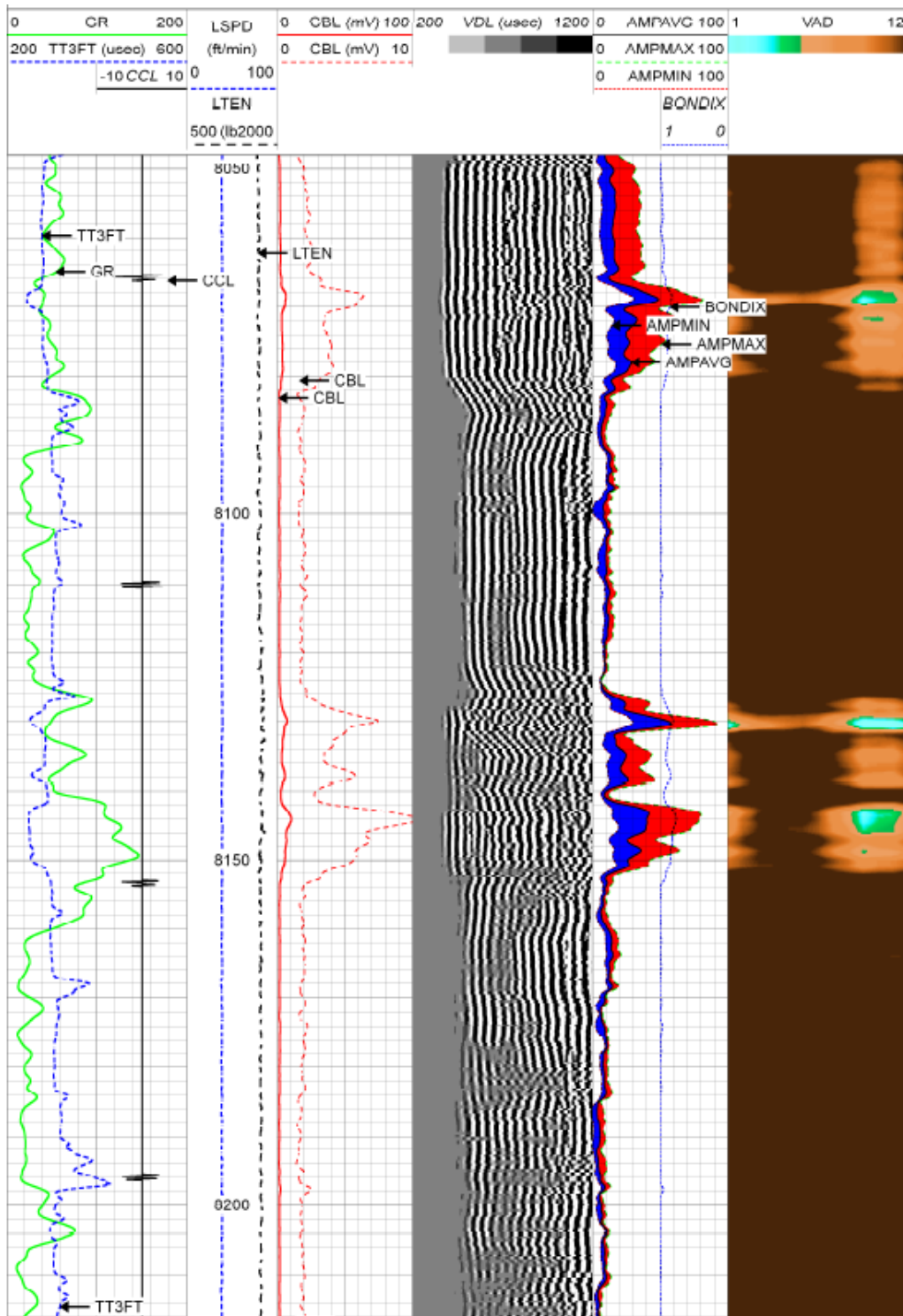


Fig. 17 . Sección repetida 7 in CBL-VDL (Autores)

### 3.3.4 Correlación litoestratigráfica

Podemos evidenciar que para el pozo FICT-82 tenemos una respuesta de conductividad, porosidad y permeabilidad en cuanto al alojamiento de fluido, ya con la interpretación y complemento de demás registros y el análisis de reservorios nos indicaran los intervalos potenciales para este pozo.

#### 3.3.4.1 Topes formacionales FICT-82

De acuerdo al TD de este pozo y considerando el desarrollo de la perforación del diseño tipo J en base al análisis de las muestras y con las correlaciones de pozos vecinos, se detallan la prognosis programada y los topes formacionales de acuerdo a las muestras obtenidas.

A continuación, en la tabla 8 se detalla la prognosis final en base a los cortes

**Tabla 8 Topes Formacionales FICT-082 (Autores)**

TOPES FORMACIONALES FICT-082						
FORMACIÓN	PROGNOSIS			CORTES		
	MD (ft)	TVD (ft)	TVDSS (ft)	MD (ft)	TVD (ft)	TVDSS (ft)
ORTEGUAZA	4.772	4.488	-3.700	4.720	4.433	-3.645
TIYUYACU	5.465	5.128	-4.340	5.484	5.132	-4.344
CG SUPERIOR	5.701	5.350	-4.562	5.730	5.364	-4.576
BASE CG SUPERIOR	5.758	5.404	-4.616	5.769	5.401	-4.613
CGL INFERIOR	6.459	6.063	-5.275	6.456	6.050	-5.262
BASE CGL INFERIOR	6.900	6.478	-5.690	6.895	6.466	-5.678
TENA	7.154	6.717	-5.929	7.164	6.721	-5.933
BALSAL TENA	7.506	7.048	-6.260	7.496	7.035	-6.247
NAPO	7.539	7.079	-6.291	7.533	7.070	-6.282
CALIZA "M1"	7.750	7.279	-6.491	7.744	7.270	-6.482
CALIZA "M2"	7.908	7.430	-6.642	7.909	7.430	-6.642
ARENISCA "M2"	7.971	7.491	-6.703	7.968	7.487	-6.699
CALIZA "A"	8.038	7.555	-6.767	8.028	7.545	-6.757
ARENISCA "U" SUPERIOR	8.085	7.601	-6.813	8.073	7.589	-6.801
CALIZA "U" MEDIA	8.114	7.629	-6.841	8.116	7.631	-6.843

ARENISCA "U" MEDIA	8.131	7.645	-6.857	8.133	7.647	-6.859
ARENISCA "U" INFERIOR	8.150	7.664	-6.876	8.146	7.660	-6.872
BASE ARENISCA "U" INFERIOR	8.232	7.743	-6.955	8.239	7.751	-6.963
CALIZA "B"	8.238	7.749	-6.961	8.247	7.759	-6.971
ARENISCA "T" SUPERIOR	8.272	7.782	-6.994	8.276	7.787	-6.999
ARENISCA "T" INFERIOR	8.340	7.848	-7.060	8.344	7.854	-7.066
BASE ARENISCA "T" INFERIOR	8.391	7.898	-7.110	8.395	7.904	-7.116
ARENISCA HOLLIN SUPERIOR						
PROFUNDIDAD TOTAL	8.401	7.908	-7.120	8.407	7.916	-7.128
<b>RKB</b>	788					

Podemos evidenciar también que la estratigrafía se encuentra dentro de la prognosis proyectada, donde finalmente se hace una actualización de los resultados obtenidos en los cortes como se muestra figura 18.

TALADRO: SINOPEC 219 FICT-082

CHRONO-ESTRATIGRAFÍA	FORMACIÓN	LITOLOGÍA	AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN	PROFUNDIDAD (ft)		
				MD	TVD	TVDSS
PALEOGENO	OLIGOCENO	ORTEGUAZA	CONTINENTAL	4720	4433	-3645
	EOCENO	TYUYACU	CONTINENTAL	5484	5132	-4344
		CGL SUP.		5730	5364	-4576
		BASE CGL SUP.		5769	5401	-4613
		CGL INF.		6456	6050	-5262
		BASE CGL INF.		6895	6466	-5678
	PALEOCENO	TENA FM	CONTINENTAL	7164	6721	-5933
BASAL TENA			7496	7035	-6247	
CRETACICO	NAPO			7533	7070	-6282
	CALIZA "M1"			7744	7270	-6482
	CALIZA "M2"			7909	7430	-6642
	ARENISCA "M2"			7968	7487	-6699
	CALIZA "A"			8028	7545	-6757
	ARENISCA "U" SUP.			8073	7589	-6801
	CALIZA "U" MED.			8116	7631	-6843
	ARENISCA "U" MED.			8133	7647	-6859
	ARENISCA "U" INF.		TRANSICIONAL-MARINO	8146	7660	-6872
	B. ARENISCA "U" INF.			8239	7751	-6963
	CALIZA "B"			8247	7759	-6971
	ARENISCA "T" SUP.			8276	7787	-6999
	ARENISCA "T" INF.			8344	7854	-7066
	B. ARENISCA "T" INF.			8395	7904	-7116
				PROFUNDIDAD TOTAL	8407	7916

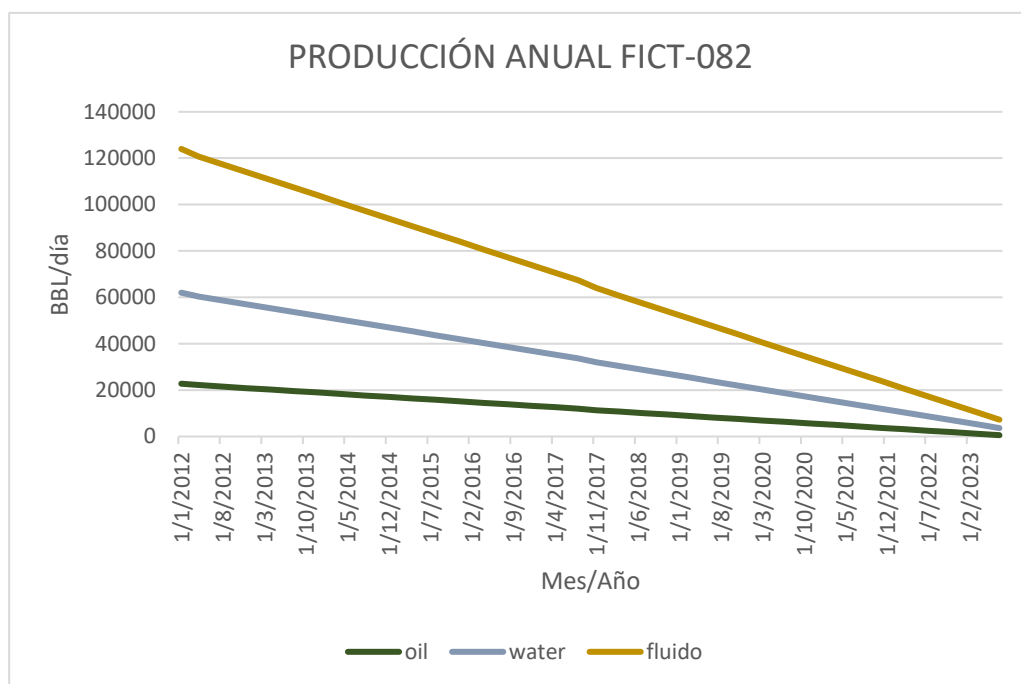
Fig. 18 . Estratigráfica de los cortes en base a prognosis del pozo FICT-82 (Autores).

### 3.3.5 Historial de producción

#### 3.3.5.1 Producción

El campo Espol se ha venido desarrollando con una producción constante de unos 2100 bbl/d considerando los detalles ya expuestos, se busca aumentar la producción del campo cerca de 33 % en su pico más alto 700 barriles de petróleo por día de incremental llegando a una producción total de 2800 barriles de petróleo por día y con esto aumentar las expectativas de los campos marginales a lo cual esta categorizado, para dicho aumento se hace el análisis de mejora de producción del pozo FICT-82 en base a las necesidades del campo , y de las reservas probadas y probables.





**Fig. 19 Histórico de producción anual del pozo FICT-82 del campo ESPOL. (Autores)**

Considerando que la producción actual del campo nos puede dar un gran aporte, refiriéndonos a la situación actual y anterior. Por esa razón se va detallando el comportamiento anual en base a la producción del caso de estudio, para así poder esclarecer la mejor propuesta de fracturamiento hidráulico del pozo FICT-82.

### 3.3.5.2 Reservas

Para validar que en efecto el pozo cumple con las condiciones mínimas para ser candidato a un fracturamiento hidráulico es necesario analizar las reservas de hidrocarburo del yacimiento del cual se obtiene la data del pozo y a su vez estimar el factor de recobro para asegurarnos que el petróleo in situ puede ser extraído.

**Tabla 9. Reservas de petróleo estimadas del CAMPO ESPOL (Autores)**

Yacimientos	POES	FR/ %	Reservas probadas (bls)	Reservas probables (bls)	Reservas posibles (bls)	Reservas Originales (bls)	Producción acumulada (bls)	Reservas Remanentes (bls)
Hollin	34709,533	15,3	5303,123	2525,987	1040,653	8869,764	4242,005	1061,095

T	60413,4 82	18	10843,64 0	4954,145	7735,234	23432,928	8948,42 5	1895,140
U	60442,7 18	17	10187,73 0	7354,254	3008,545	20550,512	7176,91 5	3010,785
Basal Tena	3133,98 9	12	386,080	-	-	376,075	282,099	93,976
Total	158699, 742	-	26720,57 3	14834,38 6	11784,43 2	53229,279	20649,4 44	6060,996

### 3.3.5.3 Datos de Build up del pozo FICT-82

De acuerdo con el dato del Build up realizado el 22 de octubre del 2022 se tiene la siguiente data:

**Tabla 10. Información de Build up Pozo FICT-82 (Autores)**

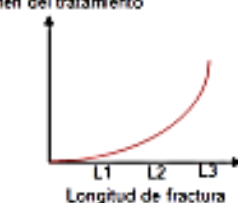
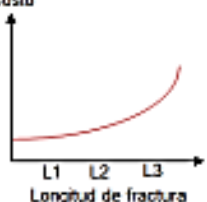
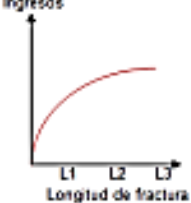
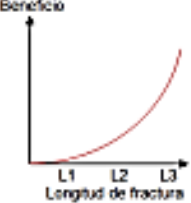
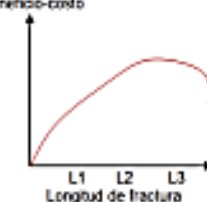
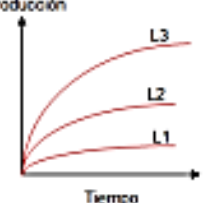
Dato	Valor
Pwf(psi)	950
Pr(psi)	6000
S	19
K(md)	130
Tc(h)	17

Estos datos fueron obtenidos de la arena U inferior, en donde podemos indicar que el alto daño que existente en la cercanía del pozo provoca la pérdida de presión y flujo de fluidos afectando al pozo.

### 3.3.5.4 Diseño del fracturamiento hidráulico en el pozo FICT-82

Considerando este pozo el más opcional vamos a hallar la conductividad, longitud de la fractura y la recuperación de reservas.

Los datos de producción obtenidos del modelo de Yacimientos deben ser utilizados para los cálculos requeridos, así como la elaboración del diseño económico. Dicho proceso que genere el menor impacto posible económico y el mejor rendimiento productivo se resume en el siguiente gráfico:

<p>Volumen del tratamiento</p> 	<p>A medida que aumenta el volumen del tratamiento, la longitud de la fractura apuntalada aumenta.</p>
<p>Costo</p> 	<p>A medida que aumenta la longitud de fractura, el costo incremental por cada pie de fractura se incrementa.</p>
<p>Ingresos</p> 	<p>A medida que aumenta la longitud de una fractura apuntalada, la producción acumulada aumentará y con ello los ingresos por venta de hidrocarburos.</p>
<p>Beneficio</p> 	<p>A medida que aumenta la longitud de fractura, el beneficio incremental (la cantidad de ingresos generados por pie adicional de longitud de fractura apuntalada) aumenta.</p>
<p>Beneficio-costo</p> 	<p>A medida que crece la longitud de la fractura, se obtiene una relación costo-beneficio creciente, pero llega a un punto, en el que se alcanza una longitud de fractura óptima, después del cual la relación costo beneficio decrece.</p>
<p>Producción</p> 	<p>Con el tiempo la producción acumulada aumentará, sin embargo será diferente para cada longitud de fractura.</p>

**Fig. 20** Proceso de optimización del tratamiento de fractura [16]

Un modelo de fracturamiento debe ser corrido para determinar que se necesita mezclar y bombear al pozo para poder lograr los valores óptimos de longitud y conductividad de la fractura. Los valores de esfuerzos in-situ, módulo de Young, permeabilidad y coeficiente de pérdida de fluido no son conocidos con certeza por lo que deben ser estimados. El ingeniero de diseño debe ser capaz de modelar, a través de simulaciones, fracturas hidráulicas en orden de obtener los valores de ciertas variables para poder llegar a los valores de longitud y conductividad deseados.

La información acerca de las características del yacimiento, propiedades de formación y el diseño de la completación es necesaria para poder realizar un tratamiento exitoso. Mientras más completa y consistente la información, el diseño va a ser más preciso.

#### **3.3.5.5 Parámetros para fracturar**

La información de los datos de fractura puede ser derivada entre factores no controlables como también controlables. Factores incontrolables pueden ser los siguientes:

- Permeabilidad y porosidad del yacimiento
- Espesor de la arena
- Esfuerzos in situ
- Temperatura y presión del yacimiento
- Propiedades de los fluidos y saturaciones

Los factores controlables son las características de la completación que pueden ser variadas para optimizar efectividad del tratamiento, sin embargo, algunas tendrán restricciones.

Estos factores controlables serán, por ejemplo:

- Configuración casing, tubing y cabezal.
- Profundidad de los disparos y cantidad.
- Fluido fracturante y agente de sostén.

De los parámetros incontrolables, los datos del yacimiento son necesarios para estimar la productividad del pozo antes y luego de la estimulación. Si no hay data de la capacidad del flujo del yacimiento entonces no será posible predecir el comportamiento del tratamiento. De los parámetros controlables la completación del pozo es necesaria para que los aspectos mecánicos del diseño sean los correctos. El pozo debe ser capaz de resistir las altas presiones y caudales de inyección durante el tratamiento.

#### **3.3.5.6 Fluido fracturante agente apuntalante**

La selección del correcto fluido fracturante y agente apuntalante provee el control sobre la respuesta de la efectividad del tratamiento de fracturación. Si un fluido muy viscoso es seleccionado la altura de la fractura aumentará y el depósito de agente apuntalante ocurrirá. El aumento de la altura de la fractura debe ser controlada por los esfuerzos de la roca. Todo lo contrario, ocurrirá si escogemos un fluido de baja viscosidad. Una

combinación ventajosa de fluido y agente apuntalante será de un fluido de mediana viscosidad y un agente apuntalante de gran densidad. Esta combinación proveerá aumento moderado de la altura de la fractura y se observará la retención de agente apuntalante.

### 3.3.5.7 Selección del fluido fracturante

La selección del fluido fracturante de un tratamiento de fractura es una decisión crítica se muestra en la fig. 21 y que va a depender de los siguientes factores:

Temperatura del yacimiento

Presión del yacimiento

Valor esperado de la longitud de fractura

Fluido Base	Tipo de fluido	Composición típica	Usado para
Agua	Lineal	Guar, HPG, HEC, CMHPG	Fracturas cortas, baja temperatura
	Entrecruzado	Entrecruzador, Guar, HPG CMHEC	Fracturas largas, alta temperatura
	Miscelar	Electrolito, Surfactante	Fracturas moderadas, temperatura moderada
Espuma	Base agua	Espumante+Nitrogeno+ CO2	Formación de baja presión
	Base ácido	Espumante+CO2	Formaciones carbonatadas baja presión
	Base alcohol	Metanol + Espumante + N2	Formaciones de baja presión, sensibles al agua
Aceite	Lineal	Agente gel	Fracturas cortas, formaciones sensibles al agua
	Entrecruzado	Agente gel + Entrecruzador	Fracturas largas, formaciones sensibles al agua
	Emulsión base agua	Agua+ Aceite+ Emulsificante	Fracturas moderadas, buen fluido control de filtrado
Ácido	Lineal	Guar o HPG	Fracturas cortas, formaciones carbonatadas
	Entrecruzado	Entrecruzador + Guar o HPG	Fracturas largas, formaciones carbonatadas
	Emulsión base aceite	Acido + Aceite + Emulsificante	Fracturas moderadas, formaciones carbonatadas

**Fig. 21 Fluidos fracturantes y condiciones de uso [20]**

La mayoría de tratamientos de fractura son bombeados con fluidos a base de agua, fluidos a base de ácido pueden ser usados en formaciones carbonatadas, fluidos a base de aceite son usados en yacimientos donde los fluidos a base de agua se ha comprobado que no funcionan o son muy reactivos con las formaciones de interés.

### 3.3.5.8 Análisis de potencial de Fracturamiento Hidráulico

Luego de revisar el historial de todas las intervenciones realizadas en el pozo desde su perforación, con el fin de comprender más sobre su comportamiento, y en posesión de todos los datos mencionados anteriormente, se inicia la preparación del programa de Workover. Con base en las características del yacimiento a trabajar, y la producción de pozos relacionados que producen en la misma arenisca, se estima el flujo incremental que tendrá el pozo una vez finalizado la intervención. Como resultado, se solicita al equipo ESPOL datos reales obtenidos en el Repositorio una simulación del método de levantamiento artificial y la terminación final del pozo. Se recopilan datos físicos del pozo, temperatura de formación, presión original del yacimiento y se estima la presión estática con base en el nivel de fluido que presenta el pozo si se encuentra parado, si el pozo está en producción esta estimación se hace con base en los datos de un pozo relacionado. Para intervenciones que dependerán de la estimulación mediante fracturación hidráulica, se diseña un programa de fracturación paralela. En este programa se modela y simula la fracturación hidráulica en el pozo y se evalúan las cantidades de apuntalante y volumen de gel polimérico a utilizar. A partir de los datos geológicos del pozo se estiman presiones de tratamiento, como presión límite de ruptura del casing, presión máxima de fondo y superficie, tiempo de cierre, conductividad promedio, gradiente de fractura (psi/ft), permeabilidad promedio, longitud y altura (superior e inferior), y apertura de la fractura.

Las condiciones iniciales que se considerarán como equilibrio inicial para las simulaciones se presentan en la Tabla 11.

**Tabla 11 . Condiciones iniciales de reservorio(Autores)**

Parámetro	Símbolo	Unidad	Valor
Presión de referencia	Pref	psi	6000
Profundidad referencial	Href	ft	-12000
contacto agua-aceite	Hwoc	ft	-12170
contacto gasoil	Hgoc	ft	-12150
Presión de burbuja	Pb	psi	3640

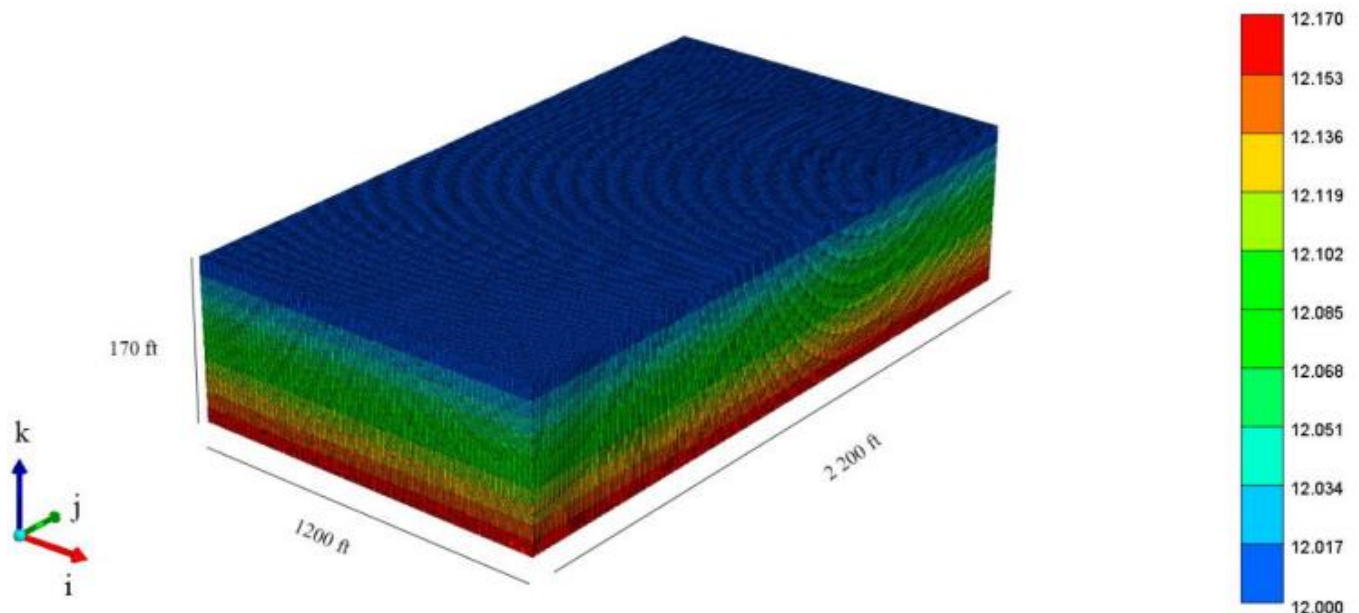
### 3.3.5.9 Modelo de malla

El modelo de malla se creó en el módulo Builder utilizando el archivo RESCUE/RESQML del modelo generado Espol. La Tabla 12 presenta las coordenadas mínimas. y valores máximos para el posicionamiento de bloques en la grilla.

**Tabla 12. Ubicación de la malla (Autores)**

Coordenada	Min(ft)	Max(ft)
i	0	12000
j	-2200	0
k	-12170	-12000

La Figura 22 representa el modelo de cuadrícula 3D para las coordenadas i, j y k, con dimensiones 1200 pies x 2200 pies x 170 pies, respectivamente. El modelo corresponde a una parte del Secuencia Brent, los 70 pies superiores (35 capas) representan la formación Tarbert y los 100 pies superiores (que constituyen 50 capas) representan la formación Upper Ness. El modelo a escala geológica contiene bloques de 60 x 220 x 85 sin aplicación de ningún método de refinamiento utilizándose en sus características originales, teniendo un total de 1,122,000 celdas, siendo el tamaño de los bloques en escala fina del orden de 20 pies x 10 pies x 2 pies



**Fig. 22 Elaboración propia utilizando el módulo Build (Autores)**

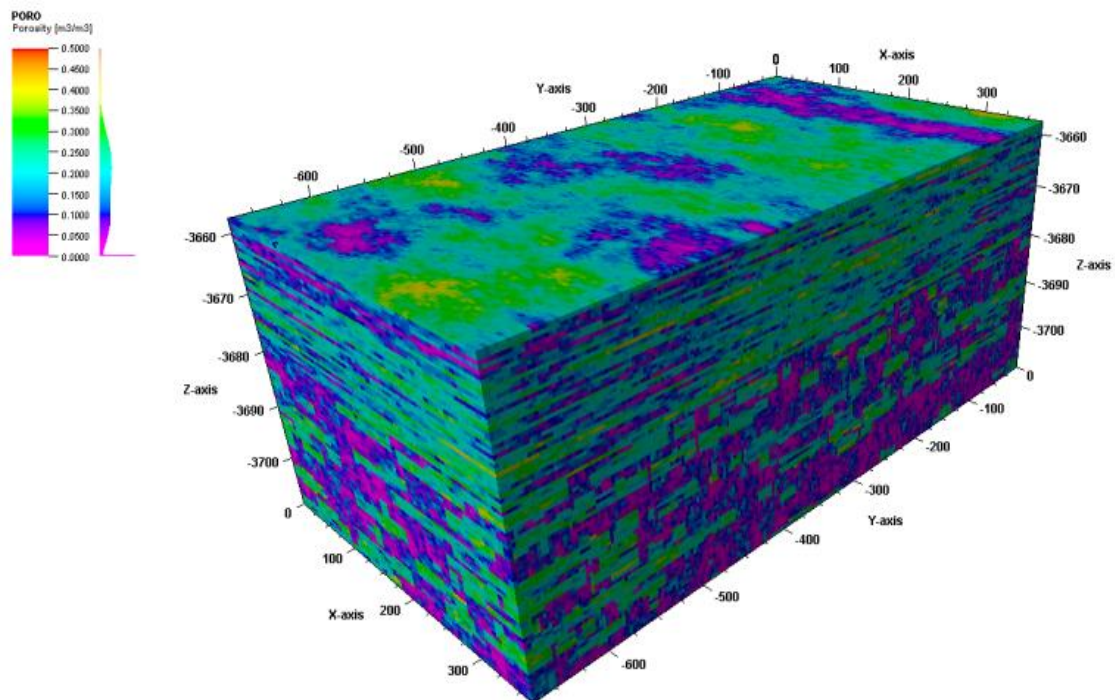
### 3.3.5.10 Propiedades de la roca

La Tabla 13 presenta los datos de roca yacimiento utilizados en el modelo, considerando los valores mínimo y máximo. El modelo no tiene defectos para permitir la máxima flexibilidad en la selección. rejillas escalonadas.

**Tabla 13 Dimensionamiento de propiedades (Autores)**

Propiedades	Símbolo	Unidades	Min	Max
Porosidades	$\Theta$	-	0	0,5
Permeabilidad i	$k_i$	mD	$6,65 \times 10^{-4}$	$2 \times 10^{-4}$
Permeabilidad j	$k_j$	mD	$6,65 \times 10^{-4}$	$2 \times 10^{-4}$
Permeabilidad k	$k_k$	mD	0	$6 \times 10^{-3}$

Como resultado, se generaron modelos para porosidad (Figura 23), permeabilidad en relación con la coordenada i (Figura 24), permeabilidad en relación con la coordenada j (Figura 25) y permeabilidad en relación con la coordenada k (Figura 26).



**Fig. 23 Modelo de Porosidad (Autores)**



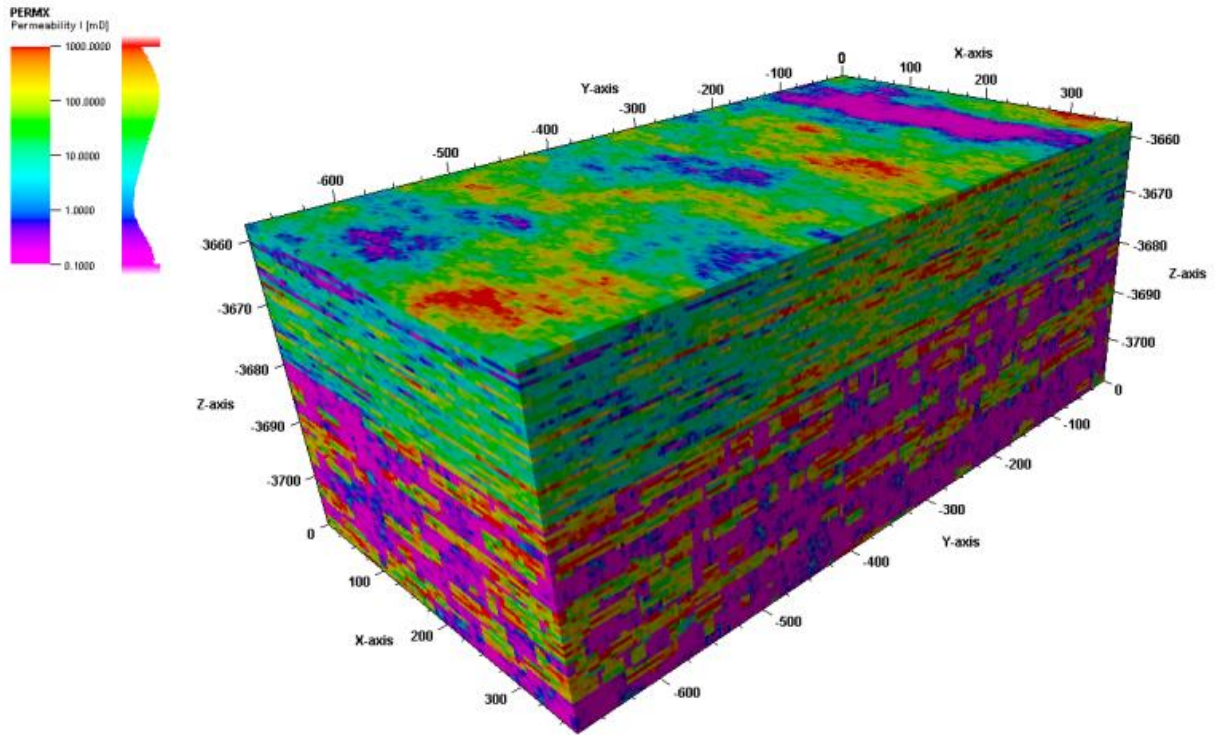


Fig. 24 Modelo de permeabilidad coordenada (Autores)

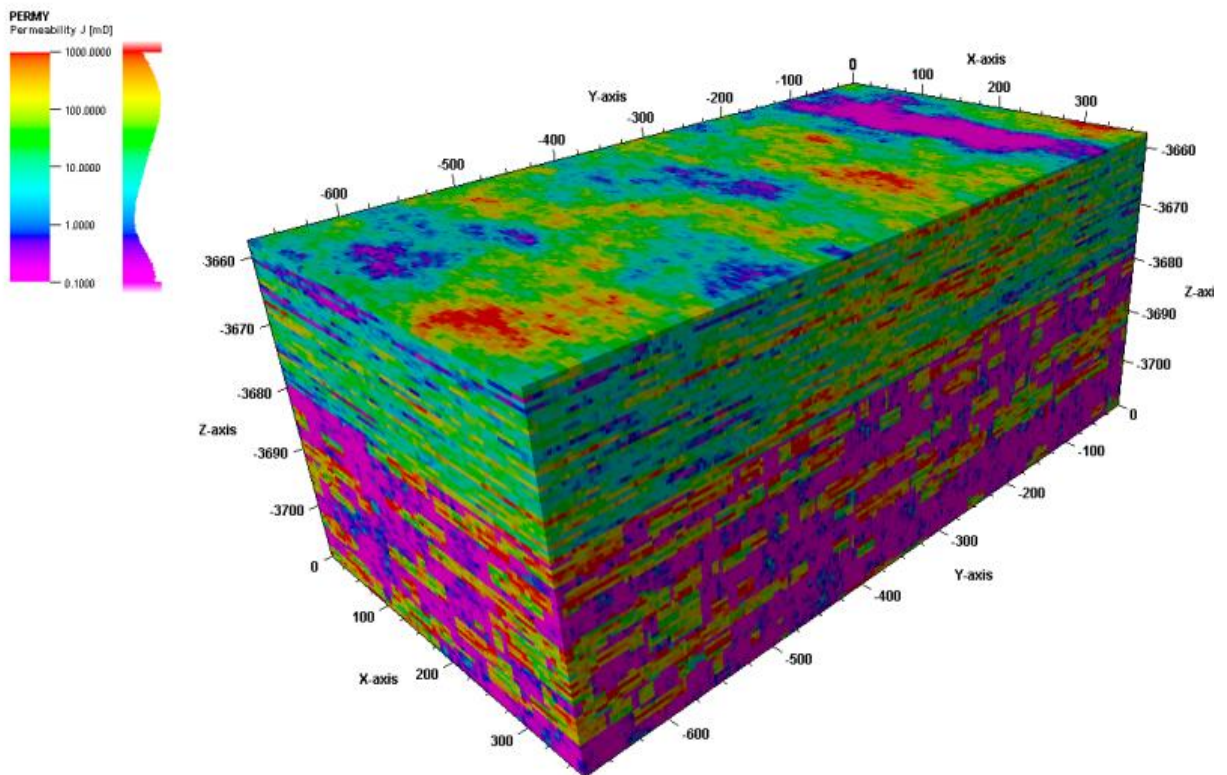
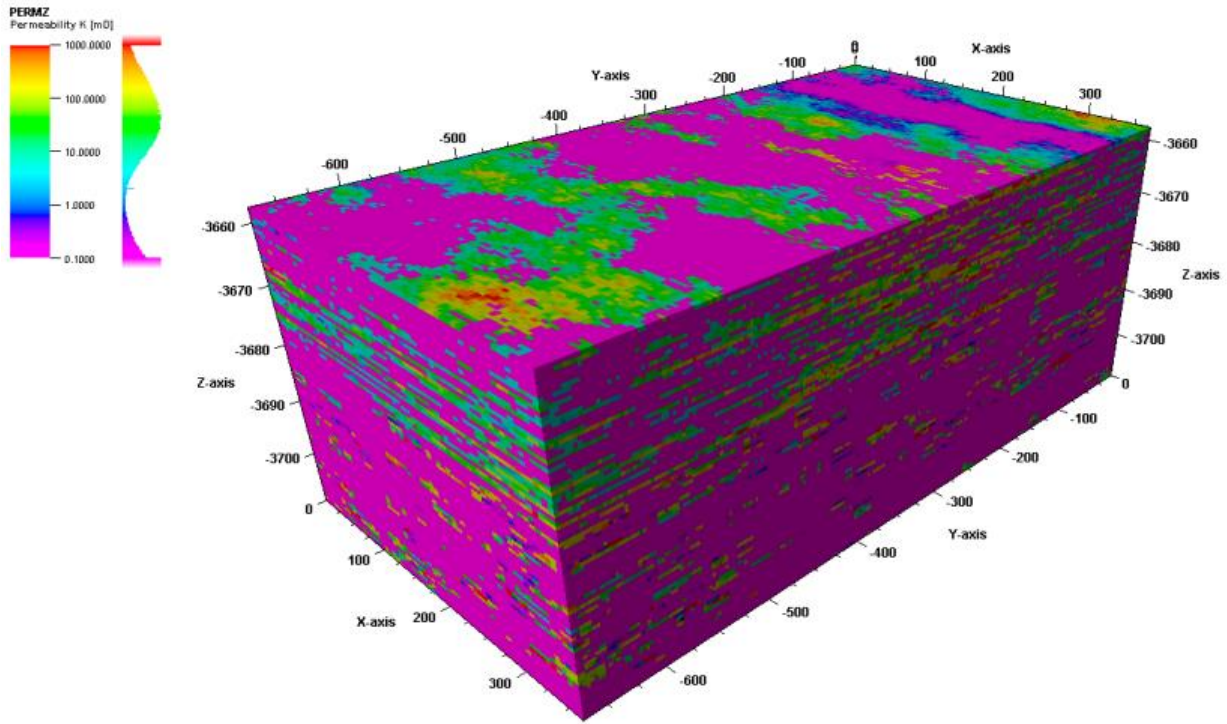


Fig. 25 Modelo de permeabilidad coordenada j (Autores)



**Fig. 26 Modelo de permeabilidad coordenada k (Autores)**

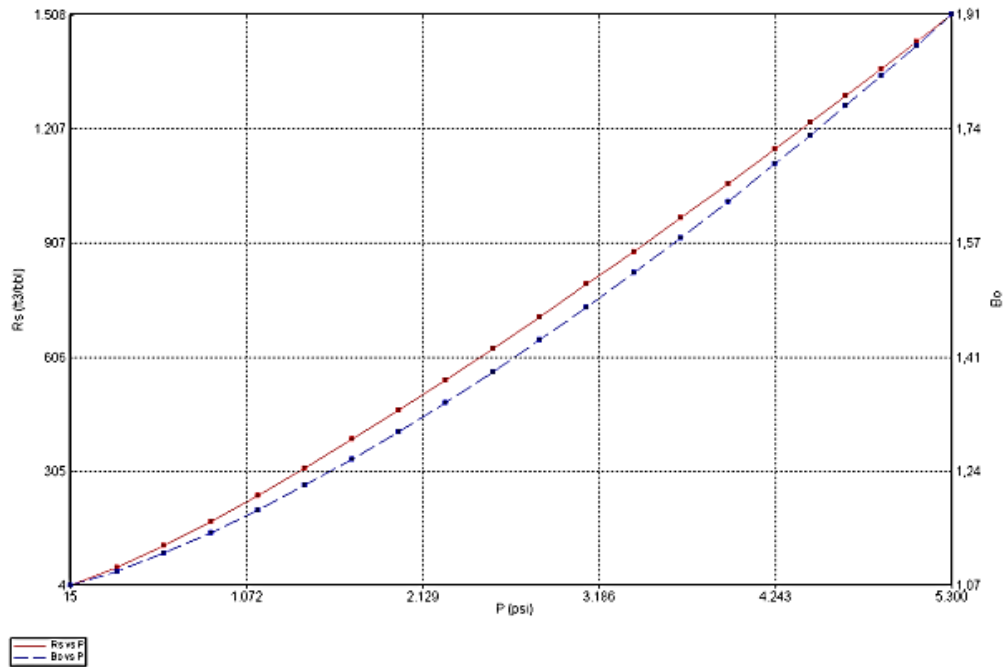
### 3.3.5.11 Modelo de fluido

El modelo de petróleo negro gas-agua se definió como un modelo de fluido considerando los valores para las propiedades definidas en la Tabla 14. Las curvas de relación de solubilidad del gas en petróleo y factor de volumen de formación de petróleo en función de la presión (Figura 27), factor de volumen de formación de gas ( $B_g$ ) (Figura 28), factor de expansión ( $E_g$ ) del gas versus presión (Figura 29), viscosidades del gas y petróleo versus presión (Figura 30) se generaron utilizando las correlaciones existentes en el módulo Builder 2018.10 según las propiedades definidas.

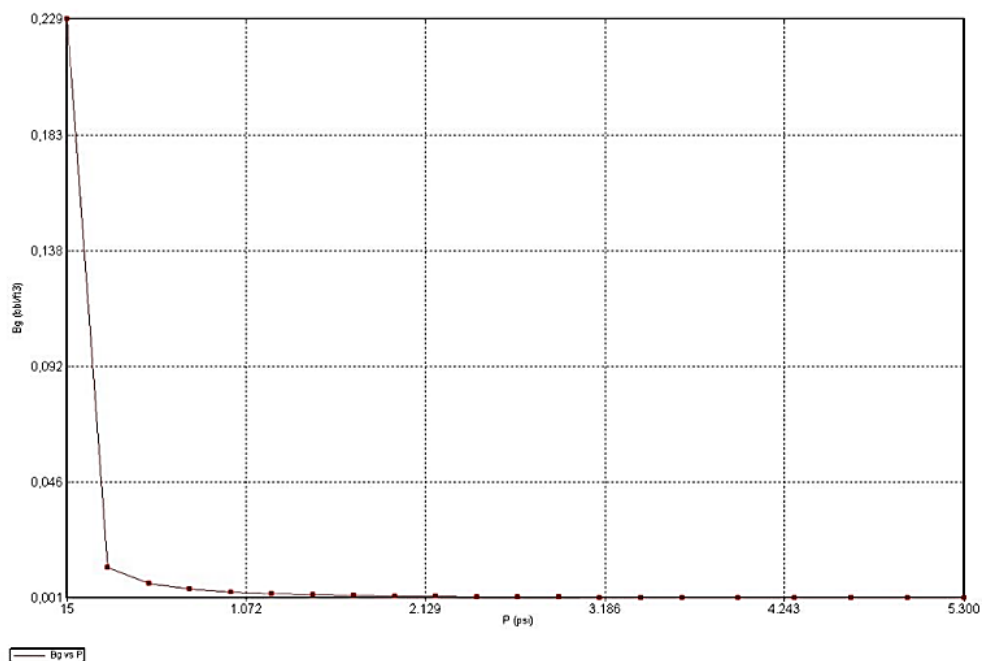
**Tabla 14 Propiedades del reservorio (Autores)**

Propiedades	Símbolo	Unidades	Valor
Temperatura del Reservorio	$T_R$	°F	212
Densidad del aceite	$\rho_o$	$lb/ft^3$	53
Densidad del gas	$\rho_g$	$lb/ft^3$	0,0624
Densidad del agua	$\rho_w$	$lb/ft^3$	64
Factor de volumen de formación del agua	$B_w$	-	1.01
Compresibilidad del agua	$c_w$	$psi^{-1}$	$3 \times 10^{-6}$
Presión referencial	$P_{ref}$	psi	5300

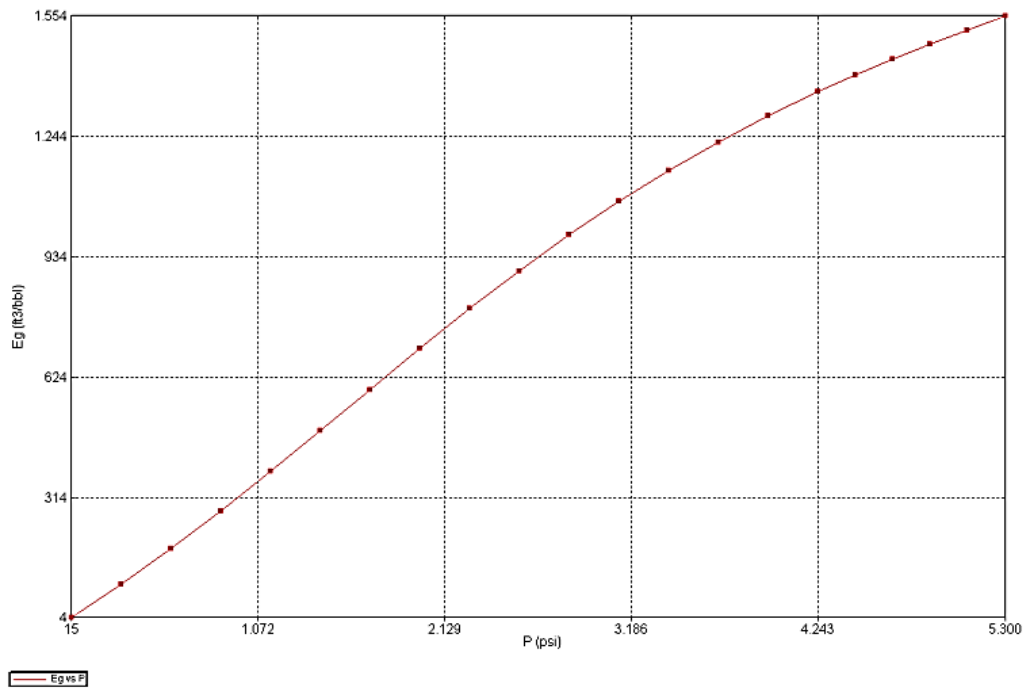
Viscosidad de agua	$\mu_w$	Cp	0.300cp
Relación de solubilidad del gas en aceite	$R_s$	SCF/STB	617.604



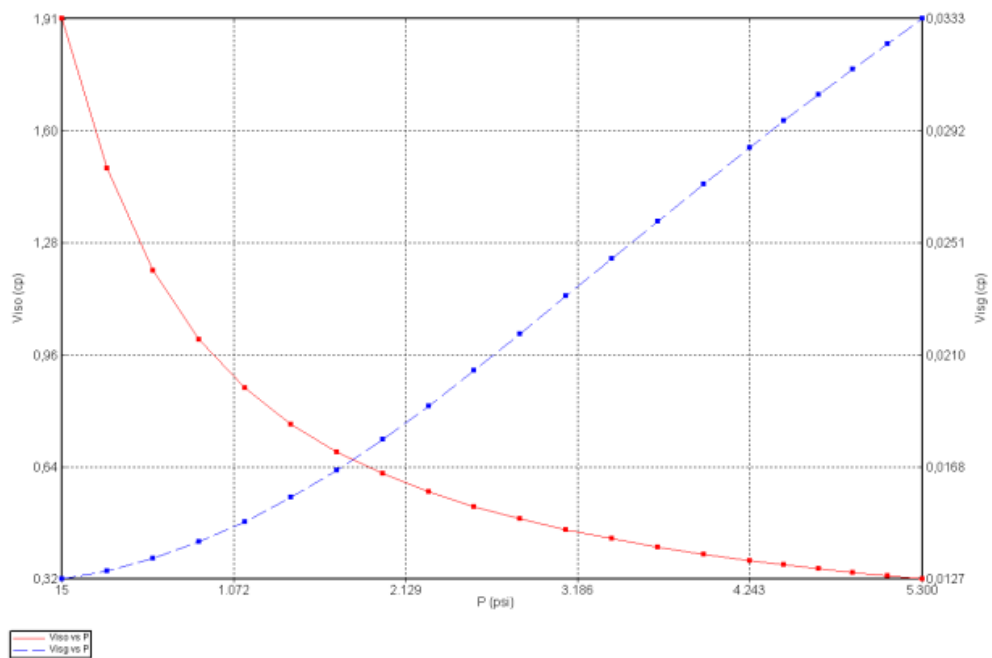
**Fig. 27 Curva de relación de solubilidad del gas de petróleo y factor de volumen de formación de petróleo en función de la presión (Autores)**



**Fig. 28 - Factor de volumen de formación de gas (Autores)**



**Fig. 29 Figura 18 - Factor de expansión del gas frente a la presión (Autores)**



**Fig. 30 Viscosidad del petróleo y el gas en función de la presión (Autores)**

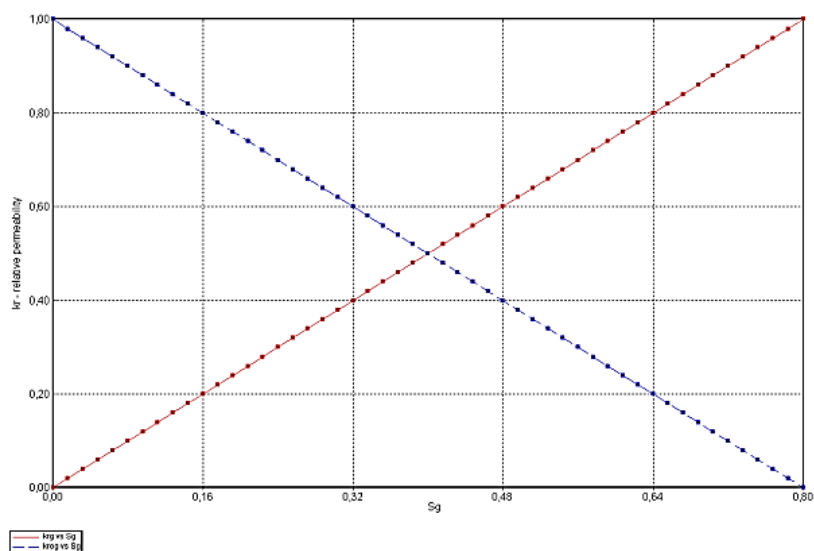
Para preparar las permeabilidades relativas del petróleo en relación al gas (Figura 31) y las permeabilidades relativas del petróleo en relación al agua (Figura 32) en el modelo creado en IMEX, Se utilizaron las relaciones extraídas del modelo proporcionados por el Campo Espol, las Tablas 15 y 16 presentan los valores de  $k_{rw}$ ,  $k_{ro}$  y  $k_{rg}$  en función de la saturación de agua ( $S_w$ ) y la saturación de gas. ( $S_g$ ).

**Tabla 15. Permeabilidad relativa del agua y del petróleo en relación con la saturación de agua. (Autores)**

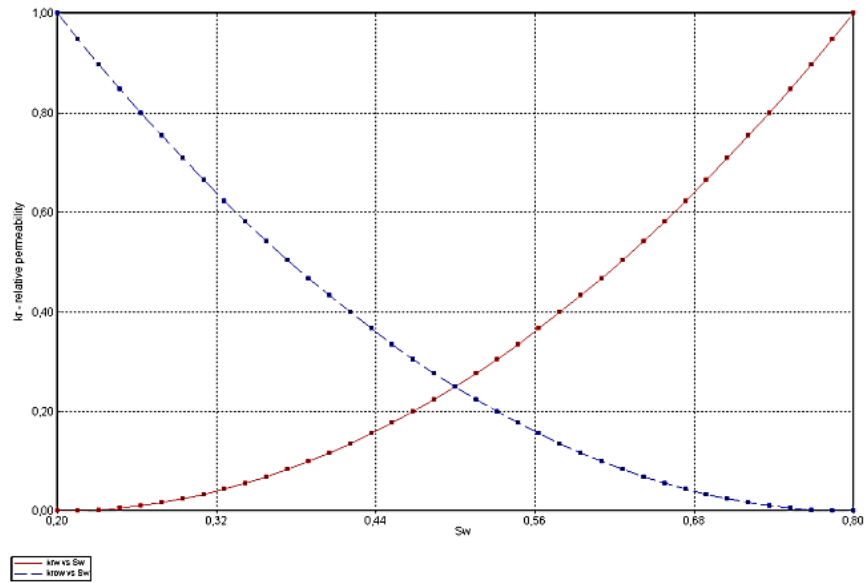
$S_w$	$K_{rw}$	$K_{ro}$
0.2	0	1
0.25	0.0069	0.8403
0.3	0.0278	0.6944
0.35	0.0625	0.5625
0.4	0.1111	0.4444
0.45	0.1736	0.3403
0.5	0.25	0.25
0.55	0.3403	0.1736
0.6	0.4444	0.1111
0.65	0.5625	0.0625
0.7	0.6944	0.0278
0.75	0.8403	0.0069
0.8	1	0

**Tabla 16 Permeabilidad relativa del gas y del petróleo en relación con la saturación de gas (Autores)**

$S_g$	$k_{rg}$	$k_{ro}$
0	0	1
0.8	1	1



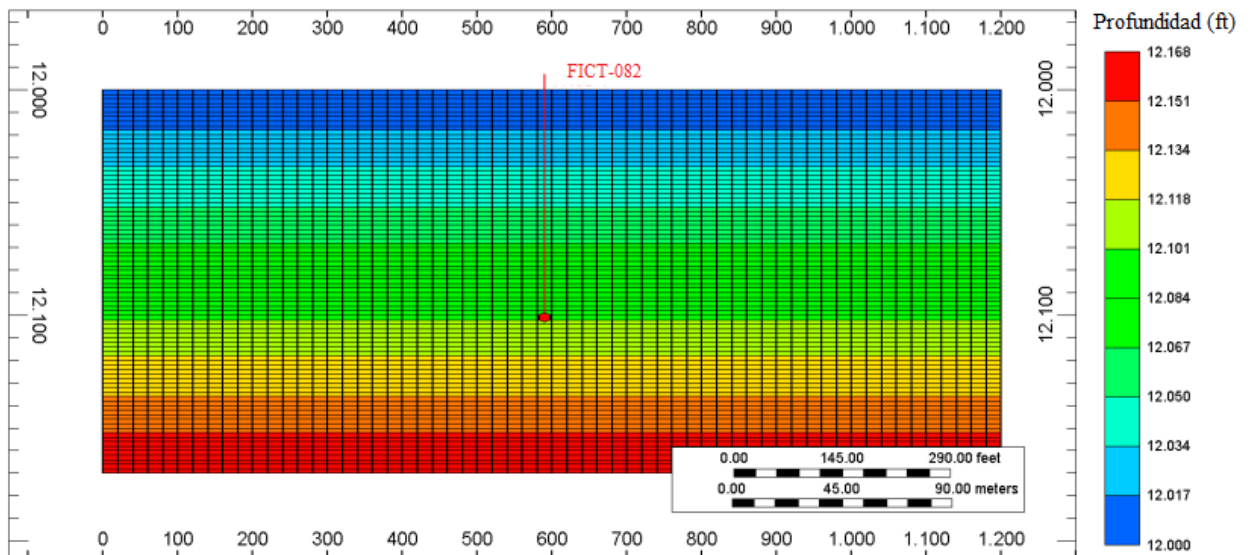
**Fig. 31 Permeabilidad relativa del gas y permeabilidad relativa del petróleo al gas en función de la saturación del gas (Autores)**



**Fig. 32 Permeabilidad relativa del agua y permeabilidad relativa del petróleo en relación con el agua en función de la saturación de agua (Autores)**

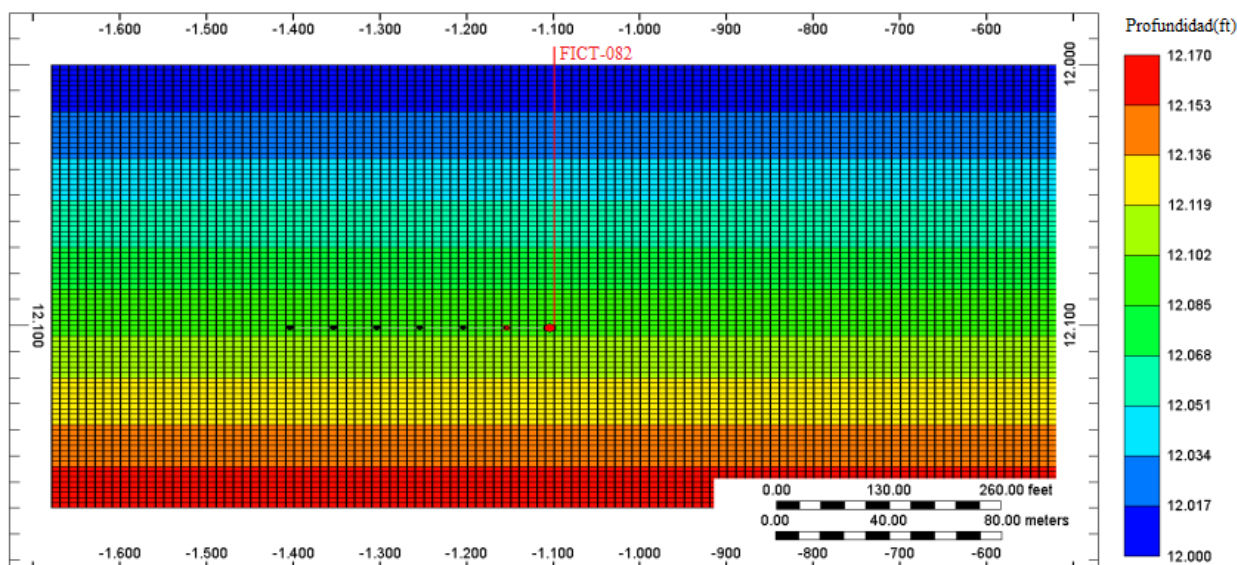
### 3.3.5.12 Características del pozo productor

La Figura 33 muestra una vista frontal del pozo productor horizontal, FICT-082, ubicado en el centro del plano de dirección *i*, el pozo se ubica a 12100 pies con relación a la coordenada *z*.



**Fig. 33 Vista frontal del pozo de producción FICT-082 (plano IK-2D X-Sec, capa J:110) (Autores)**

La Figura 34 muestra una vista lateral del pozo productor en relación con las coordenadas j y k, el pozo está ubicado en la capa K51 y tiene 400 pies de largo, los puntos Resaltadas en la imagen están las regiones cañoneadas del pozo productor.



**Fig. 34 Vista lateral del pozo de producción FICT-082 (plano JK-2D X-Sec, capa I: 30)  
(Autores)**

Las condiciones de operación del pozo productor se definieron de acuerdo con la Tabla 17 y se mantuvieron constantes durante la vida productiva del pozo. Tiempo de producción considerado en las simulaciones fue de 10 años, contados a partir de la fecha 01/3/2033

**Tabla 17 Condiciones de operación del pozo productor FICT-082 (Autores)**

Parámetro	Condición	Valor	Unidades
Presión en el fondo del pozo $P_{BH}$	Min	500	psi
Flujo de gas en la superficie $q_g^{SC}$	máx.	1800000	$ft^3/d$

### 3.3.5.13 Modelado de fracturas

En este apartado se expondrán los parámetros establecidos para la inserción de fracturas a lo largo del yacimiento, las cuales fueron creadas al perforar las zonas de interés, las cuales varían según el caso. Sin embargo, los datos de cada fractura no cambian, como se muestra en la Tabla 18.

**Tabla 18 Datos de Fractura (Autores)**

Parámetro	Símbolo	Valor	Unidad
Abertura de la Fractura simulada	$w_{frac}$	2	Ft
Permeabilidad de la fractura simulada	$k_p$	492	mD
Porosidad	$\phi$	0.30	-
Refinamiento en i	-	11	-
Refinamiento en j	-	11	-
Refinamiento en z	-	1	-
Capas encima del Cañoneo	-	10	-
Capas abajo del Cañoneo	-	10	-

El proceso de modelado de fracturas es posible mediante el uso de la ecuación de conductividad de fractura, presentada en la Ecuación (3.18). Donde  $C_f$  es la conductividad de la fractura del apuntalante convencional,  $w_{frac}$  es la apertura de la fractura en pies y  $k_p$  la permeabilidad del apuntalante en mD.

$$C_{f\text{convencional}} = w_{frac} * k_p \quad (3.18)$$

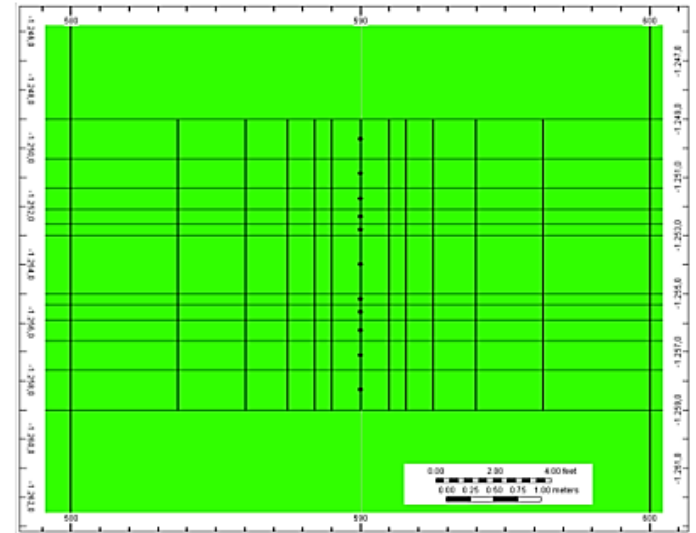
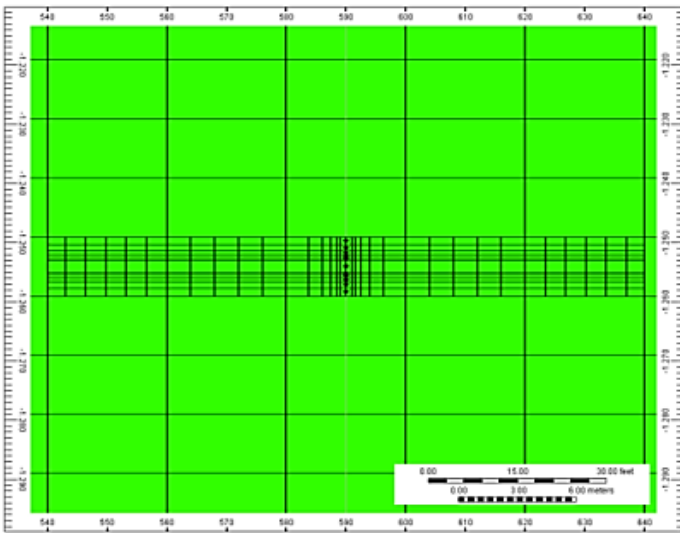
Con el objetivo de obtener una fractura con conductividad igual a la fractura presentada en la simulación, se utilizaron las relaciones expuestas en las ecuaciones (3.18), (3.19) y (3.20).

$$C_{f\text{convencional}} = C_{f\text{simulada}} \quad (3.19)$$

$$C_{f\text{convencional}} = (w_{frac} * k_p)_{\text{simulada}} \quad (3.20)$$

$$k_{p\text{simulada}} = \frac{C_{f\text{convencional}}}{w_{frac}} = \frac{w_{frac} * k_p}{w_{frac\text{simulada}}} \quad (3.21)$$





**Fig. 35 Vista superior de las fracturas. (Autores)**

**Fig. 36 Refinamiento de fractura (Autores)**

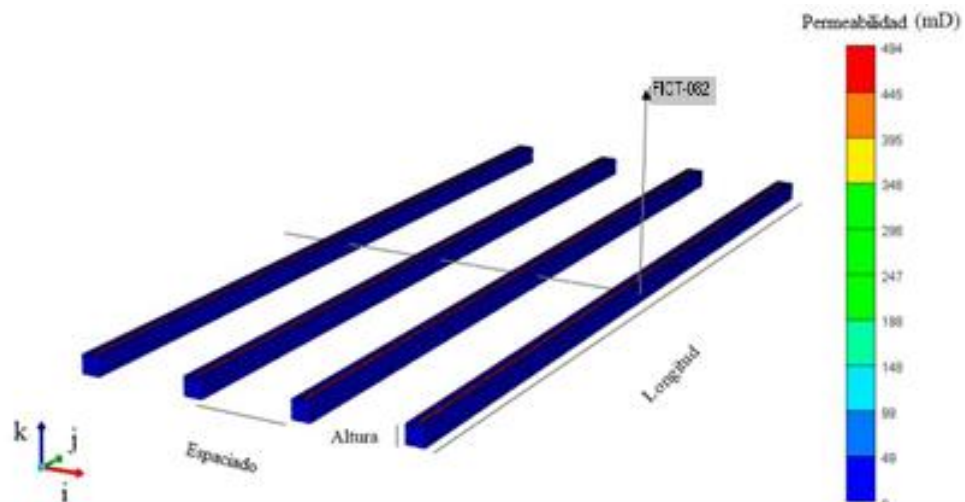
Para modelar la fractura en este estudio, elegimos utilizar un apuntalante de arena de malla 20/40 ( $k_p = 60000$  mD) con una apertura de fractura igual a 0,0164 pies (5 mm), teniendo en cuenta consideración del refinamiento aplicado a la malla. La apertura de la fractura simulada será igual a 2 pies. Así, aplicando los valores de la Ecuación (3.21) tenemos la permeabilidad efectiva simulada presentada en la Ecuación (3.22).

$$k_p \text{ simulada} = \frac{w_{frac} * k_p}{w_{frac} \text{ simulada}} = \frac{0.0164 * 60000}{2} = 492 \text{ mD} \quad 3.22$$

El refinamiento de la malla del modelo se utiliza en simulaciones por computadora como una herramienta para aumentar la especificidad de los bloques en unidades más pequeñas, aumentando así la eficiencia de los resultados del estudio. La Figura 35 muestra la vista superior de la fractura, la cual fue refinada para lograr la apertura ideal (Figura 36).

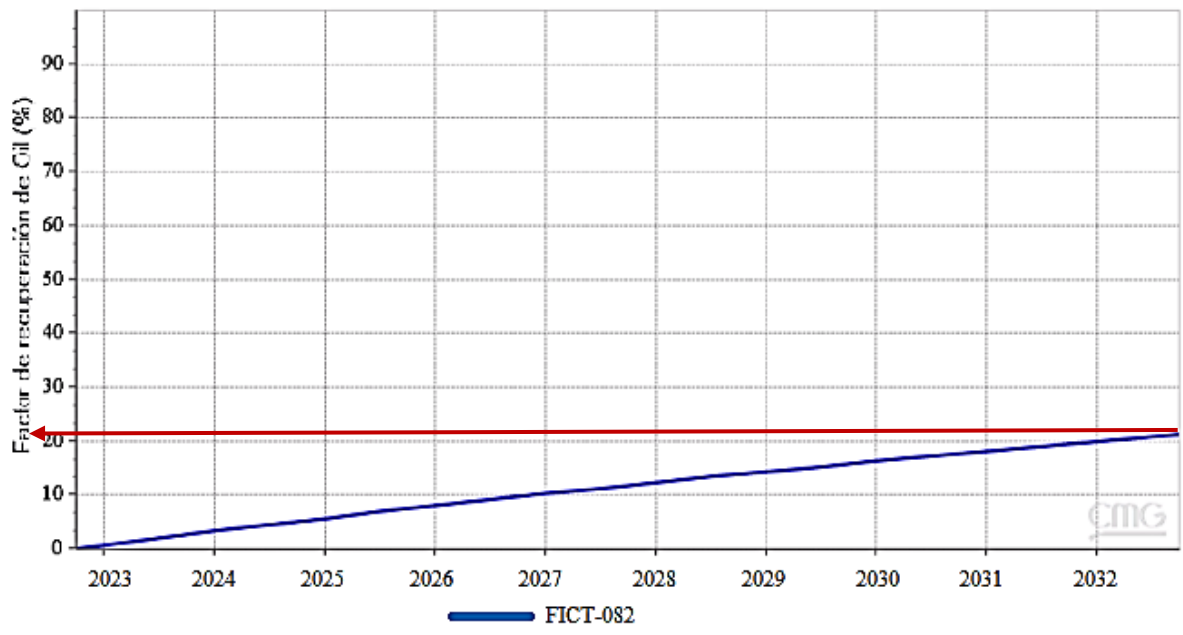
La altura para este caso se consideró 40 pies y los parámetros variables fueron: longitud de las fracturas y el espaciamiento entre ellas. Cada parámetro tiene 4 niveles de variación y para cada longitud se estableció un caso que contiene una sola fractura. En cuanto a la longitud de las fracturas, se analizaron casos con longitudes de fractura iguales a 90 pies, 180 pies, 280 pies y 460 pies. El espaciamiento entre fracturas para los casos fue de 50 pies, 100 pies, 150 pies y 200 pies. Además, se consideró un caso inicial (caso 0) sin aplicar ningún método de estimulación, es decir, sólo recuperación primaria.

La Figura 37 ilustra los parámetros dimensionales utilizados para ordenar las fracturas a lo largo del yacimiento y la escala de permeabilidad efectiva, se presenta una vista 3D del yacimiento con 4 fracturas de 280 pies de longitud espaciadas 100 pies entre sí.



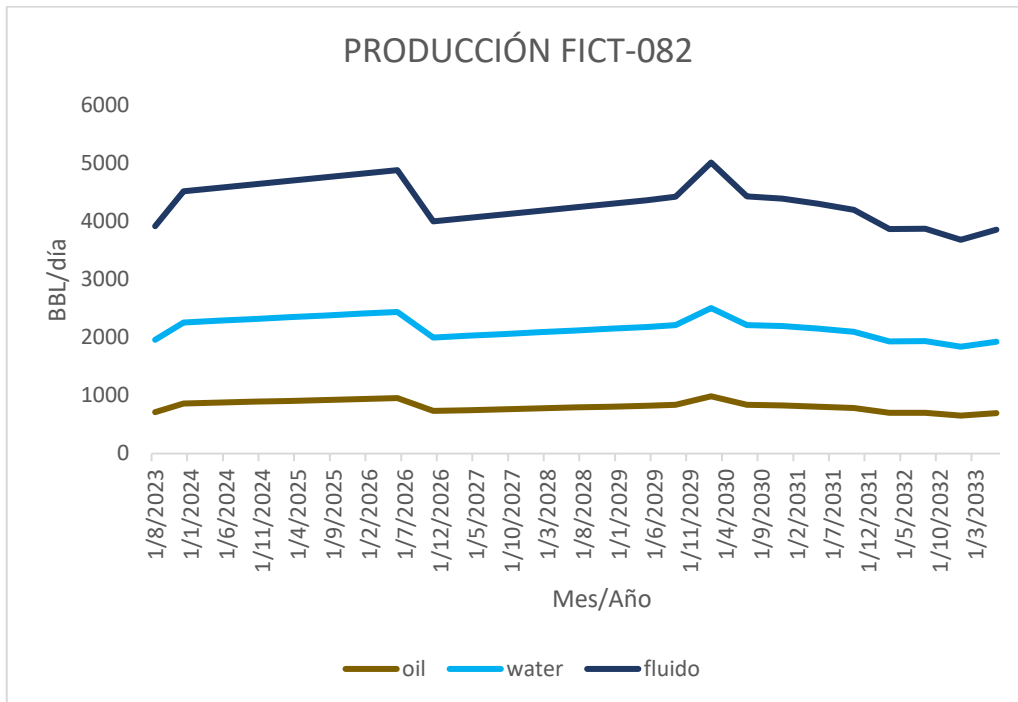
**Fig. 37 Parámetros dimensionales de fracturas. (Autores)**

Al final del plazo establecido, 10 años (3653 días), el valor obtenido fue del 21,15% del FR. Al observar los resultados pos intervención de los pozos analizados, se puede notar que, si bien hay un fuerte impulso en la producción, estos flujos sufren una pequeña caída, esto ocurre porque al recién fracturarse el pozo producirá todo su potencial, pero después de un tiempo es natural que esta producción disminuya, ya que es un campo maduro y ya ha tenido alto flujo durante todo su ciclo de vida. Para que no haya una caída demasiado brusca y la curva de producción pueda sostenerse, es necesario que existan pozos de inyección de agua en el campo, que son los encargados de soportar la presión en el yacimiento, y en ocasiones retrasar el agotamiento total del yacimiento. Si ya se ha implementado este método de recuperación, es necesario realizar un monitoreo, donde se observará la necesidad de incrementar o no el caudal de agua inyectada al Embalse.



**Fig. 38 Factor de recuperación de Oil (%) (Autores)**

Considerando que el campo ESPOL es un yacimiento convencional, el valor obtenido se encuentra dentro de los parámetros esperados, tomando en cuenta las definiciones operativas del pozo productor, en la Figura 39 se presenta la gráfica con los caudales de aceite en condiciones estándar en función del tiempo para el campo ESPOL. Analizando la producción del yacimiento se pudo observar que el caudal para recuperación primaria inició con valores cercanos a los 7000 bbl/día y luego del segundo año de simulación se mantuvo en promedio igual a 8000 bbl/día, después de 4 años de se observa que no incrementa mucho, se mantiene en 8100 bbl/día, esta tendencia está relacionada con la caída de presión en el yacimiento buscando igualar la presión en el fondo del pozo.



**Fig. 39 Producción después de fracturamiento hidráulico (Autores)**

### 3.4 Análisis Económico

El análisis económico realizado en este apartado abordó el funcionamiento de fracturación hidráulica, teniendo en cuenta los antes y el después del fracturamiento hidráulico. Las definiciones de los parámetros utilizados en los cálculos de ingresos, las ecuaciones aplicadas previo para calcular el CAPEX y el OPEX se presentaron en el capítulo 2. El análisis se consideró simplificado, ya que algunos de sus valores se mantuvieron fijos durante el tiempo de diseño.

#### 3.4.1 Análisis Económico Antes del Fracturamiento

El análisis se lo detalló a partir del 2020 donde se evidencia la disminución de la producción. En la tabla 18 se observa los valores del crudo y el agua y los valores del flujo de caja dando un total de \$34462,801 lo que significa el total de dinero gastado en esta operación después de restar los pagos de las inversiones, los gastos de capital y los gastos de explotación y el flujo descontado total \$27594,784 nos indicó el dinero total para las proyecciones futuras y las expectativas sobre esta inversión.

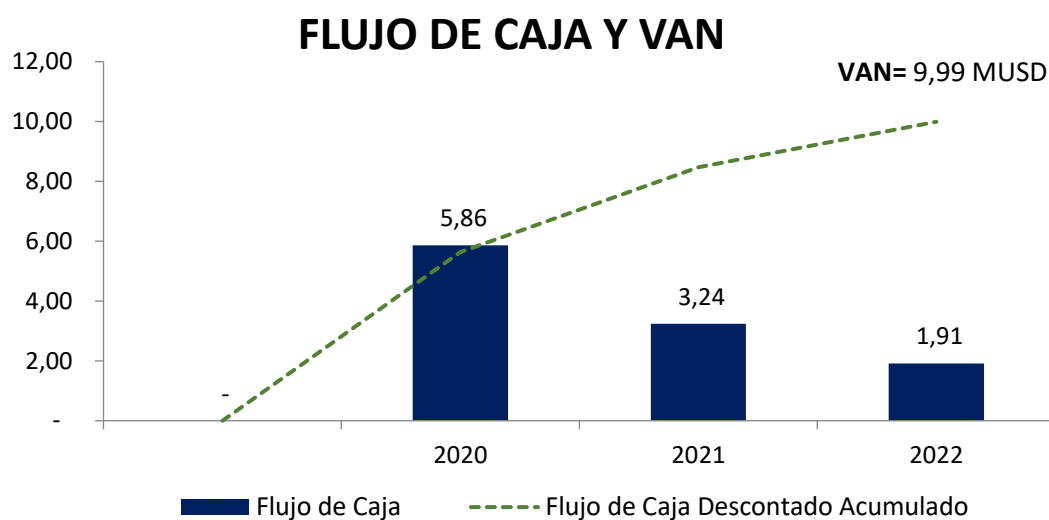
Tabla 19 Tabla de flujo de caja y flujo descontado (Autores)

FECHA	CRUDO	WATER	FLUJO DE CAJA	FLUJO DESCONTADO
2020	577.474	1.138.338	\$ 16.576.107	\$ 13.492.079

2021	402.490	852.954	\$ 11.487.600	\$ 9.132.318
2022	227.506	567.570	\$ 6.399.094	\$ 4.970.387
TOTAL	1.207.470	2.558.862	\$ 34.462.801	\$ 27.594.784

En la gráfica 40 se observa como la capacidad de endeudamiento y de ganancia se van disminuyendo con el pasar de los años porque no se tenía mucha producción de crudo. No existe TIR ni Tasa de Retorno puesto que la Inversión la realiza el Consorcio, Campo Espol considera el costo del pago de la Tarifa Mensual.

En base a la evaluación realizada se determina que en sus inicios el proyecto era económicamente rentable para Compañía ESPOL.



**Fig. 40 Flujo de caja y van antes del fracturamiento (Autores)**

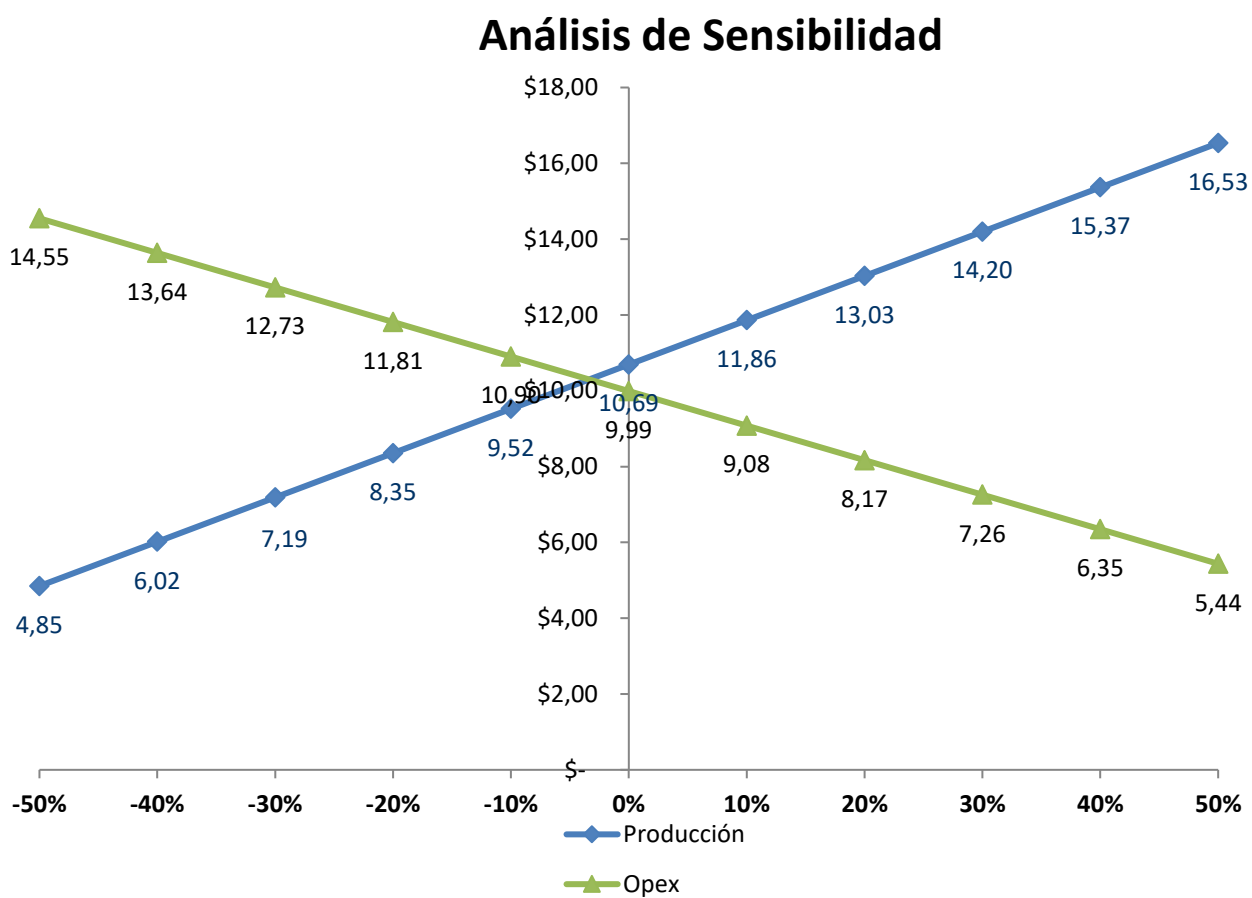
El CAPEX y el OPEX analizado antes de la fractura en la tabla 20 el cual se lo estimó con % ya sea en aumento o en déficit de producción, nos indica el gasto total de producción de \$9.991.494 , al disminuir mi producción en un 50% mi CAPEX se mantiene pero mi opex aumenta lo que me dice que tengo mayores gastos operativos, a diferencia que si aumento mi producción en un 50% mi CAPEX se mantiene pero mi opex disminuye (costos de explotación, costos recurrentes de un producto, sistema o compañía, costos de empleados y alquileres de instalaciones, etc) lo que me indica que cuando mi pozo si no lo estimulo en un futuro me va a dar muchos gastos operativos porque está aumentando el OPEX.

Tabla 20. Capex y Opex antes de fracturamiento (Autores)

%	PRODUCCIÓN	CAPEX	OPEX
---	------------	-------	------

	9.991.494	9.991.494	9.991.494
-50%	4.149.031,59	9.991.493,92	14.547.638,34
-40%	5.317.524,06	9.991.493,92	13.636.409,46
-30%	6.486.016,52	9.991.493,92	12.725.180,57
-20%	7.654.508,99	9.991.493,92	11.813.951,69
-10%	8.823.001,45	9.991.493,92	10.902.722,80
0%	9.991.493,92	9.991.493,92	9.991.493,92
10%	11.159.986,38	9.991.493,92	9.080.265,03
20%	12.328.478,85	9.991.493,92	8.169.036,15
30%	13.496.971,31	9.991.493,92	7.257.807,26
40%	14.665.463,78	9.991.493,92	6.346.578,38
50%	15.833.956,24	9.991.493,92	5.435.349,49

De la misma manera se explica el análisis de sensibilidad donde ilustra en la figura 41 como varía el valor del proyecto (VAN) ante cambios en las variables de Producción y OPEX. Si mi producción aumenta, mis gastos operativos disminuyen. Si me mantengo en 0% mi análisis de sensibilidad se vuelve neutro.



**Fig. 41 Análisis de Sensibilidad. Producción Vs Opex**

### 3.4.1 Análisis Económico después del Fracturamiento

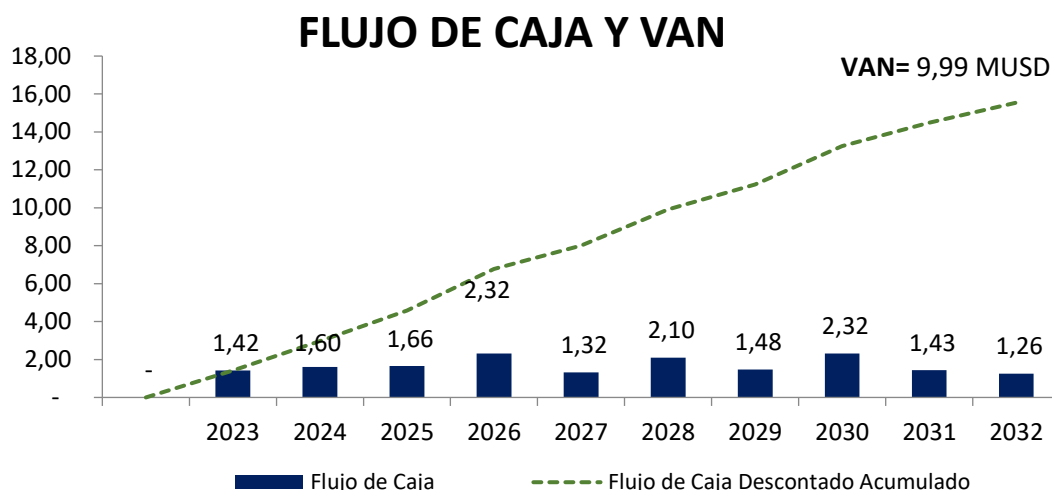
El flujo de caja nos permite evaluar la capacidad de una empresa para generar efectivo, esto nos indica que el campo ESPOL a lo largo de los 10 años se puede recuperar y puede pensar en inversiones futuras.

El flujo de caja nos indica también la disponibilidad económica que posee la empresa para poder ejecutar sus actividades e incluso realizar reinversiones. Esto es bueno ya que no va a dejar a la empresa con déficit si decidel realizar fracturamiento hidráulico en los 10 años, los valores son menores en comparación con el proyecto antes de la estimulación ya que siempre se lleva más gastos cuando se empieza un proyecto.

**Tabla 21. Flujo de caja, flujo descontado después del fracturamiento hidráulico**

FECHA	CRUDO	WATER	FLUJO DE CAJA	FLUJO DESCONTADO
			\$ -	\$ -
			\$ -	\$ -
2023	48.918	81.964	1.420.120	1.413.955
			\$ -	\$ -
2024	54.983	88.029	1.600.707	1.569.194
			\$ -	\$ -
2025	56.869	89.915	1.656.879	1.598.665
			\$ -	\$ -
2026	79.821	128.324	2.323.221	2.199.214
			\$ -	\$ -
2027	45.409	77.389	1.316.821	1.221.077
			\$ -	\$ -
2028	72.362	120.865	2.101.143	1.909.640
			\$ -	\$ -
2029	50.799	83.312	1.476.708	1.316.116
			\$ -	\$ -
2030	79.558	127.528	2.315.987	2.023.911
			\$ -	\$ -
2031	49.414	82.460	1.434.889	1.229.101
			\$ -	\$ -
2032	43.524	76.570	1.259.510	1.061.795
<b>TOTAL</b>	<b>581.657</b>	<b>956.356</b>	<b>\$ 16.905.985</b>	<b>\$ 15.542.667</b>

Con respecto al flujo de caja y van después del fracturamiento como se muestra en la fig. 42 tiene un flujo de caja descontado acumulado que se incrementa generando ganancias a diferencia del flujo de caja que se mantiene a lo largo de los años pero sin embargo no disminuye drásticamente, esto nos permite analizar que dicha inversión va a permitir seguir produciendo y no va a endeudar a dicha inversión pero si va a generar dinero.



**Fig. 42 Flujo de Caja y Van después del fracturamiento (Autores)**

El CAPEX y el OPEX analizado después de la fractura en la tabla 21 proyectado para un aumento o un déficit de producción en % , nos indica el gasto total de producción de \$11149031,59, al disminuir mi producción en un 50% mi CAPEX se mantiene pero mi opex aumenta lo que me dice que tengo mayores gastos operativos, a diferencia que si aumento mi producción en un 50% mi CAPEX se mantiene pero mi opex disminuye (costos de explotación, costos recurrentes de un producto, sistema o compañía, costos de empleados y alquileres de instalaciones, etc) .Esto es la misma analogía de la tabla 22, la fracturación hidráulica no representa en mi proyecto un gasto, representa una inversión con recuperación a largo plazo.

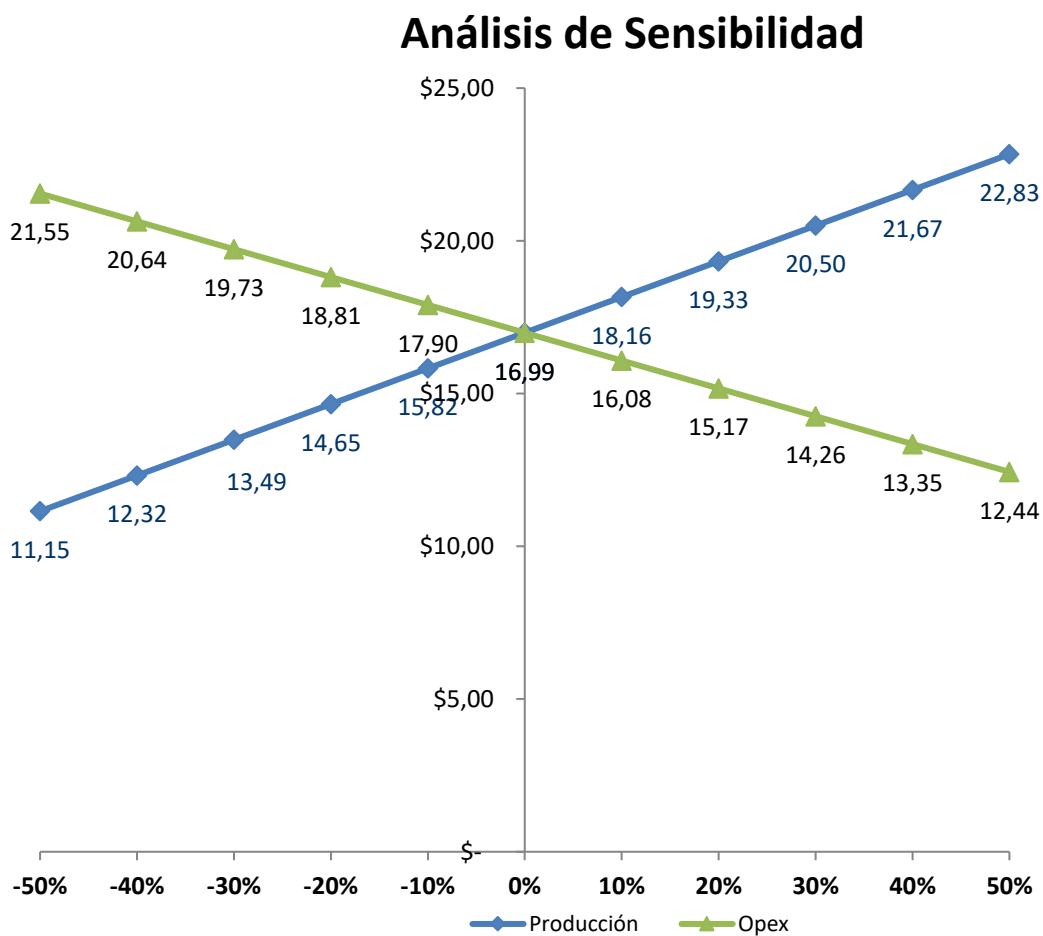
**Tabla 22 Capex y Opex después del fracturamiento. (Autores)**

	PRODUCCIÓN	CAPEX	OPEX
	16.991.494	16.991.494	16.991.494
-50%	11.149.031,59	16.991.493,92	21.547.638,34
-40%	12.317.524,06	16.991.493,92	20.636.409,46
-30%	13.486.016,52	16.991.493,92	19.725.180,57
-20%	14.654.508,99	16.991.493,92	18.813.951,69
-10%	15.823.001,45	16.991.493,92	17.902.722,80
0%	16.991.493,92	16.991.493,92	16.991.493,92
10%	18.159.986,38	16.991.493,92	16.080.265,03



20%	19.328.478,85	16.991.493,92	15.169.036,15
30%	20.496.971,31	16.991.493,92	14.257.807,26
40%	21.665.463,78	16.991.493,92	13.346.578,38
50%	22.833.956,24	16.991.493,92	12.435.349,49

Se muestra en la gráfica 43 el análisis de sensibilidad dando como resultado que la producción en este caso del pozo FICT-082 es inversamente proporcional a los gastos operativos generados a lo largo de todo mi proyecto a estimular por 10 años, mientras más dinero tengo por producción, menos gastos tengo operativos, este factor no me permite visualizar mis gastos a largo plazo pero sí me permite observar el funcionamiento de mi empresa. No se graficó el CAPEX porque ya se observó en la tabla 22 que estos gastos a largo plazo (edificios maquinaria) no sufren los cambios en los 10 años de simulación.



**Fig. 43 Análisis de sensibilidad. Producción vs Opex (Autores)**

# CAPÍTULO 4

## 4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 4.1 Conclusiones

- ✓ Se desarrolló una metodología para la selección de pozos candidatos para estimulación mediante fracturamiento hidráulico la cual nos permitió seleccionar pozos y ahorrar trabajos de estimulación innecesarios en pozos que no son candidatos.
- ✓ Se descartaron 18 pozos del Campo ESPOL principalmente porque están abandonados y por falta de datos, por su bajo potencial de producción o presentan problemas de estado mecánico como colapsos que no permiten el acceso a las perforaciones o el flujo de las mismas.
- ✓ Se aplicó la metodología en el Campo ESPOL, analizando 21 pozos, de los cuales se determinó que solo 3 de ellos poseen las características necesarias para ser modelados y posteriormente realizarles trabajos de estimulación de acuerdo a los criterios estimados en la metodología.
- ✓ El análisis mediante índice de heterogeneidad sobre los pozos candidatos a fracturar indica que existen cuatro posibles escenarios, siendo los pozos que mantienen una baja producción tanto de agua como de petróleo con respecto a los valores promedio, aquellos con las características idóneas para llevar a cabo el tratamiento.
- ✓ Los pozos para los cuales se hizo el diseño del fracturamiento presentan un alto valor del efecto skin (S), el pozo FICT-082 tuvo un valor de daño de 12,15 el cual lo posesionó como excelente candidato para fracturamiento hidráulico ya que era su skin  $\leq 7$ .
- ✓ Se aplicó la metodología de simulación de fracturamiento hidráulico en el POZO FICT-082 mismo que se detalla en todo el proyecto.
- ✓ La producción esperada para el Campo Espol simulando 10 años fue en un máximo de 1929 bbl/día para el 2033 de acuerdo a los potenciales de producción.
- ✓ La permeabilidad del reservorio (Arena Ui) para el pozo FICT-082 estudiado es de alrededor de 100 [md], la cual es considerada buena para el caso de areniscas, por lo cual su baja producción es consecuencia de los elevados valores de daño alrededor del pozo.

- ✓ Se evidencia un aumento en la producción de los pozos fracturados y el análisis financiero justifica la aplicación de esta técnica de estimulación; como es el caso del pozo FICT-082 que presenta.
- ✓ Contrastando ambos procesos sin fracturamiento y con fracturamiento se puede inferir que con fraccionamiento el rendimiento del campo es sostenido en el tiempo haciendo que se produzca más, por tanto, generando mayor ganancia requiriendo el mismo presupuesto a Valor actual neto que sin fraccionamiento.
- ✓ Los costos elevados para el fracturamiento llevados a rendimiento a posteriori generan al final de un periodo determinado ganancias muy por encima de los rendimientos sin fracturamiento que incluso puede llegar a producir pérdidas una vez que se encuentre el proceso por debajo del punto de equilibrio económico.

## **4.2 Recomendaciones**

- ✓ Si el problema de producción está asociado únicamente al daño del pozo, se debe considerar la opción de acidificación como tratamiento de estimulación o un “Skin Bypass Treatment”. La elección se ve limitada generalmente por el factor económico.
- ✓ Los criterios mínimos para la selección de los pozos candidatos a fracturar deben ser la caracterización de la formación productora, el análisis de data de producción, análisis nodal y cálculo de reservas remanentes.
- ✓ Los criterios mínimos para la selección de los pozos candidatos a fracturar deben ser la caracterización de la formación productora, el análisis de data de producción, análisis nodal y cálculo de reservas remanentes.
- ✓ Se recomienda tener licencias vigentes de simuladores y permisos de estudio para realizar trabajos con acceso libre en los campos petroleros del Ecuador.

## 5. BIBLIOGRAFÍA

- [1] M. Economides, D. Hill, D. Zhu y C. Ehlig-Economides, *Petroleum Production Systems*, 2nd ed., B. Goodwin, Ed., U.S: Pearson Education, Inc., 2013.
- [2] H. Oliveira, «APLICAÇÃO COMBINADA DE FRATURAMENTO HIDRÁULICO E ACIDIFICAÇÃO PARA ESTIMULAÇÃO DE DEPÓSITOS DE GÁS NÃO CONVENCIONAIS DA BACIA DO SÃO FRANCISCO,» Belo Horizonte, 2022.
- [3] J. Plaza y V. Cárdenas, «ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO PARA INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO PARAHUACU DE PETROPRODUCCIÓN MEDIANTE LA TÉCNICA DELFRACTURAMIENTO HIDRÁULICO,» Guayaquil , 2008.
- [4] É. Chipantashi, «Potencial del fracturamiento hidráulico en el Ecuador: estudio del caso campo,» *REVISTA FIGEMPA*, vol. Vol 12(2), pp. 37-51, Diciembre 2021.
- [5] «Ministerio de Economía y Finanzas,» Plataforma Gubernamental de Gestión Financiera., [En línea]. Available: <https://www.finanzas.gob.ec/el-presupuesto-general-del-estado/>. [Último acceso: 28 11 2023].
- [6] P. Baby, M. Rivadeneira y R. Barragán, *LA CUENCA ORIENTE*, Geología y Petróleo., 1era ed., A. Brougère, Ed., Quito-Ecuador: IFEA Instituto Francés de Estudios Andinos, 2004, p. 296.
- [7] A. DIAZ y A. LASSO, «“ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO Y PROPUESTA DE NUEVOS POZOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL MÉTODO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN EL ÁREA AMY”,» 2013.
- [8] J. Speight, *HANDBOOK OF HYDRAULIC FRACTURING*, New Jersey: John Wiley & Sons, Inc, 2016.
- [9] C. Sánchez, I. Molina y G. Molina, «Determinación de una zona potencialmente óptima para realizar trabajos de fracturamiento hidráulico, Valle Superior del Magdalena, Colombia,» *Boletín Geológico*, vol. 49, nº 1, p. 14, 2022.
- [10] J. Toro, K. Luzuriaga, O. Corozo y L. Coral, «Reservoir Characterization and Geological Model for the Lower T Sandstone and Lower U Sandstone, Tapi – TTT Oilfield, Oriente Basin, Ecuador: A Core- and Log-Based Study,» *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*, Noviembre 2015.
- [11] F. Escobar, *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*, Neiva-Huila-Colombia: Universidad Surcolombiana, 2012.
- [12] L. Pereira, «ANÁLISE HIDROMECAÂNICA DO PROBLEMA DE FRATURAMENTO HIDRÁULICO,» Brasília, 2016.

- [13] J. Glowacki y C. Henkel, «HYDRAULIC FRACTURING IN THE EUROPEAN UNION: LEVERAGING THE U.S. EXPERIENCE IN SHALE GAS EXPLORATION AND PRODUCTION,» *IND. INT'L & COMP. L. REV.*, vol. 24, p. 90, 2014.
- [14] P. Alexis, «ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO PARA LA APLICACIÓN DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN POZOS PRODUCTORES DE LA ARENA UI, EN LA ZONA NORTE DEL CAMPO SACHA»,» Quito, 2019.
- [15] E. Hernández y A. Giraldo, «ANÁLISIS INTEGRADO PARA LA SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A TRABAJOS DE ESTIMULACIÓN EN CAMPO LLANITO DE ECOPETROL S.A,» ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS, BUCARAMANGA, 2013.
- [16] G. Dominique, «EVALUACIÓN DE POZOS POTENCIALES PARA EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN EL CAMPO TAPI – BLOQUE 57»,» Guayaquil, 2017.
- [17] M. A. Jácome Pazmiño y D. F. Muñoz Cabanilla, «DISEÑO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN EL POZO FICT-2D,» Guayaquil, 2016.
- [18] F. Sánchez, I. Molina y Á. Molina, «Determination of a potentially optimal zone to perform hydraulic fracturing work, Upper Magdalena Valley basin, Colombia,» *Boletín bg Geológico*, vol. 49, nº 1, p. 14, Enero 2022.
- [19] A. Aroca Bavicha y G. Savioli, «ANÁLISIS DEL MODELO BLACK-OIL APLICADO A LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS,» *Asociación Argentina de Mecánica Electrónica*, p. 10, 2019.
- [20] E. Bath, *Introduction to well testing*, Usa: Schlumberger, 1998.
- [21] L. Dake, *The Practice of Reservoir Engineering (Revised Edition)*, Amsterdam: ELSIEVER SCIENCE, 2001, p. 572.
- [22] A. C. DÍAZ LÓPEZ y A. F. LASSO VELARDE , «ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO Y PROPUESTA DE NUEVOS POZOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL MÉTODO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN EL ÁREA AMY»,» Quito, 2013.
- [23] R. L. Lolley, «Fundamentos de ingeniería en los yacimientos no,» Fundación Gómez Pardo, Madrid, 2014.
- [24] J. Navarrete y P. Montalvo, «Desarrollo de un modelo predictivo en Excel para el proceso de inyección de agua utilizando el método de Dake-Welge para un reservorio homogéneo de estrato simple,» *FIGEMPA: Investigación y Desarrollo*, vol. 2, nº 7, p. 10, Enero 2017.
- [25] J. V. A. RIVADENEIRA, «OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LOS POZOS DEL CAMPO SINGUE MEDIANTE INYECCIÓN DE AGUA »,» Quito, 2015.
- [26] J. F. Stults, «Are Hydraulic Fracturing Jobs Getting Riskier? – An Integrated Approach to Risk Analysis and Data Analytics Using the FracFocus Database,» Portland, 2018.

# APÉNDICES

# APENDICE A

Extracto del archivo \*.out del modelado del estudio en el simulador.

```
***** GRID CORNER 60 220 85 CORNERS
0.0000 2*20.0000 2*40.0000 2*60.0000 2*80.0000 2*100.0000 2*120.0000 2*140.0000 2*160.0000
2*180.0000 2*200.0000 2*220.0000 2*240.0000 2*260.0000 2*280.0000 2*300.0000 2*320.0000
2*340.0000 2*360.0000 2*380.0000 2*400.0000 2*420.0000 2*440.0000 2*460.0000 2*480.0000
2*500.0000 2*520.0000 2*540.0000 2*560.0000 2*580.0000 2*600.0000 2*620.0000 2*640.0000
2*660.0000 2*680.0000 2*700.0000 2*720.0000 2*740.0000 2*760.0000 2*780.0000 2*800.0000
2*820.0000 2*840.0001 2*860.0000 2*880.0000 2*900.0000 2*919.9999 2*940.0000 2*960.0000
2*980.0001 2*999.9999 2*1020.0000 2*1040.0000 2*1060.0000 2*1080.0000 2*1100.0000 2*1120.0000
2*1140.0000 2*1160.0000 2*1180.0000 1200.0000 0.0000 2*20.0000 2*40.0000 2*60.0000 2*80.0000
2*100.0000 2*120.0000 2*140.0000 2*160.0000 2*180.0000 2*200.0000 2*220.0000 2*240.0000
2*260.0000 2*280.0000 2*300.0000 2*320.0000 2*340.0000 2*360.0000 2*380.0000 2*400.0000
2*420.0000 2*440.0000 2*460.0000 2*480.0000 2*500.0000 2*520.0000 2*540.0000 2*560.0000
2*580.0000 2*600.0000 2*620.0000 2*640.0000 2*660.0000 2*680.0000 2*700.0000 2*720.0000
2*740.0000 2*760.0000 2*780.0000 2*800.0000 2*820.0000 2*840.0001 2*860.0000 2*880.0000
2*900.0000 2*919.9999 2*940.0000 2*960.0000 2*980.0001 2*999.9999 2*1020.0000 2*1040.0000
2*1060.0000 2*1080.0000 2*1100.0000 2*1120.0000 2*1140.0000 2*1160.0000 2*1180.0000 1200.0000
0.0000 2*20.0000 2*40.0000 2*60.0000 2*80.0000 2*100.0000 2*120.0000 2*140.0000 2*160.0000
2*180.0000 2*200.0000 2*220.0000 2*240.0000 2*260.0000 2*280.0000 2*300.0000 2*320.0000
2*340.0000 2*360.0000 2*380.0000 2*400.0000 2*420.0000 2*440.0000 2*460.0000 2*480.0000
2*500.0000 2*520.0000 2*540.0000 2*560.0000 2*580.0000 2*600.0000 2*620.0000 2*640.0000
2*660.0000 2*680.0000 2*700.0000 2*720.0000 2*740.0000 2*760.0000 2*780.0000 2*800.0000
2*820.0000 2*840.0001 2*860.0000 2*880.0000 2*900.0000 2*919.9999 2*940.0000 2*960.0000
2*980.0001 2*999.9999 2*1020.0000 2*1040.0000 2*1060.0000 2*1080.0000 2*1100.0000 2*1120.0000
2*1140.0000 2*1160.0000 2*1180.0000 1200.0000 0.0000 2*20.0000 2*40.0000 2*60.0000 2*80.0000
2*100.0000 2*120.0000 2*140.0000 2*160.0000 2*180.0000 2*200.0000 2*220.0000 2*240.0000
2*260.0000 2*280.0000 2*300.0000 2*320.0000 2*340.0000 2*360.0000 2*380.0000 2*400.0000
2*420.0000 2*440.0000 2*460.0000 PERMI VARI 0.00665 - 20000 POR VARI 0.00 - 0.50 PERMJ VARI
0.00665 - 20000 PERMK VARI 0.0000 - 6000 PINCHOUTARRAY CON 1 PRPOR 6000 CPOR 9.9974e-
007 PVCUTOFF 0 *PLNRFAC_TEMPLATE 'CF460' *PLNR_REFINE *INTO 10 10 1 *BWHLEN 230
*JDIR *INNERWIDTH 2 *WF1 2 *K1INT 492 *LAYERSUP 10 *LAYERSDOWN 10 *POR MATRIX *FZ 0.3
57 *END_TEMPLATE RESULTS PLNRSTAGE NAME 'Planar Stage 1' RESULTS PLNRSTAGE WELL
'PROD-1' RESULTS PLNRSTAGE DATE 2019-10-01 RESULTS PLNRSTAGE BASENAME 'PROD-1 -
Frac_CF460_EF50' RESULTS PLNRSTAGE FRACS 'PROD-1 - Frac_CF460_EF50_1' 'PROD-1 -
Frac_CF460_EF50_2' RESULTS PLNRSTAGE FRACS 'PROD-1 - Frac_CF460_EF50_3' 'PROD-1 -
Frac_CF460_EF50_4' RESULTS PLNRSTAGE FRACS 'FICT-082 - Frac_CF460_EF50_5' 'PROD-1 -
Frac_CF460_EF50_6' RESULTS PLNRSTAGE FRACS 'PROD-1 - Frac_CF460_EF50_7' RESULTS
PLNRSTAGE MINFRACSPACING 50 RESULTS PLNRSTAGE PERFOPTION 1 RESULTS PLNRSTAGE
```

LAYERMIN 51 RESULTS PLNRSTAGE LAYERMAX 51 RESULTS PLNRSTAGE END \*PLNRFRAC  
'CF460' 30,110,51 \*BG\_NAME 'FICT-082 - Frac\_CF460\_EF50\_1' \*PLNRFRAC 'CF460' 30,105,51  
\*BG\_NAME 'FICT-082 - Frac\_CF460\_EF50\_2' \*PLNRFRAC 'CF460' 30,100,51 \*BG\_NAME 'FICT-082 -  
Frac\_CF460\_EF50\_3' \*PLNRFRAC 'CF460' 30,95,51 \*BG\_NAME 'FICT-082 - Frac\_CF460\_EF50\_4'  
\*PLNRFRAC 'CF460' 30,90,51 \*BG\_NAME 'FICT-082 - Frac\_CF460\_EF50\_5' \*PLNRFRAC 'CF460'  
30,85,51 \*BG\_NAME 'FICT-082 - Frac\_CF460\_EF50\_6' \*PLNRFRAC 'CF460' 30,80,51 \*BG\_NAME 'FICT-  
082 - Frac\_CF460\_EF50\_7' MODEL BLACKOIL TRES 212 PVT EG 1 \*\* p Rs Bo Eg viso visg co 14.696  
4.18194 1.07477 4.36571 1.91388 0.0127142 3e-005 256.413 43.7317 1.09211 78.2567 1.54283  
0.0129624 3e-005 498.13 92.2148 1.11396 156.115 1.26974 0.0133412 3e-005 739.847 145.681 1.13875  
237.867 1.07779 0.0138225 3e-005 981.564 202.777 1.16593 323.208 0.938133 0.0144035 3e-005  
1223.28 262.776 1.19521 411.536 0.832628 0.0150848 3e-005 1465 325.216 1.22639 501.92 0.750289  
0.0158663 3e-005 1706.71 389.773 1.25932 593.14 0.684274 0.0167437 3e-005 1948.43 456.207  
1.29389 683.81 0.630156 0.0177088 3e-005 2190.15 524.332 1.33 772.565 0.58496 0.0187487 2.92362e-  
005 2431.87 594 1.36758 858.24 0.546623 0.0198483 2.55216e-005 2673.58 665.088 1.40655 939.975  
0.513668 0.0209914 2.25692e-005 2915.3 737.493 1.44686 1017.24 0.485017 0.0221627 2.01727e-005  
3157.02 811.129 1.48845 1089.81 0.459861 0.0233488 1.81933e-005 3398.73 885.92 1.53128 1157.66  
0.437582 0.0245386 1.65341e-005 3640.45 961.801 1.5753 1220.93 0.417701 0.0257231 1.51256e-005  
3972.36 1067.67 1.63763 1300.78 0.393631 0.0273289 1.35088e-005 4304.27 1175.35 1.70205 1373.19  
0.372624 0.0288997 1.21751e-005 4636.18 1284.74 1.76847 1438.97 0.354116 0.0304283 1.10584e-005  
4968.09 1395.74 1.83684 1498.88 0.33767 0.0319107 1.01113e-005 5300 1508.26 1.90708 1553.65  
0.32295 0.0333458 9.29916e-006 BWI 1.03235 CVW 0 CW 3.00531e-006 DENSITY OIL 53 DENSITY  
WATER 60.8676 58 REFPW 5300 VWI 0.294779 DENSITY GAS 0.0624 PTYPE CON 1 ROCKFLUID  
NONDARCY GENERAL 0.5 1.485e+009 1.021 0 10000 1.485e+009 1.021 0 10000 1.485e+009 1.021 0  
10000 RPT 1 \*\* Sw krw krow SWT 0.200000 0.00000 1.00000 0.215789 6.926685E-04 0.948062 0.231579  
2.770561E-03 0.897510 0.247368 6.233615E-03 0.848342 0.263158 1.108180E-02 0.800559 0.278947  
1.731508E-02 0.754161 0.294737 2.493345E-02 0.709148 0.310526 3.393688E-02 0.665520 0.326316  
4.432538E-02 0.623277 0.342105 5.609892E-02 0.582419 0.357895 6.925750E-02 0.542946 0.373684  
8.380111E-02 0.504858 0.389474 9.972973E-02 0.468154 0.405263 0.117043 0.432836 0.421053  
0.135742 0.398903 0.436842 0.155826 0.366354 0.452632 0.177294 0.335191 0.468421 0.200148  
0.305412 0.484211 0.224387 0.277019 0.500000 0.250010 0.250010 0.515789 0.277019 0.224387  
0.531579 0.305412 0.200148 0.547368 0.335191 0.177294 0.563158 0.366354 0.155826 0.578947  
0.398903 0.135742 0.594737 0.432836 0.117043 0.610526 0.468154 9.972973E-02 0.626316 0.504858  
8.380111E-02 0.642105 0.542946 6.925750E-02 0.657895 0.582419 5.609892E-02 0.673684 0.623277  
4.432538E-02 0.689474 0.665520 3.393688E-02 0.705263 0.709148 2.493345E-02 0.721053 0.754161  
1.731508E-02 0.736842 0.800559 1.108180E-02 0.752632 0.848342 6.233615E-03 0.768421 0.897510  
2.770561E-03 0.784211 0.948062 6.926685E-04 0.800000 1.00000 0.00000 \*\* Sg krg krog SGT 0 0.00000  
1.00000 0.016 2.000000E-02 0.980000 0.032 4.000000E-02 0.960000 0.048 6.000000E-02 0.940000 59  
0.064 8.000000E-02 0.920000 0.08 0.100000 0.900000 0.096 0.120000 0.880000 0.112 0.140000  
0.860000 0.128 0.160000 0.840000 0.144 0.180000 0.820000 0.16 0.200000 0.800000 0.176 0.220000  
0.780000 0.192 0.240000 0.760000 0.208 0.260000 0.740000 0.224 0.280000 0.720000 0.24 0.300000



0.700000 0.256 0.320000 0.680000 0.272 0.340000 0.660000 0.288 0.360000 0.640000 0.304 0.380000  
0.620000 0.32 0.400000 0.600000 0.336 0.420000 0.580000 0.352 0.440000 0.560000 0.368 0.460000  
0.540000 0.384 0.480000 0.520000 0.4 0.500000 0.500000 0.416 0.520000 0.480000 0.432 0.540000  
0.460000 0.448 0.560000 0.440000 0.464 0.580000 0.420000 0.48 0.600000 0.400000 0.496 0.620000  
0.380000 0.512 0.640000 0.360000 0.528 0.660000 0.340000 0.544 0.680000 0.320000 0.56 0.700000  
0.300000 0.576 0.720000 0.280000 0.592 0.740000 0.260000 0.608 0.760000 0.240000 0.624 0.780000  
0.220000 0.64 0.800000 0.200000 0.656 0.820000 0.180000 0.672 0.840000 0.160000 0.688 0.860000  
0.140000 0.704 0.880000 0.120000 0.72 0.900000 0.100000 0.736 0.920000 8.000000E-02 0.752  
0.940000 6.000000E-02 0.768 0.960000 4.000000E-02 0.784 0.980000 2.000000E-02 0.8 1.00000  
0.00000 NDARCYCOR CON 0 \*NDARCYCOR MATRIX BG 'PROD-1 - Frac\_CF460\_EF50\_1' \*FZ 1  
\*NDARCYCOR MATRIX BG 'PROD-1 - Frac\_CF460\_EF50\_2' \*FZ 1 \*NDARCYCOR MATRIX BG 'PROD-  
1 - Frac\_CF460\_EF50\_3' \*FZ 1 \*NDARCYCOR MATRIX BG 'PROD-1 - Frac\_CF460\_EF50\_4' \*FZ 1  
\*NDARCYCOR MATRIX BG 'PROD-1 - Frac\_CF460\_EF50\_5' \*FZ 1 \*NDARCYCOR MATRIX BG 'PROD-  
1 - Frac\_CF460\_EF50\_6' \*FZ 1 \*NDARCYCOR MATRIX BG 'PROD-1 - Frac\_CF460\_EF50\_7' \*FZ 1  
INITIAL VERTICAL BLOCK\_CENTER WATER\_OIL\_GAS REFDEPTH 12000 REFPRES 6000 DWOC  
12170 DGOC 12150 60 PB CON 3640.45 NUMERICAL NORM PRESS 100 NEWTONCYC 40 NCUTS 40  
NORTH 80 ITERMAX 80 DTMIN 0.0001 RUN DATE 2019 10 1 DTWELL 1 WELL 'PROD-1' PRODUCER  
'PROD-1' OPERATE MIN BHP 500.0 CONT OPERATE MAX STG 1800000.0 CONT \*\* rad geofac wfrac  
skin GEOMETRY I 0.25 0.37 1.0 0.0 PERF GEOA 'PROD-1'

## CERTIFICACIÓN DE REVISIÓN DE PROYECTO DE TITULACIÓN

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

Con fecha 2023-06-28 el estudiante Maldonado Macias Ronny Javier con Número de Identificación 0930003306 de la III Cohorte, presentó la propuesta de su tema de titulación al Comité Académico del programa. Posteriormente, con fecha 2023-12-01, el Comité revisó y aprobó la propuesta mediante la resolución FICT-CA-PET-014-2023, cumpliendo con los requisitos establecidos para la aprobación del tema.

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

Por lo tanto, en calidad de Coordinador del Programa de Maestría en Petróleos, certifico que el trabajo de titulación denominado " Estudio de factibilidad técnica-económica para analizar el potencial de fracturamiento hidráulico en un pozo maduro. ", realizado por el estudiante Maldonado Macias Ronny Javier con Número de Identificación 0930003306, ha sido revisado y evaluado conforme a los lineamientos y estándares establecidos por el programa.

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

Atentamente,



Firmado electrónicamente por:  
ANDRÉS EDUARDO  
GUZMAN VELASQUEZ

Guzmán Velásquez Andrés Eduardo  
**Coordinador General de Maestrías FICT  
ESPOL**