

# **ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

## **“ANÁLISIS TÉCNICO DE LA APLICACIÓN DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN EL POZO AT-185 DEL CAMPO LAUGAR”**

PROYECTO INTEGRADOR

Previa a la obtención del Título de:

**INGENIERO DE PETRÓLEOS**

Presentado por:

Edgar Isaías Torres Palma

Laurent Adnelia Aristega Angulo

Director de Proyecto Integrador:

Ing. Xavier Vargas

Guayaquil – Ecuador  
2016

## **AGRADECIMIENTO**

En primer lugar, agradecemos al padre celestial por habernos puesto pruebas muy difíciles en el transcurso de nuestra vida personal y de formación profesional, en los cuales supo ayudarnos a superarlas hasta alcanzar las metas tan deseadas.

A la persona que fue participe de este anhelado proyecto de titulación, Ing. Xavier Vargas quien a más de ser nuestro tutor de proyecto también nos compartió sus conocimientos de manera magistral y acertada en las aulas de clases durante años.

Al Ing. Ivan F. que fue un apoyo fundamental en la realización de este proyecto.

## DEDICATORIA

El presente proyecto está dedicado de manera muy especial a mis padres, Ana Palma e Isaías Torres quienes han sido un pilar fundamental desde mi nacimiento hasta convertirme en la persona que hoy en día soy; ellos son mi ejemplo, orgullo y motivación para ser cada día mejor. Espero poder cumplir con tu frase “tú tienes que ser mejor que yo”, aunque aún me falta mucho para poder superarlos.

Espero poder ser un ejemplo de constancia y esfuerzo también supieron creer en mí y apoyarme aun durante los momentos difíciles, a mi hermana, Ana Torres que fue mi compañera durante algunos años lejos de nuestro hogar y a mi familia en general.

Por ultimo pero no menos importante, a mis amigos y compañeros de clases, en especial a Laurent Aristega, Mónica Matamoros, Ana Tapia, Juan Chicaiza, Andrés Guerrero, Víctor Narváez, Hernán Carrión, Fabricio Reyes y Gerhard Rezavala por brindarme vivencias, alegrías, apoyo y amistad dentro y fuera de las aulas de clase.

**Edgar Isaías Torres Palma.**

## DEDICATORIA

En primer lugar dedico infinitamente este proyecto a Dios, a la Virgen María y a mi ñaña Janeth que han sido mi pilar espiritual para poder llevar a cabo esta meta.

En segundo lugar a mis amados padres Aura Angulo y Manuel Aristega, madre te dedico este trabajo, cada logro que tengo en mi vida, cada meta alcanzada por creer en mí por ser mi roca mi fortaleza por dedicarme cada segundo de tu vida gracias por ser aquella que se desveló noches enteras con tal de ayudarme y hacerme convertir en la mujer que soy hoy; a mi padre por darme su apoyo a cada instante, por estar presente en cada momento de mi vida.

A mis hermanos Loren Aristega y Manuel Aristega que han sido amigos incondicionales,

a mi hermana que me da una palabra de aliento cuando siento que ya desfallezco por estar a cada instante de mi largo camino por brindarme sus consejos y abrazos cuando más los necesito.

A mi enamorado, Alex Jiménez, que a más de ser mi enamorado ha sido el amigo que se necesita en momentos de dificultad, aquel que me ha brindado su tiempo para enseñarme y apoyarme en cada instante.

A mis amigas/os los cuales me brindaron momentos de alegría y ayuda durante el desarrollo de este proyecto.

**Laurent Adnelia Aristega Angulo**

## **TRIBUNAL DE GRADUACIÓN**

---

Msc. Xavier Ernesto Vargas Gutierrez

**DIRECTOR DE PROYECTO INTEGRADOR**

---

Danilo Andrés Arcentales Bastidas

**COORDINADOR DE CARRERA**

## **DECLARACIÓN EXPRESA**

“La responsabilidad del contenido de este Proyecto de Grado, nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL”.

---

Edgar Isaías Torres Palma

---

Laurent Adnelia Aristega Angulo





## RESUMEN

Este proyecto tiene como objetivo determinar y analizar el aumento de la producción de un pozo al reducir el daño de formación luego de realizarse un trabajo de fracturamiento hidráulico.

En el primer capítulo se detalla la ubicación del pozo AT-185 y una breve descripción de la estratigrafía del campo Laugar localizado en la Cuenca Oriente del país.

En el segundo capítulo se describen brevemente las propiedades mecánicas de la roca, los fundamentos del proceso de fracturamiento, características de la fractura, tipos de fluido fracturante, apuntalantes y aditivos.

En el tercer capítulo hace énfasis en el parámetro de índice de productividad para cuantificar la producción de un pozo según las condiciones del reservorio.

En el cuarto capítulo se muestra la competición e historial de producción del pozo y además la interpretación petrofísica de registros eléctricos.

En el quinto capítulo se detallan las operaciones que se llevan a cabo al realizar un trabajo de fracturamiento hidráulico y se muestra el análisis de resultados que fueron obtenidos empleando el simulador FracCADE de la Cia Schlumberger.

Finalmente, en el capítulo seis se presentan las respectivas conclusiones y recomendaciones que se obtuvieron del análisis y estudio del proyecto.

# ÍNDICE GENERAL

RESUMEN .....	I
ÍNDICE GENERAL.....	III
ABREVIATURAS .....	V
SIMBOLOGÍA .....	VI
ÍNDICE DE FIGURAS.....	III
ÍNDICE DE TABLAS .....	V
ÍNDICE DE ECUACIONES .....	VI
INTRODUCCIÓN .....	VII
CAPITULO I.....	1
1 INFORMACION GENERAL.....	1
1.1 INTRODUCCIÓN .....	1
1.2 CAMPO LAUGAR.....	3
1.3 FORMACIONES .....	7
1.4 OBJETIVOS.....	9
CAPITULO II.....	11
2 PROPIEDADES MECÁNICAS DE LA ROCA.....	11
2.1 CONCEPTO .....	11
2.2 MECANICA DE LA GEOMETRIA DE LA FRACTURA .....	13
2.3 MODELO DE DISEÑO.....	15
2.4 TIPO DE FRACTURAS.....	17
2.5 ESFUERZOS LOCALES .....	19
2.6 PRESIÓN DE SOBRECARGA .....	20
2.7 COMPORTAMIENTO DE LA ROCA .....	22
2.8 COMPRESIBILIDAD DEL FLUIDO DEL YACIMIENTO.....	25
2.9 FRACTURAMIENTO HIDRAULICO .....	26
2.10 APLICACIONES DE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO.....	28
2.11 FLUIDOS FRACTURANTES.....	31
2.12 ADITIVOS EMPLEADOS EN FLUIDOS FRACTURANTES.....	34

2.13	MATERIAL DE SOSTÉN .....	36
2.14	EQUIPOS DE SUPERFICIE UTILIZADOS EN EL FRACTURAMIENTO .....	38
2.15	PARAMETROS EMPLEADOS PARA LA SELECCIÓN DE POZOS A FRACTURAR HIDRAULICAMENTE .....	48
CAPITULO III .....		50
3	INDICE DE PRODUCTIVIDAD.....	50
3.1	CONCEPTO .....	50
3.2	IPR.....	51
CAPITULO IV.....		56
4	HISTORIAL DEL PRODUCCIÓN DEL POZO.....	56
4.1	COMPLETACIÓN DEL POZO AT-185 .....	56
4.2	INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA .....	58
4.3	HISTRORIAL DEL PRODUCCIÓN DEL POZO .....	60
CAPITULO V.....		62
5	DISEÑO DE LA FRACTURA.....	62
5.1	SELECCIÓN DEL FLUIDO DE FRACTURA Y APUNTALANTE .....	63
5.2	DISEÑO Y SIMULACION DE LA FRACTURA.....	64
5.3	RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN.....	66
5.4	CALCULO DEL GRADIENTE DE FRACTURA.....	68
5.5	ANALISIS DE RESULTADOS .....	71
5.6	COMPARACION DE RESULTADOS.....	74
CAPITULO VI.....		75
6	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	75
6.1	CONCLUSIONES .....	75
6.2	RECOMENDACIONES.....	76
ANEXOS.....		77
BIBLIOGRAFÍA.....		81

## ABREVIATURAS

AOF	Absolute Open Flow
API	Instituto Americano de Petróleo
BES	Bombeo Electro Sumergible
BFPD	Barriles de Fluido por Día
BHTP	Presión de bombeo
BPPD	Barriles de Petróleo por Día
BSW	Basic Sediment Water
FCD	Factor de Conductividad Adimensional
HTD	High Temperature Delayed
IPR	Inflow Performance Relationship
K2Ho	Cretácico Temprano Hollín
K3Te	Cretácico Tardío Tena
KNp	Cretácico Napo
MioCh	Mioceno Chalcana
OliOr	Oligoceno Orteguaza
PalTy	Paleoceno Tiyuyacu
TVD	Total measure Depth / Profundida total medida
YF	Fluido activado con borato de Crosslinked
EOJ	End of Job (Termino del trabajo)

## SIMBOLOGÍA

%	=	Porcentaje
@	=	a / con / en
'	=	Feet (pies)
"	=	Inch (pulgadas)
°	=	Grados
$\varepsilon$	=	Deformación
$\sigma$	=	Esfuerzo
$\rho$	=	Densidad
$\mu$	=	Viscosidad (cp)
B	=	Factor Volumétrico de Formación (bbl/STB)
bbl	=	Barrels
Cb	=	Compresibilidad Total de la Roca
Cp	=	Compresibilidad de los Poros
Cr	=	Compresibilidad de la Matriz
E	=	Modulo de Young
ft	=	feet (pies)
$G_f$	=	Gradiente de fractura
h	=	Espesor de la formación productora (ft)
in	=	Inch (pulgadas)
in <sup>2</sup>	=	Square inch (pulgadas cuadradas)
J	=	Índice de productividad (BPD/psi)
K	=	Permeabilidad de la formación (md)
lb	=	Libras
p*	=	Presión medida del yacimiento (psi)
pH	=	Medida de acidez o alcalinidad
$P_f$	=	Presión de formación
$P_h$	=	Presión Hidrostática
Pi	=	Presión del Yacimiento (psi)
P <sub>s</sub>	=	Presión de daño
$\Delta P_s$	=	caída de la presión debido al daño (psi)
psi	=	Pounds per Square Inch
$P_{wf}$	=	Presión de fondo Fluyente (psi)
Q	=	Tasa de producción (STB/ft)
Q <sub>max</sub>	=	Tasa de producción máxima de la sección bifásico (BPD)
q <sub>o</sub>	=	Tasa de Producción de Petróleo (BPD)
S	=	El factor de daño o skin factor
STB	=	Stock Tank Barrels
Q <sub>b</sub>	=	Tasa de producción cuando $P_{wf} = P_b$ (BPD)

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Cuenca del Oriente Ecuatoriano .....	2
Figura 1.2 Columna tectóno-estratigráfica de la Cuenca Oriente y de sus sistemas petrolíferos.....	6
Figura 2.1 Orientación y esquema de la fractura Vertical .....	16
Figura 2.2 Orientación y esquema de la fractura Horizontal .....	16
Figura 2.3 Fractura Vertical .....	17
Figura 2.4 Fractura Horizontal .....	18
Figura 2.5 Esfuerzo máximo Principal ejercido por esfuerzos horizontales .	20
Figura 2.6 Esquema de una fractura.....	28
Figura 2.7 Tanque de Almacenamiento .....	39
Figura 2.8 Manifolds .....	40
Figura 2.9 Blender Baker Hughes.....	42
Figura 2.10 Bombas de succión.....	43
Figura 2.11 Bombas de Descarga .....	47
Figura 3.1 Curva IPR cuando la presión del reservorio es mayor al punto de burbuja.....	53
Figura 3.2 Curva IPR cuando la presión del reservorio es menor o igual al punto de burbuja .....	55
Figura 4.1 Diagrama Mecánico de la completación del pozo AT-185.....	57
Figura 4.2 Registro Petrofísico del pozo AT-185 .....	59



Figura 4.3 Producción de fluido diario y corte de agua en función del Tiempo del pozo AT-185.....	60
Figura 4.4 Grafico de Producción de petróleo vs Tiempo del pozo AT-185..	61
Figura 5.1 Propiedades del apuntalante CarboLITE 20/40 .....	64
Figura 5.2 Esquema de Bombeo empleado en la Simulación .....	66
Figura 5.3 Resultados de la simulación del fracCADE.....	67
Figura 5.4 Perfil de la fractura y concentración del soporte (FracCADE).....	70
Figura 5.5 Análisis Nodal antes del Fracturamiento Hidráulico.....	72
Figura 5.6 Análisis Nodal después del Fracturamiento Hidráulico .....	73

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla I Resultados de la Interpretación Petrofísica del pozo AT-185 .....	58
Tabla II Resultados de la Geometria de la Fractura.....	69
Tabla III Resultados y comparación del esquema antes y después del fracturamiento Hidráulico .....	74

## ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 2.1 Gradente de Fractura .....	13
Ecuación 2.2 Ley de Hooke .....	22
Ecuación 2.3 Compresibilidad Total de la Roca.....	25
Ecuación 2.4 Velocidad de filtración .....	25
Ecuación 2.5 Coeficiente del fluido de yacimiento .....	26
Ecuación 2.6 Coeficiente de viscosidad del fluido de fractura .....	26
Ecuación 2.7 Factor de Daño de Formación.....	30
Ecuación 3.1 Índice de Productividad.....	51
Ecuación 3.2 Ecuación para flujo bifásico.....	52
Ecuación 3.3 $Q_{max}$ .....	54
Ecuación 3.4 Flujo bifásico cuando $p_i > p_b$ .....	54
Ecuación 3.5 Flujo bifásico cuando $p_i < p_b$ .....	55

# INTRODUCCIÓN

Las reservas petroleras en el Ecuador están declinando de manera continua con el pasar de los años, por lo cual se deben tomar medidas para poder aumentar el factor de recobro de yacimientos ya maduros o con baja permeabilidad para así generar más ingresos provenientes de la venta de hidrocarburos, de esta manera el equilibrio económico del país se mantiene. Por tal motivo la industria petrolera; se ve forzada y en la necesidad de aumentar la producción de los pozos aplicando tratamientos de estimulación como fracturamiento hidráulico.

Actualmente el fracturamiento hidráulico es una técnica que la industria petrolera y gasífera utilizada para extraer el hidrocarburo de las formaciones geológicas siendo uno de los métodos con mejores resultados y el éxito se basa en la buena implementación de los modelos geológicos, petrofísicos y de producción.

Con el proyecto se busca realizar un análisis técnico del pozo AT-185 del oriente ecuatoriano que ha sido previamente cerrado, y que en busca de incrementar la producción y optimizar espacios serán sometidos a una estimulación por medio del fracturamiento hidráulico, mediante el uso de curvas IPR, historial de producción y registros eléctricos.

# CAPITULO I

## 1 INFORMACION GENERAL

### 1.1 INTRODUCCIÓN

La Amazonia Ecuatoriana se extiende sobre un área de 120.000 km<sup>2</sup> en el borde occidental de la cuenca del Amazonas. <sup>1</sup>La Cuenca del Oriente Ecuatoriano representa una de las cuencas subandinas más complejas y más atractivas tanto desde el punto de vista científico como económico.

---

<sup>1</sup> (Patrice Baby, Marco Rivadeneira y Roberto Barragán, 2004)

Sus límites del Oriente están marcados por la Cordillera de los Andes en la parte occidental de esta región, mientras que en el límite meridional y oriental se encuentra Perú y Colombia.



Figura 1.1 Cuenca del Oriente Ecuatoriano

Fuente: La Cuenca Oriente: Geología y Patrónleo.vBaby, P., Rivadeneira, M., & Barragán, R. (2004).

## 1.2 CAMPO LAUGAR

### 1.2.1 Ubicación

El Campo Laugar se localiza en la provincia de Orellana, ubicado en la Región Nor-oriente de la República de Ecuador, teniendo como coordenadas: 00°11'00" y 00°24'30" Latitud Sur y 76°49'40" a 76°54'16" Longitud oeste a unos 50 km al Sur de Lago Agrio, con un superficie de 1.205,6km<sup>2</sup> aproximadamente.

El Campo Laugar es un área que pertenece a las operaciones de PETROECUADOR y PDVSA, es reconocido como el segundo campo que brinda la mayor cantidad de producción de todo el distrito amazónico. Y el segundo más grande.

Geológicamente el campo Laugar se encuentra en la parte central, en el eje de la subcuenca de Napo y está delimitado por:

- **Norte:** por las estructuras de Palo Rojo , Eno, Vista
- **Sur:** por los Campor Culebra- Yulebra
- **Este:** por los campos mauro Dávalos Corderos y Shushufindi
- **Oeste:** por los Campos Pucuna, Paraiso y Hachito.

### **1.2.2 Antecedentes del Campo de Laugar**

El Campo Laugar, ubicado en la Amazonía ecuatoriana, es un campo que fue probado por primera vez con la perforación del pozo exploratorio pozo AT-1 el 21 de enero de 1969. El mismo tuvo una profundidad de 10160 ft, dándose inicio a su explotación el mismo año con una prueba de producción de 1328 BPPD, con 30° API de calidad y un BSW de 0.1 % de la formación.

El campo Laugar inicia su producción en el mes de julio en el año de 1972 alcanzando una tasa promedio de 29269 BPPD, e incrementándose en noviembre del mismo año un 300% alcanzando hasta 117591 BPPD; siendo la tasa más alta registrada en toda la producción del campo.

<sup>2</sup>El campo Laugar consta de cuatro estaciones de facilidades de superficie Estación Central, Estación Norte 1 (planta de tratamiento e inyección de agua), Estación Norte 2 y Estación Sur, todas la estaciones se encargan de almacenar todo la producción del campo.

En el mes de noviembre en el año de 1986 se implementó la recuperación secundaria para los yacimientos “T” y “U” de la formación Napo, por medio de la inyección de agua; se creó un modelo periférico que incluía la perforación de 6

---

<sup>2</sup> (José Luis Romero Arias y Franklin Vinicio Gómez Soto, 2010)



pozos los cuales ejercerían un barrido de 360 grados con la finalidad de incrementar, mantener la presión y poder recuperar los hidrocarburos in situ.

### **1.2.3 Estratigrafía**

Hasta la actualidad se conoce que los hidrocarburos que se encuentran en la Cuenca Oriente provienen de los reservorios del Cretácico, es decir de las arenas "T" y "U". Estos están directamente relacionados con los depósitos del Cretácico Inferior Medio es decir a las formaciones Hollín y Napo (Areniscas "U", "T" Y M-2) y depósitos del cretácico Superior como Arenisca Basal Tena y M-1. El Campo Laugar se tiene diferentes arenas de interés para el estudio como lo son la formación: Hollín, Napo y Basal tena.

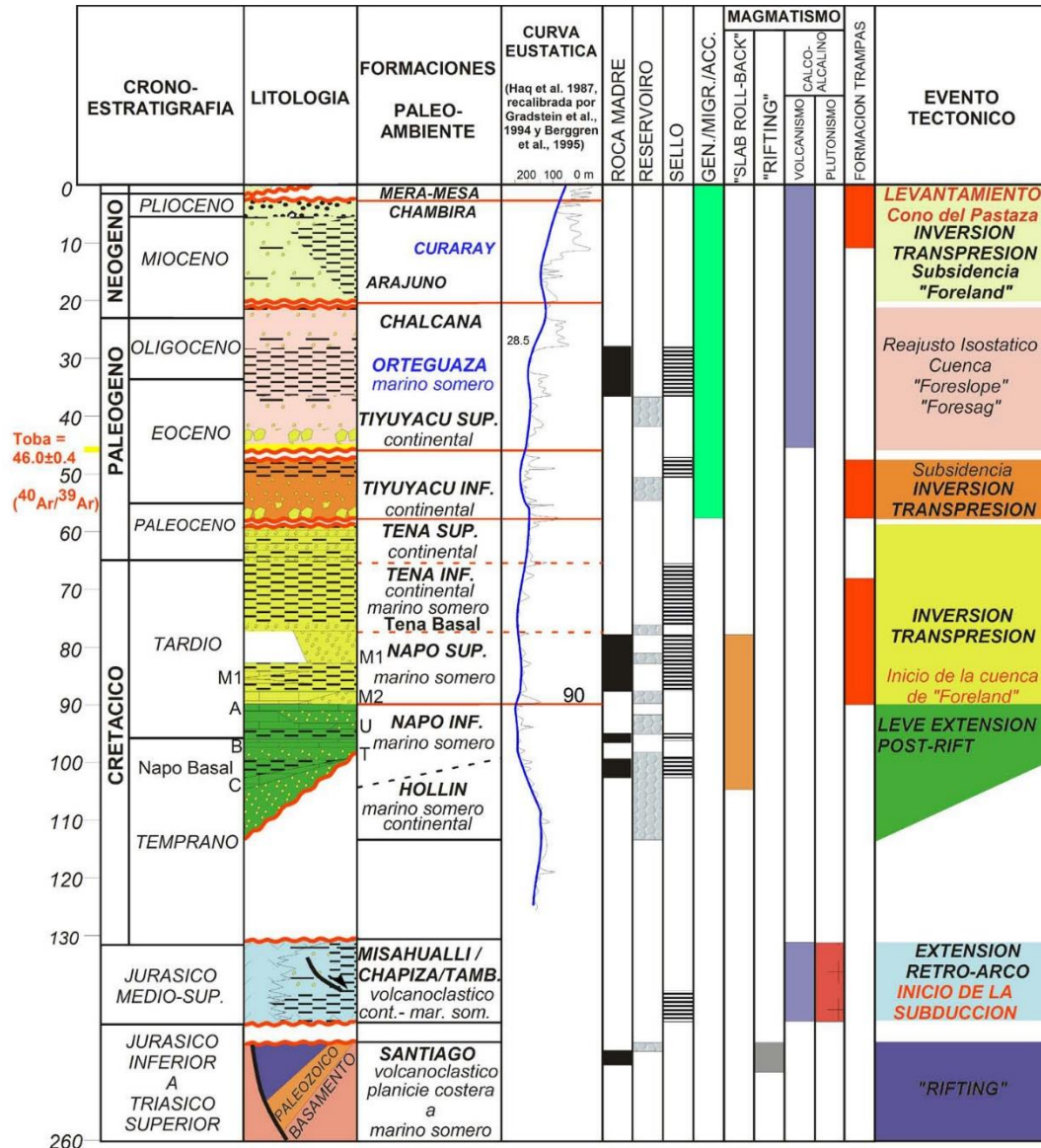


Figura 1.2 Columna tectóno-estratigráfica de la Cuenca Oriente y de sus sistemas petrolíferos.

Fuente: La Cuenca Oriente: Geología y Patrleo.vBaby, P., Rivadeneira, M., & Barragán, R. (2004).

## **1.3 FORMACIONES**

### **1.3.1 <sup>3</sup>FORMACIÓN CHALCANA (MioCh)**

Compuesta por capas de lutitas abigarradas, con yeso. Alcanza un espesor desde 650-800 m hasta 1100 m.

### **1.3.2 FORMACIÓN ORTEGUAZA (OliOr)**

La formación Orteguaza está constituida por lutitas y arcillas verdosas endurecidas intercaladas con areniscas medias a gruesas y areniscas conglomeráticas de color gris a gris verdoso, con fisilidad y presencia de nódulos piríticos al tope.

### **1.3.3 FORMACIÓN TIYUYACU(PaITy)**

Esta formación comprende una serie de 250 m de conglomerado de guijarros y cantos de cuarzo, lutita y cherts redondeados hasta angulares en una matriz arenolimososa; y areniscas de grano variable con intercalaciones de lutitas rojas, grises y verdes. Hacia el SE desde la localidad tipo, se presenta una arcilla bentonítica en la mitad de la Formación y separa una parte inferior conglomerática arenosa de una superior mucho más arcillosa.

---

<sup>3</sup> (Adán Andrés Fernández Chica y Michelle Joselin Bazurto Litardo, 2015)

#### **1.3.4 FORMACIÓN TENA (K3Te)**

Esta formación no es continua, tiene un espesor total promedio de 40 pies, principalmente formada por un cuerpo de arenisca delgada de 10 a 20 pies de espesor y descansa en discordancia sobre las lutitas de Napo superior. Posee una salinidad de 35000 NaCl.

#### **1.3.5 FORMACIÓN NAPO (KNp)**

Está formada por dos areniscas, la formación Napo "U" y la formación Napo "T" las cuales están separadas por intervalos gruesos de calizas marinas y lutitas. La calidad de los reservorios es variable, además se evidencian marcados cambios del tamaño del poro que a veces disimulan el contacto agua-petróleo.

Esta formación contiene una serie variable de calizas fosilíferas, grises a negras, entremezcladas con areniscas calcáreas y lutitas negras. Muchos componentes son bituminosos (se la podría considerar roca madre del petróleo). Se ha subdividido en 3 litologías: Napo Inferior (areniscas y lutitas con calizas subordinadas), Napo medio (caliza principal, maciza, gris, fosilífera, de espesor constante entre 70 y 90 m) y Napo Superior

### **1.3.6 <sup>4</sup>FORMACIÓN HOLLÍN (K2Ho)**

Formación Hollín La formación Hollín tiene un espesor promedio entre 400 - 450 pies, contiene un contacto agua-petróleo bien marcado y exhibe un fuerte empuje de agua en el fondo. Esta formación está conformada por las areniscas Hollín inferior de origen volcánico y Hollín superior de origen marina somera con sedimentos de depositación de zona de playa, además esta formación está presente en todo el campo Auca-Auca Sur sin presencia de fallas.

## **1.4 OBJETIVOS**

### **1.4.1 Objetivo General**

- Realizar una operación de fracturamiento para incrementar la producción del pozo AT-185.

### **1.4.2 Objetivos Específicos**

- Mejorar el potencial y el índice de producción del pozo AT-185 para obtener una mayor producción.
- Crear una fractura de manera artificial para incrementar la conductividad de las zonas cercanas al pozo.

---

<sup>4</sup> (Jaime Rodrigo Gavilanes Rodriguez y Luis Eduardo Torres Pereira, 2009), pág. 13 y 15

- Bypassear la zona de daño para reducir el factor de piel ( $S=7$ ).

# **CAPITULO II**

## **2 PROPIEDADES MECÁNICAS DE LA ROCA**

### **2.1 CONCEPTO**

Las propiedades mecánicas son de tipo cuantitativo y permiten predecir de manera matemática el comportamiento de las rocas; estas varían según la presión y temperatura a la cual están siendo sometidas. En el caso de las formaciones productoras, sus propiedades se ven afectadas debido a la presión que ejercen los estratos dispuestos en la parte superior y como resultado ocurre una reducción de la porosidad y la permeabilidad.

Las fracturas generadas hidráulicamente se propagan en sentido ortogonal a los esfuerzos mínimos de la roca, esto hace que la orientación de la fractura pueda ser planificada. La ley de Hooke es utilizada en el estudio de las fracturas para analizar el comportamiento lineal de elasticidad de un material isotrópico.

### **2.1.1 Presión de extensión de fractura**

Se define como la presión que resiste la formación antes de fracturarse o BHTP (Presión de bombeo). También es considerada como el proceso que consiste en aplicar presión a una formación, hasta que se produce en ésta una falla o fractura. Una vez producida la rotura, se persiste aplicando presión para extenderla más allá del punto de falla y crear un canal de gran tamaño que ayude a conectar las fracturas naturales y produzca una gran área de drenaje de los fluidos del yacimiento.

<sup>5</sup>Para que la fractura pueda efectuarse se necesita que la presión que se ejerce a la formación sea mayor que la suma de la presión de poros.

Para mantener abierta la fractura es definida como la fuerza por unidad de área requerida para vencer la presión de la formación y la resistencia a la roca.

---

<sup>5</sup> (Amada Cristina Díaz López y Andrés Fernando Lasso Velarde, 2013)



Dada por:

$G_F$  : Gradient fracture / Gradiente de fractura

TVD : Total measure Depth / Profundida total medida

El gradiente de fractura (Ecuación 2.1)

$$G_f = \frac{BHTP}{TVD} \quad (2.1)$$

Ecuación 2.1 Gradiente de Fractura

Donde:

$G_F$ : Gradiente de fractura

BHTP: Presión de bombeo (presión necesaria para extender la fractura manteniendo un caudal constante)

TVD: Profundidad total medida.

## **2.2 MECANICA DE LA GEOMETRIA DE LA FRACTURA**

La iniciación de la fractura conocida como la ruptura de las rocas adyacentes a las paredes del pozo, ocurre cuando los esfuerzos creados exceden la resistencia de la deformación.

En el proceso de estimulación mediante el fracturamiento hidráulico, se identifica esta fractura cuando se produce una caída instantánea de presión de fondo de inyección, acompañada de un aumento de la tasa de inyección.

<sup>6</sup>Dentro del diseño de una fractura existen parámetros importantes a considerar como:

1. **Altura**, es controlada por los esfuerzos in situ existentes en los estratos.
2. **Módulo de Young**, que es la resistencia a la deformación de la roca
3. **Perdida de fluido**, parámetro íntimamente relacionado con la permeabilidad de la formación y las características de filtrado del fluido fracturante.
4. **Factor de intensidad de esfuerzo crítico**, parámetro importante en el cual domina la presión requerida para propagar la fractura.
5. **Viscosidad del fluido**, parámetro que afecta directamente a la presión de la fractura, el transporte de apuntalante y la pérdida de fluido.
6. **El caudal de la bomba.**

---

<sup>6</sup> (Sykes, 2011)s

## 2.3 MODELO DE DISEÑO

### 2.3.1 Orientación de la fractura.

<sup>7</sup>La orientación de la fractura está fuertemente ligada a los esfuerzos in situ y al mecanismo que la genera. <sup>8</sup>La fractura se crea y se propaga siempre en dirección perpendicular al menor esfuerzo de la roca, los factores que influyen directamente en la orientación de la fractura son: la geometría de la roca, la presión de los poros, la presión de formación, la dureza de la roca, elasticidad y compresibilidad de la roca. Sin embargo la dirección de la fractura no esté relacionada con la forma, posición ni tipo de herramientas utilizadas para esta estimulación, la misma puede ser vertical horizontal o inclinada dependiendo el diseño y el análisis previo realizado.

---

<sup>7</sup> (Vanessa Rubio Muñoz, Angélica Torres Guerrero, Hans Cifuentes Bernal, Juliana Pachon Rodríguez, Fabián Peña Amaya y Diego Torres Salcedo, 2012)

<sup>8</sup> (Cedeño, 2013)

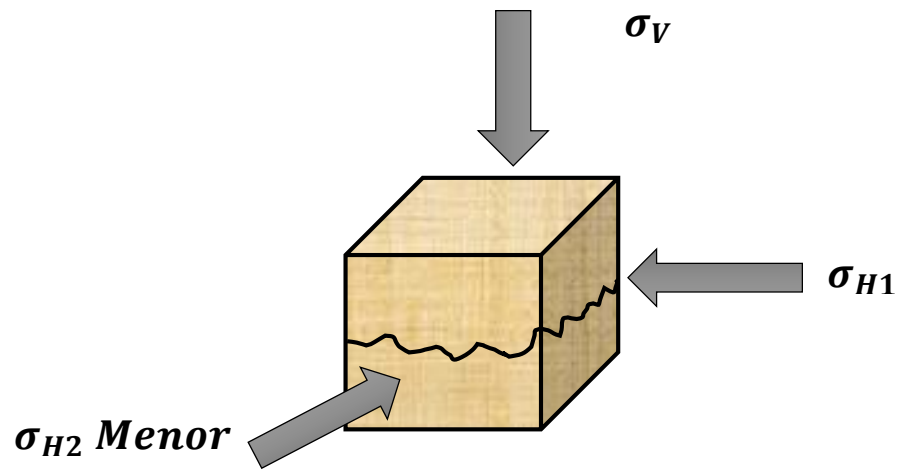


Figura 2.1 Orientación y esquema de la fractura Vertical

Elaborado por: Laurent Aristega

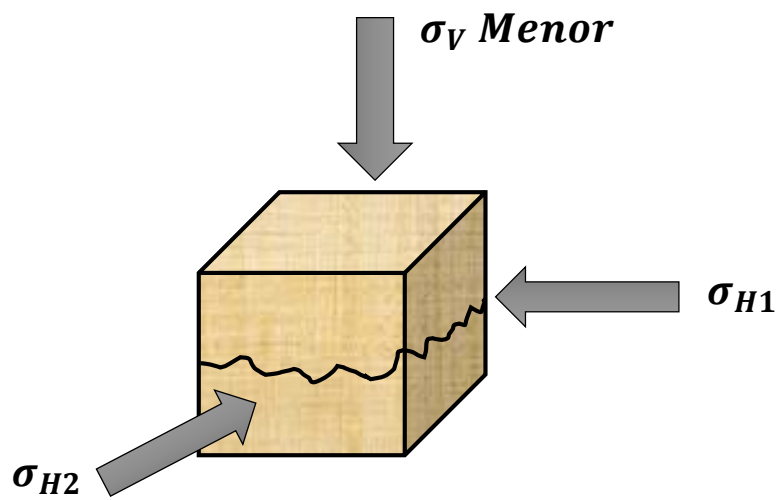


Figura 2.2 Orientación y esquema de la fractura Horizontal

Elaborado por: Laurent Aristega

## 2.4 TIPO DE FRACTURAS

### 2.4.1 Fracturas Verticales

<sup>9</sup>A medida que incrementa la profundidad, el esfuerzo de sobrecarga aumenta en la vertical, siendo así mayor el estrés ejercido sobre la roca.

Este tipo de situaciones generalmente se producen cuando se está a profundidades superiores a los 2000 pies de profundidad.

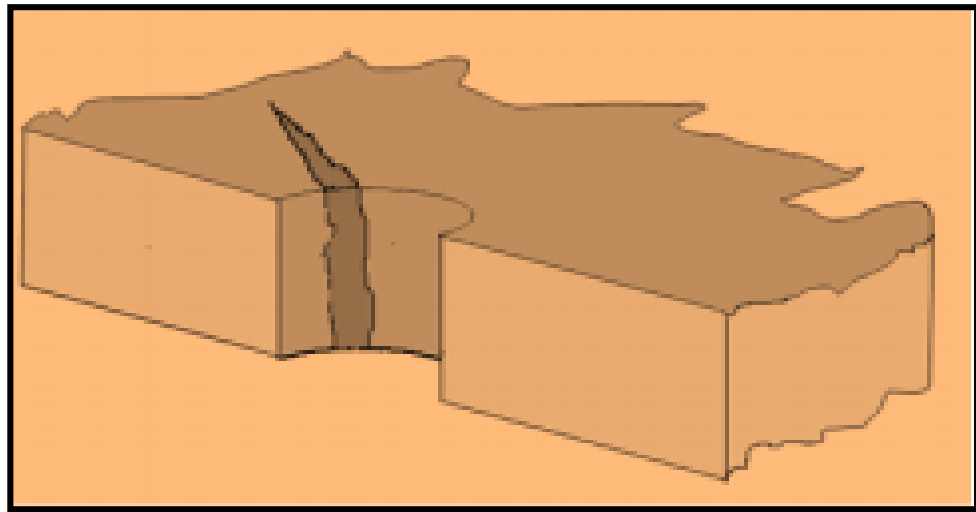


Figura 2.3 Fractura Vertical

Fuente: Internet

---

<sup>9</sup> (Carlos, 2012)

### 2.4.2 Fracturas Horizontales

Las fracturas horizontales son aquellas que se producen a profundidades menores de los 2000 ft. Si se aplica presión en el centro de la formación lo más probable es que ocurra una fractura en el plano horizontal siendo esta generalmente paralela al plano de estratificación de la formación.

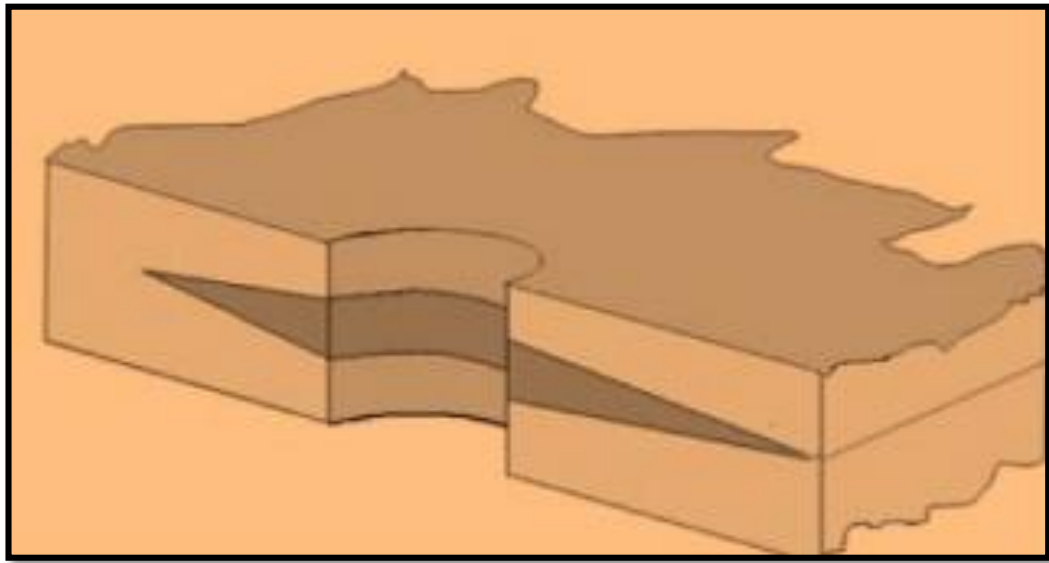


Figura 2.4 Fractura Horizontal

Fuente: Internet

### 2.4.3 Factores que influyen en una fractura

- Esfuerzos locales
- Presión de sobrecarga
- Presión de poro
- Comportamiento de la roca
- Compresibilidad de la roca

## 2.5 ESFUERZOS LOCALES

Esfuerzos locales o también llamados esfuerzos in situ. Es la capacidad que posee un cuerpo para soportar una carga por unidad de área; dependiendo de la dirección en donde se aplique la fuerza en relación a la superficie.

Dentro de los esfuerzos locales se tiene:

- **Esfuerzos normales**
- **Esfuerzos de corte**
- **Esfuerzos efectivos**

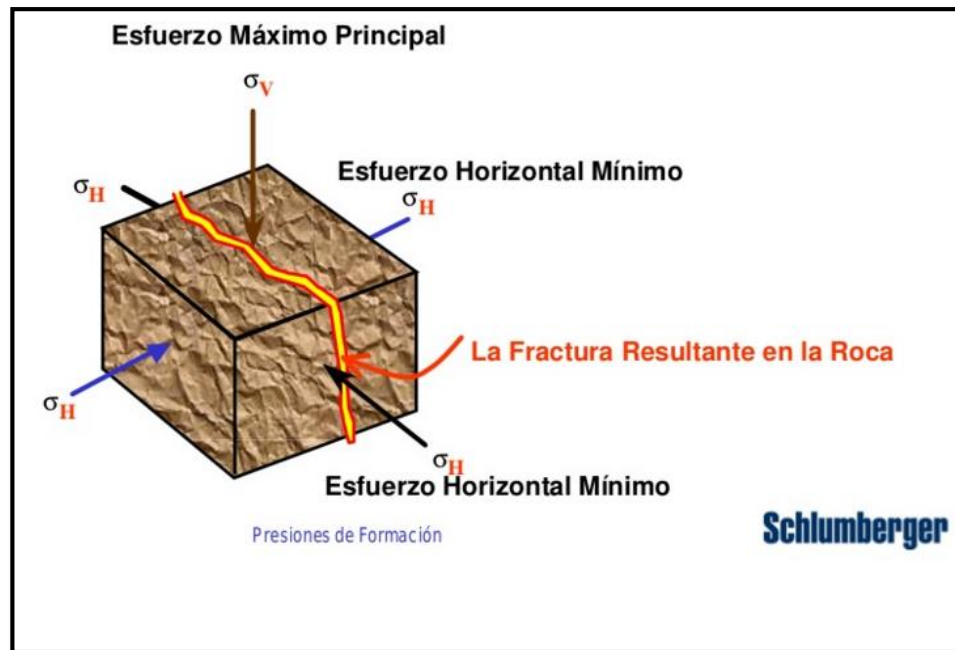


Figura 2.5 Esfuerzo máximo Principal ejercido por esfuerzos horizontales

Fuente: Internet

## 2.6 PRESIÓN DE SOBRECARGA

Es la presión ejercida por la matriz de la roca y los fluidos contenidos en los espacios porosos sobre una formación particular.

Esta presión depende de los siguientes parámetros:

- La densidad total de las rocas
- La porosidad
- Los fluidos congénitos



### 2.6.1 Presión de Poros

Según Ferlt (1976), es la presión que actúa sobre los fluidos que se encuentran en los espacios porosos de la roca o también conocida como presión de formación o presión poral. Si la presión del poro incrementa debido a la inyección de fluidos, ésta permite iniciar la fractura más fácilmente, debido a que es mucho más difícil iniciar una fractura cuando la formación está en su etapa madura, por lo cual la energía que se le aplica a la formación al iniciar la fractura debe ser mayor.

Esta presión está relacionada con la salinidad del fluido y se clasifica en dos categorías:

- **<sup>10</sup>Presión normal**

Es la presión hidrostática de una columna de fluido de la formación que se extiende desde la superficie hasta una profundidad dada.

- **Presión anormal**

Es definida como la presión mayor o menor a la presión de poros hidrostática, las causas de estas presiones anormales están relacionadas a diferentes eventos geológicos, geoquímicos, geotérmicos y mecánicos. En formaciones donde se

---

<sup>10</sup> (Ferlt, 1976)

encuentran altas presiones se llama zonas de sobrepresión y cuando la presión es menor se llama zonas de subpresión.

## 2.7 COMPORTAMIENTO DE LA ROCA

Para determinar el comportamiento de la roca existen diferentes modelos matemáticos, entre ellos está el modelo lineal elástico hasta modelos complejos como:

- Comportamiento elástico
- Interacciones roca fluidos
- Temperatura

Se sabe que cuando un cuerpo es sometido a una carga por esfuerzos, este cuerpo se deforma; esta deformación depende de constantes elásticas y el modelo más conocido es el lineal elástico relacionado con la ley de Hooke (Ecuación. 2.2).

$$\sigma = \frac{E}{\varepsilon} \quad (2.2)$$

Ecuación 2.2 Ley de Hooke

$\sigma = \text{Esfuerzo}$

$\varepsilon = \text{Deformación}$

$E = \text{Modulo de Young.}$

### 2.7.1 Módulo de Young

El módulo de Young es parámetro que caracteriza el comportamiento y rigidez de la roca, puesto que a mayor E mayor es la rigidez.

Este parámetro afecta directamente a la fractura:

- Si los valores de E son bajo esto induce a una fractura corta, ancha y de altura limitada.
- Si los valores de E son altos estos muestran una fractura delgada alta y de gran penetración horizontal.

### 2.7.2 Compresibilidad de la Roca

<sup>11</sup>La compresibilidad de la roca al igual que la de los fluidos es un mecanismo de expulsión de hidrocarburos. Al comenzar la explotación de un yacimiento y al caer la presión se expande la roca y los fluidos. La expansión de la roca causa una

---

<sup>11</sup> <http://www.portaldelpetroleo.com/2009/02/la-compresibilidad-de-la-roca-cr.html>

disminución del espacio poroso interconectado. Este mecanismo de expulsión es especialmente importante en la producción de yacimientos subsaturados sin empuje de agua hasta que la presión baja hasta la presión de saturación. De hecho, en el caso de la compresibilidad es la única fuente de energía de producción. En el caso de la formación se definen tres tipos de compresibilidades:

- Compresibilidad de los Poros ( $C_p$ )
- Compresibilidad de la Matriz ( $C_r$ )
- Compresibilidad Total de la Roca ( $C_b$ )

### **Compresibilidad de los Poros ( $C_p$ )**

Es el cambio fraccional del volumen poroso de la roca con respecto al cambio unitario de presión.

### **Compresibilidad de la Matriz ( $C_r$ )**

Es el cambio fraccional del volumen de la roca sólida con respecto al cambio unitario de presión.

### Compresibilidad Total de la Roca (Cb)

Es el cambio fraccional del volumen bruto de la roca con respecto al cambio Unitario de presión (Ecuación 2.3).

$$C_f = \frac{Cb}{\phi} \quad (2.3)$$

Ecuación 2.3 Compresibilidad Total de la Roca

## 2.8 COMPRESIBILIDAD DEL FLUIDO DEL YACIMIENTO

Es la velocidad de filtración  $V_f$  (Ecuación 2.4) cuando actúa el fluido del yacimiento como único factor controlador, este disminuye con la raíz cuadrada del tiempo.

$$V_f = \frac{C_{11}}{\sqrt{t}} \quad (2.4)$$

Ecuación 2.4 Velocidad de filtración

Donde:

$V_f$  = Es la velocidad del filtrado,  $\frac{ft}{min}$

$C_{11}$  (Ecuación 2.5), es el Coeficiente del fluido de yacimiento sus unidades  $\frac{ft}{\sqrt{min}}$ , este coeficiente depende de la diferencia de presión  $\Delta P(psi)$  (Presión de Fractura-

Presión de Yacimiento), Porosidad  $\phi$  y Permeabilidad K (mildarcy) del Yacimiento, además de las viscosidad  $\mu$  (centipoises) y compresibilidad C (1/psi) del fluido del yacimiento.

$$C_{11} = 1.18 * 10^{-3} * \Delta P \sqrt{\frac{\phi K C}{\mu}} \quad (2.5)$$

Ecuación 2.5 Coeficiente del fluido de yacimiento

### 2.8.1 Invasión de la formación por el fluido de fractura.

La variación de la velocidad de filtración es similar al caso anterior.

$$V_f = \frac{C_1}{\sqrt{t}}$$

El coeficiente de viscosidad del fluido de fractura  $C_1$  (Ecuación 2.6), depende directamente de la caída de presión, la permeabilidad, la porosidad del yacimiento y la viscosidad del fluido de fractura  $\mu_f$ .

$$C_1 = 1.18 * 10^{-3} * \Delta P \sqrt{\frac{\phi K C}{\mu_f}} \quad (2.6)$$

Ecuación 2.6 Coeficiente de viscosidad del fluido de fractura

## 2.9 FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

La industria petrolera ha tenido grandes avances tecnológicos en las últimas décadas, con el objetivo de incrementar el factor de recobro de los yacimientos con baja permeabilidad. En busca de aumentar la producción de los pozos se han diseñado nuevas técnicas como el fracturamiento hidráulico; este tratamiento de estimulación se llevó a cabo por primera vez a finales de la década de 1940. Desde entonces personas afines a este campo han dedicado su tiempo para poder entender la mecánica y geometría de las fracturas que son creadas mediante este método. Para poder diseñar los tratamientos de fracturamiento hidráulico hay tener muy en cuenta las características del yacimiento para así poder restablecer la producción de un pozo a los regímenes originales o a regímenes aún más altos.

El fracturamiento hidráulico es la técnica que consiste en generar una fractura de manera artificial en una roca con el objetivo de evitar el daño en la zona vecina al pozo. La fractura se logra inyectando un fluido fracturante a una tasa y presión que sobrepasa la capacidad de admisión matricial de la formación, originando un aumento de la presión y posteriormente la ruptura. La fractura crea un canal de alta permeabilidad que mejora la capacidad de drenaje y productiva del reservorio.

Para llevar a cabo la operación, se necesita de un agente fracturante que consiste en un fluido viscoso que posee una concentración de material de soporte disperso. El fluido tiene como tarea transportar el material de soporte y brindar la

potencia hidráulica necesaria para fracturar la formación. Una vez que el bombeo cesa, el material de soporte se encarga de mantener separadas las paredes adyacentes a la fractura con el objetivo de mantener el trayecto de la producción.

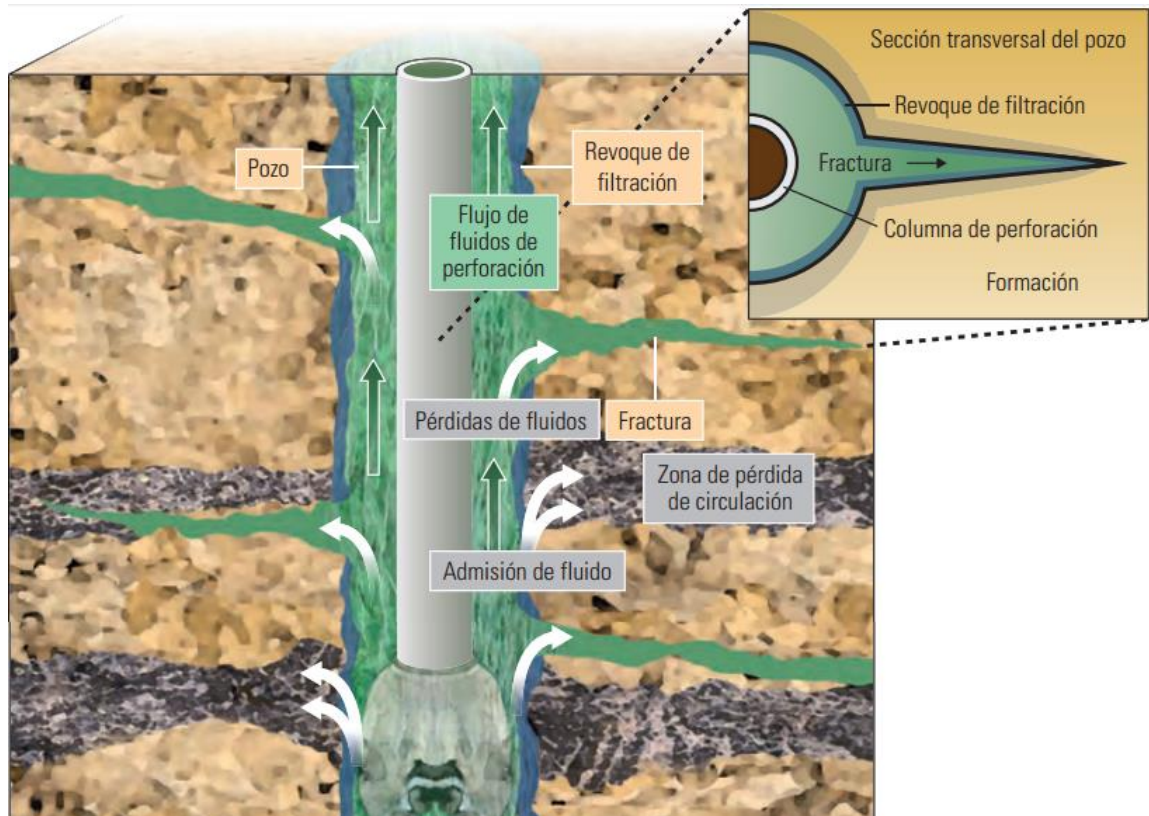


Figura 2.6 Esquema de una fractura

Fuente: Internet (Cía Schlumberger)

## 2.10 APLICACIONES DE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

El fracturamiento hidráulico tiene muchas funciones las cuales están íntimamente relacionadas como:



### 2.10.1 Disminución o Eliminación del Daño de Formación.

Como resultado de la fractura se genera un bypass de alta permeabilidad entre el pozo y la zona no dañada evitando la zona de permeabilidad alterada, generalmente provoca un aumento en la productividad de un pozo. Entre más profunda es la fractura la eficiencia de drenaje aumenta y de la tasa de producción se eleva.

### 2.10.2 Disminución o Eliminación del Daño de Formación.

El daño de formación es una variable adimensional que cuantifica el daño que sufre la zona cercana a la cara del pozo, esta disminución genera una caída adicional de presión ( $\Delta P_s$ ) que es proporcional a la tasa de producción. El factor de daño es causado durante toda la vida productiva del pozo y en cada operación que se le realice, por ejemplo: hinchamiento de arcillas, filtrado de lodo, cementación, etc.

El factor de daño (**S**) o skin factor, se cuantifica empleando la siguiente Ecuación 2.7 definida en unidades de campo:

$$S = \frac{kh}{141.2 qB\mu} \Delta P_s \quad (2.7)$$

## Ecuación 2.7 Factor de Daño de Formación

$k = \text{permeabilidad de la formación (md)}$

$h = \text{espesor de la formación productora (ft)}$

$q = \text{tasa de producción (STB/ft)}$

$B = \text{factor volumetrico de formación (bbl/stb)}$

$\mu = \text{viscosidad (cp)}$

$\Delta P_s = \text{caída de presión debido al daño (psi)}$

El valor del factor de daño **S** puede indicar varios escenarios. Cuando el valor de **S** es positivo indica que existe una reducción de la garganta del poro, entre mayor es su valor la restricción aumenta. Un valor de **S** negativo indica que el pozo ha sido estimulado.

Una operación de fracturamiento hidráulico comúnmente genera un skin factor entre -3 y -5.

### 2.10.3 Desarrollo de Yacimientos con Baja Permeabilidad

El fracturamiento hidráulico a gran escala es aplicable en formaciones donde la permeabilidad es relativamente baja. La cantidad de fluido fracturante que se debe disponer fluctúa entre los 50.000 a 500.000 galones y de 100.000 a un millón

de libras de material de soporte. Si un yacimiento posee una permeabilidad de 0.1md o menos, se la cataloga como baja y es considerada una candidata potencial para realizar una operación de fracturamiento hidráulico.

#### **2.10.4 Aumento de la Inyectividad.**

La implementación de pozos inyectores es muy común en yacimientos que poseen una baja presión de reservorio o que no cuentan con empuje de gas o agua para brindar energía al yacimiento. El fracturamiento hidráulico incrementa la capacidad de admisión de fluidos de la formación aumentando así el área de barrido de un pozo inyector, consecuentemente la producción tiende a incrementar.

## **2.11 FLUIDOS FRACTURANTES**

### **2.11.1 Propiedades de los Fluidos Fracturantes.**

Para que una operación de fracturamiento se lleve a cabo con un rango de incertidumbre mínimo es necesario que el gel fracturante cumpla con ciertas propiedades físicas y químicas:

- Debe ser compatible con la formación y con los fluidos que esta contiene
- Debe ser tixotrópico y transportar el material de soporte entre la fractura
- Debe ser capaz de minimizar las pérdidas de presión por fricción
- Debe tener la energía hidráulica necesaria para generar un ancho de fractura adecuado para los apuntalantes
- Su preparación y extracción de la formación debe ser rápida
- Debe ser económicamente rentable

### **2.11.2 Clasificación de los Fluidos Fracturantes.**

Para obtener un resultado favorable luego de realizar un fracturamiento hidráulico, la selección del fluido fracturante es un aspecto muy importante a considerar. El fluido escogido debe poseer características similares a la roca y a los fluidos de formación para evitar que estos reaccionen y la composición se sea afectada.

**Fluidos Base Agua.** Este tipo de fluido fracturante es el más empleado en la industria, ya que es fácil de obtener, tiene un menor costo y sus propiedades son fácilmente reguladas y controladas mediante aditivos como viscosificantes.

Además su gradiente de presión hidrostático es mayor comparado con otro tipo de fluido fracturante y minimiza los riesgos al no ser un fluido altamente reactivo.

**Fluido Base Aceite.-** El primer fluido fracturante que se empleó en las operaciones de fracturamiento hidráulico fueron los fluidos con base aceite ya que tenían como característica ser compatibles con las formaciones que son sensibles a soluciones acuosas.

**Fluidos Fracturantes de Emulsión.-** Son una combinación de ácido o agua en aceite con una gran capacidad de transporte de material de sostén ya que presenta un comportamiento no Newtoniano. La emulsión entre estos dos fluidos es posible gracias a surfactantes, los que posteriormente serán absorbidos por la formación. Según la concentración de los fluidos en la mezcla se dividen en:

- Acido o agua en aceite
- Aceite en agua

**Fluidos Base Espuma.-** Resultan de la mezcla entre un gas y un líquido y se emplean en pozos poco profundos y de baja presión o en formaciones que son

sensibles a soluciones acuosas. Posee una gran capacidad de transporte de apuntalantes y además aporta energía a la formación de manera momentánea.

## **2.12 ADITIVOS EMPLEADOS EN FLUIDOS FRACTURANTES.**

El objetivo de los aditivos es modificar, regular o controlar las propiedades del fluido de fracturamiento con el fin de ajustarlo a las condiciones que la operación lo requiera. Tienen como función aumentar la viscosidad del fluido base con el propósito de mejorar su capacidad de transporte. Los más empleados en este tipo de estimulación son:

### **2.12.1 Polímeros Viscosificantes**

Son utilizados para viscosificar el agua usada en los fracturamientos. Permite aumentar la capacidad de suspensión de arena y crear una fractura de mayor dimensión y profundidad.

### **2.12.2 Bactericidas**

Evitan el crecimiento de bacterias en la formación y la degradación de los polímeros del fluido fracturante almacenado en superficie.

### **2.12.3 Quebradores**

Es un aditivo que tiene como fin descomponer el fluido fracturante facilitando la remoción fuera de la fractura.

### **2.12.4 Controladores de Ph**

Es uno de los aditivos más importantes, ya que es el encargado de regular el pH y estabilizar la temperatura del fluido fracturante.

### **2.12.5 Estabilizadores de Arcillas**

Previenen la migración de finos de arcilla que pueden llegar a obstruir la garganta de los poros y reducir significativamente la permeabilidad de la formación.

### **2.12.6 Surfactantes**

Se emplea para minimizar la tensión superficial e interracial y la presión capilar en el espacio poroso.

### **2.12.7 Controladores de Pérdida de Fluido**

Este agente controla la cantidad de fluido fracturante que se filtra dentro de la formación durante la estimulación.

## 2.13 MATERIAL DE SOSTÉN

Los apuntalantes son los responsables de mantener una abertura constante entre las paredes de la fractura luego de cesar el bombeo con el fin de crear una conductividad en la formación.

La selección del material de sostén depende en gran medida de los esfuerzos de cierre y del grado de dureza de la formación. Si la formación es relativamente dura el apuntalante resultaría triturado, mientras que en formaciones suaves probablemente se incrusten en las paredes de la fractura.

El tamaño del grano también es de gran importancia, si el diámetro del grano es relativamente grande genera un canal altamente conductivo obteniéndose una producción alta durante la etapa inicial de producción, pero en formaciones no consolidadas con el pasar del tiempo se da paso a que los finos se desplacen libremente y posteriormente ocurra una obstrucción significativa de los poros, declinando rápidamente la productividad. Si el tamaño de los apuntalantes es pequeño, estos generan una resistencia a la migración de partículas pequeñas, aunque la producción es menor, en términos de conductividad promedio y tiempo, los granos pequeños dan mejor resultado que los de mayor tamaño.



Para generar un canal de alta conductividad es necesario tener en cuenta varios parámetros:

- Composición del apuntalante
- Distribución de las capas, forma y tamaño de los granos
- Resistencia a la compresión
- Tiempo de degradación del grano
- Formación de finos
- Densidad del grano

Los principales tipos de apuntalantes son de dos clases:

### **2.13.1 Apuntalantes Naturales**

Están compuestos básicamente de sílice, tienen un costo muy bajo ya que se los obtiene de la arena. Se los utiliza en formaciones con bajo esfuerzo de cierre y logran soportar hasta 4000 psi de presión.

### **2.13.2 Apuntalantes Sintéticos**

Este tipo de apuntalantes fueron desarrollados para soportar altas presiones de cierre de la formación, en la actualidad existen granos capaces de soportar hasta 14000 psi de presión.

<sup>12</sup>Los materiales más comunes empleados en la industria petrolera son:

- Arena
- Cascaras de nuez
- Bolas de Aluminio Cristales de vidrio
- Bauxita
- Cerámicos
- Cerámicos cubiertos de resina
- Arenas cubiertas con resina (curado parcial y completo)

## **2.14 EQUIPOS DE SUPERFICIE UTILIZADOS EN EL FRACTURAMIENTO<sup>13</sup>**

- Tanques de almacenaje para fluidos
- Blenders (mezcladores)
- Equipos de bombeo
- Transportes de arena
- Líneas de alta presión
- Conexiones de superficie y boca de pozo
- Instrumental de medición y control

---

<sup>12</sup> (Cesar Johanny Hernandez Marin y Jhoan David Soto Pabon, 2009), pág.54

<sup>13</sup> (Rivera, 2009), pág. 44.

- Equipos de seguridad
- Equipos de comunicación

**Tanques de almacenaje.-** Los tanques de almacenaje están contruidos de distintas formas y medidas. Sin embargo, por experiencia en el uso de estos elementos se los ha estandarizando y poseen una capacidad de 500, 470, 440, y 320 BBL. Los tanques de 500 BBL (Frac Master) se construyen como portantes (para ser transportados), y los otros más pequeños son transportados sobre skids. Generalmente están provistos de tres o cuatro conexiones con uniones de 4". Las líneas de recirculación al tanque consisten predominantemente de una conexión de 3", aunque puede fabricarse de 4".

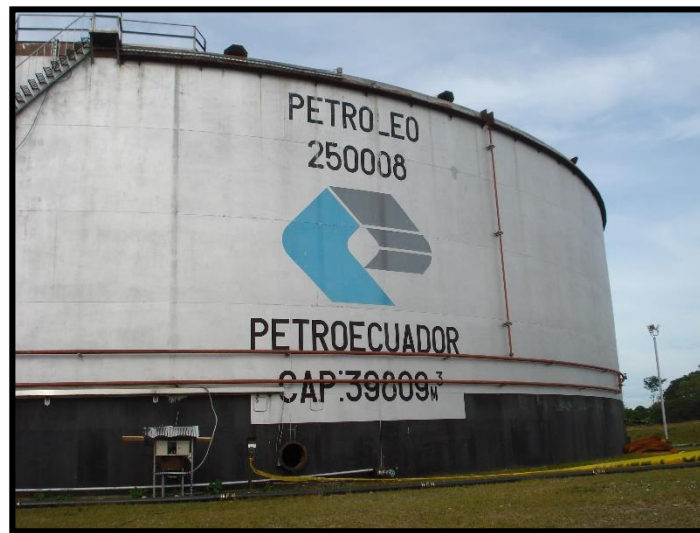


Figura 2.7 Tanque de Almacenamiento

Fuente: Internet

**Manifolds.-** Los tanques de fractura están provistos de manifolds de hasta 12” de diámetro, con tres o cuatro salidas de 4”. En algunos casos, estos pueden poseer válvulas laterales para la unión entre varios tanques de forma tal de comunicarlos entre sí, cuando las necesidades operativas así lo requieran. A su vez, para operaciones que exijan un elevado caudal y un volumen que requiera gran cantidad de tanques, existe un manifold común de succión que conecta cada tanque a un manifold con salida para 10 -12 mangueras de 4” donde se realizará el acople a la unidad mezcladora. Para bombear fluidos de piletas naturales se recurre a una combinación de manifold de succión y un conector de gran diámetro. En estos casos, las medidas dependerán de los requerimientos de caudal y volumen.



Figura 2.8 Manifolds

Fuente: Internet

**Blenders.-** Los equipamientos que sirven para la aditivación, mezcla de productos y arena, bombeo de alimentación a las bombas de alta presión y en muchos casos monitoreo de tales funciones (Ver figura 2.9) , reciben el nombre de mezcladores o 'blenders' Básicamente, sus elementos se dividen en:

- Manifold de succión
- Bombas de succión
- Batea de mezcla
- Bombas de descarga
- Manifold de descarga
- Instrumentación y control



Figura 2.9 Blender Baker Hughes

Fuente: Internet

**Manifold de succión.-** Cumple la función de coleccionar el fluido desde los tanques de fractura, y deberá tener salida hacia las bombas de succión. Las bocas de succión con medias uniones de 4" pueden variar en su número desde ocho a dieciocho, generalmente divididas por una válvula mariposa cuya función principal es separar dos líneas de bombeo: línea "limpia" y línea "sucia".

**Bombas de succión.-** La función principal de estas bombas es aportar fluido desde el manifold de succión hacia el manifold de descarga y/o batea de mezcla, proporcionar aditivos por el sistema línea "limpia", línea "sucia", proporcionar

adecuadamente caudales exactos de bombeo ver figura 2.10. Para la dosificación, se colocan flowmeters tipo turbina (uno de 6" y otro de 8"), que indicará los volúmenes bombeados y con un sistema de control por válvulas se conseguirá bombear lo diseñado en el respectivo programa. La primera recorrerá directamente la ruta succión - bomba de succión - descarga, y la segunda o "sucia" seguirá la línea de succión - bomba de succión - mezcla con aditivos y arena - bomba de descarga - línea de descarga.



Figura 2.10 Bombas de succión

Fuente: Internet

**Batea de mezcla.-** En esta batea se mezclan aditivos gelificantes, surfactantes, reductores de filtrado, etc. Se realiza la gelificación previa al bombeo si así se lo requiere, se incorpora la arena u otro agente de sostén, y sirve como “pulmón” de fluido para bombearlo hacia las bombas de alta presión. Ver figura 2.11. Vienen construidas en distintas formas y dimensiones, y deben ser capaces de mantener en suspensión la arena para que se cumplan los requisitos exigidos por el diseño. Para ello se construyen con agitadores-mezcladores a paleta o tornillo sin fin, y se le agregan controles de niveles automáticos o manuales. Este control toma importancia fundamental y que cualquier variación en dicho nivel y al mantener un caudal de arena constante, provocará cambios en la concentración de arena en el fluido puntualmente, ocasionando variaciones en el diseño y tal vez provocando problemas operativos. Adoptando el control de dosificación de productos y arena, tomando como referencia el caudal de entrada a la batea, muchas veces dificulta el control mismo de la dosificación. Generalmente, se le exige al operador de blender un mantenimiento exacto de nivel de batea constante para la operación. Una disminución extrema de nivel de batea provocará indefectiblemente una descarga de la bomba de descarga con el consiguiente inconveniente operativo, a la batea del blender, como se expresó ya, se le adicionan aditivos líquidos y/o sólidos y el agente de sostén con sus correspondientes dosificadores que deberán estar exactamente calibrados para



adecuarse a la programación realizada. El control de aditivación de productos sólidos se efectúa con transductores asociados a sistemas de celdas o tornillos (conveyors). Para la aditivación de líquidos se recurre a variados sistemas que dependerá de los modelos de blender. El sistema que proporciona el líquido utiliza bombas de desplazamiento positivo cuyo control se realiza a través de las r.p.m. de los motores hidráulicos que las impulsan. Puede modificarse el diseño utilizándose bombas centrífugas pequeñas con un control por válvulas y monitoreo digital. Cuando los volúmenes de aditivos líquidos son muy pequeños, se adoptan bombas accionadas con presión de aire del tipo Alemite, Lyncoln o Geyco, que pueden bombear fluidos corrosivos o nocorrosivos. El control del caudal se realiza por flowmeters en la línea en galones o litros por minuto. También se recurre a tanques presurizados con aire o nitrógeno (para productos combustibles), con control de flujo por flowmeters o indicadores de nivel. Los equipamientos generalmente ya vienen incluidos en el blender, pero la tendencia es ir agregando Instrumentación de modo tal de tener un control más adecuado, centralizando los datos que se obtienen de cada indicador en un solo componente o instrumento de control.

A la batea, además, caerá la arena u otro agente sostén que estará almacenado en forma independiente. Para su transporte hacia la batea se utilizan sistemas de proporción tales como:

- Dosificadores con celdas y tornillo sinfín
- Tornillos sin fin dosificadores.

En los primeros, el dosificador con celdas es el elemento que proporcionará el caudal exacto de arena hacia los tornillos que giran a velocidad constante. El control se realiza por variación de las r.p.m del motor hidráulico que lo acciona, y la medición con transductores que elevan una señal eléctrica a los paneles de control y desde donde se realizan los cambios correspondientes. Los tornillos sin fin dosificadores son accionados con motores hidráulicos a r.p.m variable.

**Bomba de descarga.-** Su función principal es aportar fluido a 35-60 psi desde la batea al manifold de descarga y de allí a las succiones de las bombas de alta presión. También se utiliza en la gelificación previa del fluido para el retorno a los tanques de fractura. En la descarga de la bomba se le adicionan líneas by-pass hacia la batea nuevamente y flowmeter que indicará el caudal de fractura ya que desde ese lugar el flujo de fluido será el que creará las condiciones de fractura, salvo en los casos que la aditivación de agentes activadores (complex para fluidos crosslinker) se efectúe en el Manifold de descarga.



Figura 2.11 Bombas de Descarga

Fuente: Internet

**Manifold de descarga.-** Funciona como colector de los distintos fluidos desde la bomba de descarga de sistemas de aditivos líquidos y del sistema línea “limpia” - línea “sucia”. Cuenta con una cantidad variable de salidas de 4” que se conectan a un Manifold de succión de bombeadores, o directamente a las succiones de los bombeadores de alta presión.

**Instrumentación y control.-** En los Blenders, salvo válvulas de succión y descarga, todo el accionamiento de los sistemas involucrados se controlan desde un panel central a éste llegan las mediciones de caudal de las bombas centrífugas, caudales de aditivos líquidos y sólidos, y proporción de arena, por lo que el operador de blender puede controlar perfectamente todos los materiales involucrados. El operador de blender es una de las personas más importantes en

una operación de fractura, ya que debe llevar el control de aditivos, caudal, alimentación de las bombas de alta presión, dosificación de arena, control de nivel de tanque.

Comúnmente llamado “key man”, debe ser un operador altamente capacitado, ya que indefectiblemente el control de la fractura en sí pasa por sus manos. En la figura 2.18 se presenta la ubicación de los equipos de fractura en superficie. Donde el POD tiene el significado de acuerdo al inglés: Densidad Óptima Programable (Programmable Optimum Density).

## **2.15 PARAMETROS EMPLEADOS PARA LA SELECCIÓN DE POZOS A FRACTURAR HIDRAULICAMENTE**

Puesto que se trata de una operación de mucho riesgo y alto costo es necesario realizar un análisis petrofísico y mecánico de la roca y de la integridad física del pozo seleccionado a realizarle fracturamiento hidráulico.

Entre los siguientes parámetros se tiene

- **Corte de Agua.** El BSW debe ser menor al 10% para minimizar los riesgos de producción de agua.
- **Completación del Pozo.** Pozos completados con liner ranurados o empaquetados no son candidatos para fracturamiento hidráulico.

- **Pozos con problemas** como: mala cementación, pescados, colapsos, etc. serán excluidos con el fin de evitar riesgos.
- <sup>14</sup>**Geometría del Pozo.** Pozos de alta inclinación con respecto al estrato a fracturar podrían presentar problemas de tortuosidad y fracturas múltiples durante el fracturamiento. Estos problemas están asociados a altas presiones y arenamientos prematuros.

---

<sup>14</sup> (Cesar Johanny Hernandez Marin y Jhoan David Soto Pabon, 2009), pág.58

## **CAPITULO III**

### **3 INDICE DE PRODUCTIVIDAD**

#### **3.1 CONCEPTO**

El índice de productividad (IP o J) es la relación entre la tasa de producción y la caída de presión que experimenta un yacimiento, es decir, que cuantifica la capacidad que posee un pozo para aportar fluidos hacia superficie.

El IP se deriva de la ecuación de la ley de Darcy para fluidos incompresibles de una sola fase. Cuando la presión de fondo fluyente ( $P_{wf}$ ) es mayor a la presión de burbuja el comportamiento de la tasa de producción con respecto a la caída de presión es lineal en donde el inverso multiplicativo del índice de productividad es la pendiente de la recta.

El índice de productividad (Ecuación 3.1) ha sido expresado matemáticamente de la siguiente forma:

Donde:

$$J = \frac{q_o}{P_i - P_{wf}} \quad (3.1)$$

Ecuación 3.1 Índice de Productividad

$J$  = Índice de productividad (BPD/psi)

$p_{wf}$  = Presión de fondo fluyente (psi)

$p_i$  = Presión del yacimiento (psi)

$q_o$  = Tasa de producción de petróleo (BPD)

### 3.2 IPR

Inflow Performance Relationship es una representación gráfica del comportamiento de la producción de un pozo y la presión de fondo fluyente. Su importancia radica en que permite estimar el potencial de un pozo, es decir, permite predecir cuál sería la producción máxima del mismo.

Puesto que la tasa de producción está en función de la presión de fondo fluyente es posible controlar desde superficie el gasto diario de un pozo con el fin de evitar producir a una tasa que requiera una presión menor al punto de burbuja

manteniendo el gas en solución; con esto se logra que el yacimiento no se deplete de manera acelerada y continúe produciendo de manera natural.

Cuando la presión de fondo es mayor a la presión de burbuja la curva del IPR presenta un comportamiento lineal. Sin embargo, si la presión de fondo fluyente se encuentra por debajo del punto de burbuja, el gas disuelto en la fase de petróleo empezara a separarse y se producirá un flujo bifásico en el cual no es aplicable (Ecuación 3.2) para flujo monofásico.

Para poder cuantificar el comportamiento de la producción cuando se produce por debajo del punto de burbuja es necesario aplicar la ecuación para flujo bifásico o ecuación de Vogel.

$$\frac{Q}{Q_{max}} = 1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{p^*} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{p^*} \right)^2 \quad (3.2)$$

Ecuación 3.2 Ecuación para flujo bifasico

Donde:

$Q_{max}$  = Tasa de producción máxima de la sección bifásica (BPD)

$p^*$  = Presión medida del yacimiento (psi)

El valor de  $p^*$  varía según el caso:



- Cuando la presión del reservorio es mayor al punto de burbuja  $p^* = p_i$ .

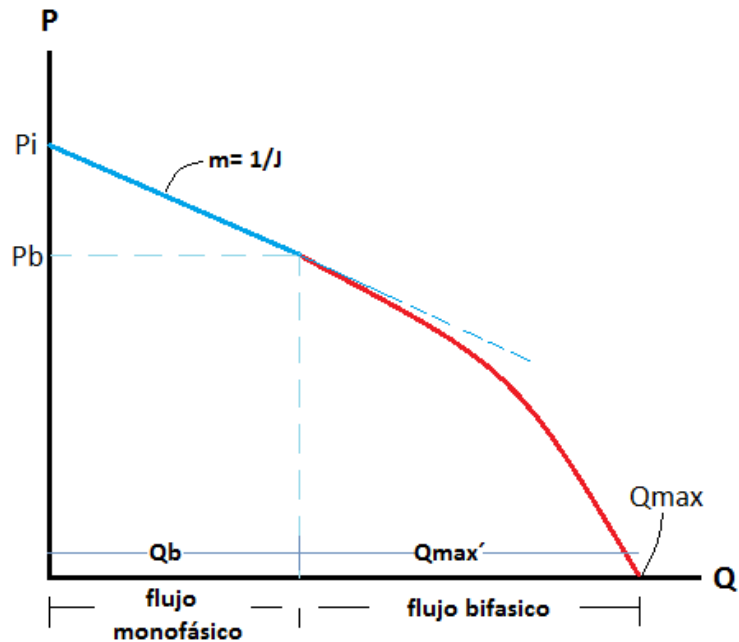


Figura 3.1 Curva IPR cuando la presión del reservorio es mayor al punto de burbuja

Elaborado por: Edgar Torres

$$Q_{max} = Q_b + Q_{max'}$$

Donde:

$Q_b$  = Tasa de producción cuando  $P_{wf} = P_b$  (BPD)

$Q_{max}$  = Tasa de producción máxima en el tramo bifásico (BPD)

El término  $Q_{max'}$  puede ser cuantificado utilizando la siguiente expresión derivada de la (Ecuación 3.3)

$$Q_{max} = \frac{J p_i}{1.8} \quad (3.3)$$

Ecuación 3.3 Tasa de Producción Máxima

De la (Ecuación 3.4) se obtiene una expresión para flujo bifásico cuando la presión del reservorio es mayor al punto de burbuja y la presión de fondo fluyente es menor a la presión de burbuja:

$$\frac{Q}{Q_{max}} = 1 - 0.2 \left( \frac{p_{wf}}{p_i} \right) - 0.8 \left( \frac{p_{wf}}{p_i} \right)^2 \quad (3.4)$$

Ecuación 3.4 Flujo bifásico cuando  $p_i > p_b$

- Cuando la presión del reservorio es menor o igual al punto de burbuja

$$p_i = p_b$$

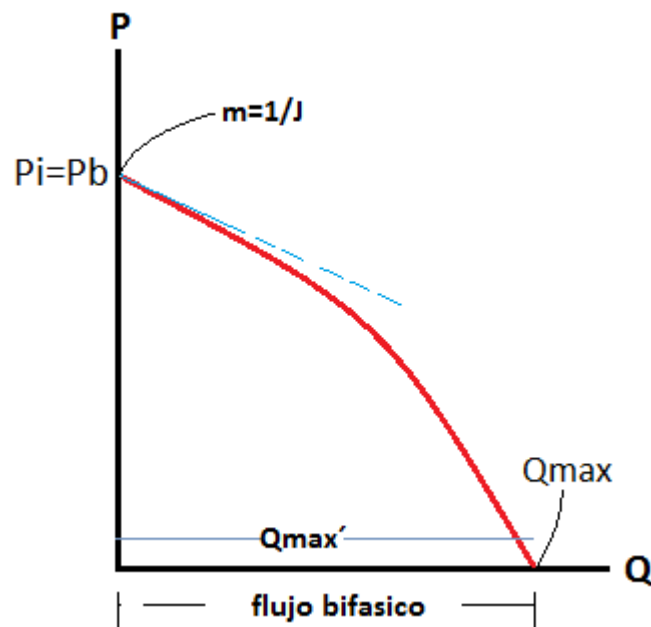


Figura 3.2 Curva IPR cuando la presión del reservorio es menor o igual al punto de burbuja

Elaborado por: Edgar Torres

De la (Ecuación 3.5) se obtiene una expresión para flujo bifásico cuando la presión del reservorio y la presión de fondo fluyente son menor a la presión de burbuja.

$$\frac{Q}{Q_{max'}} = 1 - 0.2 \left( \frac{p_{wf}}{p_b} \right) - 0.8 \left( \frac{p_{wf}}{p_b} \right)^2 \quad (3.5)$$

Ecuación 3.5 Flujo bifásico cuando  $p_i < p_b$

# **CAPITULO IV**

## **4 HISTORIAL DEL PRODUCCIÓN DEL POZO**

En esta sección se detallaran los parámetros petrofísicos de la roca necesarios para realizar una operación de fracturamiento. La misma se logró con la ayuda de los registros eléctricos tomados de la litología del pozo. A su vez se mostrará el diseño de Completación del Pozo AT-185 y la descripción de la Tasa de Producción vs Tiempo.

### **4.1 COMPLETACIÓN DEL POZO AT-185**

La sarta de producción del pozo AT-185 fue diseñada empleando un sistema BES (Bombeo Electro Sumergible) con el objetivo de mantener una alta producción; la cual proporcionaba una alta rentabilidad al pozo.

La completación que se observa a continuación pertenece al pozo AT-185, el mismo posee un sistema que cuenta con una serie de tubos, motores, camisas, sensores y demás accesorios detallados en la figura 4.1.

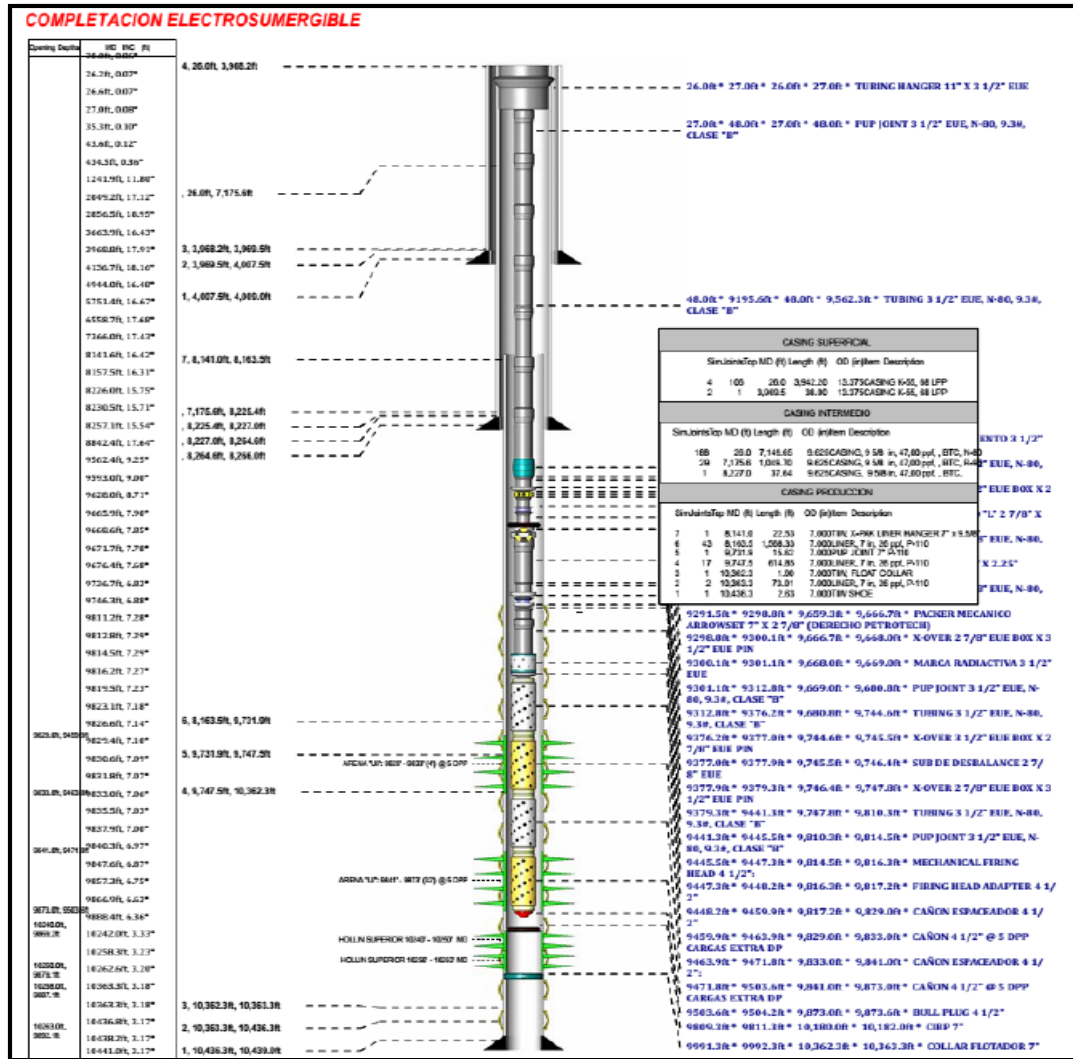


Figura 4.1 Diagrama Mecánico de la completación del pozo AT-185

Fuente: Cía. Schlumberger

## 4.2 INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA

Como se observa en la Figura 4.2 el espesor total del reservorio Hollín Superior (Hs) es de 23 pies, con un espesor neto petrolífero de 8 pies. Como resultado de la interpretación petrofísica, se obtuvo una porosidad promedio de 12.5%, una saturación de agua promedio de 20% en la zona de petróleo y un volumen de arcilla del 18.1 %.

Tabla I Resultados de la Interpretación Petrofísica del pozo AT-185

WELL	ZONE NAME	TYPE	UNITS	TOP	BOTTON	GROSS	NET	Aveg. Phi	Aveg. Sw	Aveg. VCL
POZO AT	"Hs"	MD	ft	10240	10263	23	8	12.5%	20.1%	18.1%

Elaborado por: Edgar Torres y Laurent Aristega.

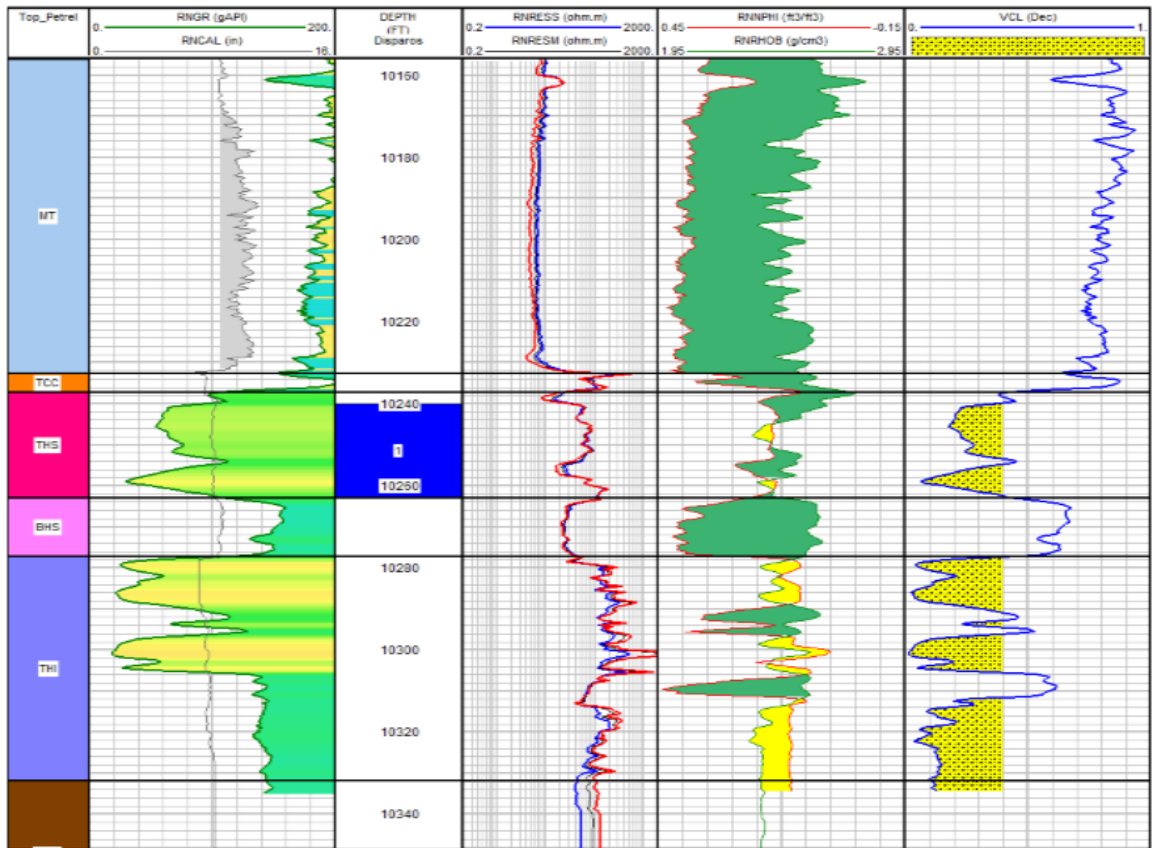


Figura 4.2 Registro Petrofísico del pozo AT-185

Fuente: Cia. Schlumberger

### 4.3 HISTORIAL DEL PRODUCCIÓN DEL POZO

El pozo AT-185, es un pozo direccional tipo S que se encuentra ubicado al Sur del campo Laugar. Inició sus operaciones de perforación el 3 de septiembre del 2013 y culminó el 24 de septiembre del 2013, alcanzando una profundidad aproximada de 10070 TVD.

La arena Hollín Superior, comenzó su producción el 30 de septiembre del 2013 luego de realizarse un fracturamiento hidráulico dando inicio con una producción de 130 BFPD y 108 BPPD, con un corte de agua del 16%.

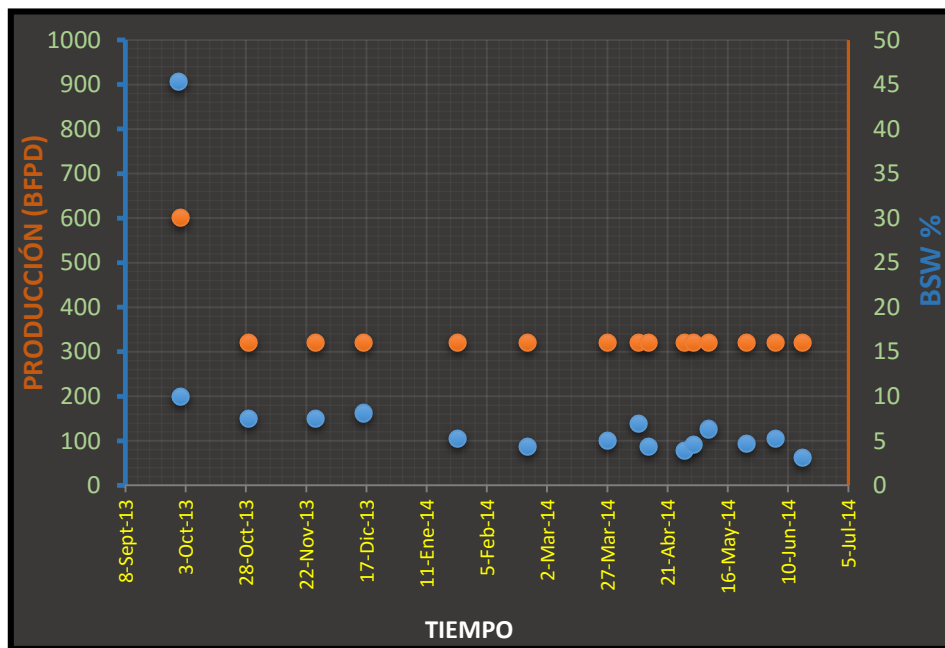


Figura 4.3 Producción de fluido diario y corte de agua en función del Tiempo del pozo AT-185

Elaborado por: Laurent Aristega y Edgar Torres



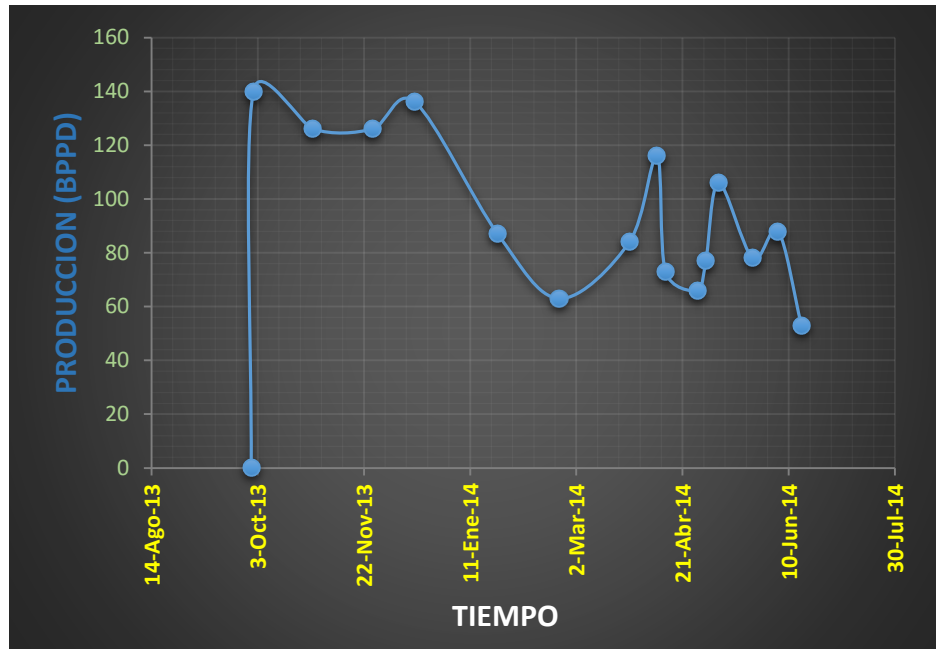


Figura 4.4 Grafico de Producción de petróleo vs Tiempo del pozo AT-185

Elaborado por: Laurent Aristega y Edgar Torres

## **CAPITULO V**

### **5 DISEÑO DE LA FRACTURA**

El diseño de la fractura involucra a la selección de un fluido de fractura y material de sostén adecuado que cumplan con los requerimientos de la operación. El tamaño, ritmo de bombeo y propiedades de estos elementos están en función del tamaño o longitud de la fractura que se espera obtener.

Antes de considerar efectuar una operación de fracturamiento hidráulico es necesario realizar el proceso denominado dataFRAC, que consiste en dos etapas.

La primera etapa requiere de la implementación de un fluido especial llamado FreFLO, el cual tiene como función principal preparar a la roca para la admisión de fluidos. El FreFLO es un fluido newtoniano que permite obtener información

de las propiedades de la roca y es empleado en operaciones de inyección a diferentes caudales. Además permite una recuperación del fluido de fractura posterior al tratamiento.

La segunda etapa del dataFRAC se basa en la inyección de un fluido denominado YF130HTD junto con una pequeña cantidad de apuntalante para calibración y declinación de presión. Mediante este método puede determinarse la geometría de la fractura, la eficiencia de flujo, presión y tiempo de cierre, etc.

## **5.1 SELECCIÓN DEL FLUIDO DE FRACTURA Y APUNTALANTE**

Para la selección del fluido de fractura es necesario tomar en cuenta un sistema que proporcionara una limpieza eficiente en el empaque después del tratamiento.

En base a lo citado anteriormente, se recomienda emplear el sistema YF130HTD como fluido de fractura (YF es la denominación dada por Schlumberger para un fluido activado, la serie 100 significa que está utilizando un gel lineal basado en guar con una carga de polímero de 30 gal/1000 gal. Las siglas HTD (High Temperature Delayed) significan que es un fluido retardado y que resiste temperaturas elevadas.

Tomando en cuenta un gradiente de fractura de 0.88 psi/ft y una presión fluuyente de 420 psi, se espera una presión de cierre de 7500 psi sobre el material de sostén, por lo cual apuntalante seleccionado para el trabajo de fracturamiento hidráulico es el CarboLITE de tamaño de malla 20/40 con una gravedad específica de 2.71.

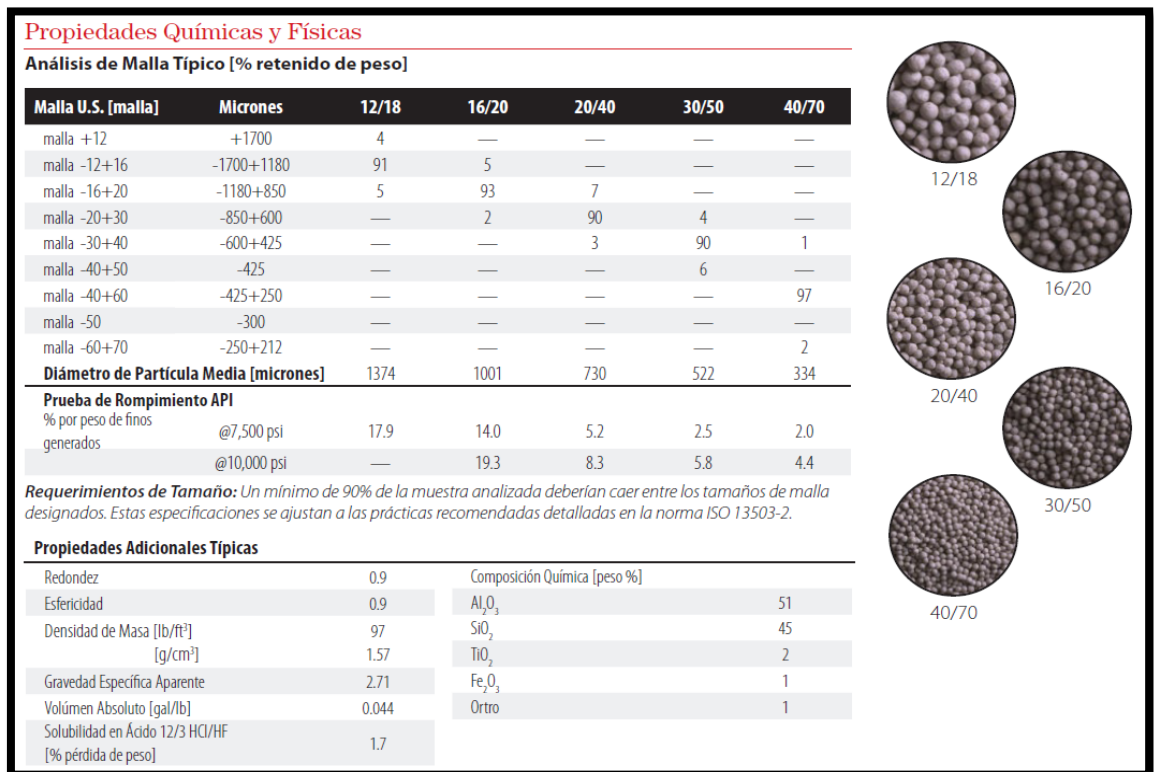


Figura 5.1 Propiedades del apuntalante CarboLITE 20/40

Fuente: Cia. Schlumberger

## 5.2 DISEÑO Y SIMULACION DE LA FRACTURA

Antes de ser llevado a cabo el fracturamiento hidráulico principal en el pozo AT-185 es necesario realizar una simulación previa empleando el software fracCADE; esta simulación permite adquirir datos críticos del diseño y ejecución del fracturamiento y estimar la aceptación de fluidos del intervalo a ser tratado a esta operación.

El software fracCADE también es empleado para predecir la orientación y forma de la fractura mediante una simulación. Este programa hace uso de datos obtenidos mediante la última prueba de build up realizada al pozo, interpretación petrofísica, registros eléctricos y propiedades mecánicas de la roca.

El software es un simulador muy variable puesto que permite operar diferentes parámetros como  $P_r$ ,  $P_{wf}$ ,  $P_b$ ,  $K$  entre otros.

Para el procedimiento, se tomó en consideración inicialmente fluido de fractura YF130HTD con la finalidad de mejorar la eficiencia hidráulica de la fractura y propante Carbolite 20/40.

A continuación la figura 5.2 muestra el esquema de bombeo preliminar empleado para obtener una longitud de fractura de 233 pies y una conductividad de 10823 md-ft.

<b>Pumping Schedule</b>						
<b>Job Description</b>						
<b>Step Name</b>	<b>Pump Rate (bbl/min)</b>	<b>Fluid Name</b>	<b>Step Fluid Volume (bbl)</b>	<b>Gel Conc. (lb/mgal)</b>	<b>Prop. Type and Mesh</b>	<b>Prop. Conc. (PPA)</b>
Pad	18.0	YF130HTD	135	30.0		0.00
1.0 PPA	18.0	YF130HTD	15	30.0	CarboLite 20/40	1.00
2.0 PPA	18.0	YF130HTD	20	30.0	CarboLite 20/40	2.00
3.0 PPA	18.0	YF130HTD	20	30.0	CarboLite 20/40	3.00
4.0 PPA	18.0	YF130HTD	25	30.0	CarboLite 20/40	4.00
5.0 PPA	18.0	YF130HTD	25	30.0	CarboLite 20/40	5.00
6.0 PPA	18.0	YF130HTD	10	30.0	CarboLite 20/40	6.00
Flush	18.0	WF130	87	30.2		0.00

<b>Fluid Totals</b>		
250 bbl	of	YF130HTD
87 bbl	of	WF130

<b>Proppant Totals</b>		
16800 lb	of	CarboLite 20/40

<b>Pad Percentages</b>	
% PAD Clean	54.0
% PAD Dirty	50.5

Figura 5.2 Esquema de Bombeo empleado en la Simulación

Elaborado por: Cía. Schlumberger

### 5.3 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN.

La figura 5.3 proporciona datos relevantes para el diseño de la operación de fracturamiento. El gradiente de fractura puede ser calculado obteniendo información de la curva y permite predecir la orientación de la fractura tomando en consideración las siguientes condiciones:

- $^{15}G_f < 0.23 \text{ kg/cm}^2 / \text{m}$  ó  $1.0 \text{ psi/pie}$ , la fractura puede ser vertical.
- $G_f > 0.23 \text{ kg/cm}^2 / \text{m}$  ó  $1.0 \text{ psi/pie}$ , la fractura puede ser horizontal.
- $G_f > 0.28 \text{ kg/cm}^2 / \text{m}$ , se explica como una anomalía debida a la restricción de la formación (taponamiento o falta de permeabilidad).

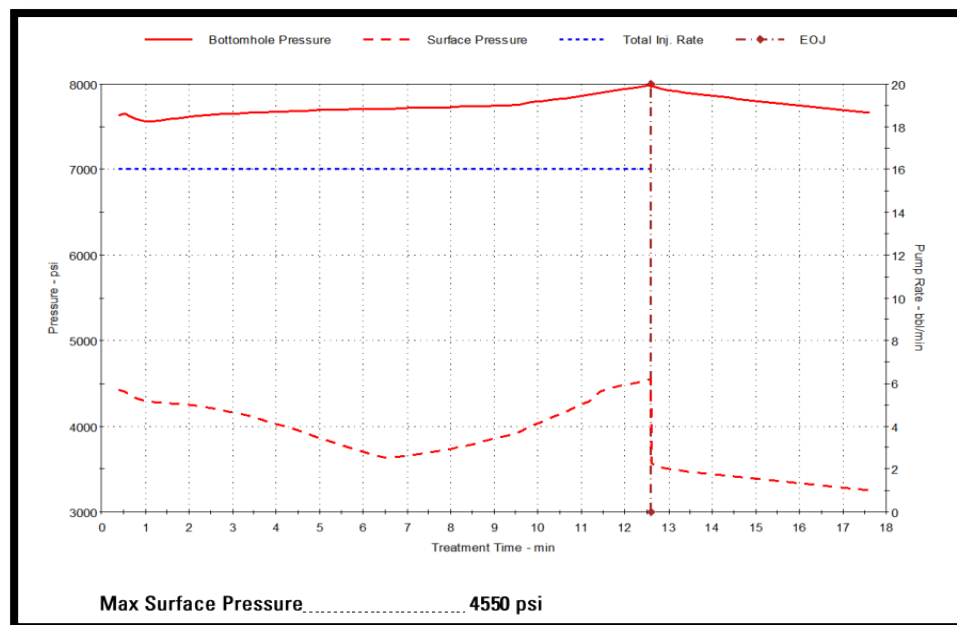


Figura 5.3 Resultados de la simulación del fracCADE

Elaborado por: Cía. Schlumberger

<sup>15</sup> (López, 2010) , pág. 31

## 5.4 CALCULO DEL GRADIENTE DE FRACTURA.

$$P_s = 4550 \text{ psi}$$

$$h = 10263 \text{ ft}$$

$$Gf = \frac{Pf}{h}$$

$$Pf = P_s + Ph - Pf_{ric} = \text{BHTP}$$

$$Ph = Gf * h$$

$$Ph = (0.052) \left( 8.4 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} \right) (10263 \text{ ft})$$

$$Ph = 4482.9 \text{ psi}$$

*La P<sub>f<sub>ric</sub></sub>* se considera despreciable en este caso

$$Pf = (4482.9 + 4550) \text{ psi}$$

$$Pf = \text{BHTP} = 9032.9 \text{ psi}$$

$$Gf = \frac{10082.9 \text{ psi}}{10263 \text{ ft}}$$

$$Gf = 0.88 \frac{\text{psi}}{\text{ft}}$$



$$Gf = 0.88 \frac{\text{psi}}{\text{ft}} \times \frac{\text{kg}/\text{cm}^2}{14.22 \text{ psi}} \times \frac{\text{ft}}{0.3048 \text{ m}}$$

$$Gf = 0.203 \frac{\text{kg}/\text{cm}^2}{\text{m}} \rightarrow \text{la fractura puede ser vertical}$$

Los siguientes son los resultados de la simulación del software FracCADE. La conductividad y el FCD son valores calculados basados en intervalos disparados con alturas positivas.

**Tabla II Resultados de la Geometría de la Fractura**

Geometría de la fractura		
		Diseño
Longitud de la fractura	ft	233
Altura de la fractura	ft	57
Ancho de la fractura	in	0.243
Conductividad promedio	md-ft	10823
FCD (optimo=1.2)		0.85
Presión Neta	psi	4400
Máxima presión en superficie	psi	4550
Daño equivalente		-2.6

Elaborado por: Edgar Torres y Laurent Aristega

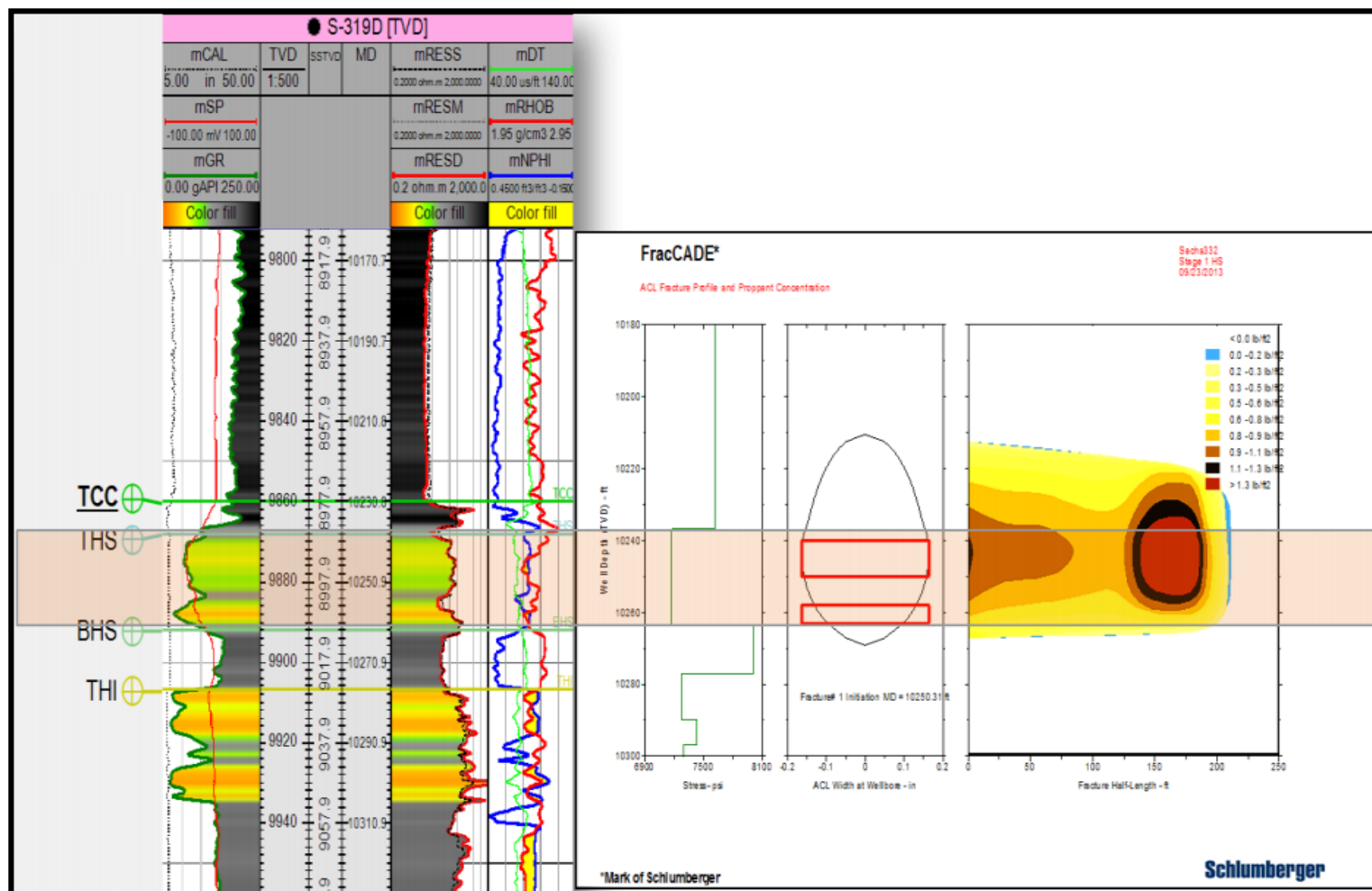


Figura 5.4 Perfil de la fractura y concentración del soporte (FracCADE)

Elaborado por: Cía. Schlumberger

## 5.5 ANALISIS DE RESULTADOS

Para evaluar los resultados de un trabajo de fracturamiento hidráulico se emplea un software de análisis nodal que permite determinar el comportamiento presente y futuro de un pozo (tasas de producción, caídas de presión y potencial del pozo).

Generalmente una operación de fracturamiento hidráulico genera resultados positivos referentes a la producción y al mejoramiento de la eficiencia de flujo ya que existe un incremento de las propiedades petrofísicas en las cercanías del pozo.

El análisis nodal se lo ejecuto tomando en cuenta dos escenarios, el presente y futuro:

**Caso1.** Condiciones del pozo antes del fracturamiento hidráulico.

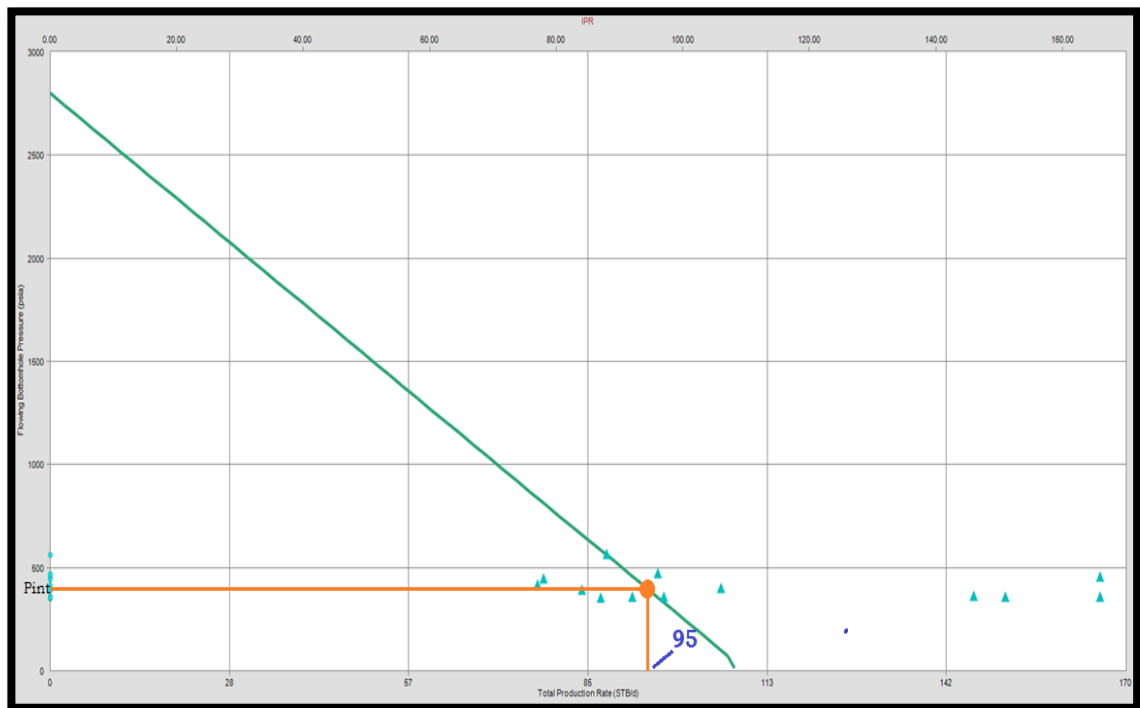


Figura 5.5 Análisis Nodal antes del Fracturamiento Hidráulico

Elaborado por: Cía. Schlumberger

- IPR= 0.04 BPPD/PSI
- S= 7
- K= 55 md
- AOF(Absolute Open Flow)= 108 BPPD
- P intake= 420 psi
- **Caso2.** Condiciones del pozo AT-185 después de la operación de fracturamiento

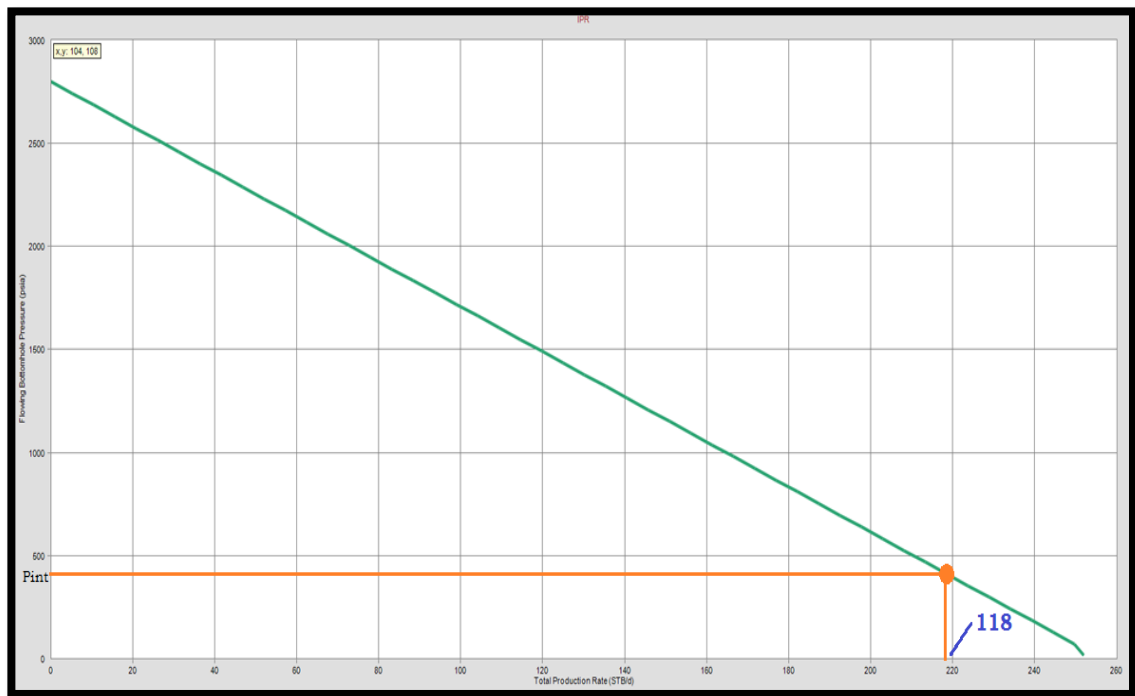


Figura 5.6 Análisis Nodal después del Fracturamiento Hidráulico

Elaborado por: Cía. Schlumberger

- IPR= 0.09 BPPD/PSI
- S= -1
- K= 55md
- AOF(Absolute Open Flow)= 252 BPPD
- P intake= 420 psi

## 5.6 COMPARACION DE RESULTADOS

Tabla III Resultados y comparación del esquema antes y después del fracturamiento Hidráulico

RESULTADOS									
Antes del Fracturamiento					Después del Fracturamiento				
IP (bppd/psi)	Qo (bopd)	Qa (bapd)	BSW %	S	IP (bppd/psi)	Qo (bopd)	Qa (bapd)	BSW %	S
0.04	95	15	16	7	0.09	118	18	16	-1

Elaborado por: Edgar Torres y Laurent Aristega

Como resultado del fracturamiento se obtuvo un incremento en el potencial del pozo alrededor de 150 BPPD. La producción aumento en un 20% en relación a las condiciones iniciales y se creó un bypass en la formación reduciendo el daño de 7 a -1, razón por la cual la producción del pozo AT185 incrementó

## **CAPITULO VI**

### **6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

#### **6.1 CONCLUSIONES**

- El potencial del pozo AT-185 tuvo un incremento de 144 BPPD debido al trabajo de fractura realizado en el mismo.
- La producción se incrementó en un 20% en relación a las condiciones iniciales del pozo.
- La operación de fracturamiento hidráulico ocasiono un incremento de la conductividad gracias al empaquetamiento de los apuntalantes dentro de la fractura.

- Se obtuvo una reducción del daño de formación significativa desde  $S=7$  a  $S=-1$

## 6.2 RECOMENDACIONES

- Seleccionar un fluido de fractura y material de sostén que sean compatibles con la formación y con los fluidos que esta contenga.
- Se recomienda seleccionar un material de sostén que soporte la presión de cierre de la formación para evitar que este se rompa y afecte la conductividad de la fractura.
- Al momento de emplear el software FracCADE es prescindible ingresar datos reales y actualizados de las pruebas de restauración de presión ya que los resultados servirán para la toma de decisiones.
- Durante las operaciones de fracturamiento hidráulico se debe notificar a todo el personal para evitar accidentes ya que se trabajan con altas presiones en superficie.



# ANEXOS

## ANEXO A

FECHA	BFPD	BPPD	BSW (%)	ARENA	BOMBA	OBSERVACIONES
05-sep-13	RIG CPV-23 INICIA PERFORACION .					
24-sep-13	FINALIZA PERFORACION					
24-sep-13	RIG CPV-23 INICIA COMPLETACION Y PRUEBAS INICIALES.					
30-sep-13	FINALIZAN COMPLETACION Y PRUEBAS INICIALES PRODUCE DE ARENA "Hs"					
30-sep-13	906	0	100	Hs	D800N	FREC = 50 HZ
01-oct-13	200	140	30	Hs	D800N	Pint: 307 psi , FREC = 52 HZ
29-oct-13	150	126	16	Hs	D800N	Pint: 374 psi , FREC = 52 HZ
26-nov-13	150	126	16	Hs	D800N	Pint: 296 psi , FREC = 52 HZ
16-dic-13	162	136	16	Hs	D800N	Pint: 294 psi , FREC = 51 HZ
24-ene-14	104	87	16	Hs	D800N	Pint: 296 psi , FREC = 52 HZ
22-feb-14	87	63	16	Hs	D800N	Pint: 300 psi , FREC = 50 HZ
27-mar-14	100	84	16	Hs	D800N	Pint: 303 psi , FREC = 52 HZ
09-abr-14	138	116	16	Hs	D800N	Pint: 328 psi , FREC = 52 HZ
13-abr-14	87	73	16	Hs	D800N	Pint: 326 psi , FREC = 52 HZ
28-abr-14	78	66	16	Hs	D800N	Pint: 328 psi , FREC = 52 HZ
02-may-14	92	77	16	Hs	D800N	Pint: 352 psi , FREC = 52 HZ
08-may-14	126	106	16	Hs	D800N	Pint: 338 psi , FREC = 52 HZ
24-may-14	93	78	16	Hs	D800N	Pint: 335 psi , FREC = 52 HZ
05-jun-14	105	88	16	Hs	D800N	Pint: 503 psi , FREC = 52 HZ
16-jun-14	63	53	16	Hs	D800N	Pint: 468 psi , FREC = 52 HZ
23-jun-14	EQUIPO BES OFF: POR ATASCAMIENTO DESPUES DE SHUT DOWN					
02-jul-14	FAST DRILLING-11 INICIA WO-01: ASLAR "Hs" CON CIBP, CON TCP PUNZONAR "Ui", EVALUAR. BAJAR BES.					
27-jul-14	FINALIZA WO-01. QUEDA CON MTU PRODUCIENDO EN "Ui".					
27-jul-14	144	85	41	Ui	JET 10i	CON MTU SERTECPET
30-jul-14	205	4	98	Ui	JET 10i	
31-jul-14	SE PESCA BOMBA, SE BAJAN ELEMENTOS.					
02-ago-14	RECUPERAN ELEMENTOS, PRUEBAN TUBERIA OK, PRUEBAN EMPACADURA OK, BAJAN JET 11K					
04-ago-14	216	0	100	Ui	JET 11K	
06-ago-14	216	49	77	Ui	JET 11K	
08-ago-14	240	0	100	Ui	JET 11K	LUEGO DE C/B EL 7-JUL-14. SALE CAVITADA
10-ago-14	96	40	58	Ui	JET 10i	LUEGO DE C/B, SALE CAVITADA
16-ago-14	SE CONTINUA EVALUACION DE "Ui" CON JET 10i Y MTU DE SERTECPET					
18-ago-14	120	36	70	Ui	JET 10i	
23-ago-14	96	73	24	Ui	JET 10i	
25-ago-14	96	77	20	Ui	JET 10i	LUEGO DE C/B EL 23-JUL-14. SALE GARGANTA CAVITADA Y REJILLA SEMITAPONADA CON SEDIMENTOS
27-ago-14	96	77	20	Ui	JET 10i	SE SUPENDE EVALUACION.
02-sep-14	CON UNIDAD DE COILED TUBING DE HALLIBURTON SE REALIZA TRATAMIENTO ACIDO: Pini = 2500 PSI A 0,5 BPM, Pfin = 10 PSI A 0,6 BPM					
03-sep-14	SE REINICIA EVALUACION DE "Ui" CON JET 10i Y MTU DE SERTECPET					
06-sep-14	120	34	72	Ui	JET 10i	
07-sep-14	96	33	66	Ui	JET 10i	
08-sep-14	SE REALIZA CAMBIO DE UNIDAD MTU.					
10-sep-14	96	0	100	Ui	JET 10i	
11-sep-14	96	0	100	Ui	JET 10i	FINALIZA EVALUACION CON MTU SERTECPET

## ANEXO B

1. Mover unidad de WO a la locación del pozo y montar.
2. Controlar pozo con fluido de completación provisto por Schlumberger. (KCL 3% + Inhibidor de arcillas + Aditivos).
3. Acondicionar Boca de Pozo y Sacar Completación actual.
4. Repunzar con cable el intervalo 10.240' – 10.263' a fracturar.
5. Bajar sarta de Fracturamiento, probando con presión cada +/- 2,000 pies con 4500 psi o de acuerdo al procedimiento de ORN. La sarta de Fractura queda como sigue (preliminarmente):
  - Tubing 3 ½ 10 Kpsi 9.3# EUE hasta superficie
  - 3-1/2" 9.3# EUE Box Up x Pin Down, No-go Nipple 2.75" R Profile (with standing Valve)
  - Crossover 3 1/2" EUE box x 2 7/8" EUE pin
  - 7 x 2 7/8" EUE Mechanical Packer 10 Kpsi (a ser asentado a +/- 10,000 ft)
  - 2 X 2 7/8" pup joint / Mule Shoe

NOTA: Se recomienda Tubería de 3 1/2" y 10 Kpsi de presión de estallido. La Standing valve debe ser al menos de 6000 psi diferencial
6. Al llegar a la profundidad de asentamiento del PKR , probar la tubería con 4500 psi contra standing valve
7. Recuperar standing valve con slick line.
8. Asentar PKR en aprox. en 10.050 ft MD siguiendo las recomendaciones del operador de la herramienta. (Revisar Casing / Cemento en el punto de asentamiento antes de asentar el PKR).
9. Probar PKR con 1500 psi en anular (o lo recomendado por el supervisor del PKR).
10. Armar equipo de Schlumberger para Fracturamiento hidráulico. El taladro deberá suministrar un estimado de 800 bbl de agua fresca filtrada para realizar la mezcla de los fluidos de tratamiento.
11. Realizar prueba de líneas de Schlumberger con 9000 psi contra válvula de tapón en cabezal de pozo. Si la prueba es satisfactoria durante 3 minutos, liberar presión y abrir cabezal de pozo. Durante las operaciones de Datafrac y Fractura se deberán entre 1000 y 1500 psi en el espacio anular y mantener la presión en el anular con una unidad de back up (Cementador).
12. Realizar Mini Fall-Off test con fluido de completación (provisto por Schlumberger) inyectando en formación aprox. 10bbl @ 10 bpm dejar declinar al menos 2 hs (si la presión no cae a cero antes de las 2 hs). Evaluar MFO y fricciones.
13. Realizar bombeo de OneSTEP GP con 60 bbls (5-15bpm) y desplazar con gel lineal. Dejar en remojo de 4-6hrs.
14. Realizar DataFRAC con fluido de Fractura (Aprox. 80 bbl inyectados en formación) y desplazar con gel de fractura lineal, reportar presiones y eficiencia de fluido. Evaluar incrementar la viscosidad del gel en base a los resultados del Datafrac.
15. Realizar operación de Fracturamiento Hidráulico de acuerdo al programa de bombeo revisado luego del Datafrac. ORN deberá proveer de un "catch tank" para la recolección del propante reversado en caso de arenamiento. El manejo de este material será responsabilidad de ORN.
16. Esperar cierre de fractura y liberar presión si quedara presurizado el pozo (en caso de arenamiento prematuro, se deber esperar decantación antes de desfogar presión al menos 4 hs). Se recomienda realizar esta operación a no más de 0.5 bpm.

17. Considerar los siguientes escenarios luego de la finalización de la operación de Fractura (Se deberá calcular el tope teórico de propante basado en el "rathole" y en la configuración final del pozo:

**a. Fractura Sin Arenamiento → Desplazamiento = 100 % del valor planeado**

- i. Abrir by-pass del PKR y reversar hasta chequear retornos limpios.
- ii. Desasentar PKR y contactar tope de arena (no pasar el PKR por los perforados)
  1. Si tope contactado se encuentra tapando las perforaciones:
    - a. Sacar sarta de fractura
    - b. Bajar sarta de limpieza con "punta libre"
    - c. Limpiar Casing reversando con fluido de control (enviar baches viscosos de aprox. 10 bbl de gel de fractura para finalizar la limpieza y hasta detectar retornos limpios)
      - i. En caso de no poder limpiar el tubular con Punta libre se deberá bajar broca de 6 1/8 y limpiar propante rotando.
    - d. Limpiar con sarta de "punta libre" hasta dejar los perforados libres de propante.
    - e. Sacar tubería de Limpieza
    - f. Bajar sarta de evaluación probando con presión cada +/- 2,000 pies con 2000 psi o de acuerdo al procedimiento de ORN. Se agrega a continuación la sarta de evaluación sugerida:
      - Tubing 3 1/2 10 Kpsi 9.3# EUE hasta superficie
      - 3-1/2" 9.3# EUE Box Up x Pin Down, Sliding sleeve 2.81" R Profile (For Jet Pump)
      - 1 x Tubing 3 1/2 10 Kpsi 9.3# EUE
      - 3-1/2" 9.3# EUE Box Up x Pin Down, No-go Nipple 2.75" R Profile (with standing Valve)
      - Crossover 3 1/2" EUE box x 2 7/8" EUE pin
      - 7" x 2 7/8" EUE Mechanical Packer para evaluación (a ser asentado a +/- 10,000 ft)
      - 2 X 2 7/8" pup joint / Mule Shoe
  2. Si tope contactado No se encuentra tapando las perforaciones:
    - a. Sacar sarta de fractura
    - b. Bajar sarta de evaluación probando con presión cada +/- 2,000 pies con 3000 psi o de acuerdo al procedimiento de ORN. Ver punto anterior para la configuración de la sarta de evaluación.

**b. Arenamiento Prematuro de la Fractura (Desplazamiento < 100 % del valor planeado)**

- i. Dejar decantar propante unas 6 hs y constatar tope de arena con slickline.
  1. En caso de quedar propante dentro del tubing,
    - a. Realizar limpieza con siguiendo procedimiento de CT.
  2. En caso de quedar propante fuera del tubing,
    - a. Seguir procedimiento 17 a 1 o 2 según corresponda

18. Una vez realizada la Limpieza del pozo, sacar sarta de fractura y bajar sarta de evaluación

19. Evaluar pozo de acuerdo al programa de ORN.

## BIBLIOGRAFÍA

Adán Andrés Fernández Chica y Michelle Joselin Bazurto Litardo. (2015). *ANÁLISIS TÉCNICO DE POZO DIRECCIONAL DE DOS SECCIONES*. Guayaquil- Ecuador: ESPOL.

Amada Cristina Díaz López y Andrés Fernando Lasso Velarde. (2013). *Anlisis técnico económico y propuesta de nuevos pozos para la implementación del método de Fracturamiento Hidráulico en la arena AMY*. Quito: Universidad Central del Ecuador.

Carlos. (Diciembre de 2012). *Perforación: Fracturamiento hidráulico y control de arenas*. Obtenido de Rincon del Vago: [http://html.rincondelvago.com/perforacion\\_fracturamiento-hidraulico-y-control-de-arenas.html](http://html.rincondelvago.com/perforacion_fracturamiento-hidraulico-y-control-de-arenas.html)

Cedeño, J. G. (2013). *Aplicación de la Fractura Hidráulica en la Cuenca Oriente Ecuatoriana*. España: Universidad Complutense de Madrid.

Cesar Johanny Hernandez Marin y Jhoan David Soto Pabon. (2009). *Evaluación del proceso de Fracturamiento Hidráulico aplicado a alguno pozos del campo Yarigui- Cantagallo*. Bucaramanga- Colombia: Universidad Industrial de Santander.

Ferlt, S. (1976). *Cyber Tesis*. Obtenido de [http://cybertesis.urp.edu.pe/urp/2010/cavero\\_c/pdf/cavero\\_c-TH.3.pdf](http://cybertesis.urp.edu.pe/urp/2010/cavero_c/pdf/cavero_c-TH.3.pdf)

Hernández, G. A. (2013). *Hidráulica y Control de pozos*. México: Instituto Tecnológico Superior de Coatzacoalcos.

Jaime Rodrigo Gavilanes Rodriguez y Luis Eduardo Torres Pereira. (2009). *ACTUALIZACIÓN DE RESERVAS Y ESTIMACION DE LA PRODUCCIÓN DE LOS CAMPOS AUCA Y AUCA SUR*. Quito- Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.

José Luis Romero Arias y Franklin Vinicio Gómez Soto. (2010). *Estudio de los efectos de la inyección de agua en los yacimientos "U" Y "T" de la Formación Napo del campo Sacha*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.

López, B. I. (2010). *Fracturamiento Hidráulico Multietapas*. México: Universidad Nacional Autónoma de México.

Patrice Baby, Marco Rivadeneira y Roberto Barragán. (2004). *La Cuenca Ecuatoriana: Geología y Petróleo 1era Edición*. Quito: ISBN 9978-43-859-9.

Raúl Bermúdez, Clamart, Jim Friedheim, Guido Leoni, Ravenna y Mark Sanders. (2012). *Estabilización del pozo para prevenir pérdidas de Circulación*. Houston, Texas: Schlumberger.

Rivera, Y. P. (2009). *Optimización de la Producción mediante el fracturamiento hidráulico al reservorio, M-1 del pozo Y*. Quito, Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.

Sykes, V. (2011). *Guía de Diseño para Fracturamientos Hidráulicos*. Mexico: Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica.

Vanessa Rubio Muñoz, Angélica Torres Guerrero, Hans Cifuentes Bernal, Juliana Pachon Rodríguez, Fabián Peña Amaya y Diego Torres Salcedo. (2012). *Fracturamiento Hidráulico*. Bogotá Colombia: Fundación Universidad de América.