



**UNIVERSIDAD ESTATAL  
PENÍNSULA DE SANTA ELENA**

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

**TEMA:**

**“DISEÑO DE FRACTURA HIDRÁULICA PARA EL  
INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN EN EL CAMPO  
NANTU.”**

**“CASO PRÁCTICO”**

**TESINA**

**AUTOR:**

**JOSUE ALEXANDER REYES TIGRERO**

**TUTOR:**

**ING. ROMEL ERAZO BONE, MSc.**

**LA LIBERTAD - ECUADOR**

**2020**

**UNIVERSIDAD ESTATAL  
PENÍNSULA DE SANTA ELENA**

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEOS**

**TEMA:**

**“DISEÑO DE FRACTURA HIDRÀULICA PARA EL  
INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN EN EL CAMPO  
NANTU.”**

**“CASO PRÁCTICO”  
TESINA**

**AUTOR:**

**JOSUE ALEXANDER REYES TIGRERO**

**TUTOR:**

**ING. ROMEL ERAZO BONE, MSc.**

**LA LIBERTAD - ECUADOR**

**2020**



Santa Elena, 28 de septiembre del 2020

## CARTA DE ORIGINALIDAD

Ing. Marllelis Gutierrez Hiestroza, PhD  
Directora de la Carrera de Petróleos  
Universidad Estatal Península de Santa Elena

Cumpliendo con los requisitos exigidos, envío a Uds. La Tesina Titulada “**DISEÑO DE FRACTURA HIDRÀULICA PARA EL INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN EN EL CAMPO NANTU**”, para que se considere la Sustentación, señalando lo siguiente:

1. La investigación es original.
2. No existen compromisos ni obligaciones financieras con organismos estatales ni privados que puedan afectar el contenido, resultados o conclusiones de la presente Investigación.
3. Constatamos que la persona designada como autor es el responsable de generar la versión final de la investigación.
4. El Tutor certifica la originalidad de la investigación y el desarrollo de la misma cumpliendo con los principios éticos.

  
Autor: Josué Alexander Reyes Tigrero  
C.I. 2450010414

Correo: [josue.reyestigrero@upse.edu.ec](mailto:josue.reyestigrero@upse.edu.ec)

  
Tutor: Ing. Romel Ángel Erazo Bone MSc.  
C.I. 0802990838

Correo: [raerazo@upse.edu.ec](mailto:raerazo@upse.edu.ec)

## DEDICATORIA

A Dios, por ser el protector y guía de mi vida personal y estudiantil, por mantener a mis seres queridos con salud y vida, y en especial a mis padres. También por permitirme alcanzar mis sueños y cumplir este logro tan anhelado en mi vida.

A mis Padres, Héctor Reyes y Mercy Tigrero, por estar presentes en los momentos más difíciles de mi vida, también porque con sus consejos, apoyo y compañía me han sabido llevar por el camino del bien y ser la persona que soy, enseñándome a luchar, trabajar y nunca rendirme para lograr mis sueños, y especialmente por siempre creer en mi desde el primer momento que decidí tomar el reto de tener un título universitario, por todo lo mencionado anteriormente muchas gracias y este logro es por ustedes y para ustedes, los admiro y los respeto, los quiero, los amo con todo el corazón.

A mi mamita, Regina Orrala Tigrero, quien fue un pilar fundamental en mi vida, la que me enseñó el verdadero significado del amor, quien siempre estuvo conmigo a pesar de todo, a ella le debo, ser la persona que soy y seré, siempre la llevo en mi corazón, gracias por toda mamita de mi vida ¡TE AMO!

Por último, dedico este logro alcanzado a la persona más importante en mi vida, a mi hermano Jorge Javier Reyes Tigrero +, que como hermano mayor siempre fue una persona especial conmigo, él que nunca me decía que no, él que siempre estaba allí con nosotros protegiéndonos y aconsejándonos, más que un logro cumplido, es una promesa cumplida, a la persona que fue y siempre será una pieza fundamental en mi vida y que amo con todo mi corazón.

## **AGRADECIMIENTO**

A Dios, por guiarme a lo largo de mi vida universitaria y dejarme alcanzar este logro tan anhelado para mí y mi familia.

A mis padres, Héctor Reyes y Mercy Tigrero por siempre creer y confiar en mí, por nunca dejarme rendirme a lo largo de esta carrera y enseñarme siempre a luchar por mis sueños.

A mis hermanos, Jorge Javier+, Héctor Paul y Yeimy Scarleth, porque ellos son quienes me dieron la fortaleza para salir adelante y alcanzar este logro para que sepan que si se quiere se puede y ser para ellos un ejemplo a seguir.

A mis amigos, Jenny Carvajal y Jesús Monge, que desde el primero momento que empezamos esta carrera estuvieron conmigo en las buenas y en las malas, siempre apoyándome y no dejar que desmaye en el camino para alcanzar este logro, por ello muchas gracias queridos amigos.

Por último, pero no menos importante, quiero agradecerle a mi compañera de vida, Flor María Vera Álvarez, quien me soporto y siempre estuvo apoyándome en este proceso, para que pueda conseguir este logro, por ello quiero brindarle un espacio en este trabajo, y decirle que la amo y la valoro con todo mi amor.

## RESUMEN

En el presente proyecto práctico del examen complejo se realizará el diseño de un fracturamiento hidráulico, el cual será realizado en un pozo determinado del campo Nantu, ubicado en el bloque 14, perteneciente a la cuenca oriente ecuatoriana. Dicho campo presenta un alto daño de formación por una mala completación del pozo y mediante este método de estimulación que se realizara de manera analítica, se quiere demostrar que podemos reducir ese daño de formación mediante la alternativa escogida y con ello aumentar la conductividad del flujo de fluido del reservorio hacia el pozo y aumentar la producción de petróleo.

Durante el desarrollo del proyecto, en el primer capítulo, se detallará la problemática del proyecto, la justificación del mismo, y los objetivos a alcanzar.

En el segundo capítulo, se describirá las generalidades del campo, los fundamentos teóricos para realizar un fracturamiento hidráulico y los parámetros que se encuentran involucrados en la misma.

En el tercer capítulo, se mencionará la metodología a utilizarse para la realización del diseño de fractura y modelo a utilizarse, se tomará en cuenta los parámetros críticos del diseño como: la longitud y amplitud de la fractura, conductividad, selección del agente apuntalante necesarios para obtener resultados efectivos, en el pozo X del campo mencionado anteriormente y se hará un análisis de resultados.

En el cuarto capítulo se realizará la interpretación de resultados obtenidos con el diseño de fractura hidráulica realizada, por último, se mencionará las conclusiones y recomendaciones del tema de investigación realizado.

Palabras claves: Campo nantu - Daño de formación – Fractura hidráulica – Incremento de la producción.

## **ABSTRAC**

In this practical project of the complex examination, the design of a hydraulic fracturing will be carried out, which will be carried out in a specific well in the Nantu field, located in block 14, belonging to the eastern Ecuadorian basin. Said field presents a high formation damage due to poor well completion and by means of this stimulation method, which will be carried out in an analytical way, we want to demonstrate that we can reduce this formation damage through the chosen alternative and thereby increase the conductivity of the flow of fluid from the reservoir to the well and increase oil production.

During the development of the project, in the first chapter, the problems of the project, its justification, and the objectives to be achieved will be detailed.

In the second chapter, the generalities of the field, the theoretical foundations for hydraulic fracturing and the parameters involved in it will be described.

In the third chapter, the methodology to be used to carry out the fracture design and the model to be used will be mentioned, the critical parameters of the design will be taken into account such as the length and amplitude of the fracture, conductivity, selection of the propping agent necessary for obtain effective results, in well X of the aforementioned field and an analysis of the results will be made.

In the fourth chapter, the interpretation of the results obtained with the hydraulic fracture design carried out will be carried out, finally, the conclusions and recommendations of the research topic carried out will be mentioned.

Keywords: Nantu field - Formation damage - Hydraulic fracture - Production increase.

# ÍNDICE

CARTA DE ORIGINALIDAD.....	iii
DEDICATORIA.....	iv
AGRADECIMIENTO.....	v
RESUMEN.....	vi
ABSTRAC.....	vii
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xi
ÍNDICE DE TABLAS.....	xi
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I.....	3
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
1.1 PROBLEMÁTICA.....	3
1.2 JUSTIFICACIÓN.....	3
1.3 OBJETIVO GENERAL.....	4
1.3.1 Objetivos específicos:.....	4
CAPÍTULO II.....	5
MARCO TEÓRICO.....	5
2.1 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO.....	5
2.2 COLUMNA ESTATIGRÁFICA DE LA CUENCA ORIENTE.....	6
2.2.1 Formación Napo.....	7
2.2.2 Estructura de trampa.....	8
2.3 CARACTERÍSTICAS DEL POZO.....	8
2.3.1 Completación del pozo.....	8
2.4 ESTIMACIÓN DE RESERVAS MEDIANTE EL MÉTODO VOLUMÉTRICO.....	9
2.5 PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LAS ROCAS.....	9
2.5.1 Porosidad.....	9
2.5.2 Saturación.....	10
2.5.3 Permeabilidad.....	11
2.6 MECÁNICA DE LAS ROCAS.....	11
2.6.1 Dureza de la roca.....	12
2.6.2 Esfuerzo.....	12
2.6.3 Tensión.....	13
2.6.4 Resistencia de materiales.....	13
2.6.5 Módulo de Young.....	14
2.6.6 Coeficiente de Poisson.....	15
2.7 ESFUERZOS PRINCIPALES IN- SITU.....	15



2.7.1 Esfuerzo vertical o sobrecarga ( $S_v$ ) .....	16
2.7.2 Esfuerzo horizontal mínimo ( $S_{hmin}$ ) .....	16
2.7.3 Esfuerzo horizontal máximo ( $S_{Hmax}$ ).....	17
2.7.4 Definición de los esfuerzos alrededor del pozo .....	17
<b>2.8 GRADIENTE DE PORO</b> .....	<b>18</b>
<b>2.9 DAÑO DE FORMACIÓN</b> .....	<b>18</b>
<b>2.10 ANTECEDENTES DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO</b> .....	<b>19</b>
<b>2.11 DEFINICIÓN DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO</b> .....	<b>20</b>
2.11.1 Objetivos de una fractura hidráulica.....	22
2.11.2 Aplicaciones .....	22
2.11.2.1 Disminución del daño de formación.....	23
2.11.2.2 Inyección de fluidos a la formación.....	23
2.11.2.3 Aumento de la productividad en yacimientos de baja permeabilidad.....	23
2.11.2.4 Aumento en la producción.....	23
<b>2.12 PARÁMETROS PARA DETERMINAR SI UN POZO ES BUEN CANDIDATO A SER FRACTURADO HIDRÁULICAMENTE.</b> .....	<b>23</b>
<b>2.13 MODELOS DE FRACTURA</b> .....	<b>24</b>
2.13.1 Modelación de geometría de fractura .....	24
2.13.2 Dimensiones de una fractura.....	24
2.13.2.1 Longitud de la fractura ( $X_f$ ).....	24
2.13.2.2. Altura de la fractura ( $h_f$ ).....	25
2.13.2.3 Amplitud de la fractura ( $W$ ).....	25
2.13.3 Modelo de Perkins & Kern y Nordgren (PKN) .....	26
2.13.4 Modelo de Khristianovich & Zheltov y Geertsma (KGD).....	26
<b>2.14 PRESIONES RELACIONADAS CON UNA FRACTURA HIDRÁULICA</b> .....	<b>27</b>
<b>2.15 FLUIDO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO</b> .....	<b>28</b>
2.15.1 Fluidos de fractura .....	29
2.15.2 Aditivos de fluidos .....	30
2.15.3 Agentes apuntalantes.....	30
2.15.3.1 Tipos de apuntalantes.....	30
<b>CAPÍTULO III</b> .....	<b>32</b>
<b>METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN</b> .....	<b>32</b>
<b>3.1 DISEÑO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO DEL POZO X</b> .....	<b>32</b>
3.1.1 Parámetros de diseño.....	32
<b>3.2 PRESIONES EN EL DISEÑO DE FRACTURAMIENTO</b> .....	<b>33</b>
3.2.1 Presión de sobrecarga.....	33

3.2.2 Gradiente de fractura y Presión de fractura .....	35
3.2.3 Presión de cierre instantáneo .....	35
3.2.4 Pérdidas de presión por fricción.....	35
3.2.5 Pérdida de presión por cañoneo .....	36
3.2.6 Presión de tratamiento en superficie.....	36
3.2.7 Presión de confinamiento.....	36
<b>3.3 DISEÑO DEL FLUIDO FRACTURANTE.....</b>	<b>36</b>
3.3.1 Cálculo del coeficiente del fluido fracturante.....	36
3.3.1.1 Fluidos de viscosidad controlada.....	36
3.3.1.2 Fluidos de yacimientos controlados .....	36
<b>3.4 CÁLCULO DE LA GEOMETRÌA DE LA FRACTURA .....</b>	<b>37</b>
3.4.1 Longitud de la fractura .....	37
3.4.2 Amplitud de la fractura .....	37
3.4.3 Volumen de inyección.....	37
3.4.4 Incremento de la productividad .....	38
3.4.5 Permeabilidad de la fractura.....	38
3.4.6 Radio del pozo aparente después de la fractura.....	38
3.4.7 Índice de la productividad antes y después .....	38
3.4.8 Daño luego del fracturamiento .....	38
3.4.9 Presión y caudal después del fracturamiento .....	38
3.4.10 Eficiencia de flujo .....	38
3.4.11 Presión de fondo fluyente después de la fractura.....	39
3.4.12 Caudal con el nuevo $P_{wf}'$ .....	39
<b>3.5 DISEÑO DE FRACTURA HIDRÀULICA (2D) PARA EL POZO X .....</b>	<b>39</b>
<b>3.6 RESULTADOS.....</b>	<b>45</b>
<b>CAPITULO IV .....</b>	<b>47</b>
<b>INTERPRETACIÒN DE RESULTADOS .....</b>	<b>47</b>
<b>4.1 ANÀLISIS DE RESULTADOS .....</b>	<b>47</b>
<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>!</b>
<b>RECOMENDACIONES.....</b>	<b>!</b>
<b>BIBLIOGRAFÌA .....</b>	<b>!</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Ubicación del campo nantu.....	5
Figura 2: Columna estratigráfica de la cuenca oriente .....	6
Figura 3: Estructura del campo nantu .....	8
Figura 4: Relación entre tensión aplicada y deformación .....	13
Figura 5: Deformación inducida por esfuerzos uniaxiales .....	14
Figura 6: Fuerzas insitu .....	15
Figura 7: Esfuerzo en el pozo.....	18
Figura 8: Orientación de fractura .....	21
Figura 9: Proceso de fracturamiento .....	22
Figura 10: Visualización de la longitud, altura y ancho de la fractura en la formación..	25
Figura 11: Comportamiento del modelo PKN .....	26
Figura 12: Comportamiento del modelo KGD.....	27
Figura 13: Comportamiento de las presiones en una fractura de una prueba leak -off	28
Figura 14: Factor de fricción de Fanning .....	42
Figura 15: Geometría de la fractura aplicada .....	46

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Descripción de la completación del pozo Nantu "X" .....	8
Tabla 2: Estimación de reservas del campo nantu.....	9
Tabla 3: Rango de porosidades .....	10
Tabla 4: Rango de permeabilidades .....	11
Tabla 5: Valor del daño de formación de acuerdo a las condiciones del pozo .....	19
Tabla 6. Parámetros inmersos en el pozo X .....	24
Tabla 7: Presión de confinamiento para usar algún material de soporte.....	31
Tabla 8: Propiedades mecánicas de la roca reservorio conforme a su litología .....	32
Tabla 9: Densidad típica de las rocas .....	34
Tabla 10. Datos del pozo para realizar la fractura hidráulica.....	39
Tabla 11: Geometría de la fractura .....	45
Tabla 12: Comparación de resultados pre y post fractura .....	47

## INTRODUCCIÒN

Uno de los objetivos de la ingeniería petrolera es la explotación adecuada de un yacimiento, buscando extraer el mayor volumen de hidrocarburos al menor costo, sin que se presente un agotamiento por la explotación inadecuada, las diferentes operaciones que se realizan en un pozo desde su perforación hasta su terminación provocan una alteración en las condiciones naturales de la formación, lo cual perjudica en la capacidad productiva de dicho pozo.

Se encuentran diferentes maneras de tratar de mejorar la capacidad productiva de un pozo, y entre esos tratamientos se encuentra el fracturamiento hidráulico el cual es uno de los más efectivos y utilizados por sus resultados.

La finalidad del fracturamiento hidráulico es crear un canal altamente conductivo dentro del yacimiento en la zona inmediata al pozo, que facilite el paso de los fluidos de la formación hacia el pozo o de este hacia al yacimiento, por lo que la fractura inducida y sustentada al ser altamente conductiva, tendrá una gran influencia en el patrón de flujo y en la distribución de presiones en la formación productora. (Vazquez, 2009)

El fracturamiento hidráulico permite mejorar la producción de hidrocarburos de diferentes tipos de yacimientos; es decir formaciones de baja y alta permeabilidad, así como en rocas duras y blandas., adicionalmente esta técnica permite obtener más fácilmente, mayores tasas de producción que otras técnicas de estimulación, cuando el tratamiento se realiza enfocado en la longitud efectiva de la fractura y el mantenimiento de la conductividad. (Calderon, 2012)

El fracturamiento hidráulico consiste en mezclar una serie de componente químicos para crear un fluido fracturante, este fluido es bombeado a la formación productora a presiones y gastos que sean suficientes para generar y propagar la fractura a través de la formación.

En primer lugar, se bombea el fluido sin apuntalante, para producir y establecer la propagación de la fractura, a través de la formación productora, por consiguientes se bombea fluido con agente apuntalante, esta mezcla se sigue bombeando hasta extender la fractura, dejando así una fractura altamente

conductiva para que el aceite o gas fluya fácilmente hacia el pozo (Pazmiño, 2004).

El fracturamiento ha hecho una gran contribución en el mejoramiento de la producción y recuperación de reservas de aceite y gas.

# CAPÍTULO I

## PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

### 1.1 PROBLEMÁTICA

El fracturamiento hidráulico es una técnica aplicada con mayor efectividad de recuperación de reservas con pozos con daño de formación, de baja o alta permeabilidad.

El campo nantu se encuentra en la etapa de producción desde el año de 1995 hasta la actualidad, las operaciones del campo como: perforación, completación, cementación y control durante el reacondicionamiento de pozos, pueden generar u ocasionar un daño de formación, taponamiento y otros factores que ocasionan una disminución de producción.

En este caso de estudio tenemos presencia de daño de formación, el cual fue inducido por una mala completación, donde el material o fluido utilizado invadió la zona productora de hidrocarburos ocasionando un daño de formación igual a 11.5 (Cevallos, 2009). Este factor afecta a la producción del campo nantu, esto se puede verificar debido a la caída de producción de los pozos del campo. Se realizaron trabajos de workover para aumentar la tasa de producción, sin embargo, no se obtuvieron buenos resultados. Por eso, se optará por realizar un proceso de fracturamiento hidráulico para incrementar la tasa de producción.

### 1.2 JUSTIFICACIÓN

La razón que impulsa al desarrollo de este proyecto es conocer o verificar que este método de fracturamiento hidráulico es necesario y eficaz para incrementar la producción de petróleo del campo nantu aplicándolo en el pozo X en la arenisca M-1. Es importante recalcar que la arena productora presenta una baja permeabilidad ocasionado por un daño de formación debido a una mala completación, y esto da como resultado una baja producción del yacimiento.

Se realiza un proceso de fracturamiento hidráulico en un pozo por una o más razones. Donde (Pazmiño, 2004) menciona alguna de ellas:

- Desviar el flujo para evitar el daño en las vecindades del pozo y retornar su productividad normal
- Extender una ruta de conducto en la formación y así incrementar la productividad a sus máximos niveles
- Alterar el flujo de fluidos en la formación

Es sustancial para la realización de este método considerar varios factores: la vida productiva del pozo, trabajos previos de reacondicionamiento, reservas, estado mecánico del pozo, daño de la formación, presión del reservorio, cementación, etc. Con el fin de precisar hasta que nivel se puede mejorar el caudal del fluido, mediante la creación de una fractura en la formación. (Lopez & Velarde, 2013).

Debido a que al inicio de las evaluaciones de la producción se obtuvieron grandes resultados de producción, las cuales ha ido decreciendo con el tiempo, se realizaron análisis y cálculos de reservas y se evidencio el gran potencial que aún mantiene este pozo y no se lo ha podido explotar de una manera adecuada, por la presencia de daño de formación en la misma.

### **1.3 OBJETIVO GENERAL**

Diseñar un modelo de fracturamiento hidráulico en el pozo NANTU X, mediante la aplicación de un modelo analítico 2D para el incremento de la producción de petróleo.

#### **1.3.1 Objetivos específicos:**

- Describir las generalidades del campo.
- Identificar los parámetros principales para poder fracturar un yacimiento.
- Determinar los principios para diseñar una fractura analíticamente.
- Comparar el incremento de la producción postfractura.

## CAPÍTULO II

### MARCO TEÓRICO

#### 2.1 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO

El campo nantu está ubicado en la región oeste del bloque 14 perteneciente a la Cuenca Oriente del Ecuador, que está conformado por 3 campos los cuales son: campo nantu, kupi y wanke.

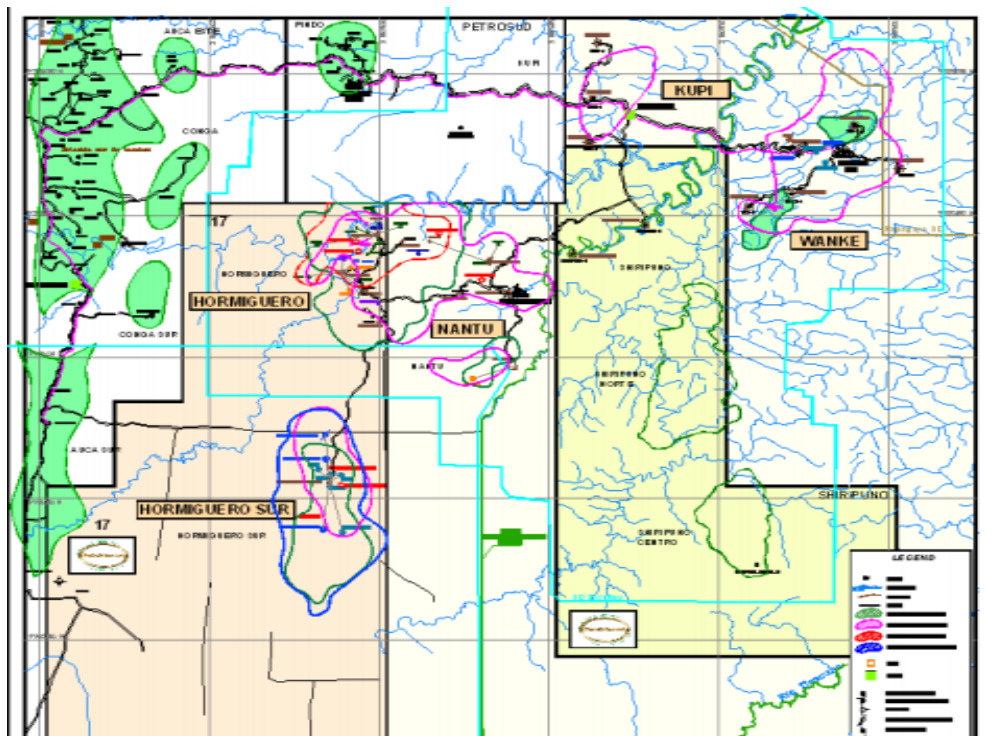


Figura 1: Ubicación del campo nantu

Extraído de: [www.she.gob.ec](http://www.she.gob.ec)

El campo nantu se encuentra produciendo desde 1995 hasta la actualidad, en este mismo año terminaron los procesos de perforación y completación del pozo exploratorio nantu01. Los yacimientos productores principales que se encuentran en este bloque son la Arenisca M1, U y T. La arenisca M1 conforma el único yacimiento productor en el campo nantu.



En el bloque 14 existe un mecanismo de entrapamiento en la arenisca M1 que se forma mediante la combinación de estructura y variaciones estratigráficas sub-sísmicas.

En el yacimiento M1 tenemos una densidad API del crudo aproximadamente de 21,4°, mientras que en el yacimiento U tiene una densidad API de 17,4°, la porosidad efectiva varía entre 15% y el 25% y su permeabilidad varía entre 800 y 1.000 mD (Telechana J., 2014).

## 2.2 COLUMNA ESTATIGRÁFICA DE LA CUENCA ORIENTE

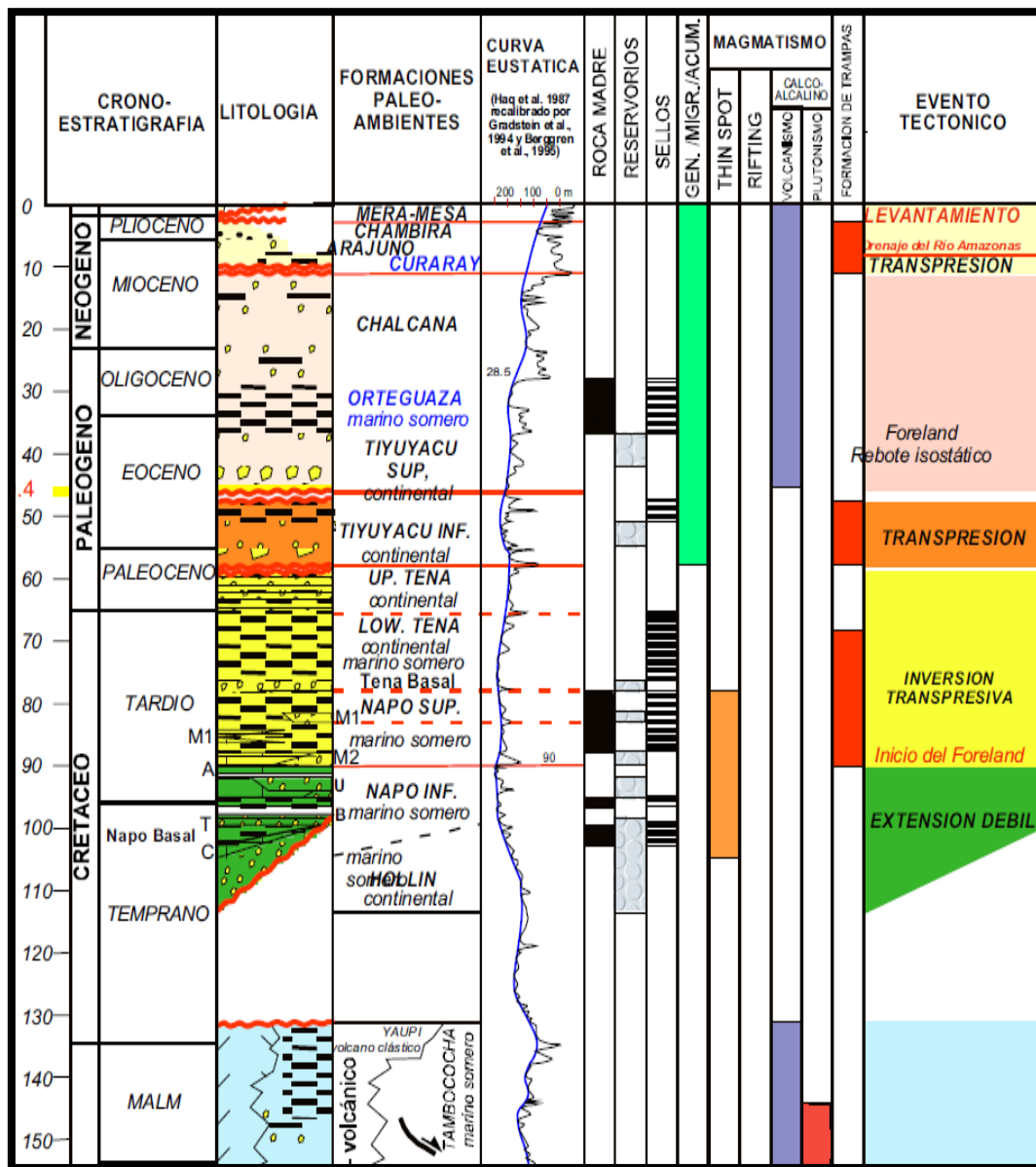


Figura 2: Columna estratigráfica de la cuenca oriente

El desarrollo de este proyecto está en la arenisca M1 que pertenece a la formación napo superior que se depositó en el periodo cretácico según la cronoestratigrafía de la cuenca oriente. Las secciones sedimentarias Hollin-Napo-Basal tena exhiben características bien definidas dentro de un modelo de estratigrafía secuencial, dichas formaciones testifican variaciones bruscas de la línea de la costa en la plataforma marina-somera de la cuenca oriente en el cretácico y muestran cambios verticales y laterales de facies a lo largo de la cuenca que interrumpen la imperante sedimentación marina de baja energía (Barragan, Baby, & Rivadeneira, 2004).

### 2.2.1 Formación Napo

Esta formación está comprendida principalmente por lutitas, calizas y areniscas, su espesor va desde 500 a 2500 ft. Esta formación se encuentra comprendida por tres miembros: Napo inferior, medio y superior, en este caso nos enfocaremos en Napo superior, en la arenisca M-1, que es donde se encuentra nuestro caso de estudio (Rocafuerte & Gonzalez, 2015).

#### Napo superior

Está conformado por tres formaciones según (Barragan, Baby, & Rivadeneira, 2004):

- Caliza M-2: contiene colores variables que van desde blanco a crema. Gris claro a oscuro con crema.
- Caliza M-1: color gris claro oscuro, blanco a crema, es masivo cristalina, en parte ocasionalmente dura.
- Arenisca M-1: es una formación que en ocasiones la encontramos sola y en otros con niveles de lutita, tienes colores muy variables que pueden ser desde gris claro a blanco traslucido. Con un grano bien definido y que puede ir de fino a muy grueso. Es característico por ser una formación dura y firme.

### 2.2.2 Estructura de trampa

En el campo nantu se ha logrado determinar que todos los reservorios tienen un control estructural (tipo anticlinal). A continuación, se muestra una gráfica de modelo esquemático del reservorio (Telechana J. , 2014).

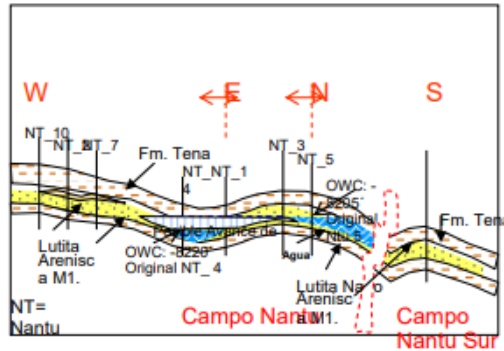


Figura 3: Estructura del campo nantu

Extraído de: PetroOriental S.A

## 2.3 CARACTERÍSTICAS DEL POZO

La completación de pozos representa la concreción de muchos estudios que convergen en un mismo objetivo, la cual es la obtención del hidrocarburo, la elección adecuada de una completación de un pozo perforado constituye parte fundamental al momento del rendimiento operativo, productivo y desarrollo de un campo (Berrios, 2014).

La eficiencia y la seguridad del vínculo entre la superficie y el yacimiento depende mucho de la correcta y estratégica de todos los parámetros que lo conforman.

### 2.3.1 Completación del pozo

Tabla 1. Descripción de la completación del pozo Nantu "X"

Casing	Diámetro	Profundidad	Grado	PESO
Superficial	13 3/8 "	7.100´ MD (5.732´ TVD)	K - 55	61 lb/ft
Intermedio	9 5/8"	7,966´ MD (6.558´ TVD)	N - 80	47 lb/ft

Liner de producción	7 "	7.626´ MD	N - 80	29 lb/ft
Tubing	3 ½"	10622´ MD	N - 80	9.3 lb/ft

Elaborado por: Josué Reyes

Extraído de: Andes Petroleum

## 2.4 ESTIMACIÓN DE RESERVAS MEDIANTE EL MÉTODO VOLUMÉTRICO

Tabla 2: Estimación de reservas del campo nantu.

CAMPO	YACIMIENTO	POES	
		Probado (MMBLS)	Probado + Probables (MMBLS)
NANTU	M1	32.790	69.767
	U	17.937	37.719
	TOTAL	50.727	107.487

Elaborado por: Josué Reyes

Fuente: (Telechana J. , 2014)

## 2.5 PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LAS ROCAS

### 2.5.1 Porosidad

La porosidad es la fracción del volumen bruto total de la roca que constituyen los espacios no sólidos, y (Halliburton, s.f.) lo define como:

$$\emptyset = \frac{Vb - Vm}{Vb} * 100\% \quad (\text{Ec. 1.1})$$

Donde:

$\emptyset$ = Porosidad

Vb= volumen bruto

Vm= volumen de la matriz

Siendo el volumen poroso, la diferencia entre el volumen bruto (Vb) y el volumen de la matriz (Vm), la porosidad por lo general se lo determina en porcentaje (ver tabla 3), (Halliburton, s.f.).

Tabla 3: Rango de porosidades

RANGO	%
Descartable	0-5
Pobre	5-10
Regular	10-20
Bueno	20-30
Muy bueno	>30

Elaborado por: Josué Reyes

Extraído de: MANUAL DE YACIMIENTOS – HALLIBURTON

A partir del análisis de Cores, en la interpretación se asumió una densidad de matriz de 2,64 gr/cc y una densidad de fluido de 1.0 gr/cc (Telechana J. , 2014).

El análisis de Cores es una tecnología utilizada en la recuperación secundaria de petróleo, el cual nos indica parámetros de permeabilidad, porosidad, tamaño de grano, así como el contenido de fluido de la arena (Payle & Sherbone, 1939)

### 2.5.2 Saturación

La saturación de hidrocarburos en la roca yacimiento es la fracción del volumen poroso ocupado por hidrocarburos, y (Halliburton, s.f.) lo define como:

$$S_{fluido} = \frac{V_f}{V_p} * 100\% \quad (\text{Ec.1.2})$$

Donde:

Sfluido = porcentaje del fluido que satura el espacio poroso

Vf= volumen del fluido dentro del espacio poroso

Vp= volumen poroso

Si se considera que el volumen poroso de una roca que contiene hidrocarburos, está saturado con agua, petróleo y gas, según (Madrid, 2017) tenemos que:

$$S_w + S_o + S_g = 1 \quad (\text{Ec.1.3})$$

### 2.5.3 Permeabilidad

Se define como la capacidad que tiene una roca para permitir que un fluido fluya a través de los espacios porosos interconectados. Se mide por medio de la ley de Darcy (ver tabla 4) y se mide en milidarcies (Halliburton, s.f.).

$$K = \frac{q \cdot \mu \cdot L}{A \cdot \Delta P} \quad (\text{Ec.1.4})$$

Donde:

K= permeabilidad

q= tasa de producción en cm<sup>3</sup>/s

u= viscosidad en la dirección de recorrido del fluido en cps

L= distancia que recorre el fluido

A= sección transversal en cm<sup>2</sup>

ΔP= diferencial de presión (P2- P1) en atm

Tabla 4: Rango de permeabilidades

RANGO	Md
Regular	1-10
Buena	10-100
Muy buena	100-1000
Excelente	>1000

Elaborado por: Josué Reyes

Extraído de: Manual de yacimientos - Halliburton

## 2.6 MECÁNICA DE LAS ROCAS

Las propiedades más importantes en la mecánica de rocas son:

- Dureza de la roca

- Esfuerzo
- Módulo de Young
- Coeficiente de Poisson

### 2.6.1 Dureza de la roca

Es el régimen a la resistencia a la expansión de la fractura correspondiente a la cantidad de energía que puede ser absorbida por el material antes que ocurra la expansión, es importante considerar que no tiene mayor influencia en la longitud de la fractura.

### 2.6.2 Esfuerzo

Se define como la reacción interna de un cuerpo a la aplicación de una fuerza o conjunto de fuerzas, y es una cantidad que no se puede medir directamente, ya que el parámetro físico que se mide es la fuerza. Si la fuerza actúa uniformemente en una superficie, el esfuerzo o tensión indica la intensidad de las fueras que actúan sobre el plano (Madrid, 2017).

Generalmente es el resultado de la división ente la fuerza aplicada y el área en donde se aplica dicha fuerza:

$$\sigma = \frac{F}{A} \quad (\text{Ec.1.5})$$

Donde:

$\sigma$ = Esfuerzo

F= Fuerza

A= Área

La fuerza y la velocidad son cantidades vectoriales, que no solo requieren magnitud, sino también una dirección en la cual ellas actúan, para poder ser definidas ampliamente, tomando este concepto como una propiedad de tensión (Lopez & Rubio, 2015).

### 2.6.3 Tensión

La tensión es una medida de cuanto el material ha sido deformado cuando un esfuerzo es aplicado a éste. La tensión es importante porque por medio de ella se mide el esfuerzo observando la deformación de una parte de un material ya conocido.

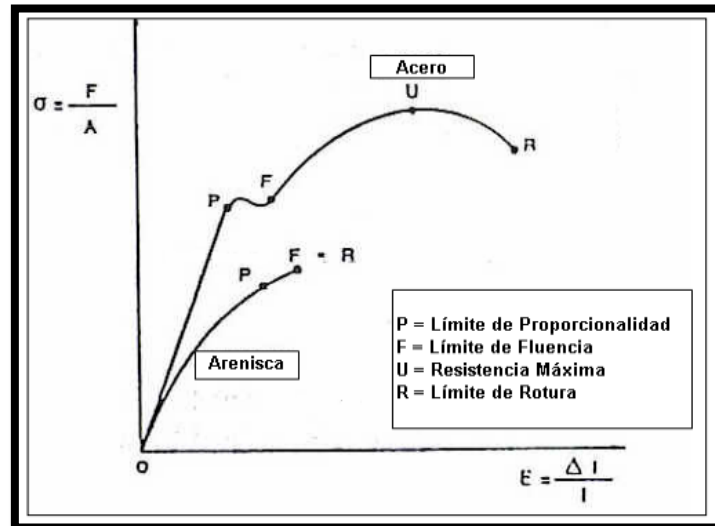


Figura 4: Relación entre tensión aplicada y deformación

Extraído de: BJ, Fracturamiento hidráulico y técnicas especiales de fracturamiento

Con referencia a la ilustración mostrada anteriormente (ver figura 4): "Al aplicar tensión el material se deforma, inicialmente en forma proporcional (O-P), y a mayores valores se produce la rotura (R), para el segmento recto (O-P), dando lugar a la relación que establece el módulo de Young. Para caracterizar el comportamiento de un sólido elástico lineal se requieren además del módulo de Young otra constante elástica, llamado coeficiente de Poisson ( $\nu$ ) (Lopez & Velarde, 2013).

### 2.6.4 Resistencia de materiales

La resistencia es el esfuerzo que soporta una roca para determinadas deformaciones. La resistencia está en función de las fuerzas cohesivas y friccionales del material.



Cohesión. – es la fuerza de unión entre las partículas minerales que forman la roca.

Ángulo de fricción interna. - es el ángulo de rozamiento entre los dos planos de la misma roca, para la mayoría de las rocas este ángulo varía entre 25° y 45°. La fuerza friccional depende del ángulo de fricción y del esfuerzo normal actuando sobre el plano considerado (Ascuña, 2015).

### 2.6.5 Módulo de Young

El módulo de Young, también conocido como módulo de elasticidad, es la capacidad que tiene un material al deformarse elásticamente bajo esfuerzos (rigidez del material).

Considere una muestra de longitud  $L$  y corte el área transversal  $A = D^2$ . Cuando se aplica la fuerza  $F$  sobre sus superficies extremas la longitud de la muestra se reduce a  $L'$ . la tensión aplicada entonces es  $\sigma = F/A$  y el alargamiento correspondiente es  $\varepsilon = \frac{L-L'}{L}$ , (ver figura 5).

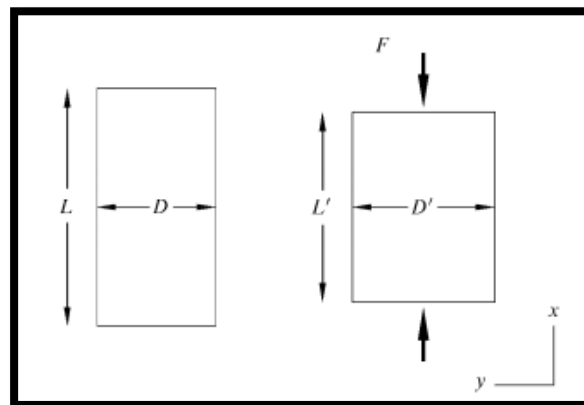


Figura 5: Deformación inducida por esfuerzos uniaxiales

Extraído de: Petroleum Related Rock Mechanics

existe una relación lineal entre  $\sigma$  y  $\varepsilon$  que se puede escribir como:

$$\varepsilon = \frac{1}{E} \sigma \quad (\text{Ec.1.6})$$

Esta ecuación se la conoce como la ley de Hooke, mientras que el coeficiente E es conocido como módulo de Young o simplemente el módulo E (Fjaer, Holt, Horsurd, Raaen, & Risnes, 2008).

#### 2.6.6 Coeficiente de Poisson

Es la relación entre la deformación y la geometría de la roca. La roca se deforma en una dirección perpendicular a la dirección de la fuerza aplicada, paralela al plano en el cual el esfuerzo es inducido por la tensión, según (Fjaer, Holt, Horsurd, Raaen, & Risnes, 2008) viene dada por:

$$\nu = \frac{\epsilon_y}{\epsilon_x} \quad (\text{Ec.1.7}).$$

### 2.7 ESFUERZOS PRINCIPALES IN- SITU

A una profundidad dada en la corteza terrestre, las formaciones están expuestas a unos esfuerzos in-situ (ver figura 6), los cuales son perpendiculares entre sí, estos esfuerzos son denominados: esfuerzo vertical ( $\sigma_v$ ), esfuerzo horizontal máximo ( $\sigma_H$ ), esfuerzo horizontal mínimo ( $\sigma_h$ ), y la presión de poro. Dependiendo de las magnitudes relativas de estos tres esfuerzos, se han determinado varios regímenes de esfuerzos (Paramo, 2016).

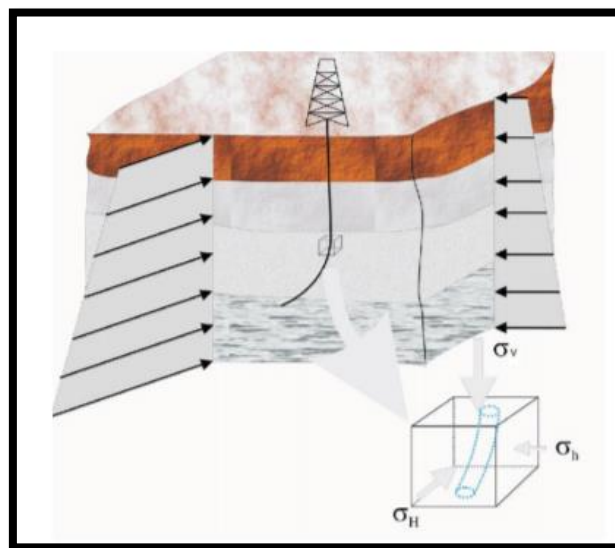


Figura 6: Fuerzas insitu

### 2.7.1 Esfuerzo vertical o sobrecarga ( $S_v$ )

En algunas ocasiones es el esfuerzo principal, este esfuerzo es causado por el peso que generan las rocas que están por encima de la roca reservorio, su gradiente vertical se denomina gradiente litostático. Normalmente este esfuerzo es el de mayor valor con respecto a los demás esfuerzos, pero en ocasiones puede ser el mínimo esfuerzo en pozos someros.

### 2.7.2 Esfuerzo horizontal mínimo ( $S_{hmin}$ )

Es el esfuerzo en dirección horizontal que se desarrolla a partir de la magnitud del esfuerzo vertical. El esfuerzo horizontal mínimo ( $S_{hmin}$ ) se suele estimar utilizando los resultados de pruebas de leak – off.

Pruebas leak-off: es una prueba de presión que me permite determinar la resistencia la presión de fractura de la formación, generalmente realizada inmediatamente después de perforar. Durante la prueba, el pozo se cierra y se bombea fluido en su interior para incrementar la presión que experimenta la formación. Alcanzada cierta presión, el fluido ingresará o se perderá en la formación, moviéndose a través de los trayectos permeables de la roca o bien creando un espacio mediante la fracturación de la roca, esta prueba es realizada para estimar la presión o densidad de fluido que la formación puede soportar antes de que ocurran pérdidas de fluido, ya que esta prueba se desarrolla hasta que la formación filtre fluido (Schlumberger, s.f.).

El valor del esfuerzo horizontal mínimo se considera que es aproximadamente igual a la presión de cierre instantáneo o a la presión de cierre, dependerá de que valor de presión es menor (Navarro, 2017).

$$\sigma_h \approx P_c \approx P_{ci} \quad (\text{Ec.1.8})$$

### 2.7.3 Esfuerzo horizontal máximo (SHmax)

Es el esfuerzo en dirección horizontal que se desarrolla debido a la magnitud del esfuerzo vertical o a los movimientos de las placas tectónicas. Muchas variables afectan y limitan las tensiones horizontales. En primer lugar, existen tensiones horizontales de "fondo" que se desarrollan debido al peso de la sobrecarga, su compactación y el efecto de "empuje lateral". En segundo lugar, las tensiones horizontales pueden desviarse de las tensiones de fondo, ya sea más o menos compresivas. Los movimientos de las placas tectónicas son los principales contribuyentes a las variaciones de la tensión horizontal. Las placas convergentes aumentan la compresión horizontal. Las placas divergentes disminuyen la compresión horizontal (Espinoza, 2019).

Si se conoce la presión de poro se puede determinar el valor de esfuerzo horizontal máximo con la siguiente ecuación:

$$\sigma_H = 3\sigma_h - P_r - P_p \quad (\text{Ec1.9})$$

Donde:

$\sigma_h$ = esfuerzo horizontal mínimo

$P_r$ = presión de reapertura

$P_p$ = presión de poro

También se debe tener en cuenta los esfuerzos alrededor del pozo después de ser perforado, estos esfuerzos se denominan: esfuerzo radial ( $\sigma_r$ ), esfuerzo tangencial ( $\sigma_t$ ), esfuerzo axial ( $\sigma_a$ ) (Navarro, 2017).

### 2.7.4 Definición de los esfuerzos alrededor del pozo

**Esfuerzo Radial:** este esfuerzo actúa en todas las direcciones, perpendicular a la pared del pozo (ver figura 7).

**Esfuerzo Axial:** este esfuerzo actúa paralelo al eje del pozo (ver figura 7).

**Esfuerzo Tangencial:** este esfuerzo actúa alrededor del pozo (ver figura 7).

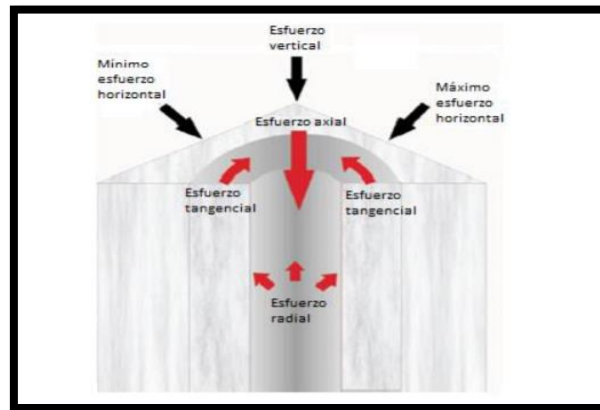


Figura 7: Esfuerzo en el pozo (Paramo, 2016)

## 2.8 GRADIENTE DE PORO

Por lo general las presiones normales poseen una presión de poro equivalente a la presión hidrostática del agua intersticial. Para cuencas sedimentarias, el agua intersticial normalmente posee una densidad de  $1.073 \text{ kg/m}^3$ , lo que establece a una gradiente de  $0.465 \text{ psi/pie}$  ( $10.5 \text{ kPa/m}$ ). La divergencia con respecto a esta presión hidrostática normal es conocida como la presión anormal (Calderon, 2012).

## 2.9 DAÑO DE FORMACIÓN

Es las alteraciones de las características o de campo lejano de una formación productora, generalmente como resultado de la exposición a los fluidos de perforación. El agua o las partículas de sólidos presentes en los fluidos de perforación, o ambos elementos, tienden a reducir el volumen poral y la permeabilidad efectiva de la formación producible en la región vecina al pozo (Schlumberger, s.f.).

Los daños naturales suceden a medida que los fluidos del yacimiento son extraídos, mientras que el daño incitado es la consecuencia de las operaciones externas y los fluidos en el pozo. El daño de formación (ver tabla 6) puede generarse durante la perforación, en la terminación de pozos, operaciones de

reacondicionamiento o tratamientos de estimulación (Raji, Ogolo, & Anochi, 2020).

DAÑOS NATURALES	DAÑOS INDUCIDOS
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Migración de partículas</li> <li>• Hinchazón de arcilla</li> <li>• Formación de incrustaciones</li> <li>• Depositación orgánica</li> <li>• Depositación mixta</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Taponamientos causados por partículas en el fluido inyectado</li> <li>• Cambios de humectabilidad</li> <li>• Emulsiones</li> <li>• Precipitaciones</li> </ul>

Los valores de daño de formación se muestran en la tabla 5.

Tabla 5: Valor del daño de formación de acuerdo a las condiciones del pozo

Condiciones del pozo	Daño (s)
Altamente dañado	$S > 10$
Dañado	$S > 0$
Sin daño	$S = 0$
Acidificado	$-1 < S > -3$
Fracturado	$-2 < S > -4$
Masivamente fracturado	$S < -5$

Elaborado por: Josué Reyes

## 2.10 ANTECEDENTES DEL FRACTURAMIENTO HIDRÀULICO

Una estimulación se define como el proceso mediante el cual se restituye o se crea un sistema extensivo de canales en la roca productora de un yacimiento que sirven para facilitar el flujo de fluidos de la formación al pozo.

El primer fracturamiento hidráulico se realizó en Kansas, a finales de 1940 y el propósito fue incrementar la producción de un pozo marginal. El pozo se encontraba en cuatro zonas productoras de gas, en un intervalo de 2340 pies a 2580 pies. La presión en el fondo del pozo era de aproximadamente 420 psi (Vazquez, 2009).

En la década de 1950 al realizar este tipo de tratamientos obtuvo gran impacto tanto en pozos de petróleo como de gas. A mediados de 1980 se implementa, nuevamente la aplicación de fracturamiento hidráulico como resultado del conocimiento científicos de los modelos de comportamiento de la fractura de formación productora (Navarro, 2017).

La tendencia consistía en fracturar formaciones con permeabilidades muy bajas, con las capacidades moderadas del fracturamiento mejorado, como es el caso de fracturar formaciones con permeabilidades entre moderadas y altas, con la técnica conocida como "Frac & pack "y el hecho de disminuir los costos han permitido considerar el tratamiento hidráulico como un tipo de terminación para los pozos petroleros (Pazmiño, 2004).

El fracturamiento hidráulico actualmente es el método de estimulación más utilizado en el mundo y se ha desarrollado de manera significativa a través de la implementación de nuevos fluidos fracturantes, agentes de sostén, diseños analíticos y nuevos equipos para poder aplicar en yacimientos de varios rangos de profundidad, como de temperatura.

## **2.11 DEFINICIÓN DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO**

Es un método de estimulación de pozos que nos permite incrementar la productividad del yacimiento, mediante la creación de fracturas o canales conductores. Este método tiene como objetivo, a nivel de yacimiento, sobrepasar las zonas dañadas en las vecindades del pozo e incrementar el área de flujo de los fluidos hacia el pozo, dando como resultado el incremento de la producción (Pazmiño, 2004).

La fractura de una roca se realiza perpendicular al mínimo esfuerzo y por lo tanto puede ser: vertical, horizontal e inclinada (ver figura8), aunque en la mayoría de los pozos, la fractura es vertical. Si la tasa de bombeo se mantiene superior a la tasa de pérdida del fluido de fractura, entonces esta fractura crece y se propaga. (Pazmiño, 2004)

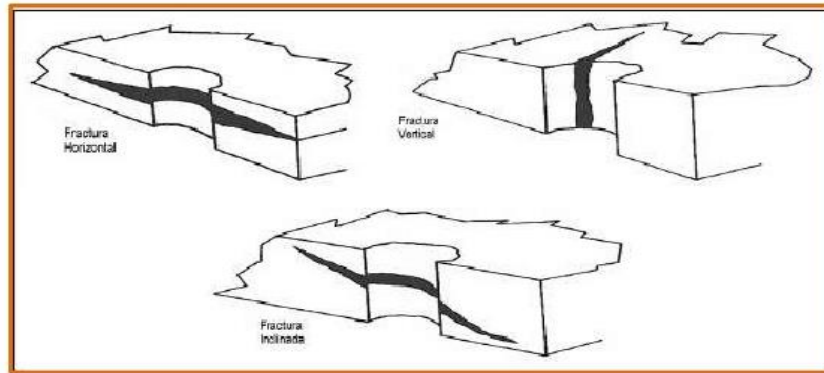


Figura 8: Orientación de fractura

Extraído de: Fracturamiento hidráulico – Orientación de fractura

El fracturamiento hidráulico consiste en la inyección de un fluido a alta presión. Esto se realiza mediante un proceso de etapas, las cuales son:

1. Se inyecta solo el fluido fracturante con la finalidad de abrir y propagar la fractura.
2. En las siguientes etapas se añade el agente sustentante, el cual es transportado por el fluido fracturante y colocado dentro de la fractura para evitar el cierre de la misma cuando la presión de inyección es retirada.

El fluido fracturante debe tener características específicas que le permiten no solo abrir y propagar la fractura, sino también transportar el agente apuntalante y distribuirlo en la fractura creada. (Navarro, 2017)

Al final de un tratamiento, la fractura se encuentra llena del material soportante en una adecuada concentración, tal que no permita el cierre de la fractura.

Para finalizar el proceso de un fracturamiento (ver figura 9) en un pozo, se bombea un volumen de fluido con el objetivo de realizar la limpieza del exceso del material soportante del pozo.



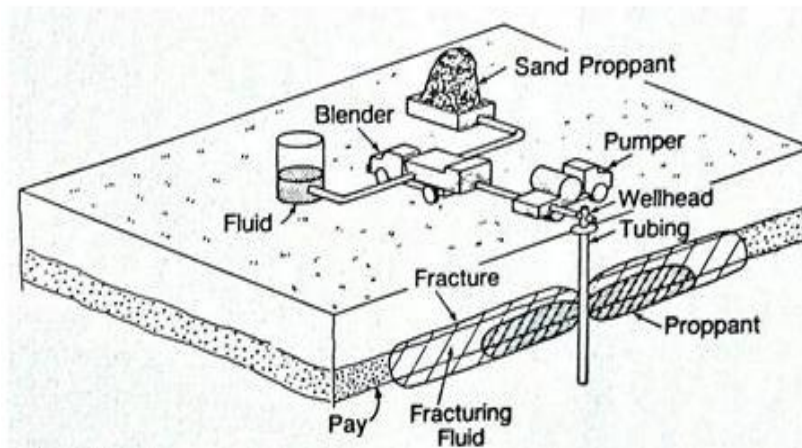


Figura 9: Proceso de fracturamiento

Extraído de: Recent Advances In Hydraulic Fracturing

### 2.11.1 Objetivos de una fractura hidráulica

Como principal objetivo de la fractura hidráulica se tienen los siguientes aspectos:

- Incrementar el área efectiva de drenaje de un pozo
- Mejorar la producción del pozo
- Sobrepasar zonas altamente dañadas
- Conectar sistemas de fracturas naturales
- Reducir la necesidad de perforar pozos horizontales
- Disminuir la velocidad de flujo en la matriz rocosa

Una fractura hidráulica apropiadamente bien ejecutada resulta en un sendero conectado hacia el pozo, que tiene mayor permeabilidad, es angosto, pero puede ser extremadamente largo. (Jimenez & Tercero, 2013).

### 2.11.2 Aplicaciones

Dentro de las principales aplicaciones se mencionan los siguientes:

- Disminución del daño de formación
- Inyección de fluidos a la formación
- Aumento de la productividad en yacimientos de baja permeabilidad
- Aumento en la producción

#### 2.11.2.1 Disminución del daño de formación

Un yacimiento puede ser dañado en el proceso de perforación, debido a que el fluido de perforación se filtra en la formación, alterando los poros y taponándolos, ocasionando la reducción de la permeabilidad (Jacome & Muñoz, 2016).

#### 2.11.2.2 Inyección de fluidos a la formación

En yacimientos cuya presión ha disminuido (depletado), se requiere de la implementación de pozos inyectoros para mantener la presión e incrementarla (Jacome & Muñoz, 2016).

#### 2.11.2.3 Aumento de la productividad en yacimientos de baja permeabilidad

Para aumentar la productividad de yacimientos de baja permeabilidad, se utilizará la técnica de fracturamiento masivo el cual será la inyección muy grande de volúmenes de fluido fracturante (Jacome & Muñoz, 2016).

#### 2.11.2.4 Aumento en la producción

Se da debido a la creación de canales de flujo en la zona alterada por el daño de formación debido a la generación de fractura. Mientras más profunda la fractura mayor será el flujo lo que lleva a cabo una mayor producción. (Jacome & Muñoz, 2016).

### **2.12 PARÀMETROS PARA DETERMINAR SI UN POZO ES BUEN CANDIDATO A SER FRACTURADO HIDRÀULICAMENTE.**

Según (Pazmiño, 2004) estos son los parámetros principales para la selección de un buen candidato a ser fracturado hidráulicamente:

- Pozos con permeabilidades menores a 1000md
- Pozos con energía de presión mayor a 0.2 psi/ft
- Formaciones adyacentes con contrastes de esfuerzos
- Factor de daño positivo
- Espesor de la formación mayor a 5 ft

Para verificar que los parámetros descritos anteriormente están considerados en el pozo x el cual es nuestro pozo candidato se verificara en la tabla 6 los parámetros mencionados anteriormente.

Tabla 6. Parámetros inmersos en el pozo X

<b>Permeabilidad (Md)</b>	<b>Tasa de depletación</b>	<b>Factor de daño (S)</b>	<b>Espesor de pago de formación</b>
600	0.913 psi/ft	11	8ft

Elaborado por: Josué Reyes (Telechana J. , 2014)

## 2.13 MODELOS DE FRACTURA

### 2.13.1 Modelación de geometría de fractura

Para poder entender la geometría de la fractura y dimensiones del proceso se elaboran modelos matemáticos a base de suposiciones y numerosas simplificaciones, estos modelos toman en cuenta las siguientes propiedades:

- Propiedades mecánicas de la roca
- Propiedades del fluido fracturante
- Condiciones a la cual el fluido fracturante es inyectado
- Esfuerzo de formación
- Distribución de esfuerzos en medio poroso

### 2.13.2 Dimensiones de una fractura

Estas tres dimensiones se definen por tres aspectos principales las cuales son:

1. Altura
2. Longitud
3. Amplitud

Estos principales aspectos tienen relación con las propiedades de la roca y las características del fluido fracturante (ver figura 10) (Jacome & Muñoz, 2016).

#### 2.13.2.1 Longitud de la fractura ( $X_f$ )

La longitud de la fractura (Ver figura10), es el recorrido de la fractura abierta por el flujo, la fractura consiste de dos lados proporcionados a cada lado del pozo.

Se refiere a la mitad de la longitud de la conductividad de la fractura. (Jacome & Muñoz, 2016).

### 2.13.2.2. Altura de la fractura ( $h_f$ )

La altura de la fractura (ver figura10) será controlada por los esfuerzos in situ, dada por la diferencia en la magnitud entre los diversos estratos. Si la diferencia de esfuerzos es alta, la altura de la fractura es igual al espesor de la formación. En cambio, si la diferencia de esfuerzos es baja la altura de la fractura sobrepasara el espesor de la formación productora, lo que significa una disminución de la longitud de fractura (Jacome & Muñoz, 2016).

### 2.13.2.3 Amplitud de la fractura ( $W$ )

El volumen de un fluido fracturante inyectado en un pozo se divide en dos partes: la primera penetra dentro de la formación y la otra forma parte del volumen de la fractura. El producto de la longitud, ancho y altura de la fractura, conforman el volumen de un paralelepípedo como una buena aproximación del fenómeno real y se rige mediante la ecuación del volumen de la fractura idealizada, la formula demostrada por Nolte & Economides según (Pazmiño, 2004) viene dado por:

$$V_f = h_f * W * 2X_f \quad (\text{Ec.2.1})$$

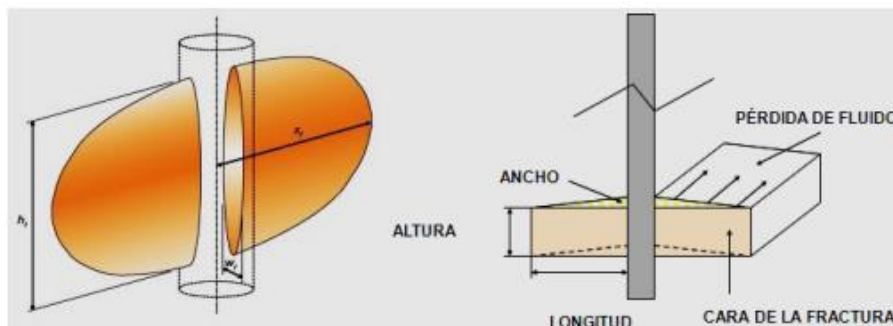


Figura 10: Visualización de la longitud, altura y ancho de la fractura en la formación

Extraído de: WWW.PORTALDELPETROLEO.COM

Existen dos modelos populares para la predicción de la geometría de la fractura son las de Perkins y Kern (1961), Y Nordgren (1972) o PKN, este modelo es una aproximación adecuada para ( $X_f \gg h_f$ ), y de Gerrtsma y Klerk, que es usado cuando ( $h_f \gg X_f$ ). Estos modelos solo predicen la geometría de fractura bidimensional (2D). (Nghiem & Forsyth & Behie, 1984).

### 2.13.3 Modelo de Perkins & Kern y Nordgren (PKN)

Este modelo tiene como característica considerar para la fractura una forma elíptica en el eje vertical del pozo (ver figura 11). La máxima amplitud está en la línea central de esta elipse, con cero de ancho en el tope y fondo, el cual se ilustra en la siguiente imagen. (Rocafuerte & Gonzalez, 2015).

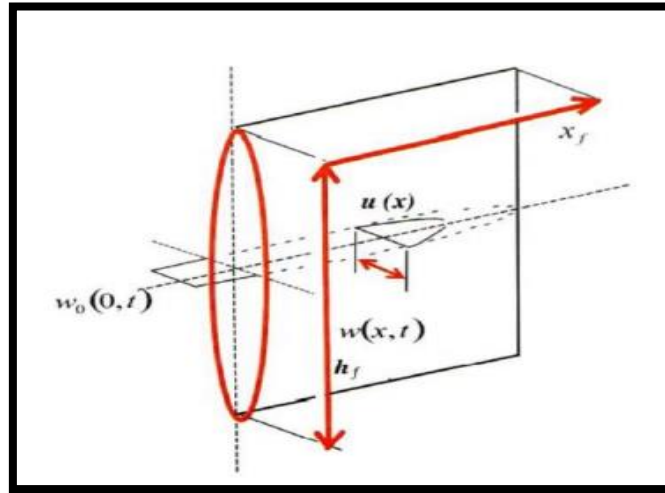


Figura 11: Comportamiento del modelo PKN

Extraído de: Análisis de la aplicación de una tecnología de fracturamiento hidráulico

### 2.13.4 Modelo de Khristianovich & Zheltov y Geertsma (KGD)

Este modelo se asemeja al PKN con un giro de  $90^\circ$  y particularmente aplicable para aproximar la geometría de fracturas, como se ilustra en la siguiente imagen (ver figura 12), donde  $h_f \gg X_f$  (Rocafuerte & Gonzalez, 2015):

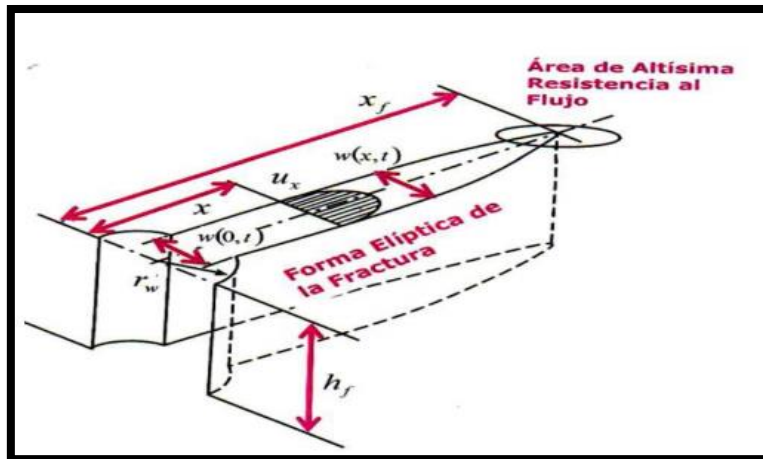


Figura 12: Comportamiento del modelo KGD

Extraído de: Análisis de la aplicación de una tecnología de fracturamiento hidráulico

Para realizar el diseño de fractura en el presente trabajo se utilizará el modelo PKN de dos dimensiones (2D), debido a que en este modelo son requeridos menos datos de la formación en comparación al modelo KGD, el modelo a utilizar establece que la altura de la fractura va hacer constante, es decir va hacer igual a la altura de la zona de pago de producción, también considera pérdida de fluido, limitándose solamente a seis parámetros necesarios. Los módulos elásticos serán los que van a caracterizar la rigidez o interacción con la formación mientras que la viscosidad la interacción con el fluido de la formación en relación con el gasto y tiempo de inyección.

## 2.14 PRESIONES RELACIONADAS CON UNA FRACTURA HIDRÁULICA

Las presiones relacionadas con una fractura hidráulica son las siguientes según (Rocafuerte & Gonzalez, 2015):

- Presión de rotura:  
Punto donde la formación alcanza su límite de resistencia y empieza a fallar.
- Presión de bombeo:  
Presión necesaria para extender la fractura.
- Presión de cierre instantáneo:  
Se registra al finalizar el bombeo

- Presión hidrostática:  
Es ejercida por una columna de líquido estática en un pozo, y depende de la densidad del fluido y la altura de la columna del fluido.
- Presión de fractura:  
Es la presión necesaria para fracturar la roca
- Pérdidas de fricción:  
Es la suma de las pérdidas por fricción en las punzonadas, más las pérdidas de fricción en el pozo y más las pérdidas de fricción en la tubería
- Presión neta de fracturamiento:  
Esta presión es la que actúa durante el bombeo y sirve para mantener abierta la fractura.

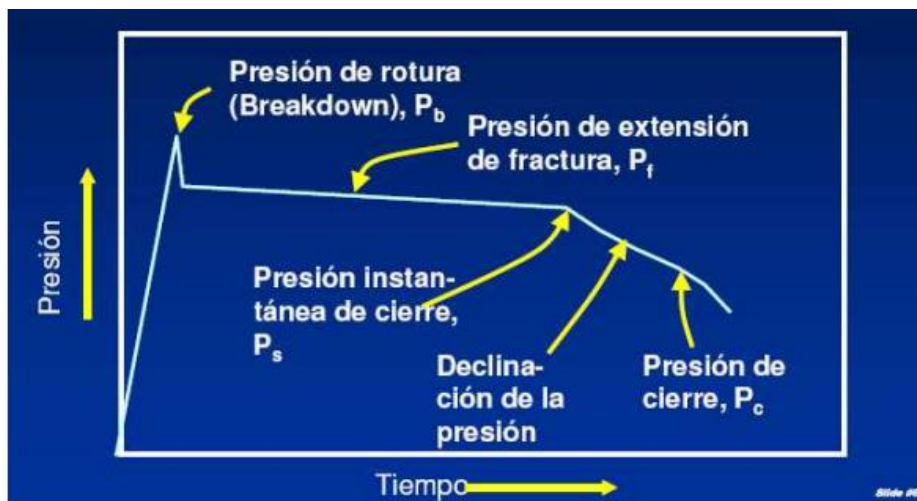


Figura 13: Comportamiento de las presiones en una fractura de una prueba leak-off

Extraído de: B.J Services s.a

## 2.15 FLUIDO DE FRACTURAMIENTO HIDRÀULICO

El fluido de fractura es un parte vital para el proceso de fractura, se utiliza para crear, llevar y suspender el agente apuntalante hasta que la fractura se cierre. Es decir, que el fluido fracturante es el vehículo que nos permite transferir energía mecánica en el trabajo realizado en la formación (BJ Service, 2005).

Los fluidos que invaden la formación son posteriormente removidos o limpiados durante la producción de hidrocarburos.

Un fluido ideal debe tener las siguientes propiedades:

- Bajo costo
- Facilidad de uso
- Baja presión de fricción en la tubería
- Alta viscosidad en la fractura para sostener el apuntalante
- Baja viscosidad después del tratamiento, para permitir una fácil recuperación
- Compatibilidad con la formación, los fluidos del yacimiento y del agente apuntalante
- Seguro de usar
- Respetuoso con el medio ambiente

Los fluidos fracturantes y aditivos de fluidos son clasificados de la siguiente manera:

#### 2.15.1 Fluidos de fractura

Los tipos básicos de fluidos de fracturas son los siguientes según (Montgomery, 2013):

- Base agua: son los más utilizados en los tratamientos de fracturamiento hidráulico.
- Base aceite: se debe a que determinados tipos de geles requieren de este tipo de base para preparar el fluido fracturante.
- Base alcohol: el alcohol reduce la tensión superficial del agua y tiene un amplio uso como estabilizadores de temperatura
- Emulsiones: en presencia de geles reducen las pérdidas por fricción
- Base espuma: las burbujas de gas proveen alta viscosidad y una excelente capacidad de transporte de agente apuntalante



### 2.15.2 Aditivos de fluidos

Los tipos básicos de aditivos de fluidos son los siguientes según (Montgomery, 2013):

- Agentes gelificantes: los productos gelificantes incrementan la viscosidad del líquido porque son polímeros de cadenas muy largas que dificultan el movimiento de las capas de fluido entre sí.
- Reticuladores (crosslinkers): está compuesto del mismo material de un gel lineal con una adición de un reticulante que aumenta la viscosidad del gel desde menos 50 cp a los 100 cp o hasta 1000cp. Una viscosidad alta aumenta el ancho de la fractura para que la formación pueda aceptar más concentraciones de apuntalantes, reduce la pérdida de fluido para mejorar la eficiencia de flujo, mejora el transporte de apuntalante y reduce las pérdidas por fricción.
- Bactericidas: su uso es para controlar la degradación bacteriana en los fluidos de fractura y así evitar la contaminación bacteriana del yacimiento
- Aditivos para control de arcillas: estudios demuestran que las arcillas y los finos presentes en la formación productora reducen el éxito del proceso de estimulación. Este daño puede prevenirse con estabilizadores de arcilla como: cloruro de potasio, cloruro de amonio, etc.

### 2.15.3 Agentes apuntalantes

El agente apuntalante es un material sólido que es transportado por el fluido fracturante para ser colocado dentro de la fractura creada y proporcionar una trayectoria conductora que aumenta la capacidad de flujo. La función de un agente apuntalante es mantener abierta la fractura después de que se deje de bombear fluido fracturante se dejó de bombear y fue removido del yacimiento, para así permitir que los fluidos del yacimiento fluyan por la fractura. (Navarro, 2017).

#### 2.15.3.1 Tipos de apuntalantes

Arena

Dos tipos de arena son las que más se usan en los tratamientos de fracturamiento hidráulico la Ottawa y la Brady. La arena Ottawa es una arena de alta calidad, con gran redondez y esférica. Los granos están compuestos casi en su totalidad de monocristales la cual hacen que tengan gran resistencia. La arena Brady es considerada de muy buena calidad, pero de menor calidad que la de Ottawa (Vazquez, 2009).

#### Arena cubierta con resina

Dentro de las compatibilidades incluye la zona con pH en un fluido, tiempo de activación, concentraciones de rompimiento y estabilidad en espumas. Las recubiertas con resina están disponibles para casi cualquier tipo de arena, bauxita y cerámicas (Vazquez, 2009).

Este recubrimiento de resina no mantendrá unidos a los granos, pero si impartirá una gran conductividad a comparación con los apuntalantes sin este tipo de tratamiento (Vazquez, 2009).

#### Bauxita

Encontramos bauxita con media y alta resistencia, debido a que es formado por su mayoría de mineral puro de bauxita, esto le imparte gran densidad y resistencia (Vazquez, 2009).

#### Apuntalantes cerámicos

En general es un material un poco más denso que la arena, también es más resistente que la arena, pero menos resistente que la bauxita (Vazquez, 2009).

Un factor para determinar qué tipo de agente apuntalante se va a utilizar es la presión de cierre presente en el tratamiento, para esto se ilustrará una tabla que nos dará qué tipo de apuntalante se utilizará según su rango de presión (ver tabla 7).

Tabla 7: Presión de confinamiento para usar algún material de soporte

<b>AGENTE APUNTALANTE</b>	<b>PRESIÓN DE CONFINAMIENTO</b>
Arena	Hasta 5000

Arena recubierta con bauxita	Hasta 8000
Bauxita	Hasta 17000
Cerámicos	Hasta 19000

Elaborado por: Josué Reyes (BJ Service, 2005).

## CAPÍTULO III

### METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

#### 3.1 DISEÑO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO DEL POZO X

##### 3.1.1 Parámetros de diseño

Los valores de las siguientes variables gobiernan el proceso de diseño del fracturamiento:

- Altura de la fractura(hf)
- Coeficiente de pérdida de fluido (C)
- Viscosidad del fluido fracturante
- Propiedades mecánicas de la roca reservorio

Las propiedades mecánicas de las rocas son presentadas como el módulo de Young y el coeficiente de Poisson. Estos valores serán obtenidos de la tabla 8 donde dichos valores son tomados según correlaciones litológicas (ver tabla 8) que presente la roca.

Tabla 8: Propiedades mecánicas de la roca reservorio conforme a su litología

Tipo de roca	Módulo de Young promedio (lb/in <sup>2</sup> )	Tipo de roca	Coeficiente de Poisson
--------------	--	--------------	------------------------

Caliza y dolomita dura	10.5E+06	Roca carbonatada dura	0.25
Arenisca dura	6.25E+06	Rocas carbonatadas suaves	0.3
Arenisca de dureza media	3.0E+06	Arenisca	0.2
Arenisca poco consolidada	1.0E+06		

Elaborado por: Josué Reyes (Jacome & Muñoz, 2016)

Tomando en cuenta la conformación de la formación napo superior en la zona de arenisca M-1, donde nos indica que tiene un grano bien definido y que puede ir de fino a muy grueso y que se caracteriza por ser una formación dura y firme se utilizara los valores de arenisca dura.

Debemos tener en cuenta los siguientes parámetros del yacimiento para poder realizar un excelente trabajo de fracturamiento:

- Porosidad
- Compresibilidad total
- Caudal producido
- Temperatura del yacimiento
- Espesor de pago
- Viscosidad del petróleo
- Densidad del petróleo
- Radio externo del yacimiento
- Radio del pozo
- Daño del pozo
- Permeabilidad

## 3.2 PRESIONES EN EL DISEÑO DE FRACTURAMIENTO

### 3.2.1 Presión de sobrecarga

Es el esfuerzo vertical, este esfuerzo es provocado por el peso de la roca ubicada por encima de la formación productora, su gradiente vertical se denomina gradiente litostático. El peso corresponde al peso combinado de los sólidos de la roca (matriz) y de los fluidos en el espacio poroso. La densidad combinada se conoce como densidad volumétrica ( $\rho_b$ ) y se puede expresar en función de la porosidad ( $\phi$ ), de la densidad de la matriz de la roca ( $\rho_{ma}$ ) y de la densidad del fluido ( $\rho_{fl}$ ), mediante la siguiente expresión a condiciones de campo (Carrillo, 2014).

$$\rho_b = (1 - \phi)\rho_{ma} + \phi\rho_{fl}$$

La presión de sobrecarga se puede expresar matemáticamente como la presión ejercida por todo el material que recubre la profundidad de interés, mediante la siguiente expresión:

$$Sv = 0,433 * \rho_b * H \text{ (Ec. 3.1)}$$

Donde:

$Sv$ = Presión de sobrecarga en psi

$\rho_b$ = Densidad volumétrica en gr/cc

$H$ = Profundidad vertical verdadera en pies

A continuación, se describirá los valores tipos de densidades de ciertas rocas (ver tabla 9).

Tabla 9: Densidad típica de las rocas

Sustancia	Densidad(gr/cc)
Arenisca	2.65
Caliza	2.71
Dolomita	2.87
Arcilla	2.7-2.8

Elaborado por: Josué Reyes (Jacome & Muñoz, 2016)

Se toma en cuenta la prueba de Cores mencionada anterior mente el cual nos da una densidad de matriz de 2,64 gr/cc, el cual su variación es mínima a la densidad típica de la arenisca y la densidad del fluido es 1.0 gr/cc.

### 3.2.2 Gradiente de fractura y Presión de fractura

El gradiente de fractura es definido como el gradiente necesario para poder tener la presión necesaria, que nos permita fracturar la roca y el cual genera la presión para poder fracturar la roca y conservar abierta la fractura, tenemos que tener en cuenta que para este cálculo se utiliza un valor gradiente de poro usual en la costa del golfo de México, que es igual a 0.465 psi/ft (Cavero & Donayre, 2010), y vienen dados por las siguientes ecuaciones:

$$Gf = \left( \frac{Sv}{H} - Gp \right) * \left( \frac{v}{1-v} \right) + Gp \quad (\text{Ec. 3.2})$$

$$Pf = (Sv - Pp) * \left( \frac{v}{1-v} \right) + Pp \quad (\text{Ec.3.3})$$

### 3.2.3 Presión de cierre instantáneo

Es la presión que se toma en la superficie, cuando se deja de inyectar fluido, y este dado por:

$$Pci = Pf - Ph \quad (\text{Ec.3.4})$$

### 3.2.4 Pérdidas de presión por fricción

Estas pérdidas se generan cuando el fluido está en movimiento dentro de la tubería, y esto genera una resistencia al movimiento.

$$\Delta Pf = \frac{f * H * v^2}{2,8 * (do^2 - di^2)} \quad (\text{Ec.3.5})$$

Para poder calcular las pérdidas, debemos conocer el número de Reynolds que viene dado por:

$$Nr = 1,592 * 10^4 \frac{Qiny * \rho fluido}{d * \mu fluido} \quad (\text{Ec.3.6})$$

### 3.2.5 Pérdida de presión por cañoneo

$$\Delta P_p = \frac{0,083 * Q_{iny}^2 * \rho_{fluido}}{H p^4 * n} \quad (\text{Ec.3.7})$$

### 3.2.6 Presión de tratamiento en superficie

$$P_{ts} = P_{ci} + \Delta P_f + \Delta P_p \quad (\text{Ec.3.8})$$

### 3.2.7 Presión de confinamiento

$$P_c = P_f - P_r \quad (\text{Ec.3.9})$$

## 3.3 DISEÑO DEL FLUIDO FRACTURANTE

### 3.3.1 Cálculo del coeficiente del fluido fracturante

Este coeficiente refleja las propiedades del fluido fracturante, donde un bajo coeficiente de fluido fracturante significa propiedades bajas de pérdida de fluido y un área de fractura mayor.

Se considera una medida de la efectividad relativa del fluido que depende de las propiedades que controlan la pérdida del fluido durante el tratamiento.

Se encuentran dos tipos de fluidos los cuales son:

#### 3.3.1.1 Fluidos de viscosidad controlada

En este caso tenemos que la viscosidad del fluido fracturante es mayor a la viscosidad que se encuentra en el fluido del yacimiento. El coeficiente de este fluido viene dado por la siguiente ecuación:

$$C_v = 0,0469 * \left( \frac{k * \Delta P * \phi}{100 * \mu_{fluido}} \right)^{0,5} ft / \sqrt{min} \quad (\text{Ec.3.10})$$

#### 3.3.1.2 Fluidos de yacimientos controlados

Se incluyen los fluidos con baja viscosidad y baja pérdida de fluido. Los fluidos base aceite y base agua se encuentran dentro de esta categoría, debido a que

no presentan aditivos químicos para contrarrestar la pérdida de fluido, y su ecuación viene dado por:

$$C_c = 0,0374 * \Delta P \left( \frac{k * C_f * \phi}{100 * \mu_o} \right)^{0,5} \quad (\text{Ec.3.11})$$

El coeficiente total viene dado por la siguiente ecuación

$$\frac{1}{C} = \frac{1}{C_v} + \frac{1}{C_c} \quad (\text{Ec.3.12})$$

### 3.4 CÀLCULO DE LA GEOMETRÌA DE LA FRACTURA

Como se mencionó anteriormente encontramos modelos que nos permiten aproximar la geometría de la fractura, utilizando las propiedades de la roca, propiedades del fluido fracturante, condiciones a las cuales el fluido es inyectado y los esfuerzos relacionados. Las ecuaciones presentadas a continuación fueron tomadas de (Jacome & Muñoz, 2016).

El modelo utilizado en este diseño de fractura es el modelo PKN, utilizando las ecuaciones de Nolte & Economides, que considera el coeficiente de pérdida de fluido, y las condiciones establecidas anteriormente.

Para el cálculo de la amplitud y longitud se aplica las siguientes ecuaciones:

#### 3.4.1 Longitud de la fractura

$$X_f = \frac{Q_{iny} * \rho_{fluid}}{2\pi * h_f * C} \quad (\text{Ec.3.13})$$

#### 3.4.2 Amplitud de la fractura

$$W = \frac{Q_{iny} * \rho_{fluid}}{2h_f * X_f} \quad (\text{Ec.3.14})$$

#### 3.4.3 Volumen de inyección

$$V_i = Q_{iny} * \rho_{fluid} \quad (\text{Ec.3.15})$$



#### 3.4.4 Incremento de la productividad

Para poder verificar el trabajo realizado, se debe comparar los valores antes y después de la fractura.

Para realizar una estimulación preliminar se considera las siguientes ecuaciones:

#### 3.4.5 Permeabilidad de la fractura

Se lo calcula por una relación de permeabilidades antes y después de la estimulación, y viene dado por:

$$kf = 2k \quad (\text{Ec.3.16})$$

#### 3.4.6 Radio del pozo aparente después de la fractura

$$rw' = \frac{2}{\pi} Xf \quad (\text{Ec.3.17})$$

#### 3.4.7 Índice de la productividad antes y después

$$Jo = \frac{Qo}{Pr - Pwf} \quad (\text{Ec.3.18})$$

$$\frac{J'}{Jo} = \frac{\ln\left(\frac{re}{rw}\right)}{\ln\left(\frac{re}{rw'}\right) + \frac{k}{kf}\left(\frac{rw'}{rw}\right)} \quad (\text{Ec.3.19})$$

#### 3.4.8 Daño luego del fracturamiento

$$S' = \left(\frac{k}{kf} - 1\right) * \ln\left(\frac{rw'}{rw}\right) \quad (\text{Ec.3.20})$$

#### 3.4.9 Presión y caudal después del fracturamiento

#### 3.4.10 Eficiencia de flujo

$$EF = \frac{J'}{j_o} \quad (\text{Ec.3.21})$$

3.4.11 Presión de fondo fluyente después de la fractura

$$P_{wf}' = P_r - (P_r - P_{wf}) EF \quad (\text{Ec.3.22})$$

3.4.12 Caudal con el nuevo  $P_{wf}'$

$$Q' = J' * (P_r - P_{wf}') \quad (\text{Ec.3.23})$$

### 3.5 DISEÑO DE FRACTURA HIDRÁULICA (2D) PARA EL POZO X

Datos del pozo x (ver tabla 10)

Tabla 10. Datos del pozo para realizar la fractura hidráulica

<b>Propiedades mecánicas de la roca</b>	Módulo de Young (E) (lb/in <sup>2</sup> )	3.00E+06
	Coefficiente de Poisson ( $\nu$ )	0.2
	Densidad de la formación (gr/cc)	2.64
<b>Propiedades del yacimiento y fluido</b>	Caudal ( $Q_o$ )	220 BPPD
	Porosidad ( $\emptyset$ )	0.18
	Compresibilidad de la formación ( $C_f$ )	6.15E-05 psi-1
	Espesor de pago de la formación	8 ft
	Viscosidad del fluido	9.43 cp
	Radio externo ( $r_e$ )	2150.34 ft
	Radio del pozo ( $r_w$ )	0.354 ft

	Densidad del fluido de control (pfc)	6.0 lb/gal
	Profundidad de la formación	10622 ft
	Número de disparos (n)	44
	Diámetro interno (ID)	3 in
	Diámetro externo (OD)	3.5 in
	Rugosidad ( $\epsilon$ )	0.3
<b>Presiones</b>	Presión de fondo fluyente (pwf)	912 psi
	Gradiente de poro (Gp)	0.465 psi/ft
	Presión del reservorio (Pr)	2205 psi
<b>Propiedades del fluido fracturante</b>	Caudal de inyección (Qi)	20 Bpm
	Viscosidad del fluido	918 cp
	Densidad del fluido	15 lb/gl

Elaborado por: Josué Reyes

Fuente: (Telechana J. , 2014)

## DISEÑO DEL FRACTURA HIDRÀULICA MEDIANTE EL MODELO PKN (2D) PARA EL POZO X

$$\rho_b = (1 - \phi)\rho_{ma} + \phi\rho_{fl}$$

$$\rho_b = (1 - 0.18) * (2.64) + (0.18) * (1.0) = 2,35 \text{ psi}$$

Presión de sobrecarga

$$Sv = 0,433 * \rho_{volumètrica} * H$$

$$Sv = 0,433 * 2,35 * 10622 = 10808.41 \text{ psi}$$

Presión de poro

$$Pp = Gp \text{ normal} * H$$

$$Pp = 0.465 * 10622 = 4939.23 \text{ psi}$$

Gradiente de fractura

$$Gf = \left( \frac{\sigma v}{H} - Gp \right) * \left( \frac{v}{1 - v} \right) + Gp$$

$$Gf = \left( \frac{10808.41}{10622} - 0.465 \right) * \left( \frac{0,2}{1 - 0,2} \right) + 0.465 = 0.603 \text{psi/ft}$$

Presión de fractura

$$Pf = (Sv - Pp) * \left( \frac{v}{1 - v} \right) + Pp$$

$$Pf = (10808.41 - 4939.23) * \left( \frac{0.2}{1 - 0.2} \right) + 4939.23 = 6406.52 \text{ psi}$$

Presión hidrostática

$$Ph = 0.052 * \rho_{\text{fluido de control}} * H$$

$$Ph = 0.052 * 6 * 10622 = 3.314.06$$

Presión de tratamiento de superficie

Se debe considerar las pérdidas de presión de fricción y por cañoneo

$$Pts = Pci + \Delta Pf + \Delta Pp$$

Presión de cierre instantáneo

$$Pci = Pf - Ph$$

$$Pci = 6405.06 - 3314.064 = 3091.002 \text{ psi}$$

Perdida de presión por fricción en la tubería:

$$\Delta Pf = \frac{f * H * v^2}{2,8 * (do^2 - di^2)}$$

Se cálculo el número de Reynolds

$$Nr = 1,592 * 10^4 \frac{Q * \rho_{\text{fluido}}}{d * \mu_{\text{fluido}}}$$

$$Nr = 1,592 * 10^4 \left( \frac{20 * 15}{3 * 918} \right) = 1734.2$$

Con este valor del número de Reynolds y la rugosidad de la tubería ( $\varepsilon = 0,3$ ), se procede a obtener el valor del factor de fricción mediante la gráfica de fanning (ver figura 14). el valor  $f$  es de 0,0092

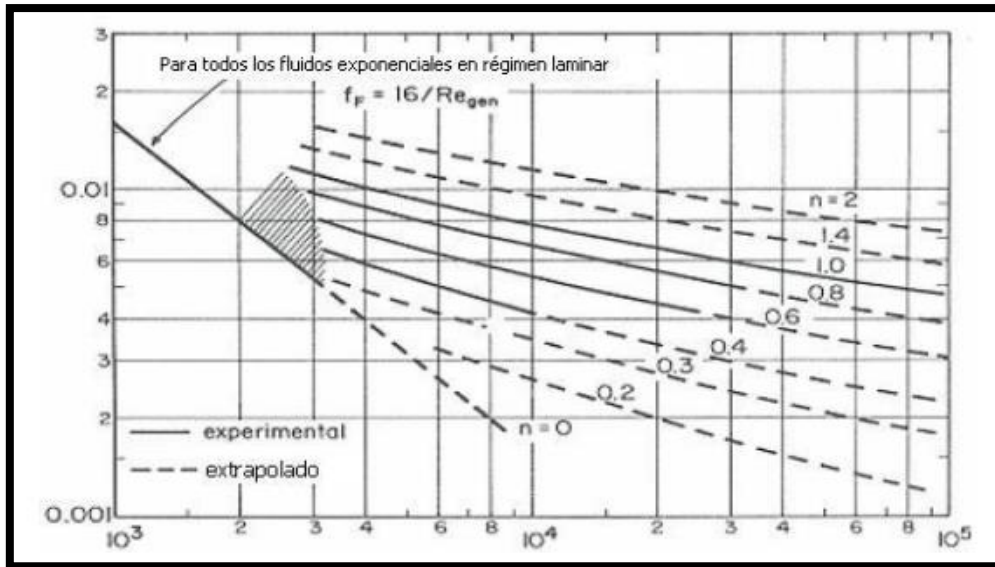


Figura 14: Factor de fricción de Fanning (Jacome & Muñoz, 2016)

Perdida de presión por fricción en la tubería:

$$\Delta P_f = \frac{f \cdot H \cdot v^2}{2,8 \cdot (d_o^2 - d_i^2)}$$

$$\Delta P_f = \frac{0,0092 \cdot 10622 \cdot 7,8^2}{2,8 \cdot (3,5^2 - 3^2)} = 653,34 \text{ psi}$$

Perdida de presión por cañoneo

$$\Delta P_p = \frac{0,083 \cdot Q^2 \cdot \rho_{\text{fluido}}}{H p^4 \cdot n}$$

$$\Delta P_p = \frac{0,083 \cdot 20^2 \cdot 15}{0,3^4 \cdot 44} = 1397,30 \text{ psi}$$

Presión de tratamiento en superficie

$$P_{ts} = P_{ci} + \Delta P_f + \Delta P_p$$

$$P_{ts} = 3091,002 + 653,34 + 1397,30 = 5141,64 \text{ psi}$$

Presión de confinamiento o cierre

$$P_c = P_f - P_r$$

$$P_c = 6405.06.08 - 2205 = 4200.06 \text{ psi}$$

Con esta presión de confinamiento se elegirá como agente de sostén la arena según la tabla 7.

Fluidos de viscosidad controlada

$$C_v = 0,0469 * \left( \frac{k * \Delta P * \phi}{100 * \mu} \right)^{0,5} \text{ ft}/\sqrt{\text{min}}$$

$$C_v = 0,0469 * \left( \frac{600 * 5141.64 * 0,18}{100 * 918} \right)^{0,5} \text{ ft}/\sqrt{\text{min}}$$

$$C_v = 0,12 \text{ ft}/\sqrt{\text{min}}$$

Fluidos de yacimientos controlados

$$C_c = 0,0374 * \Delta P \left( \frac{k * C_f * \phi}{100 * \mu_o} \right)^{0,5} \text{ ft}/\sqrt{\text{min}}$$

$$C_c = 0,0374 * 5141.64 \left( \frac{600 * 6,15E - 5 * 0,18}{100 * 9,43} \right)^{0,5} \text{ ft}/\sqrt{\text{min}}$$

$$C_c = 0,51 \text{ ft}/\sqrt{\text{min}}$$

Coefficiente de fractura de fluido fracturante

$$\frac{1}{C} = \frac{1}{C_v} + \frac{1}{C_c}$$

$$\frac{1}{C} = \frac{1}{0,12} + \frac{1}{0,51}$$

$$C = 0,10 \text{ ft}/\sqrt{\text{min}}$$

Geometría de la fractura por el modelo PKN

Longitud de fractura

$$X_f = \frac{Q_{iny} * \rho_{fluid}}{2\pi * h_f * C}$$

$$Xf = \frac{20 * 15}{2\pi * 8 * 0,10} = 59.68 \text{ ft}$$

Ancho promedio de fractura

$$W = \frac{Qiny * pfluido}{2hf * Xf}$$

$$W = \frac{20 * 15}{2 * 8 * 59.6} = 0,31 \text{ ft}$$

Aumento de la productividad

$$kf = 2k$$

$$kf = 2 * 600 = 1200 \text{ mD}$$

Índice de productividad antes de la fractura

$$Jo = \frac{Qo}{Pr - Pwf}$$

$$Jo = \frac{220}{2205 - 912} = 0,17 \text{ BPPD/psi}$$

Radio del pozo después de la fractura

$$rw' = \frac{2}{\pi} Xf$$

$$rw' = \frac{2}{\pi} * 59.6 = 37.9 \text{ ft}$$

Índice de productividad después del fracturamiento

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

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

$$J' = \frac{\ln\left(\frac{2150.34}{0.354}\right)}{\ln\left(\frac{2150.34}{37.9}\right) + \frac{600}{1200} * \ln\left(\frac{37.9}{0.354}\right)} * 0,17 = 0,23 \text{ BPD/psi}$$

Daño luego de la fractura

$$S' = \left(\frac{k}{k_f} - 1\right) * \ln\left(\frac{r_w'}{r_w}\right)$$

$$S' = \left(\frac{600}{1200} - 1\right) * \ln\left(\frac{37.9}{0.354}\right) = -2.33$$

Eficiencia de flujo

$$EF = \frac{J'}{J_0}$$

$$EF = \frac{0,23}{0,17} = 1,35$$

$P_{wf}'$  después de la fractura

$$P_{wf}' = P_r - (P_r - P_{wf}) EF$$

$$P_{wf}' = 2205 - (2205 - 912) * 1,35 = 459.45 \text{ psi}$$

Caudal a el  $P_{wf}'$

$$Q' = J' * (P_r - P_{wf}')$$

$$Q' = 0.23 * (2205 - 459.45) = 401.47 \text{ BPPD}$$

### 3.6 RESULTADOS

Tabla 11: Geometría de la fractura

Longitud (ft)	Amplitud (ft)
59.68	0.31



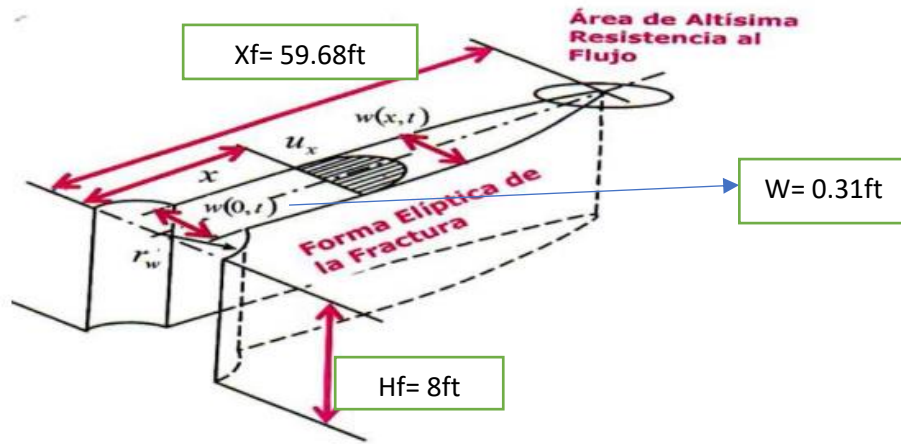


Figura 15: Geometría de la fractura aplicada

## CAPITULO IV

### INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

Tabla 12: Comparación de resultados pre y post fractura

	Permeabilidad (Md)	Radio del pozo (ft)	Índice de productividad (BPPD/Psi)	Daño de formación (S)	Pwf (psi)	Qo(BPPD)
<b>Antes</b>	600	0.354	0.17	11.5	912	220
<b>Después</b>	1200	37.9	0.23	-2.33	459.45	401.47

Elaborado por: Josué Reyes

#### 4.1 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Con la finalización del proceso de fracturamiento hidráulico en el pozo Nantu X, se procederá analizar los resultados obtenidos.

Como se puede observar en la tabla 12, el diseño de fractura basado en la geometría de la misma, mediante la aplicación del modelo PKN, nos arroja resultados muy favorables en el momento de realizar la comparación de los valores de caudal, permeabilidad, conductividad cuando el campo tenía un daño de formación, y después de realizar el método de fracturamiento hidráulico en el pozo seleccionado.

Los resultados utilizando el modelo PKN han sido positivos debido a que nos aumentó la producción de petróleo de 220 bppd a 401.47 bppd después de realizar la fractura hidráulica.

El incremento de la producción de petróleo se da gracias a que mediante la realización de fracturamiento hidráulico, se disminuye el daño de formación que se encontraba en 11.5 por una mala completación y este valor es considerado como un alto daño de formación, el método utilizado permitió disminuir el daño a menos 2.33 y dicho valor en el rango de daño de formación nos indica que se ha realizado un fracturamiento hidráulica, y con ello se incrementa la permeabilidad y la conductividad del flujo de la formación productora hacia el pozo.

## **CONCLUSIONES**

- El diseño del modelo de fractura hidráulica en el pozo X, mediante la aplicación del método PKN de manera analítica, incremento la producción de petróleo de 220BPPD a 401.47BPPD.
- El método aplicado resulta beneficioso para el incremento de la producción debido a que ayuda a reducir significativamente el daño que se encuentra en la formación, por lo tanto, se incrementa la permeabilidad y conductividad de la formación.
- Al realizar el diseño de fractura analítica, se pudo evidenciar como mediante este tratamiento el caudal de producción aumenta al doble de lo que se estaba produciendo, cuando este yacimiento presentaba daño de formación por una mala completación.
- El tratamiento elegido se llevó a cabo debido a que el pozo seleccionado cumplía con todos los parámetros para llevar a cabo un fracturamiento hidráulico para mejorar el daño de formación, el cual tenía inmerso en una baja producción al pozo X.

## **RECOMENDACIONES**

- Se recomienda utilizar los datos más confiables de las pruebas realizadas al yacimiento para obtener resultados más precisos, y con ello realizar un óptimo diseño de fractura.

- También se recomienda usar un simulador, debido a que estos simuladores computacionales nos arrojan datos más exactos del diseño de fractura e incremento de la producción.
- Se debe tener en cuenta los valores de producción antes y después del tratamiento para realizar una comparación de los mismos y considerar si el tratamiento realizado es favorable.

## BIBLIOGRAFÍA

- Ascuña, M. (26 de 09 de 2015). *SLIDESHARE*. Obtenido de <https://es.slideshare.net/MIRIANASCUAQUIROGA/resistencia-y-deformabilidad-de-roca#:~:text=INTRODUCCION%20El%20comportamiento%20mec%C3%A1nico%20de,una%20roca%20para%20determinadas%20deformaciones.&text=La%20cohesi%C3%B3n%20c%2C%20es%20la,minerales%20que%20>
- Barragan, R., Baby, P., & Rivadeneira, M. (2004). *LA CUENCA ORIENTE: GEOLOGÍA Y PETRÓLEO*.
- Berrios, J. L. (28 de 03 de 2014). *SLIDESHARE*. Obtenido de <https://es.slideshare.net/julio1967/completacin-de-pozos>
- BJ Service, C. (2005). *HYDRAULIC FRACTURING MANUAL*. SINGAPORE.
- Calderon, Z. P. (2012). INTRODUCCIÒN A LA MECÀNICA DE ROCAS Y SUS APLICACIONES EN LA INDUSTRIA DEL PETRÒLEO. En P. ZULLY CALDERON CARRILLO, *INTRODUCCIÒN A LA MECÀNICA DE ROCAS Y SUS APLICACIONES EN LA INDUSTRIA DEL PETRÒLEO* (pág. 381). BUCARAMANGA: DIVISION DE PUBLICACIONES UIS.
- Carrillo, Z. C. (2014). *Introducción a la mecánica de rocas y sus aplicaciones en la industria del petróleo*. Santander: U. Industrial de Santander.
- Cavero, C., & Donayre, O. (2010). ANÀLISIS DE MÈTODOS PARA LA PREDICCIÒN DE PRESIÒN DE PORO APLICADO A LA ESTABILIDAD DE POZOS DE PERFORACIÒN PETROLERA. Lima.
- Cevallos, Y. (2009). *OPTIMIZACIÒN DE LA PRODUCCIÒN MEDIANTE FRACTURAMIENTO HIDRÀULICO AL RESERVORIO M-1 AL POZO Y*.
- Espinoza, N. (3 de Abril de 2019). *Introducción a la geomecánica energética*. Obtenido de <https://dnicolasespinoza.github.io/IPG.html>
- Fjaer, E., Holt, R., Horsurd, P., Raaen, A., & Risnes, R. (2008). *PETROLEUM RELATED ROCK MECHANICS*. AMSTERDAM.
- Halliburton. (s.f.). *RECOPIACIÓN TÉCNICA - INGENIERÍA DE YACIMIENTOS*. Obtenido de [https://www.academia.edu/11555122/MANUAL\\_DE\\_YACIMIENTO\\_halliburton\\_175pg](https://www.academia.edu/11555122/MANUAL_DE_YACIMIENTO_halliburton_175pg)

- Jacome, M., & Muñoz, D. (2016). *DISEÑO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN EL POZO FICT-2D*. GUAYAQUIL.
- Jimenez, D., & Tercero, J. (2013). *ESTUDIO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA ARENA U DE LOS POZOS DE BAJA PERMEABILIDAD Y/O ALTOS DAÑOS PARA INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN EN LOS CAMPOS CULEBRA - YULEBRA - ANACONDA*. QUITO.
- Kaarstad, E. &. (2006). FRACTURE MODEL FOR GENERAL OFFSHORE. SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. *ONEPETRO*.
- Lopez, A. D., & Velarde, A. L. (2013). *ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO Y PROPUESTA DE NUEVOS POZOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL MÉTODO DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN EL AREA AMY*. QUITO.
- Lopez, C., & Rubio, J. (17 de 11 de 2015). *SLIDESHARE*. Obtenido de <https://es.slideshare.net/juandiegorubioaldave/esfuerzo-resistencia-de-materiales>
- Madrid. (10 de 07 de 2017). *Portal del petrolero*. Obtenido de [https://www.portaldelpetroleo.com/2017/07/saturacion-de-fluidos-en-yacimiento\\_10.html](https://www.portaldelpetroleo.com/2017/07/saturacion-de-fluidos-en-yacimiento_10.html)
- Montgomery, C. (2013). *FRACTURING FLUIDS*. BRISBANE.
- Navarro, C. (2017). *TEORÍA DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO*. Obtenido de <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/14074/tesis.pdf?sequence=3>
- Nghiem, & Forsyth & Behie, A. (01 de Julio de 1984). *OnePetro*. Obtenido de Society of Petroleum Engineers: <https://www.onepetro.org/download/journal-paper/SPE-10506-PA?id=journal-paper%2FSPE-10506-PA>
- Paramo, L. (2016). *ANÁLISIS GEOMECÁNICO Y DE ESTABILIDAD PARA EL POZO 3 DEL CASO DE ESTUDIO*. MEDELLIN.
- Payle, H., & S. J. (1 de Diciembre de 1939). *Onepetro*. Obtenido de <https://www.onepetro.org/download/journal-paper/SPE-939033-G?id=journal-paper%2FSPE-939033-G>
- Pazmiño. (2004). FUNDAMENTOS DE LA TEORÍA DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO. En J. PAZMIÑO.

Raji, A., Ogolo, O., & Anochi, V. (11 de 08 de 2020). *ONEPETRO*. Obtenido de SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS: <https://www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-203743-MS?id=conference-paper%2FSPE-203743-MS>

Rocafuerte, j., & Gonzalez, j. (2015). *ANÁLISIS DE LA APLICACIÓN DE UNA TECNOLOGÍA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO PARA INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN EN EL RESERVORIO DE LAS ARENAS HOLLIN SUPERIOR, NAPO T INFERIOR, NAPO U INFERIOR DEL CAMPO SACHA*. SANTA ELENA.

Schlumberger. (s.f.). *Oilfield Glossary*. Obtenido de [https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/l/leakoff\\_test.aspx](https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/l/leakoff_test.aspx)

Telechana, J. (2014). *EVALUACIÓN DE RESULTADOS DEL PROYECTO DE INYECCIÓN DE AGUA IMPLEMENTADOS EN LOS CAMPOS HORMIGON - NANTU EN EL YACIMIENTO "M1" Y "U INFERIOR"*. QUITO.

Vazquez, J. (OCTUBRE de 2009). *MEJORAMIENTO DE LA CONDUCTIVIDAD EN EL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO*. CIUDAD UNIVERSITARIA, MEXICO.