

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

**“DISEÑO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO PARA LA
OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN EL POZO FICT-2D”**

PROYECTO INTEGRADOR

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERÍA DE PETRÓLEO

Presentado por:

Marco Adrián Jácome Pazmiño

David Fernando Muñoz Cabanilla

2016

AGRADECIMIENTO

Agradezco primero a Dios por darme la vida y por las bendiciones que me ha dado siempre y por permitirme cumplir todos mis sueños y metas. A mis padres Vicente y Sandra que con gran amor, paciencia y fe siempre me han apoyado en todo y que han sido el pilar de mi vida. Por haberme brindado una excelente educación y haberme guiado por el mejor de los caminos enseñándome a creer siempre en mí. Por ello y mucho más. ¡Gracias!

Marco Jácome

AGRADECIMIENTO

Quiero agradecer en primera instancia a Dios por otorgarme la capacidad necesaria para llegar hasta este punto de culminación de mis estudios universitarios y poder realizar este proyecto. Así mismo me gustaría agradecer a mis dos padres por siempre apoyarme en mi recorrido por alcanzar mis objetivos propuestos. Agradezco a la persona quien nos instruyó con sus conocimientos académicos para poder realizar este proyecto, M.Sc Fidel Chuchuca quién con mucha paciencia y amabilidad ha sabido aclarar todas nuestras dudas.

David Muñoz

DEDICATORIA

A mi madre Sandra y mi padre Vicente por ser el gran pilar fundamental de mi vida a través de su apoyo incondicional.

Marco Jácome

DEDICATORIA

Dedico infinitamente este proyecto a mi madre Laura Cabanilla y a mi padre Fernando Muñoz, ambos han dedicado su esfuerzo y tiempo para que yo alcance los objetivos que me he ido proponiendo en el transcurso de mi carrera.

David Muñoz

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

M.Sc. Fidel Chuchuca
DIRECTOR DEL
PROYECTO
INTEGRADOR

M.Sc Romel Erazo
DOCENTE DE LA
CARRERA
INGENIERÍA EN
PETRÓLEO

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, me corresponden exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL”

MARCO JACOME PAZMIÑO

DAVID MUÑOZ CABANILLA

RESUMEN

En este proyecto de grado realizaremos el diseño de fracturamiento hidráulico para un determinado pozo del campo FICT ubicado en el bloque X de la Amazonía Ecuatoriana. Primero usaremos un método analítico preliminar para luego realizar la simulación con el software de la empresa Schlumberger denominado FracCade versión 5.41.

Capítulo 1, se da a conocer las generalidades del campo, su ubicación geográfica, estructura, estratigrafía, litología de las arenas presentes en el campo, la caracterización del yacimiento y el análisis PVT de los fluidos presentes.

Capítulo 2, se presenta la teoría relativa al fracturamiento hidráulico, daño de formación, índice de productividad con el fin de comprender de mejor manera los fundamentos necesarios para el debido diseño del tratamiento.

Capítulo 3, se presenta el análisis técnico del pozo FICT -2D determinando si cumple o no los parámetros necesarios para realizar el fracturamiento hidráulico a través de variables como producción, reservas del campo, factor de recobro, daño de formación, etc.

Capítulo 4, se realiza en sí el diseño del fracturamiento enfatizando los parámetros críticos de diseño tales como la longitud de la fractura, conductividad, selección de fluido fracturante, selección de agente apuntalante necesarios que determinarán la efectividad del mismo, procederemos a diseñarlo preliminarmente de manera analítica y luego lo realizaremos utilizando el simulador.

Capítulo 5, se presentan las recomendaciones y conclusiones.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN.....	VIII
ÍNDICE GENERAL.....	X
ABREVIATURAS	XV
SIMBOLOGÍA	XVI
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XVIII
INDICE DE TABLAS	XXI
INTRODUCCCIÓN	XXIII
CAPITULO 1	
1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO	1
1.1. GENERALIDADES.....	1
1.2. UBICACIÓN.....	3
1.3. ESTRATIGRAFÍA.....	4
1.3.1. Formación Pre-Cretácicas	4
1.3.1.1. Formación Chapiza	4
1.3.2. Formaciones Cretácicas	5
1.3.2.1. Formación Hollín	5
1.3.2.2. Formación Napo.....	5
1.3.3. Formaciones Terciarias	7
1.3.3.1. Formación Tena	7
1.3.3.2. Formación Tiyuyacu	8
1.3.3.3. Formación Orteguaza.....	8
1.3.3.4. Formación Chalcana	8
1.4. CARACTERIZACIÓN DE LOS RESERVORIOS Y FLUIDOS.....	10
1.4.1. Petrofísica y Estructura.....	10
1.5.2. Análisis PVT de los fluidos	12
1.6. Objetivos.....	13
1.6.1 Objetivo General.....	13
1.6.2 Objetivos Específicos	14

CAPÍTULO 2

2. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO Y DAÑO DE FORMACIÓN	15
2.1. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	15
2.1.1. Introducción	15
2.1.2. Definición.....	16
2.1.3. Aplicaciones.....	18
2.1.3.1. Disminución del daño de formación.....	18
2.1.3.2. Inyección de fluidos a la formación.....	18
2.1.3.3. Aumento productividad en yacimientos de baja permeabilidad.	19
2.1.3.4. Aumento en la producción:.....	19
2.1.4. Propiedades mecánicas de las rocas	20
2.1.4.1. Deformabilidad	20
2.1.4.2. Resistencia	24
2.1.5. Orientación de la fractura	25
2.1.5.1. Fracturas horizontales	27
2.1.5.2. Fracturas Verticales.....	27
2.1.6. Geometría de la fractura.....	28
2.1.6.1. Dimensiones de una fractura hidráulica	29
2.1.6.2. Modelo en dos dimensiones (2D).....	31
2.1.6.3. Modelo en tres dimensiones (3-D).....	33
2.1.7. Presiones Involucradas en el fracturamiento Hidráulico	34
2.1.8. Fluidos de fracturamiento hidráulico	35
2.1.8.1. Tipos de fluido fracturante	36
2.1.8.2. Aditivos	40
2.1.8.3. Uso de polímeros con fluidos fracturantes	43
2.1.8.4. Composición típica de un fluido de fracturamiento	44
2.1.9. Apuntalantes.....	45
2.1.10. Equipos usados durante el fracturamiento hidráulico	46
2.1.10.1. Tanques de almacenamiento usados para el fluido de fracturamiento	46
2.1.10.2. Blenders (Mezcladores).....	47
2.1.10.3. Mangueras	48
2.1.10.5. Bombas de succión	49

2.1.10.6. Batea de mezcla.....	50
2.1.10.7. Bombas de descarga.....	50
2.1.10.8. Manifold de descarga	51
2.1.10.9. Instrumentación de control	51
2.2. DAÑO DE FORMACIÓN	52
2.2.1. Skin (Total)	54
2.2.1.1. Daño debido a la geometría	55
2.2.1.2. Daño en la completación	55
2.2.1.3. Daño en la producción.....	55
2.3. ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD	56
2.3.1 Inflow Performance Relationship (IPR).....	57
2.3.1.1. IPR Lineal.....	57
2.3.1.2. IPR Voguel	58
CAPÍTULO 3	
3. ANÁLISIS TÉCNICO DEL POZO FICT-2D	60
3.1. PRODUCCIÓN	60
3.1.1. Antecedentes.....	61
3.1.2. Historial de producción del pozo FICT-2D	62
3.2. RESERVAS	65
3.3. DETERMINACIÓN DE CONDICIONES PARA REALIZAR EL FRACTURAMIENTO	66
3.4. ESTADO MECÁNICO DEL POZO FICT-2D.....	69
3.5. HISTORIAL DE COMPLETACIÓN DEL POZO FICT-2D.....	70
3.6. DATOS DE BUILD UP DEL POZO FICT-2D.....	73
CAPÍTULO 4	
4. DISEÑO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO DEL POZO FICT-2D.	74
4.1. INTRODUCCIÓN	74
4.2. PROCEDIMIENTOS DE DISEÑO GENERAL	75
4.2.1. Parámetros para realizar el fracturamiento.....	77
4.2.2. Fluido fracturante agente apuntalante	78
4.2.2.1 Selección del fluido fracturante	78
4.2.2.2. Selección de agente apuntalante	80
4.3. DISEÑO DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO ANALÍTICO (2D) ..	81

4.3.1. Parámetros de diseño.....	81
4.3.2. Presiones en el diseño de Fracturamiento	84
4.3.2.1. Presión de sobrecarga	84
4.3.2.2. Gradiente de fractura.....	85
4.3.2.3. Presión de fractura	85
4.3.2.4. Presión de tratamiento en superficie	85
4.3.2.5. Presión cierre instantánea.....	86
4.3.2.6. Pérdida de presión por fricción en tubería.....	86
4.3.2.7. Pérdida de presión por cañoneo.....	86
4.3.2.8. Presión de cierre	86
4.3.3. Diseño del fluido fracturante	87
4.3.3.1. Cálculo del coeficiente del fluido fracturante	87
4.3.4. Cálculo de la geometría de la fractura y volumen de inyección	89
4.3.4.1. Longitud de la fractura.....	90
4.3.4.2. Amplitud de la fractura.....	90
4.3.4.3. Volumen de inyección	91
4.3.5. Incremento de la productividad.....	91
4.3.5.1. Permeabilidad de la fractura.....	91
4.3.5.2. Índices de productividad antes y después del fracturamiento ...	91
4.3.5.3. Daño luego del fracturamiento	92
4.3.6. Diseño del fracturamiento hidráulico analítico (2D) para el pozo FICT-2D.....	92
4.4. SIMULACIÓN DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	101
4.4.1. Descripción del Simulador	101
4.4.2. Input de datos	104
4.4.3. Módulo DataFRAC.....	105
4.4.3.1. Selección del Fluido Fracturante	105
4.4.3.2. Selección del apuntalante	107
4.4.4. Simulación del fracturamiento hidráulico (3D) para el pozo FICT-2D	109
4.5. ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	114

CAPÍTULO 5

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	117
5.1. CONCLUSIONES	117
5.2. RECOMENDACIONES.....	120

ABREVIATURAS

Bls	Barriles
BAPD	Barriles de agua por día
BFPD	Barriles de fluido por día
BPPD	Barriles de petróleo por día
Rb	Barriles de reservorio
Stb	Barriles en tanque de almacenamiento
BPD	Barriles por día
BPM	Barriles por minuto
DDP	Densidad de disparos por pies
IPR	Inflow Performance Relationship
PBH	Paraíso, Biguno y Huachito
POES	Petróleo original <i>in-situ</i>
Scf	Pies cúbicos estándar
PVT	Presión, volumen y temperatura

SIMBOLOGÍA

W	Amplitud de la fractura	ft
ΔP_d	Caída de presión adicional	psi
I	Caudal de inyección	BPM
Q_o	Caudal de petróleo	BPPD
Q'	Caudal después de la inyección	BPPD
Q_{omax}	Caudal máximo de petróleo	BPPD
Q	Caudal en superficie a condiciones estándar	BFPD
C	Coefficiente de fluido fracturante	ft.min ^{0.5}
γ	Coefficiente de Poisson	
S	Daño de formación	
S'	Daño después del tratamiento	
S _{total}	Daño total	
P_f	Densidad de la formación	lbm/ft ³
Δ	Densidad del fluido de inyección	lb/gal
H_p	Diámetro de las perforaciones	in
d_o	Diámetro externo de tubería	in
D_i	Diámetro interno de tubería	in
Σ	Esfuerzo	psi
H_o	Espesor de petróleo	ft
S_d	Factor de daño de la zona invadida	
$S_{producción}$	Factor de daño generado en la producción	
$S_{completación}$	Factor de daño generado por la completación	
$S_{geometría}$	Factor de daño generado por la geometría	
f	Factor de fricción	
G_f	Gradiente de fractura	psi/ft
G_p	Gradiente del poro	psi/ft
J	Índice de productividad	BFPD/psi
J_o	Índice de productividad inicial	BPPD/psi
J'	Índice de productividad luego del tratamiento	BPPD/psi
X_f	Longitud de la fractura	ft
E	Módulo elástico o de Young	psi

n	Número de perforaciones	
N_r	Número de Reynolds	
ΔP_p	Pérdida de presión por cañoneo	psi
$\Delta P_{\text{fricción}}$	Pérdida de presión por fricción en la tubería	psi
K	Permeabilidad inicial	mD
K_f	Permeabilidad final	mD
P_b	Presión de burbuja	psi
P_{wh}	Presión de cabeza de pozo	psi
P_{ci}	Presión de cierre instantánea	psi
P_{wf}	Presión de fondo fluvente	psi
P_{wf}'	Presión de fondo fluvente luego del tratamiento	psi
P_r	Presión de reservorio	psi
σ_{ov}	Presión de sobrecarga	psi
P_{ts}	Presión de tratamiento en superficie	psi
P_e	Presión externa presente en la frontera	psi
P_h	Presión hidrostática	psi
D	Profundidad de la formación	ft
r_w	Radio del pozo inicial	ft
r_w'	Radio del pozo luego del tratamiento	ft
r_e	Radio exterior del yacimiento	ft
ϵ	Relación de deformación axial unitaria	
ϵ_x	Relación de deformación eje x	
ϵ_y	Relación de deformación eje y	
ϵ_z	Relación de deformación eje z	
T_r	Temperatura de reservorio	F
T_{wh}	Temperatura en la cabeza del pozo	F
t_c	Tiempo de cierre	min
t_p	Tiempo de inyección	min
S_w	Saturación de agua	
v	Velocidad del fluido en la tubería	ft/s
u	Viscosidad del fluido de inyección	cp

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1: Plays Petroleros Cuenca Oriente Ecuatoriana.....	2
Figura 1.2: Ubicación Bloque X.....	4
Figura 1.3: Estratigrafía de la Cuenca Oriente Ecuatoriana.....	9
Figura 1.4: Estructura Geológica del campo FICT	12
Figura 2.1: Proceso de Fracturamiento típico	17
Figura 2.2: Estructura de las fracturas	18
Figura 2.3: Curvas de Esfuerzo de Deformación	21
Figura 2.4: Comportamiento típico de Deformación vs Esfuerzo.....	23
Figura 2.5: Esfuerzos de tensión, compresión y cizalla	25
Figura 2.6: Esfuerzos locales y propagación de la fractura hidráulica.	26
Figura 2.7: Fractura horizontal.	27
Figura 2.8: Fractura vertical	28
Figura 2.9: Visualización de la longitud, altura y ancho de la fractura.	30
Figura 2.10: Geometría PKN para una fractura 2D.....	32
Figura 2.11: Geometría KGD para una fractura 2D	32
Figura 2.12: Ancho y altura para una fractura modelo 3D.	34
Figura 2.13: Composición típica de un fluido de fracturación y proporción de uso de distintos aditivos.....	44
Figura 2.14: Blender.	47

Figura 2.15: Mangueras compuestas para fracturamiento.....	48
Figura 2.16: Manifold de succión	49
Figura 2.17: Bomba de succión.	49
Figura 2.18: Bateas de mezcla.	50
Figura 2.19: Bombas de descarga	51
Figura 2.20: Efecto daño formación en perfiles de presión.....	53
Figura 2.21: IPR lineal.	58
Figura 2.22: IPR Voguel.....	59
Figura 3.1: Historial de Producción Anual del Campo.....	62
Figura 3.2: Historial de Producción Mensual del Pozo FICT-2D	63
Figura 3.3: Porcentaje de Petróleo Original In-Situ por Yacimiento	66
Figura 4.1: Proceso de Optimización de tratamiento de fractura	76
Figura 4.2: Selección de agente apuntalante basado en la presión de cierre	81
Figura 4.3: Factor de fricción de Fanning	96
Figura 4.4: Módulos de FracCade 5.41.....	104
Figura 4.5: Presión de Fricción vs Tasa de Flujo del fluido YF230D.....	107
Figura 4.6: Permeabilidad vs Presión de Cierre del apuntalante C-Lite 20/40.	109
Figura 4.7: Survey del pozo FICT-2D.	110
Figura 4.8: Completación del pozo FICT-2D.....	110
Figura 4.9: Perforación del pozo FICT-2D.	111
Figura 4.10: Tuberías del pozo FICT-2D.	111
Figura 4.11: Litología cercana al yacimiento Hollín Superior.	111
Figura 4.12: Fluidos del yacimiento Hollín Superior.....	112

Figura 4.13: Programa de bombeo propuesto para fracturar la formación Hollín Superior en el pozo FICT-2D.	112
Figura 4.14: Resultados de la fractura hidráulica realizada en la formación Hollín Superior en el pozo FICT-2D.	113
Figura 4.15: Crecimiento horizontal de la fractura hidráulica realizada en la formación Hollín Superior en el pozo FICT-2D.	113
Figura 4.16: Conductividad de la fractura hidráulica realizada en la formación Hollín Superior en el pozo FICT-2D.	114
Figura 4.17: Geometría de la fractura hidráulica realizada en la formación Hollín Superior en el pozo FICT-2D.	114
Figura 4.18: Inflow Performance Relationship antes de la estimulación del pozo FICT-2D.	116
Figura 4.19: Inflow Performance Relationship después de la estimulación del pozo FICT-2D.	116

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla I: Bloques petroleros y campos	4
Tabla II: Características Petrofísicas de los reservorios del Campo	11
Tabla III: Análisis PVT del Campo.....	13
Tabla IV: Especificaciones típicas para aceite refinado	37
Tabla V: Presiones de confinamiento para algunos materiales de soporte ..	46
Tabla VI: Estado del pozo conforme al valor de daño	56
Tabla VII: Producción Promedio de los Pozos del Campo del año 2015	64
Tabla VIII: Reservas Estimadas de Petróleo del Campo hasta el año 2015	65
Tabla IX: Verificación de parámetros mínimos del pozo a fracturar	68
Tabla X: Estado Mecánico del Pozo FICT-2D	70
Tabla XI: Resultados de las Pruebas de Presión Hidrostática del pozo	71
Tabla XII: Datos de Build Up del pozo FICT-2D	73
Tabla XIII: Fluidos fracturantes y condiciones de uso	79
Tabla XIV: Propiedades mecánicas de la Roca Reservorio	82
Tabla XV: Módulo de Young típico conforme a la litología	82
Tabla XVI: Coeficiente de Poisson típico conforme a la litología.....	83
Tabla XVII: Propiedades del yacimiento y los fluidos	83
Tabla XVIII: Densidades típicas de rocas y fluidos.....	84
Tabla XIX: Datos del pozo FICT-2D para el fracturamiento	93
Tabla XX: Geometría de la Fractura.....	100

Tabla XXI: Resultado del pozo FICT-2D luego de la estimulación analítica	101
Tabla XXII: Características del apuntalante C-Lite 20/40.....	108
Tabla XXIII: Resultados del pozo FICT-2D luego de la simulación	115

INTRODUCCIÓN

El presente proyecto de graduación se basará en la aplicación del método de estimulación más usado y de mayor importancia en la actualidad, el cual es el fracturamiento hidráulico. Vamos a aplicarlo en el campo FICT del bloque X el cual va a tener características muy similares a campos presentes en el oriente ecuatoriano. El principal objetivo del proyecto será implementar un diseño de fracturamiento hidráulico para aumentar la producción en el yacimiento ubicado en la formación Hollín Superior; esto lo logramos a través de mejorar la permeabilidad de la formación y por ende, disminuir el daño en las cercanías del pozo de tal manera que se justifique el trabajo empleado y genere mayores ingresos para la economía del país. La metodología a utilizar será la de dos métodos: el método analítico (el cual nos servirá a manera de sondeo para determinar si el fracturamiento hidráulico obtendrá resultados satisfactorios) y el método de simulación (con el cual obtendremos los resultados preliminares para la aplicación del fracking).

CAPÍTULO I

1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO

1.1. GENERALIDADES

La Cuenca Oriente Ecuatoriana es considerada como la zona más abundante de la provincia petrolera Putumayo-Oriente-Marañón. Hasta fines del 2001 se estimó cerca de 30000 millones de barriles de petróleo original in situ y alrededor de 7800 millones de reservas probadas y probables, habiéndose producido el 35% de las mismas y tan solo el 9.8% del petróleo in situ. Así también hasta ese mismo año los campos descubiertos llegaron a ser 102 de los cuales solo 59 se encontraron produciendo, 12 fueron cerrados y 31 aún estaban en etapa exploratoria. La cuenca ha sido dividida en 3 Plays Petroleros: Occidental, Central y Oriental.

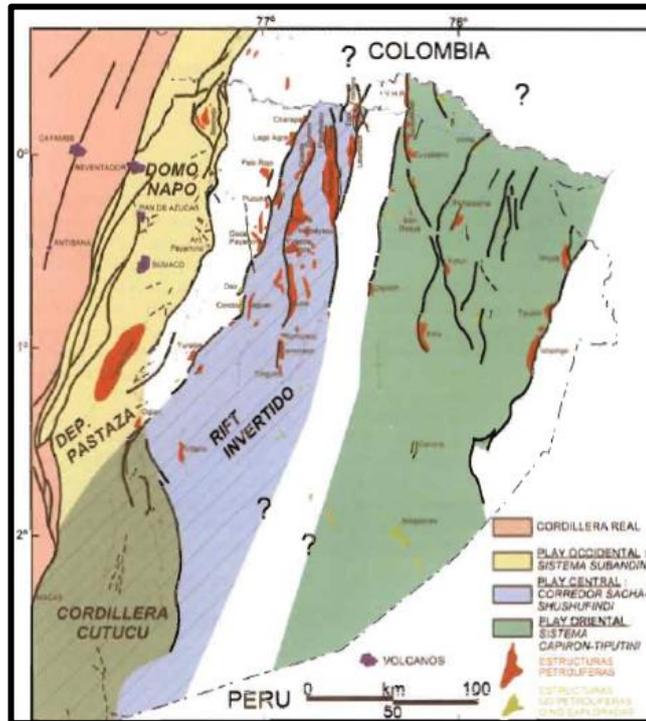


Figura 1.1: Plays Petroleros Cuenca Oriente Ecuatoriana

Fuente: Baby, P., Rivadeneira, M., Barragán, R. (2004). *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo*.

El enfoque de este proyecto se basará en el Play Central denominado: corredor Sacha-Shushufindi. Esta sección de la Cuenca Oriente contiene la mayor concentración de crudo de la región, equivalente a 15500 millones de barriles de petróleo in situ lo que sería el 54% del total de crudo descubierto en la cuenca. La distribución de las estructuras petrolíferas se encuentra en la parte Norte y Centro-Norte de la sección (véase Figura 1.1), en donde tendremos yacimientos de crudo liviano y mediano, y a medida que vamos descendiendo hacia la parte Sur encontraremos yacimientos de crudo mediano y pesado.

Las mayores acumulaciones de petróleo a nivel de campos se encuentran en: Shushufindi, Sacha y Libertador; mientras que a nivel de reservorio se encuentra la formación Napo Inferior de sus areniscas U y T, seguida de la formación Hollín.

El bloque X está conformado únicamente por el campo FICT el cual actualmente se encuentra en producción con aproximadamente 2000 BPPD. El campo FICT comenzó su producción inicialmente con 970 BPPD de la formación Hollín (740 BPPD) y de la arenisca T de la formación Napo inferior (230 BPPD). Posteriormente el campo fue aumentando su producción con la perforación de 12 pozos adicionales de los cuales uno fue convertido en reinector, el pozo FICT-04.

1.2. UBICACIÓN

Su ubicación logística está definida por los límites del bloque X (véase Figura 1.2), el cual se encuentra en el Play Central de la Cuenca Oriente Ecuatoriana (véase Figura 1.1).

Su límites se encuentran definidos por los campos: Sacha al este; Paraíso, Biguno y Huachito al suroeste; y por el campo Palo Azul al norte.

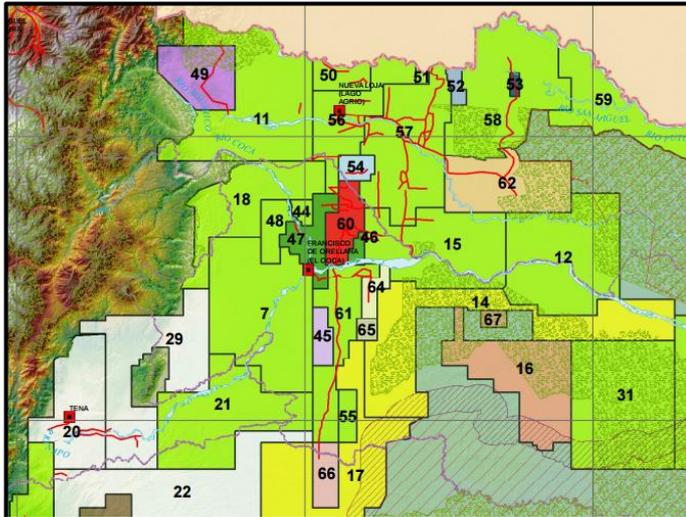


Figura 1.2: Ubicación bloque X.

Fuente: Banco de Información Petrolera del Ecuador. (2009).
Mapa de Bloques Petroleros del Ecuador Continental.

Tabla I

Bloques petroleros y campos

Bloque	Campo
18	Palo Azul
X	FICT
47	PBH
60	Sacha

Nota: PBH=Paraíso, Biguno y Huachito

Elaboración: David Muñoz

1.3. ESTRATIGRAFÍA

El campo FICT atraviesa las siguientes formaciones en orden ascendente (ver Figura 1.3):

1.3.1. Formación Pre-Cretácicas

1.3.1.1. Formación Chapiza

Comprende una sucesión de sedimentos clásticos continentales (capas rojas), que se depositaron en un clima seco o desértico (Goldschmid, 1941; Tschopp, 1953). Por sus características litológicas no se puede considerar roca madre pero dado a que contiene intercalaciones arenosas,

podría considerarse estas como potenciales reservorios aunque no ha sido probado en ningún pozo de la Cuenca Oriente en la actualidad. Su espesor va desde 2000 a 15000 pies.

1.3.2. Formaciones Cretácicas

1.3.2.1. Formación Hollín

Su espesor aumenta de Este a Oeste y va desde los 0 pies hasta los 500; esta formación está conformada por una matriz de areniscas cuarzosas, blancas de grano variado (fino, grueso a conglomerado) con cemento silíceo; contiene intercalaciones de lutitas que van desde oscuras arenosas-micáceas y carbonosas en su parte superior, ambas delgadas. Yace sobre la formación Chapiza en discordancia angular y su ambiente es transicional.

1.3.2.2. Formación Napo

Esta formación es característica y fácilmente reconocida por sus intercalaciones de caliza. El espesor de esta formación va desde los 500 a 2500 pies. Conformada principalmente por lutitas, calizas y niveles de areniscas. Esta formación se encuentra comprendida por tres miembros:

- **Napo Inferior**

Contiene a las formaciones:

Napo Basal: En la base del miembro inferior yaciendo sobre la formación Hollín y conformada por lutitas de color negro con intercalaciones pequeñas de calizas. Su espesor es aproximadamente 150 pies;

Arenisca "T": Sucesiva intercalaciones de areniscas y lutitas con un espesor que tiende a aumentar en dirección sur;

Caliza "B": persistente y delgada capa de calizas que generalmente contiene lutitas yaciendo sobre ella;

Arenisca "U": conformada por arenas grisáceas con grano entre fino y medio, pobremente clasificadas y de forma subredondeadas. El espesor, desde la Arenisca "T" hasta la "U", es aproximadamente 147 pies.

- **Napo Medio**

Tiene un espesor promedio de 230 pies y está conformada por las formaciones:

Caliza "A": del tipo micrítica, color café claro, yace sobre la formación Arenisca "U" y con una secuencia de lutitas delgada que va de gris oscura a negra. Tiene un espesor que varía de 100 a 300 pies;

Arenisca "M-2": del tipo transparente con un grano que va de fino a medio y forma subangular a subredondeada.

- **Napo Superior**

Tiene un espesor promedio de 420 pies, cuyo pico es alcanzado en dirección Sureste y va descendiendo hasta desaparecer en dirección Oeste. Está conformada por las formaciones:

Caliza “M-2”: contiene colores variables que van desde: blanco a crema. Gris claro a oscuro y gris moteado oscuro con crema;

Caliza “M-1”: color gris claro a oscuro, blanco a crema, es masiva y cristalina en parte, ocasionalmente dura;

Arenisca “M-1”: es una formación que en ocasiones la encontramos sola y en otras con niveles de lutitas. Tiene colores muy variables que pueden ser: gris claro, verde claro y blanco translúcido. Con un grano muy bien clasificado y que puede ir de fino a muy grueso. Es característica por ser una formación dura y firme. Los niveles de lutitas que han sido encontrados son de color gris claro a obscuro, no es dura y en ocasiones quebradiza. Ambos niveles son algo calcáreos.

1.3.3. Formaciones Terciarias

1.3.3.1. Formación Tena

Formación cuyo ambiente predominante es continental mientras que en menor grado también es marino somero; sobreyace en discordancia sobre la formación Napo Superior y su estructura litológica está compuesta por

arcillas de color rojo con ligeras variantes en violeta, verde y marrón; se puede encontrar así mismo niveles de areniscas y conglomerados en la base de esta formación. El mayor espesor registrado es de 1980 pies el cual disminuye hacia el Noreste de la Cuenca Oriente.

1.3.3.2. Formación Tiyuyacu

Está representada litológicamente por intercalaciones de conglomerados del tipo chert, angulares y subredondeados que se distribuyen a lo largo de toda la formación; areniscas de grano grueso y arcillas rojas.

1.3.3.3. Formación Orteguaza

Formada por secuencias de lutitas de color café, arena de grano fino y limolitas. Con un espesor promedio de 500 pies, su origen es aluvial y en menor grado continental.

1.3.3.4. Formación Chalcana

Contiene niveles de lutitas, arena, yeso y bentonita.

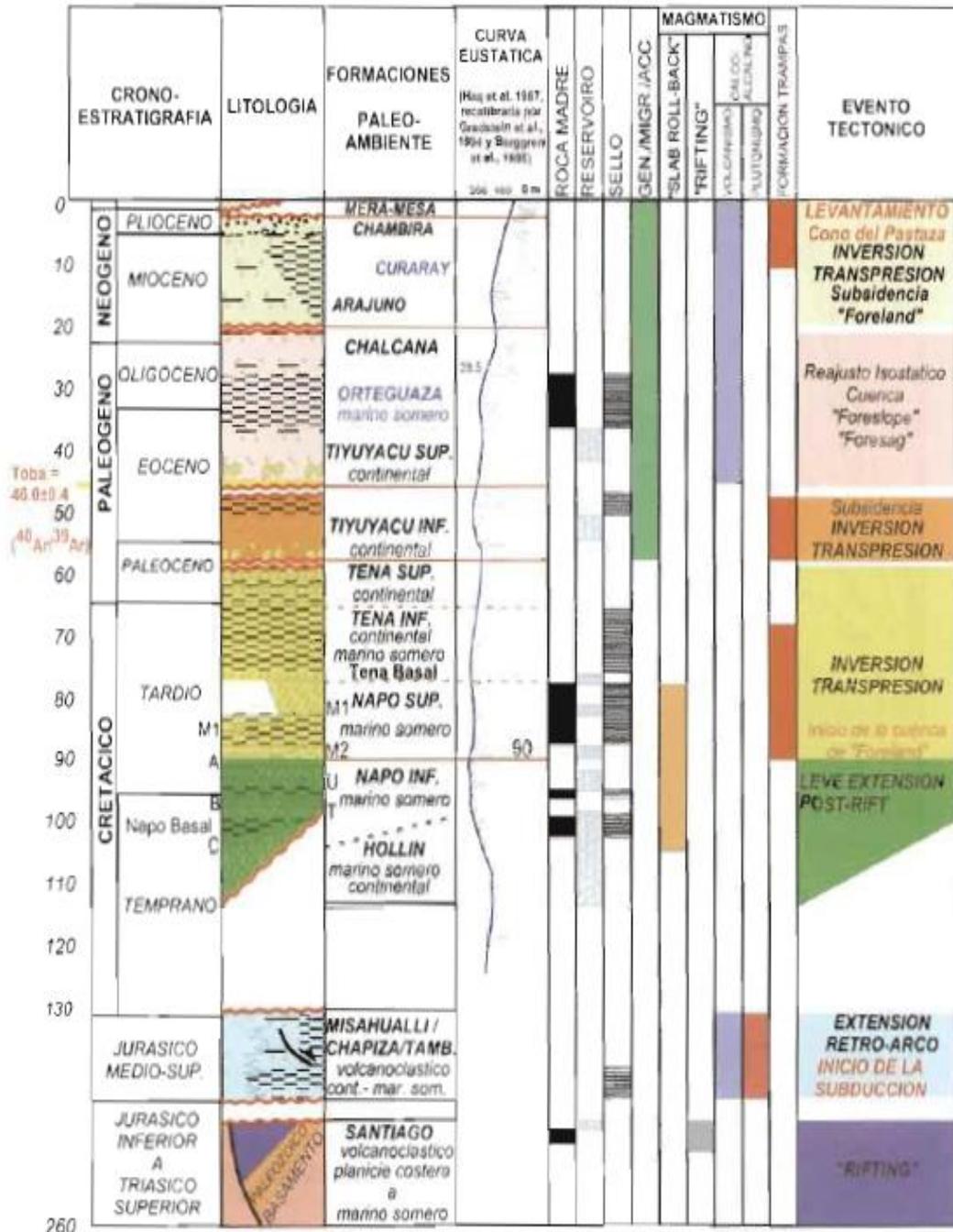


Figura 1.2: Estratigrafía de la Cuenca Oriente Ecuatoriana

Fuente: Baby, P., Rivadeneira, M., Barragán, R. (2004). *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo.*

1.4. CARACTERIZACIÓN DE LOS RESERVORIOS Y FLUIDOS

1.4.1. Petrofísica y Estructura

El campo obtiene su producción de tres formaciones: la Formación Hollín, Napo y Tena. Los parámetros petrofísicos de las rocas de estas formaciones se encuentran detallados en la Tabla II. Cabe mencionar que la porosidad de los reservorios en el campo FICT oscila entre el 10% y 20% lo cual se traduce en una porosidad de regular a buena.

Estructuralmente el campo FICT se encuentra conformado por un anticlinal asimétrico muy suave presente desde el tope del reservorio U Superior hasta la formación Hollín Inferior. Su dirección es Noreste-Suroeste con 8 grados de buzamiento y una longitud de aproximadamente 4.5Km (ver Figura 1.4). Así mismo el campo se encuentra cerrado al este y al oeste por fallas que pueden ser una barrera para el flujo de los fluidos.

Tabla II
Características Petrofísicas de los reservorios del Campo

Formación	Reservorio	Matriz	Grano (Tamaño/Forma)	Cemento	Selección	Porosidad (%)	Sw (%)	ho (ft)	K (md)
Hollín	Hollín Inferior	Arenisca Cuarzosa	Medio/Subredondeada	Silíceo	Regular a buena	15,4	28,8	32,2	130
	Hollín Superior	Arenisca Glauconítica	Fino a medio/Subangular y subredondeado	Calcáreo	Regular	10,4	32,2	10,4	131
Napó	T Inferior	Arenisca Glauconítica	Fino a medio/Subangular y subredondeado	Calcáreo	Regular	13,1	14,9	31,5	242
	T Superior	Arenisca Glauconítica	Fino/Subangular	Calcáreo	Pobre a regular	10,1	25,4	7,8	242
	U Inferior	Arenisca Cuarzosa	Fino a medio/Subangular	Silíceo	Mala a regular	16,6	20,8	13,2	425
	U Superior	Arenisca Cuarzosa	Fino a medio/Subangular	Silíceo-calcareo	Regular a mala	12,1	23,1	7,3	425
Tena	Basal Tena	Arenisca Cuarzosa	Fino a medio/Subangular	Calcáreo	Mala	15,4	25,3	10,3	433

Elaboración: David Muñoz

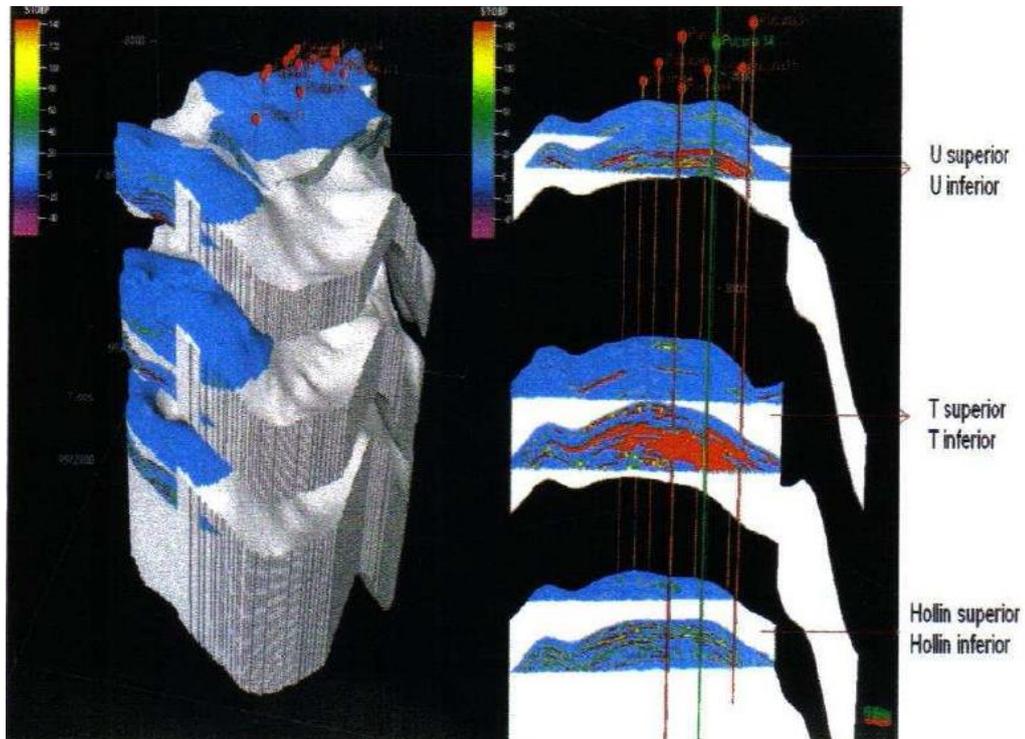


Figura 1. 3: Estructura Geológica del campo FICT

Fuente: Agila, C., Espinosa, C. (2012). *Estudio técnico-económico para incrementar la producción de petróleo en el campo Pucuna operado por EP PETROECUADOR.*

1.5.2. Análisis PVT de los fluidos

Por su ubicación en la Cuenca Oriente y en el Play Central (corredor Sacha-Shushufindi), los fluidos que encontramos en el campo se encuentran en el rango entre livianos y medianos con un contenido de azufre casi nulo. La caracterización de los fluidos puede ser lograda gracias al análisis de presión, volumen y temperatura realizado en los laboratorios en los cuales se realizan pruebas de vaporización diferencial, cromatografía, pruebas de separador,

viscosidad, entre otras. A continuación se tabulan los resultados del análisis PVT para los reservorios del campo:

Tabla III
Análisis PVT del Campo

Yacimiento	Presión de Burbuja (psi)	Factor Volumétrico del Petróleo (rb/stb)	API a 60° F	Relación Gas/Petróleo (scf/stb)	Viscosidad del Petróleo (cp)
Hollín Inferior	330	1,1334	27,4	74	1,079
Hollín Superior	330	1,1334	27,4	74	1,079
T Inferior	1400	1,3654	31,66	470,8	0,614
T Superior	1400	1,3654	31,66	470,8	0,614
U Inferior	1000	1,2309	29,15	272,4	1,079
U Superior	1000	1,2309	29,15	272,4	1,079
Basal Tena	170	1,0699	27,8	35	1,079

Elaboración: David Muñoz

1.6. Objetivos

1.6.1 Objetivo General

Realizar un diseño de fracturamiento hidráulico para aumentar la producción de petróleo mediante la aplicación de métodos analíticos y simulación.

1.6.2 Objetivos Específicos

- Seleccionar el mejor pozo posible del campo que cumpla con los parámetros establecidos para poder efectuar el tratamiento.
- Disminuir el daño de formación en las cercanías del pozo.
- Generar el mayor aumento de producción posible disminuyendo la caída de presión necesaria.
- Determinar los parámetros críticos en el diseño de la fractura.
- Generar una imagen lo más adecuada posible del diseño de fractura en la formación.

CAPÍTULO II

2. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO Y DAÑO DE FORMACIÓN

2.1. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

2.1.1. Reseña Histórica

El primer fracturamiento hidráulico diseñado para estimular la producción de un pozo fue realizado en el campo Hugoton en el pozo Kepler ubicado en Grant County, Texas, en julio de 1947; fue realizado con el objetivo de comparar una fractura hidráulica con una acidificación en un pozo con poca

producción. Para mediados de 1960 el principal método de estimulación en este campo fue el de fracturamiento hidráulico. El uso de largos volúmenes de fluidos a base de agua a bajo costo, bombeados a grandes presiones, probó la efectividad de este procedimiento. Este método puede ser usado para incrementar la productividad del pozo minimizando el daño de formación formado durante la etapa de perforación y completación, como también puede ser usado para crear fracturas de alta conductividad en yacimientos de baja permeabilidad.

El fracturamiento hidráulico actualmente es el método de estimulación más utilizado en el mundo y se ha desarrollado de manera significativa a través del desarrollo 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.

2.1.2. Definición

El fracturamiento hidráulico tiene un rol predominante en la actualidad el cual es de incrementar las reservas de petróleo y la producción de un pozo. La figura 2.1 nos muestra una visión esquemática de un proceso de fracturamiento típico, el cual consiste en diseñar un fluido fracturante mezclando los químicos a aplicarse y luego bombear este fluido a la zona de

interés a presiones y caudales suficientes para poder extender la fractura y crear canales de alta conductividad dentro del yacimiento.

En primer lugar bombeamos un fluido sin apuntalante de alta viscosidad denominado también “PAD” para iniciar la fractura y establecer la propagación. Luego bombeamos un fluido esta vez incluyendo el agente de sostén el cual va a mantener la fractura abierta después de que el tratamiento termine. Esta nueva mezcla continuará extendiendo la fractura y conduciendo al agente de sostén a través de ella. Después de que el fluido es bombeado y las presiones y caudales son alcanzados para establecer la geometría de la fractura, el fluido se rompe químicamente (su viscosidad disminuye) y regresa a superficie dejando así una fractura de alta conductividad tal como se muestra en la figura 2.2. (John L. Gidley, 1989)

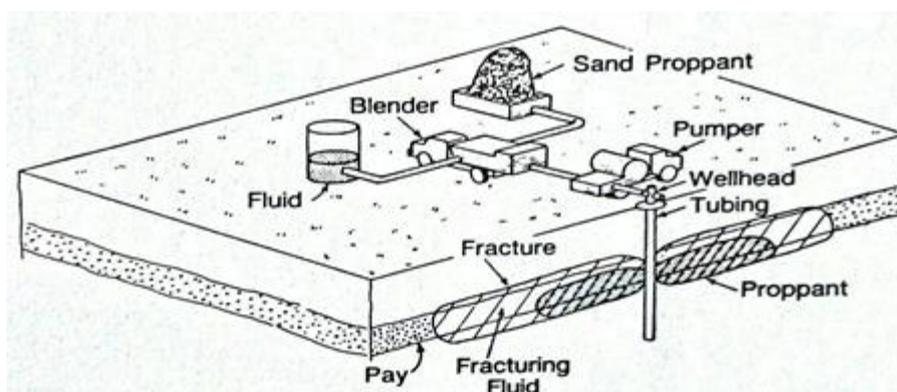


Figura 2. 1: Proceso de Fracturamiento típico

Fuente: Gidley, J. (1989). *Recent advances in hydraulic fracturing.*

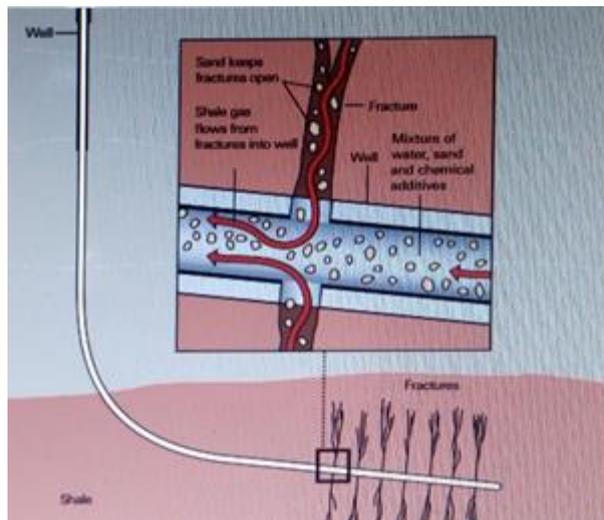


Figura 2. 2: Estructura de las fracturas

Fuente: The Royal Society and the Royal Academy of Engineering (2012). *Shale gas extraction in the UK: a review of hydraulic fracturing*.

2.1.3. Aplicaciones

Dentro de las principales aplicaciones se mencionan las siguientes:

2.1.3.1. Disminución del daño de formación

Un yacimiento puede ser dañado durante la perforación y cuando el casing es colocado y cementado, debido a que los fluidos de perforación se filtran en la formación y alteran los poros tapándolos, lo que ocasiona que la permeabilidad se reduzca.

2.1.3.2. Inyección de fluidos a la formación

En yacimientos cuya presión ha sido depletada se requiere la implementación de pozos inyectoros para mantener la presión o incrementarla. Otra utilidad que se le ha dado al fracturamiento hidráulico en países donde las normas ambientales son rigurosas es la inyección a presión de residuos de aguas pesadas.

2.1.3.3. Aumento productividad en yacimientos de baja permeabilidad

Para aumentar la productividad de yacimientos de baja permeabilidad utilizaremos la técnica de fracturamiento masivo el cual será la inyección de muy grandes volúmenes de fluido fracturante.

2.1.3.4. 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 la fractura. Mientras más profunda la fractura mayor será el flujo lo que lleva a cabo una mayor producción. Esto produce que el daño presente tenga un menor efecto en la productividad. En pozos nuevos se da el aumento de producción de forma inmediata a una productividad mucho más elevada en magnitudes de hasta cientos de veces la prueba inicial mientras que en pozos antiguos puede ser el aumento de hasta 10 veces su magnitud. (Hernandez, Soto, 2009)

2.1.4. Propiedades mecánicas de las rocas

Las propiedades de las rocas van a cambiar conforme la profundidad vaya aumentando; factores como la porosidad y permeabilidad cambiarán debido a las presiones de sobrecarga. La presión para fracturar la formación dependerá de las tensiones y esfuerzos que se ejercen en la formación. De estos esfuerzos dependerá como se crea y se propaga la fractura. Algo básico para determinar propiedades físicas de la fractura será relacionado con el comportamiento lineal de la elasticidad. Este comportamiento se relaciona con dos constantes: la de Young y Poisson, definidas posteriormente.

Podemos decir que las propiedades mecánicas de la roca que más influyen en un proceso de fracturamiento son las siguientes (Rockclub2012, 2016):

- Deformabilidad
- Resistencia
- Permeabilidad

2.1.4.1. Deformabilidad

Cuando sometemos una muestra de roca a una carga, esta tiende a cambiar de forma, volumen o las dos cosas simultáneamente. En cualquiera de estos tres casos la roca se deforma. (Rockclub2012, 2016).

La deformación puede medirse si hacemos referencia a la variación de longitudes de una línea situada dentro de la roca y/o a la variación del ángulo entre dos líneas (deformación de cizalla). La deformación se producirá cuando el material está sujeto a un esfuerzo provocado por fuerzas de superficie externas por fuerzas de tipo gravitatorio u otras causas. Durante el periodo de aplicación del esfuerzo, este mismo y la deformación son de hecho inseparables por lo que se acostumbra a estudiar la deformabilidad mediante gráficas de deformación. (Rockclub2012, 2016).

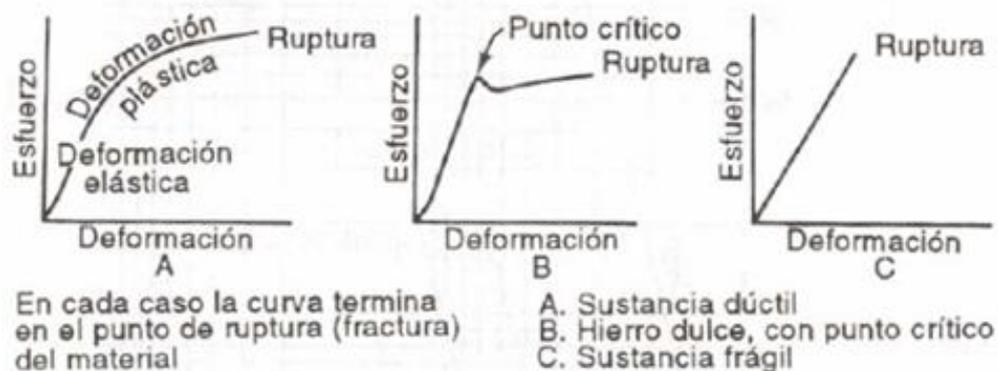


Figura 2. 3: Curvas de Esfuerzo de Deformación

Fuente: Horacio, P. *Apuntes de mecánica de rocas.*

En la deformación producida en un sólido se notan 3 regiones fundamentales:

- **Zona elástica lineal**

La fuerza es lineal con la deformación: este caso se da luego que desaparece la fuerza aplicada a un cuerpo y este vuelve a su estado original sin sufrir alguna deformación. (R. Perez, 2016).

- **Zona elástica no lineal**

La deformación del cuerpo sigue de manera elástica, existe una región (ver Figura 2.4) entre A y B en el cual el comportamiento no va a ser de manera lineal. La fuerza ejercida en el punto B va a ser denominado límite elástico. (R. Perez, 2016)

- **Zona plástica**

Se da cuando la fuerza aplicada es mayor que el límite elástico. Al retirar la fuerza el cuerpo quedará deformado permanentemente. A este tipo de deformación se la denominará deformación plástica. Al ir aumentando la fuerza se alcanza un punto (C) para el cual el cuerpo se rompe y es denominada entonces deformación de rotura. (R. Perez, 2016)

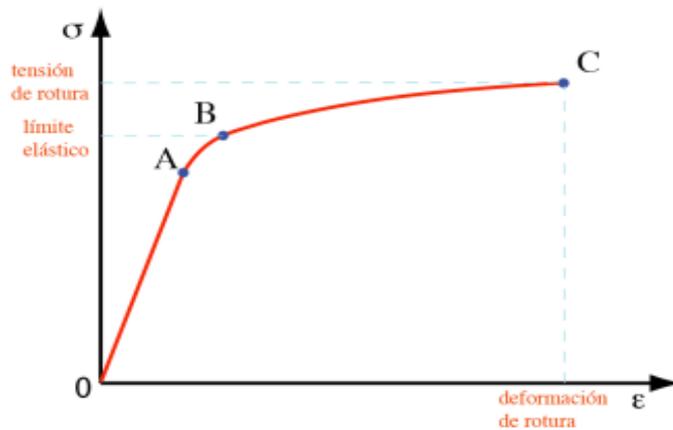


Figura 2. 4: Comportamiento típico de Deformación vs Esfuerzo

Fuente: Perez, R. (2016). *Propiedades elasticas de los materiales*.

En la zona de comportamiento elástico lineal se cumple la ley de Hooke:

$$\sigma = E\varepsilon \quad (\text{Ec. 2.1})$$

El módulo de Young nos indica cuanto se deforma un material si se le aplica un esfuerzo. Su valor difiere dependiendo el material y se lo obtiene por pruebas de laboratorio. Mientras mayor es el módulo de Young se dice que el cuerpo es más rígido. Afecta directamente a la propagación de la fractura. A valores altos se induce una fractura ancha, corta y de altura limitada. A valores grandes resulta una fractura angosta, alta y de altura limitada. (Rubio Muñoz, Torres Guerrero, 2016).

Tendremos otro tipo de deformación la cual va a ser deformación transversal en la cual el sólido se expande o se dilata no sólo en el sentido de la deformación primaria ϵ_x sino también según el eje perpendicular ϵ_y, ϵ_z .

El coeficiente de Poisson es la relación de la deformación perpendicular a la axial.

$$\nu = \frac{\epsilon_p}{\epsilon_a} \quad (\text{Ec. 2.2})$$

Para poder conocer la geometría de la fractura es necesario saber el valor del coeficiente de Poisson.

El coeficiente de Poisson puede ser estimado de datos de registros sísmicos o de correlaciones basadas en la litología.

2.1.4.2. Resistencia

En el estudio de resistencia hay que considerar tres clases de esfuerzos: de compresión, de tensión y cortantes. (Páez, Horacio).

Los esfuerzos de compresión: Es la resultante de las tensiones o presiones o tensiones que existen dentro de un sólido deformable, se caracteriza por tener reducción del volumen del material. (Rockclub2012, 2016).

Los esfuerzos de tensión o tracción: Son los esfuerzos que generalmente crean fracturas en el material.

Los esfuerzos cortantes o de cizalla: Tienden a desplazar unas partes de la roca respecto a otras (Rockclub2012, 2016).

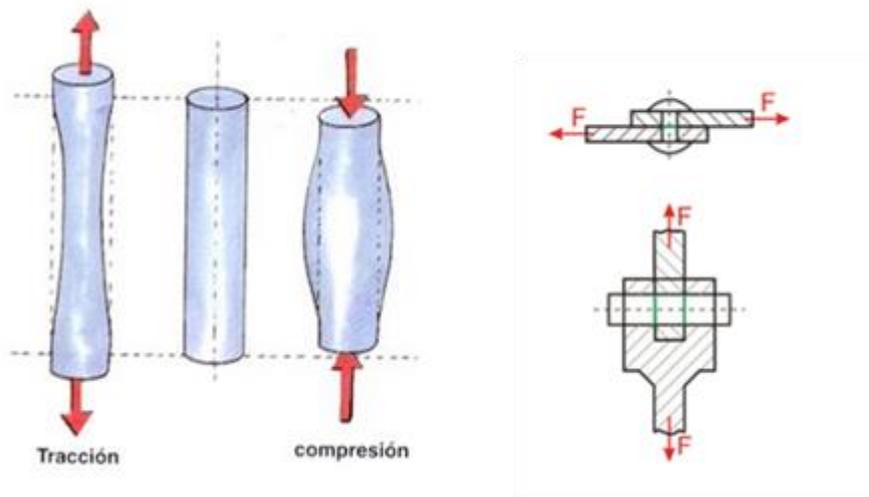


Figura 2. 5: Esfuerzos de tensión, compresión y cizalla
Fuente: RockClub (2016). Propiedades Mecánicas de las Rocas.

2.1.4.3 Permeabilidad

Es la propiedad de la roca de permitir el flujo de fluidos a través de su estructura interna. (Rockclub2012, 2016)

2.1.5. Orientación de la fractura

El tamaño y la orientación de una fractura y la magnitud de la presión necesaria para crearla, son determinados por los esfuerzos locales de la formación. Este campo de esfuerzos puede ser definido por tres esfuerzos de compresión principales perpendiculares entre sí tal como se muestra en la figura 2.6. Las magnitudes y orientaciones de estos tres esfuerzos son determinadas por el régimen tectónico de la región y la profundidad, presión de poro y las propiedades de la roca, que definen como se distribuye el esfuerzo en las formaciones (Hoeksema.R, 2016).

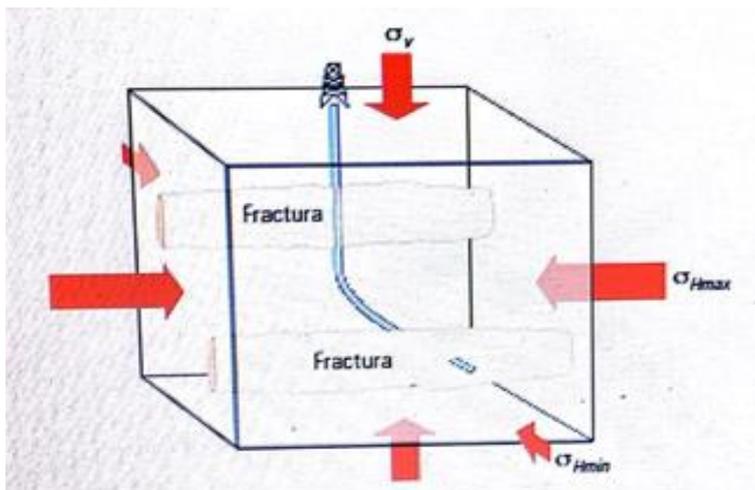


Figura 2. 6: Esfuerzos locales y propagación de la fractura hidráulica.

Fuente: Nolen-Hoeksema, R. (2013). *Elementos de fracturamiento hidráulico. Oilfield review*, 57-58.

Las fracturas hidráulicas se abren en dirección del esfuerzo principal mínimo y se propagan por el plano de mayor esfuerzo y esfuerzo intermedio. Si el esfuerzo de compresión máximo es el de sobrecarga, las fracturas serán

verticales y se propagan en sentido paralelo al esfuerzo horizontal máximo cuando la presión de fracturamiento excede el esfuerzo horizontal mínimo. Vamos a tener tipos de fractura enlistadas a continuación: (Hoeksema.R, 2016)

2.1.5.1. Fracturas horizontales

Las fracturas hidráulicas son formadas en dirección perpendicular al menor esfuerzo. En la figura 2.7, cuando la presión es aplicada en el centro del bloque la formación se fracturara en el plano horizontal porque será más fácil fracturar la roca en esta dirección. Estas fracturas serán perpendiculares al plano de estratificación (API, 2009).

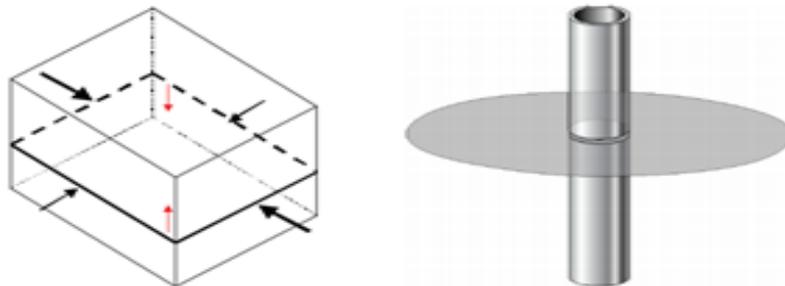


Figura 2. 7: Fractura horizontal.

Fuente: API. (2009). *Hydraulic fracturing operations Well construction and Integrity guidelines*. WASHINGTON: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE.

2.1.5.2. Fracturas Verticales

Mientras incrementa la profundidad el esfuerzo de sobrecarga aumentará por lo que el esfuerzo en la dirección vertical será mayor. Las fracturas hidráulicas se formaran entonces en la dirección perpendicular al menor esfuerzo el cual en este caso será vertical tal como se muestra en la figura 2.8 (API, 2009).

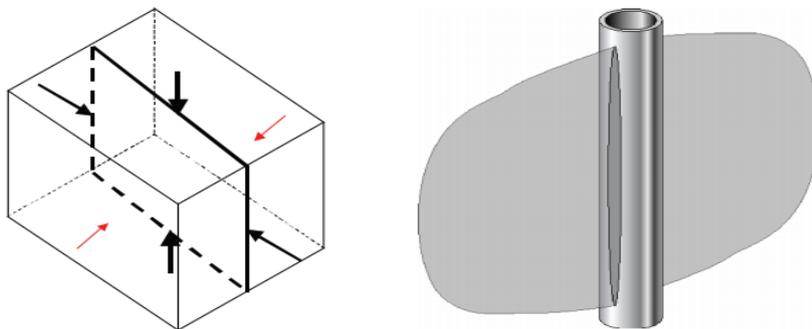


Figura 2. 8: Fractura vertical

Fuente: API. (2009). *Hydraulic fracturing operations Well construction and Integrity guidelines*. WASHINGTON: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE.

2.1.6. Geometría de la fractura

Para poder entender la geometría y dimensiones del proceso se elaboran modelos matemáticos con numerosas simplificaciones y suposiciones. La geometría de la fractura puede ser aproximada por modelos que tomen en cuenta:

- a) Propiedades mecánicas de la roca
- b) Propiedades del fluido fracturante

- c) Condiciones a la cual el fluido fracturante es inyectado (tasa de inyección y presión)
 - d) Esfuerzo de formación
 - e) Distribución de esfuerzos en medio poroso.
- (Dspace, 2016)

Hay tres modelos de fracturamiento hidráulico:

- Modelos en dos dimensiones (2D)
- Modelos en pseudo tres dimensiones (P3D)
- Modelos totalmente en tres dimensiones.

Estos conceptos son necesarios no solamente para la construcción de los modelos de fracturamiento hidráulico sino también para determinar el crecimiento de la fractura. (Dspace, 2016)

2.1.6.1. Dimensiones de una fractura hidráulica

La geometría de una fractura se definirá por tres aspectos principales los cuales son: altura, longitud y amplitud. Estos aspectos tendrán relación con las características del fluido fracturante y con las propiedades de la formación.

- **Longitud de fractura (X_f)**

Es la distancia de la fractura abierta al flujo; la fractura consiste de dos lados simétricos o medias longitudes a cada lado del pozo. Se refiere a la mitad de la longitud de la conductividad de la fractura (Díaz Amanda, Lasso Velarde, 2013).

- **Altura de la fractura (h_f)**

La altura de la fractura 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 sobrepasará el espesor de la formación productora, lo que significa una disminución de la longitud de la fractura. (Díaz Amanda, Lasso Velarde, 2013).

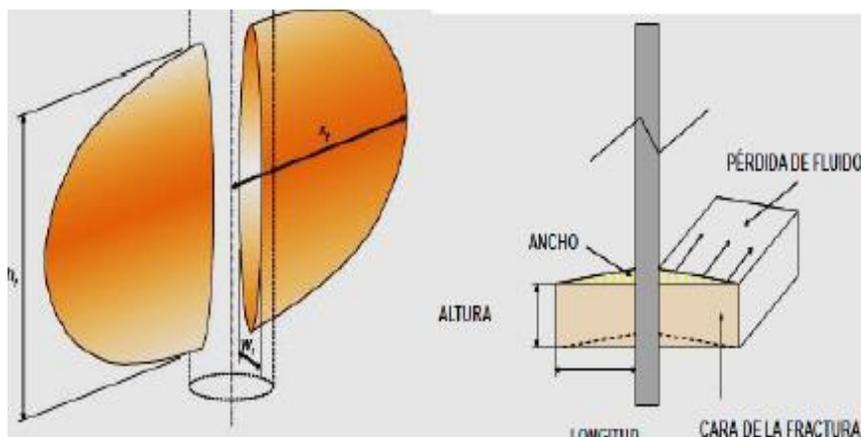


Figura 2. 9: Visualización de la longitud, altura y ancho de la fractura.

Fuente: Portal del petróleo. (2016). www.portaldelpetroleo.com.

2.1.6.2. Modelo en dos dimensiones (2D)

En 1955 Howard y Fast publicaron el primer modelo matemático que un ingeniero pueda usar para diseñar un tratamiento de fracturamiento. El modelo fue un modelo 2D donde se fija una de las dimensiones, normalmente la altura de la fractura, luego se calcula el ancho y longitud de la misma. Con experiencia y data precisa, los modelos 2D pueden ser usados en ciertas formaciones con confianza, asumiendo que el ingeniero de diseño estime correctamente la altura de la fractura.

La figura 2.10 y la figura 2.11 nos muestra dos de los más comunes modelos 2D utilizados en el diseño de fracturamiento hidráulico. Estos son el Perkins Kern Norgren (PKN), el cual es usado normalmente cuando la longitud de la fractura es mucho mayor que la altura de la fractura. Mientras que el modelo Kristonovich Geertsma Daneshky (KGD) es usado si la altura de la fractura es mucho mayor que la longitud de la misma. La clave es usar estos modelos para tomar decisiones en vez de calcular valores precisos para las dimensiones de la fractura.

El modelo 2D debe ser calibrado con los resultados de campo para poder ser usados para hacer cambios de diseño y mejorar la calidad de los tratamientos de estimulación. El valor correcto de la altura de la fractura es usado en un modelo 2D. Este modelo va a dar estimaciones aproximadas de la longitud,

ancho de la fractura y de otros parámetros como esfuerzo in situ, módulo de Young y permeabilidad de la formación.

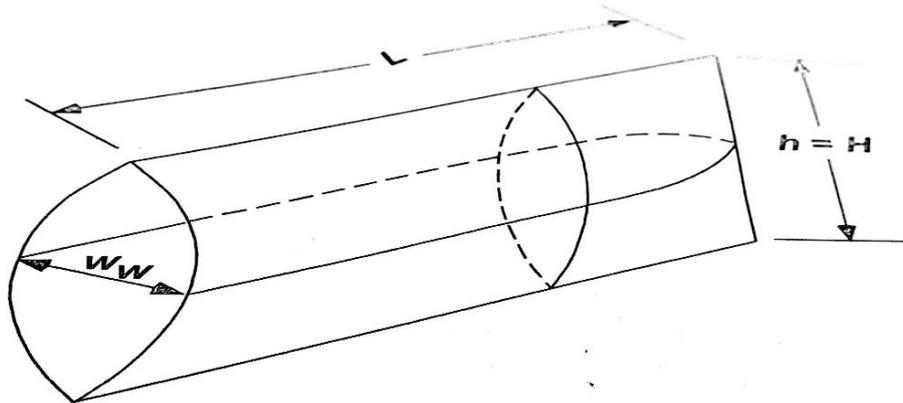


Figura 2. 10: Geometría PKN para una fractura 2D

Fuente: SPE. (2007). *Petroleum Engineering Handbook VOL IV. SPE.*

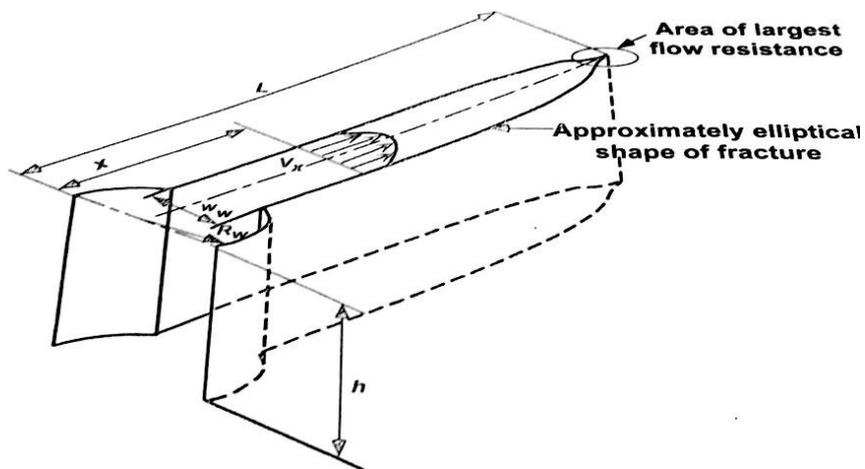


Figura 2. 11: Geometría KGD para una fractura 2D

Fuente: SPE. (2007). *Petroleum Engineering Handbook VOL IV. SPE.*

2.1.6.3. Modelo en tres dimensiones (3-D)

Los modelos en 2D han sido usados por décadas con éxito razonable. Ahora con computadores más avanzados los modelos en 3 dimensiones son más utilizados. Los modelos en 3D son mejores que los 2D para la mayoría de situaciones porque los modelos 3D calculan la altura, longitud y ancho de la fractura con la data de la zona de interés y de las capas de roca sobre y debajo del intervalo de perforaciones. (John L. Gidley, 1989)

Clifton provee una explicación detallada de como la teoría de propagación de fractura es usada para derivar ecuaciones para programar modelos 3D. Las figuras dan resultados típicos de un modelo en 3D. Los modelos 3D dan aproximaciones más realísticas de la geometría y dimensiones de la fractura que llevan a tener mejores modelos y mejores pozos. La clave de un buen modelo en 3D es tener data precisa que describa las capas de la formación donde se va a aplicar el fracturamiento hidráulico. (John L. Gidley, 1989)

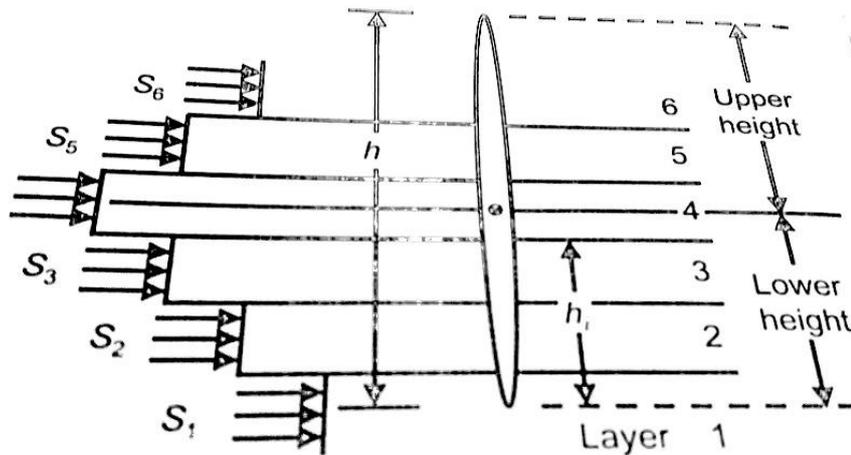


Figura 2. 12: Ancho y altura para una fractura modelo 3D.

Fuente: SPE. (2007). *Petroleum Engineering Handbook VOL IV.* SPE.

2.1.7. Presiones Involucradas en el fracturamiento Hidráulico

Durante el tratamiento se deben monitorear las siguientes presiones de manera especial:

- **Presión de rotura**

Es cuando la formación ha llegado a su límite de resistencia y comienza a fallar y a romperse.

- **Presión de bombeo**

Es la Presión utilizada para extender la fractura.

- **Presión de cierre instantánea**

Es la presión registrada al finalizar el bombeo.

- **Presión de fractura**

Es la necesaria para mantener la fractura abierta y propagarla más allá del punto de falla. (Academia, 2016)

- **Presión neta de fracturamiento**

Es la presión que actúa durante el bombeo y es la presión necesaria para que la fractura no se cierre.

2.1.8. Fluidos de fracturamiento hidráulico

El propósito de un fluido de fracturamiento es básicamente mantener abierta, extender la fractura hidráulica y de transportar y distribuir el agente apuntalante a lo largo de la fractura.

El fluido seleccionado para el tratamiento tiene alta influencia en el resultado efectivo de la longitud de la fractura, la conductividad de la fractura y el costo de tratamiento. Las propiedades del fluido gobiernan fuertemente el comportamiento de propagación de la fractura y la distribución y colocación de agentes apuntalantes. Los fluidos que se filtran rápidamente en la formación tienen una baja eficiencia en crear y extender una fractura. Esta pérdida de fluido también puede resultar en una concentración indeseable de residuo en la fractura. La viscosidad efectiva del fluido controla la presión de fracturación interna y las características de transporte del agente de sostén; estas propiedades pueden ser controladas por medio de aditivos. (John L. Gidley, 1989)

El fluido fracturante debe tener las siguientes características principalmente:

1. Suficiente viscosidad efectiva para crear el ancho necesario y para transportar y distribuir el agente apuntalante en la fractura como sea requerido.
2. No fricción excesiva en la fractura.
3. Buena estabilidad en la temperatura para la formación tratada.
4. Mínimos efectos de daño en la permeabilidad de la formación.
5. Poca pérdida por fricción en la tubería.
6. Buena limpieza del pozo luego de terminar el tratamiento.
7. Bajo costo. (John L. Gidley, 1989)

2.1.8.1. Tipos de fluido fracturante

En la actualidad hay varios tipos de fluidos fracturantes con distintas propiedades físicas y químicas dentro de los cuales vamos a destacar:

2.1.8.1.1. Fluidos base aceite

Geles Napalm

Los primeros fluidos usados en las operaciones de fracturamiento hidráulico fueron fluidos base aceite preparados con gasolina y Napalm (una sal ácida

de aluminio). Este gel impartía viscosidad al fluido fracturante y también reducía la pérdida por filtrado. Mejora la capacidad del crudo de transportar el agente de sostén a la formación. (John L. Gidley, 1989)

Aceites refinados

Los aceites viscosos refinados ofrecen muchas ventajas en el fracturamiento y por muchos años fue el fluido fracturante más ocupado. Estos aceites ganaron popularidad debido a su disponibilidad, su reutilización y su costo. Disminuía su viscosidad conforme la temperatura aumentaba. Las características de este fluido se resumen en la Tabla IV (G. Howard-Fast, 1967).

Tabla IV

Especificaciones típicas para aceite refinado

Gravedad API	6º-25º
Viscosidad	50-300 cp a 100ºF
Filtrado API	25-100ml en 30 min
Vel. de caída de arena	Menos de 7 ft/min
Asfaltenos	Menos de 0,75%
Tiempo de ruptura de emulsión	Menos de 30 min

Fuente: Howart-Fast, G. (1967). *Hydraulic Fracturing*.

Elaboración: Marco Jácome

Aceite crudo

Estos aceites pueden presentar problemas de compatibilidad con los fluidos de la formación, pero tienen la ventaja de proveer apropiada viscosidad de acarreo y control de filtrado.

2.1.8.1.2. Fluidos a base de agua

Este tipo de fluidos con usados en la mayoría de fracturamientos hidráulicos actuales. Este no era el caso anteriormente donde los fluidos base aceite eran los más utilizados. Estos fluidos tienen muchas ventajas en comparación con los fluidos base aceite (John L. Gidley, 1989):

- Fluidos a base de agua son más económicos debido a que su base es el agua, mucho más barata que el aceite, condensado, metanol o ácido.
- Los fluidos a base de agua proveen mayor presión hidrostática comparada con el aceite, gases y metanol.
- No son inflamables.
- Son de alta disponibilidad.
- Este tipo de fluido es fácilmente viscosificado y controlado.

Entonces la disponibilidad, efectividad-costo, presión hidrostática y el hecho de no ser inflamable ha incentivado a las compañías a desarrollar aditivos como surfactantes, bactericidas, estabilizadores de arcilla entre otros para hacer al fluido a base de agua más versátil. (John L. Gidley, 1989)

2.1.8.1.3. Geles de Fracturamiento

Un gel es el resultado de investigaciones en la industria para mejorar las características de fluidos a base de agua. Están presentes dos o más

componentes, fase líquida que alcanza un 95% y un coloide disperso e hinchado. El Napalm mencionado anteriormente es un ejemplo de este tipo de gel. Mencionaremos los principales geles usados en la industria (Hernandez, Soto, 2009):

Gel base hidrocarburo

Tiene alta viscosidad, no produce alteraciones a formaciones sensibles al agua y es compatible con los fluidos de formación. (Hernandez, Soto, 2009)

Ácidos gelificados

Este gel se lo utilizará en pozos que requieran fracturas de gran profundidad. Son derivados de la celulosa, actualmente no son de gran utilidad en la industria.

Fluidos fracturantes reticulados

Fueron usados a partir de 1960; son usados para aumentar la viscosidad de los fluidos a través de unir las moléculas del polímero. No causan el aumento de la fricción a pesar del aumento de viscosidad, incrementan también la estabilidad de la temperatura del polímero.

Fluidos fracturantes reticulados retardados

Es un avance de los fluidos fracturantes reticulados ya que aumenta la viscosidad de mejor manera y da un mayor tiempo para que el fluido base se convierta en una estructura rígida. El fluido es más estable también en comparación con el fluido fracturante reticulado.

2.1.8.1.4. Fluidos fracturantes espumados

Son simplemente una emulsión de gas en líquido. Las burbujas de gas proveen alta viscosidad y una excelente capacidad de transporte del agente de sostén. Hay dos tipos de fluidos espumantes, a base de agua y otro a base de hidrocarburo siendo el de mayor utilización el de base de agua. La mayor aplicación de fluidos fracturantes espumados se da en pozos someros de baja presión que necesitan un fluido energizante o en pozos que son sensibles al agua. (Hernandez, Soto, 2009)

2.1.8.2. Aditivos

Un fluido fracturante óptimo es aquel que tiene baja viscosidad en el momento de ser inyectado en el pozo y adquiere la viscosidad necesaria al fondo del pozo para poder transportar de manera adecuada el material

viscosificante. Como mencionamos, la viscosidad es muy importante en el fluido el cual se regula añadiendo polímeros a la solución. (Dspace, 2016)

El uso de aditivos ayudará al fluido a tener las características más óptimas dentro de la cuales tenemos: el control de la pérdida de fluidos, minimizar el daño de formación, ajustar el PH, tener un control de bacterias, mejorar la estabilidad de la temperatura, etc. Entre los más comunes tenemos los siguientes:

2.1.8.2.1. Biocidas

Virtualmente ningún fluido base agua debe ser bombeado hacia la formación sin algún tipo de biocida presente. Estos biocidas se usan para mantener la estabilidad del gel, proteger la formación de bacterias y eliminar la degradación de los polímeros en los tanques.

2.1.8.2.2. Rompedores

Un rompedor es un aditivo que permite la degradación controlada de un fluido viscoso de fracturamiento a un fluido con baja viscosidad y producido hacia fuera de la fractura, degradan generalmente a los polímeros a geles fracturantes a base de agua.

2.1.8.2.3. Estabilizadores

Se adicionan al gel para proporcionar mayor estabilidad al fluido. Mantienen la viscosidad del gel a temperaturas mayores de 200°F, retardando la degradación. (Academia, 2016)

2.1.8.2.4. Controladores de pH

Son usados para controlar el PH de ciertos geles reticulados. Aceleran la hidratación de ciertos polímeros. Usando este controlador se prepara al fluido para poder hidratarse y degradarse adecuadamente. (Academia, 2016)

2.1.8.2.5. Surfactantes

Un surfactante es una molécula que altera la interfase producida entre dos fluidos inmiscibles. Se usan para estabilizar emulsiones que se usan en los fluidos fracturantes. Ayudan a la limpieza del fluido fracturante.

2.1.8.2.6. Estabilizadores de arcilla

Estudios demuestran que las arcillas y finos presentes en las formaciones productoras reducen el éxito del proceso de estimulación. Este

daño puede prevenirse con estabilizadores de arcilla como: cloruro de Potasio, Cloruro de Amonio, Cloruro de calcio, etc.

2.1.8.2.7. Controladores de pérdida de filtrado

Controla la pérdida de filtrado hacia la formación durante el proceso de fracturamiento. Un ejemplo de esto es la arena sílica.

2.1.8.2.8. Reductores de fricción

Usado para reducir la fricción producida por el flujo turbulento durante el bombeo del fluido tanto en la tubería como en los disparos.

2.1.8.2.9. Activadores de viscosidad

Son agentes reticulantes o crosslinkers que juntan las cadenas del polímero lo cual aumenta la viscosidad. Seleccionamos este activador conforme al fluido que vamos a utilizar.

2.1.8.3. Uso de polímeros con fluidos fracturantes

Los usos de los polímeros constituyen una gran aplicabilidad debido a que cubre un rango amplio de tipos de formación, profundidades, presiones

y temperaturas. Sus propiedades reológicas y de suspensión son las más óptimas. Algunos polímeros tales como: Carboximetilhidroxipropil Guar e Hidroxietil Celulosa, Carboximetilhidroxipropil Guar, Goma Xantana pueden ser reticulados para dar mayor viscosidad y expandir el rango de temperaturas de aplicación.

2.1.8.4. Composición típica de un fluido de fracturamiento

Un típico fluido de fracturación se compondrá de la siguiente forma: un 94.6% de agua, un 5.23% de arena y un 0.17% de aditivos tal como se muestra en la figura 2.13 (The Royal Society and the Royal Academy of Engineering,

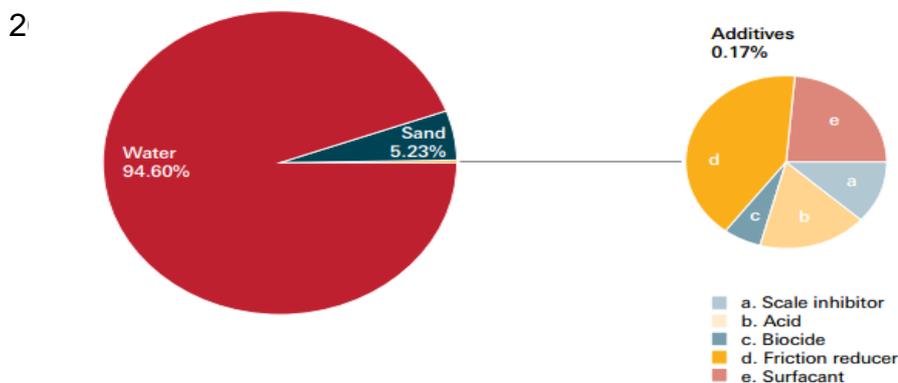


Figura 2.13: Composición típica de un fluido de fracturación y proporción de uso de distintos aditivos.

Fuente: The Royal Society and the Royal Academy of Engineering. (2012). *Shale gas extraction in the UK: a review of hydraulic fracturing*. London: The Royal Society.

Si observamos en la figura tenemos que del 0.17% de aditivos, los de mayor uso por orden serían: reductores de fricción, surfactantes, ácidos, inhibidores de escala y por último biocidas.

2.1.9. Apuntalantes

Es importante resaltar que el objetivo de los apuntalantes es de mantener las paredes de la fractura estables la mayor cantidad de tiempo para que los canales producidos por la misma se mantengan luego de que el fluido ha sido bombeado y la presión del fluido sea menor que la requerida para mantener las fracturas abiertas. (John L. Gidley, 1989)

Idealmente el agente apuntalante provee una conductividad lo suficientemente alta para hacer despreciable cualquier pérdida de presión en la fractura durante la producción del fluido. En la práctica generalmente no se logra un comportamiento ideal debido a factores económicos y prácticos.

Los apuntalantes usados para fracturamiento hidráulico son muy diversos, se usa principalmente la arena natural el cual es el apuntalante más común. Las propiedades del apuntalante que influyen en el óptimo tratamiento de fracturamiento serán: tamaño del grano, calidad del apuntalante, redondez, esfericidad y densidad del apuntalante. Los agentes apuntalantes más comunes y usados mundialmente son: arena, esferas de vidrio, arenas recubiertas en resina, bauxita, cerámicos y cerámicos recubiertos de resina. (John L. Gidley, 1989)

Un factor para determinar qué tipo de agente de sostén vamos a usar es la presión de cierre presente en el tratamiento. Para esto nos guiaremos de una tabla muy útil que nos da rangos de presión y que tipo de apuntalante se recomienda usar.

Tabla V

Presiones de confinamiento para algunos materiales de soporte

Material de soporte	Presión de confinamiento (psi)
Arena	Hasta 5000
Arena recubierta de resina	Hasta 8000
Bauxita	Hasta 17000
Cerámicos	Hasta 19000

Fuente: BJ services Company S.A. (1986). *Handbook Hydraulic Fracturing.*

Elaboración: Marco Jácome

2.1.10. Equipos usados durante el fracturamiento hidráulico

Para el fracturamiento hidráulico consideraremos los siguientes equipos:

2.1.10.1. Tanques de almacenamiento usados para el fluido de fracturamiento

Almacenan los fluidos para el fracturamiento. Hay de varios tamaños y formas de tanques. Hay de tipo rectangular y cilíndrico. Tenemos

tanques de 500, 470 y 440 bls de capacidad como los estándares. Generalmente tienen tres o cuatro conexiones. (Ckacka Maria, 2016)

2.1.10.2. Blenders (Mezcladores)

Su función es la de tomar el fluido fracturante y mezclarlo con el agente de soporte y aditivos para luego abastecer a las bombas de alta presión y monitorearlas.



Figura 2. 14: Blender.

Fuente: Oilwell Equipments. (2016). *Oilwellequipments.com*.

2.1.10.3. Mangueras

Son flexibles y su componente principal es goma. Se debe realizar una selección correcta en la cual influyen consideraciones como el tipo de fluido, presiones y caudales a manejar debido a que transportará el fluido de fracturamiento hacia el pozo.

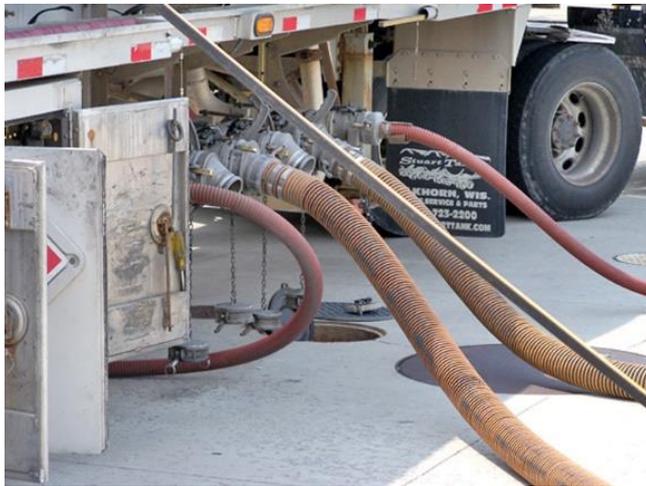


Figura 2. 15: Mangueras compuestas para fracturamiento.
Fuente: Rotary drilling hose. (2016). *Rotarydrillinghose.es*.

2.1.10.4. Manifold de succión

Recoge el fluido fracturante desde los tanques de almacenamiento.
Es conectado hacia las bombas de succión.



Figura 2. 16: Manifold de succión
Fuente: Alibaba. (2016). *Spanish.alibaba.com.*

2.1.10.5. Bombas de succión

Provee fluido desde el manifold de succión hacia el manifold de descarga o batea de mezcla, proporcionando aditivos para el sistema. Tienen medidores de flujo para determinar los volúmenes bombeados para conseguir bombear los requerimientos del diseño.



Figura 2. 17: Bomba de succión.
Fuente: Uniboost. (2016). *Uniboostpumps.com.*

2.1.10.6. Batea de mezcla

En la siguiente herramienta se procederá a mezclar los aditivos. Se mezclará el fluido de fracturamiento con arena u otro agente apuntalante. Son de diferentes dimensiones y tamaños y debe ser capaz de mantener a la arena o apuntalante en suspensión para cumplir los objetivos del programa.



Figura 2. 18: Bateas de mezcla.

Fuente: Dorado, J., Olivares, F. (2006). *Desarrollo de una herramienta de software para la simulación de un fracturamiento hidráulico.*

2.1.10.7. Bombas de descarga

Provee fluido desde la batea de mezcla al manifold de descarga y a las succiones de bombas a altas presiones. Se incluirá medidores de flujo que indicarán el caudal de fractura más apropiado para el diseño.



Figura 2. 19: Bombas de descarga

Fuente: Veliz, F. (2016). prezi.com/cabmkyreu0ku/copy-of-fracturamiento-hidr%C3%A1ulico

2.1.10.8. Manifold de descarga

Funciona como colector de los distintos fluidos que provienen de la bomba de descarga. Cuenta con varias salidas que se conectan al manifold de succi3n.

2.1.10.9. Instrumentaci3n de control

Todos los sistemas involucrados en el proceso se controlan a trav3s de un panel de control en el cual se tendr3n las mediciones de caudal de las bombas, caudal de los fluidos y proporciones de los agentes apuntalantes, de este modo se controlar3 los materiales involucrados en la mezcla.

2.2. DAÑO DE FORMACIÓN

El parámetro crítico para determinar la productividad de un pozo es la condición en que se encuentra la zona cercana al pozo. Cualquier cambio relativo a la permeabilidad de la formación será caracterizado por un valor denominado factor skin en inglés y factor daño en español introducido por Van Everdin-Hurst. Las mayores caídas de presión son dadas en la región cercana al pozo debido a la naturaleza semilogarítmica de la relación presión-distancia de las ecuaciones que describen el fluido entrante al pozo. Este daño de formación se refiere al volumen de roca en la región cercana al pozo que ha reducido su permeabilidad. (University, Heriot Watt, 2011).

Esta reducción de permeabilidad puede ser debida a muchas causas pero en todos los casos disminuirá la productividad del pozo, la cual se ve reflejada en la imposición de una caída de presión adicional a la que el fluido fluye al pozo. Los métodos de estimulación, en este caso el fracturamiento hidráulico, son diseñados para aumentar la productividad del pozo.

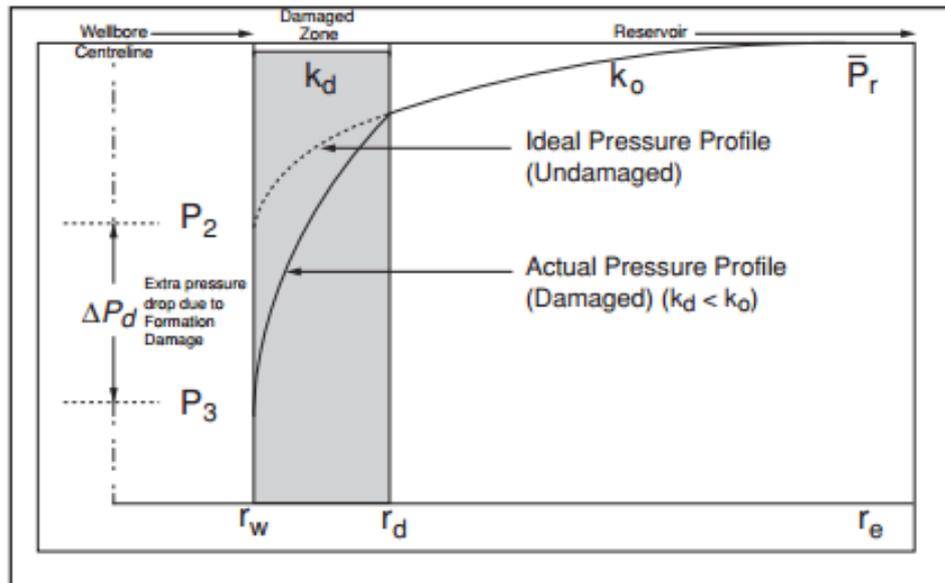


Figura 2. 20: Efecto daño formación en perfiles de presión.

Fuente: Heriot Watt University. (2011). Production Technology. London: Institute of Petroleum Engineering.

Como podemos observar en la figura 2.20, habrá una presión adicional formada por el daño de la formación la cual denominaremos ΔP_d . Observamos un perfil de presiones sin contar con el daño y otro incluyendo los efectos del daño.

La reducción de permeabilidad existe desde el momento en que la broca entra a la formación hasta que el pozo es abandonado. Los procesos que causan el daño de formación a través de la restricción del flujo son básicamente los siguientes:

- Bloqueo físico o área de flujo de la garganta de poros reducida.

- Reducción de la permeabilidad relativa del petróleo debido a cambios de mojabilidad o de fase de los fluidos producidos.
- Estos efectos arriba mencionados se pueden acentuar en flujo turbulento donde se producirá una mayor pérdida de presión.

(University, Heriot Watt, 2011)

El daño de formación puede resultar de distintas fuentes ocasionadas durante la perforación, cementación, cañoneo, completación, producción, inyección, estimulación, etc.

2.2.1. Skin (Total)

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

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

2.2.1.1. Daño debido a la geometría

Este factor de daño se da por consideraciones geométricas que alteran el valor de daño debido al diseño del pozo que incluyen factores como: que el pozo no penetra completamente al yacimiento o el pozo no está localizado en el centro de las fronteras de drenaje. (University, Heriot Watt, 2011)

2.2.1.2. Daño en la completación

Las consideraciones más importantes dentro de este valor serán: cañoneo insuficiente, gravel packing, fracturas que incrementan el flujo y dan valores de skin negativos a medida que forman canales de alta permeabilidad. (University, Heriot Watt, 2011)

2.2.1.3. Daño en la producción

Dos ejemplos de daño por producción son observados cuando hay pozos de alta producción de gas, esto involucra un flujo turbulento, así como también producir un pozo bajo el punto de burbuja lo que ocasiona un flujo multifásico. La presencia de flujo multifásico reducirá la permeabilidad en la fase principal. (University, Heriot Watt, 2011)

A partir del valor calculado del factor daño S podremos determinar los siguientes rangos para determinar las condiciones de un pozo:

- $S > 0$; el pozo está dañado
- $S = 0$; el pozo no presenta daño
- $S < 0$; el pozo fue estimulado

También a partir de estos valores de s podremos determinar el tipo de estimulación que ha sido realizada en el pozo:

Tabla VI

Estado del pozo conforme al valor de daño

Estado del pozo	Valor del daño
Altamente dañado	$S > 10$
Dañado	$0 < S < 10$
Acidificado	$S = 0$
Sin daño	$-1 < S < -3$
Fracturado	$-2 < S < -4$
Fractura masiva	$S < -5$

Elaboración: Marco Jácome

2.3. ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD

El índice de productividad es una medida del potencial de un pozo de producir. Se lo denomina con la letra "J". Va a ser la relación existente entre el caudal total de líquido en superficie y la presión Draw Down en aquel punto.

$$J = \frac{Q}{P_e - P_{wf}} \quad (\text{Ec. 2.4})$$

Este índice de productividad es medido durante una prueba de producción. Para poder medirlo el pozo va a ser cerrado para de esta manera se alcance la presión estática del reservorio. Luego, el pozo es puesto a producción a una tasa de flujo constante y una presión de fondo fluyente. Debido a que la presión estabilizada en superficie no siempre es la presión de fondo fluyente (P_{wf}), se la mide varias veces a medida que pasa el tiempo (Tarek Ahmed, 2001).

2.3.1 Inflow Performance Relationship (IPR)

El flujo de líquido al pozo depende de las características del yacimiento y de la presión fluyente del pozo. La relación entre el la tasa de flujo que fluye hacia el pozo y la presión fluyente se denominara IPR. Graficando esta relación podremos determinar el índice de productividad a diferentes presiones fluyentes.

2.3.1.1. IPR Lineal

En el cálculo de producción de petróleo se asumió que las tasas de producción son proporcionales a la caída de presión Draw Down de manera lineal, esto se observará si hay flujo de una sola fase. Usando este comportamiento podremos determinar el índice de productividad por la ecuación 2.4.

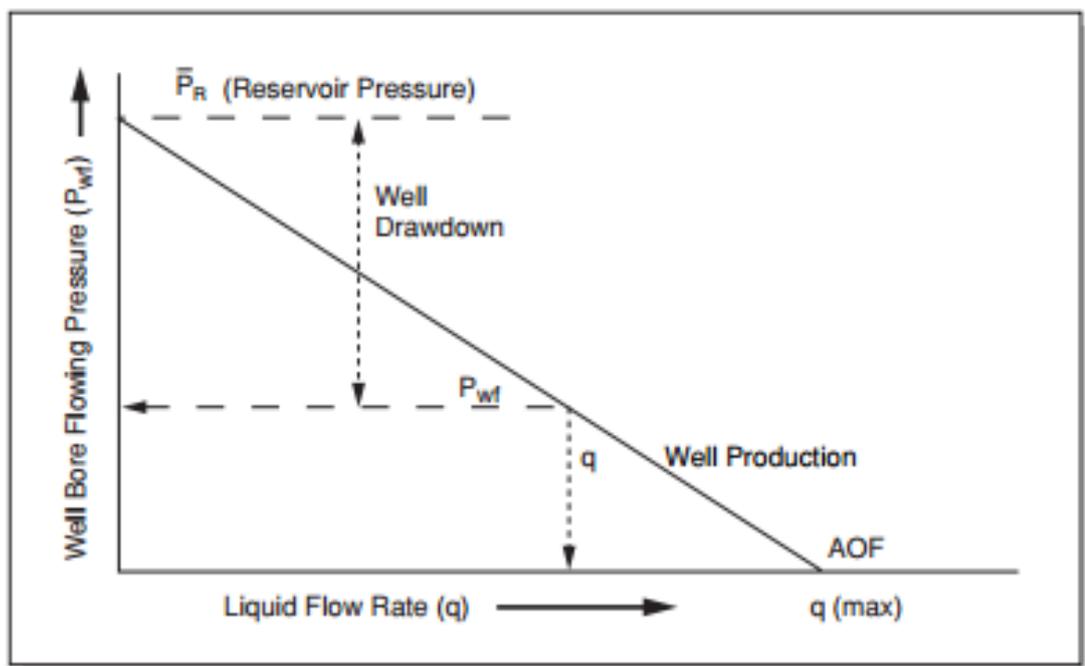


Figura 2. 21: IPR lineal.

Fuente: Heriot Watt University. (2011). Production Technology. London: Institute of Petroleum Engineering.

2.3.1.2. IPR Vogel

Vogel mostró que a medida que se va depletando la presión de un yacimiento con empuje por solución de gas, la productividad disminuirá debido principalmente a que la presión del yacimiento disminuye y el incremento de la

saturación de gas presenta mayor restricción para que fluya el crudo (Vogel, 1968).

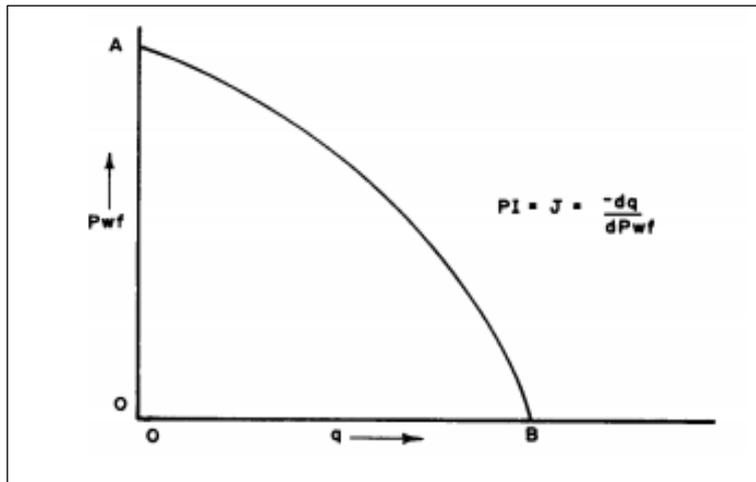


Figura 2. 22: IPR Vogel.

Fuente: Kelly. (2016). *Infohost.nmt.edu*.

Vogel desarrolla una ecuación para describir la forma del IPR curvo:

$$\frac{q_0}{q_{0max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 (P_{wf}/P_r)^2 \quad (\text{Ec. 2.5})$$

CAPÍTULO III

3. ANÁLISIS TÉCNICO DEL POZO FICT-2D

Para poder decidir que el pozo FICT-2D cumple con los parámetros necesarios para poder realizar el fracturamiento hidráulico en el, se tomó en cuenta como variables principales la producción y las reservas del mismo, así mismo fue necesario determinar otros factores entre los que se encuentran el daño de formación presentes en las cercanías del hoyo y el porcentaje de agua y sedimentos (que consta en la producción).

3.1. PRODUCCIÓN

La producción de los 10 pozos que se encuentran activos en el campo dio un promedio total de 2100 BBPD hasta el año del 2016 en el mes de junio,

lo cual representa aproximadamente el 0.38 % de la producción nacional y según la Normativa Hidrocarburífera del Ecuador se considera campo marginal a aquellos cuya producción no sobrepasa el 1% de la producción a nivel nacional.

3.1.1. Antecedentes

La producción en el campo se ha mantenido relativamente constante a partir del año 2003 (alrededor de los 2000 BPPD), considerando las circunstancias antes expuestas, la producción de este campo se encuentra en la categoría de los campos marginales lo cual amerita la búsqueda de técnicas para mejorar la producción en el mismo de acuerdo a las necesidades económicas del país y a la disponibilidad de reservas probadas y probables en el campo.

A continuación se detalla el historial de producción del campo lo cual nos permitirá analizar el desarrollo productivo del mismo tanto anual como mensualmente desde el año 2003 hasta inicios del año 2016:

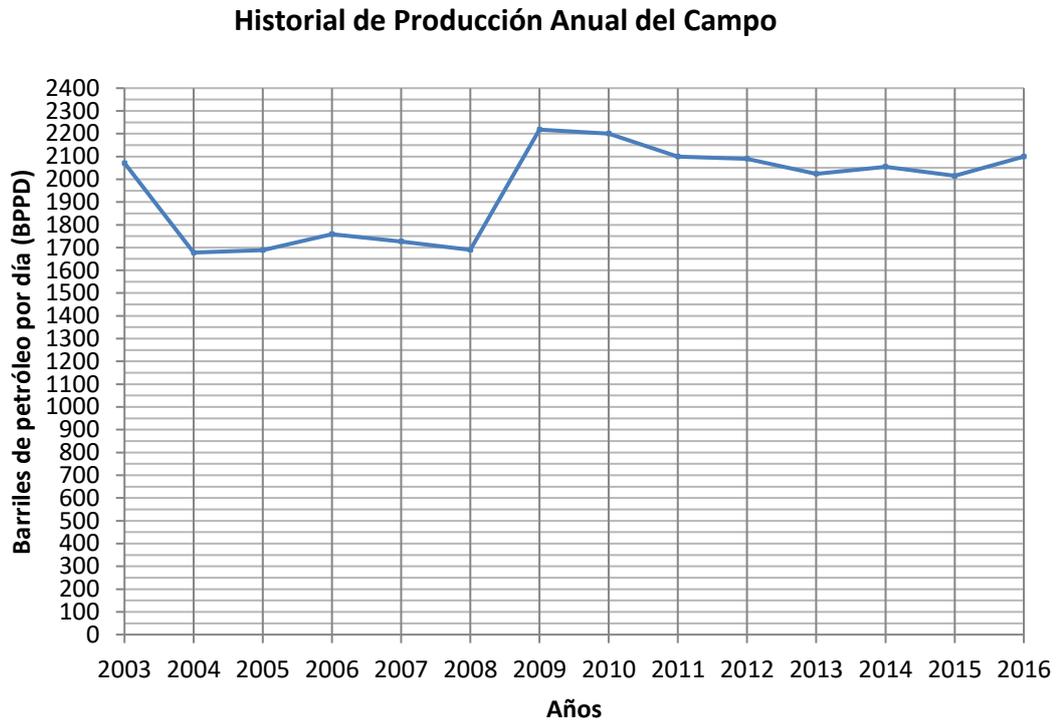


Figura 3. 1: Historial de Producción Anual del Campo

Como se puede apreciar, la producción general del campo se ha mantenido inalterable en los 14 años analizados, inclusive ha llegado a aumentar a partir del año 2008, lo que nos indica que el campo (sin compararlo con la situación actual de los otros campos del Oriente Ecuatoriano) se encuentra en una situación estable aunque no se lo podría retirar del grupo de campos marginales a pesar de lo alentadora que parezca ser su producción.

3.1.2. Historial de producción del pozo FICT-2D

Aunque la producción general del campo nos puede aportar mucho con respecto a la situación actual y anterior del mismo, son muy pocas o casi nulas las conclusiones que podremos obtener con respecto a la situación específica de cada pozo del campo en base a la gráfica anterior. Es necesario especificar la trayectoria anual en base a la producción del caso de estudio (pozo FICT-2D) para de esta forma analizar y esclarecer la mejor propuesta de Diseño de Fracturamiento Hidráulico.

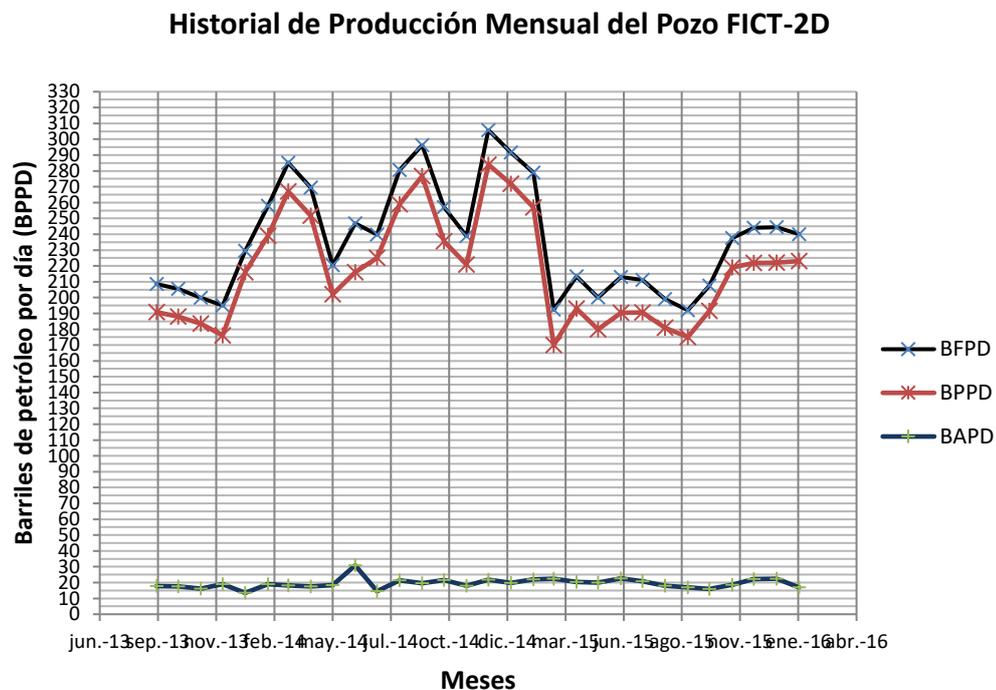


Figura 3. 2: Historial de Producción Mensual del Pozo FICT-2D

Como puede ser observado en la Figura 3.2, la producción del pozo FICT-2D ha alcanzado picos entre marzo del 2014 y noviembre del mismo año para luego descender y mantenerse cerca de los 230 BPPD, un valor promedio a

nivel de campo si comparamos su producción con los otros 9 pozos activos presentes en el campo:

Tabla VII

Producción Diaria Promedio de los Pozos del Campo FICT del año 2015

Pozo	Yacimiento	BFPD	BPPD	BAPD	°API	% BSW	Estado Actual
FICT-1D	T Superior	88	24	64	31	72,7	Cerrado
FICT-2D	Hollín Superior e Inferior	248	224	24	31,6	9,7	Activo
FICT-3	U Inferior y T	408	402	6	31,5	1,5	Activo
FICT-4	Hollín Inferior	-	-	-	-	-	Reinyector
FICT-5	Hollín Superior	1068	214	854	24,8	80	Activo
FICT-6D	U	96	94	2	29,8	2,1	Activo
FICT-7	U Inferior	268	200	68	30,9	25,4	Activo
FICT-8D	T Superior	98	95	3	32,4	3,1	Activo
FICT-9	Basal Tena	139	116	23	29,8	16,5	Activo
FICT-10D	T	226	196	30	30,6	13,27	Activo
FICT-11	U Inferior	320	310	10	31	3,1	Activo
FICT-12D	T	386	382	4	30,2	1	Activo

Elaboración: David Muñoz

Cabe recalcar que el pozo FICT-6D fue intervenido en el año 2013 realizándose un fracturamiento hidráulico el cual no fue efectivo para aumentar su producción, es por eso que no se lo ha considerado candidato para la realización de un segundo fracturamiento. El pozo FICT-6D se encuentra actualmente en producción con un bajo caudal hasta determinar su cierre

definitivo. Aunque su intervención no fue muy satisfactoria, la experiencia en este pozo nos servirá como guía en el tratamiento en el pozo FICT-2D.

3.2. RESERVAS

Para poder decidir si el pozo cumple con las condiciones mínimas para ser candidato a un fracturamiento hidráulico es necesario analizar las reservas de hidrocarburos presentes en el yacimiento del cual obtiene su producción el pozo FICT-2D; así mismo es necesario estimar el factor de recobro de los yacimientos para determinar si el petróleo *in-situ* puede ser extraído.

Tabla VIII
Reservas Estimadas de Petróleo del Campo FICT hasta el año 2015

Yacimiento	POES	FR (%)	Reservas Probadas (bls)	Reservas Probables (bls)	Reservas Posibles (bls)	Reservas Originales (bls)	Producción Acumulada (bls)	Reservas Remanentes (bls)
Hollín	60'442.713	17	10'187.710	7'354.254	3'008.558	20'550.522	7'176.920	3'010.790
T	60'413.472	18	10'843.600	4'954.145	7'735.213	23'432.958	8'948.450	1'895.150
U	34'709.533	15,3	5'303.113	2'525.987	1'040.663	8'869.763	4'242.010	1'061.103
Basal Tena	3'133.999	12	376.080	-	-	376.080	282.100	93.980
TOTAL	158'699.717	-	26'710.503	14'834.386	11'784.434	53'229.323	20'649.480	6'061.023

Elaboración: David Muñoz

El yacimiento Hollín cuenta con el mayor número de reservas en el campo FICT, y así mismo su factor de recobro es muy bueno. Para una mejor visualización del porcentaje de Petróleo Original *In-Situ* por yacimiento presente en el campo FICT, se presenta la siguiente gráfica:

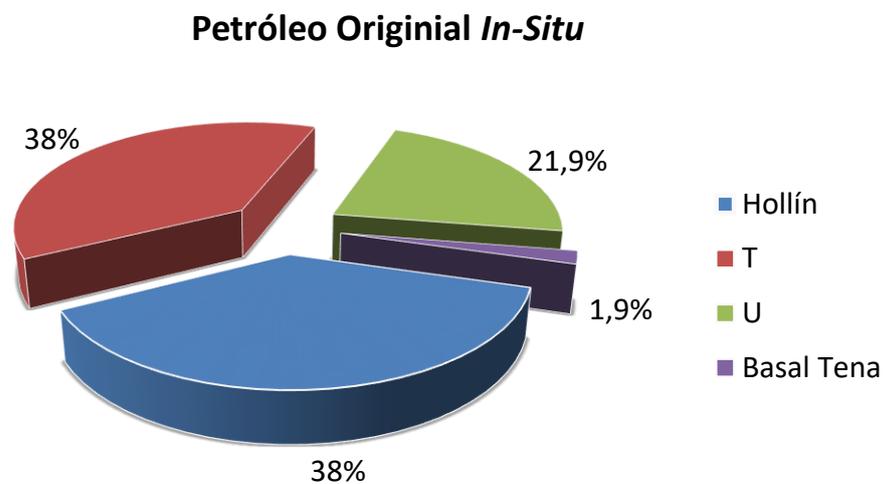


Figura 3. 3: Porcentaje de Petróleo Original In-Situ por Yacimiento

3.3. DETERMINACIÓN DE CONDICIONES PARA REALIZAR EL FRACTURAMIENTO

Para poder verificar que el pozo seleccionado es un candidato idóneo para realizar la estimulación, hemos especificado ciertos parámetros, que mediante nuestra investigación, hemos considerado que son los más importantes y se deben cumplir, como mínimo, para poder realizar el fracturamiento hidráulico. A continuación se detallan cada uno de ellos:

- **Estado actual del pozo:** el pozo a estimularse debe estar activo y en producción para poder considerar realizar un trabajo de fracturamiento hidráulico en el mismo. Si el estado actual del pozo determina que se encuentra cerrado o es un pozo reinyector, no será tomado en consideración.
- **Daño de formación:** se considera un factor principal en la disminución de la producción del pozo y se tomará como referencia un daño de formación mayor a 8 para verificar que el pozo amerita un fracturamiento.
- **Producción de petróleo:** es necesario que el pozo a estimular presente una disminución en su producción de petróleo, la cual estaría ligada a un alto daño de formación en las cercanías del hoyo. La producción promedio del campo es de 230 BPPD, consideramos este valor como referencia entre una baja o alta producción del pozo a intervenir.
- **Producción de agua:** si el pozo a estimular contiene un alto %BSW, es necesario considerar no realizar el fracturamiento ya que esto provocaría un aumento en la producción de agua convirtiendo en nada rentable al proyecto. El tope de producción de agua será 10% de BSW para considerar realizar un fracturamiento.
- **Reservas y factor de recobro:** las reservas remanentes deben ser considerablemente altas en el yacimiento del cual el pozo obtiene su

producción, así mismo un factor de recobro relativamente alto es crucial. Hemos considerado que el yacimiento debe poseer un 20% en reservas remanentes de las reservas probadas y el factor de recobro no debe ser menor al 15%.

Una vez detallado cuales son los requerimientos que el pozo FICT-2D debe cumplir para poder realizar el fracturamiento hidráulico, procedemos a la verificación de los resultados. Hemos incluido a los 11 pozos restantes presentes en el campo a manera de comparación en la siguiente tabla:

Tabla IX

Verificación de parámetros mínimos del pozo a fracturar

Pozo	Estado del Pozo	Daño de Formación	BPPD	BSW (%)	Reservas Remanentes (%)	Factor de Recobro (%)	Fracking
FICT-1D	Cerrado	5	24	72,7	3,14	18	NO
FICT-2D	Activo	19	224	9,7	29,5	17	SI
FICT-3	Activo	6	402	1,5	23,14	18	NO
FICT-5	Activo	4	214	80	29,5	17	NO
FICT-6D	Activo	9	94	2,1	20	15,3	*
FICT-7	Activo	5	200	25,4	20	15,3	NO
FICT-8D	Activo	10	95	3,1	3,14	18	NO
FICT-9	Activo	4	116	16,5	25	12	NO
FICT-10D	Activo	2	196	13,27	3,14	18	NO
FICT-11	Activo	5	310	3,1	20	15,3	NO
FICT-12D	Activo	7	382	1	3,14	18	NO

*El pozo ya fue fracturado.

Elaboración: David Muñoz

Luego de que hemos verificado que el pozo FICT-2D cumple con el perfil necesario para justificar un fracturamiento hidráulico en el mismo, procedemos a establecer el estado mecánico del mismo, historial de reacondicionamiento y datos de Build Up.

El análisis del estado mecánico e historial de fracturamiento del pozo FICT-2D, así como la obtención de los datos de la última prueba de restauración de presión (B'UP), son necesarios para realizar un trabajo de fracturamiento óptimo que vaya acorde con las necesidades del pozo y sus limitantes esclarecidas en los análisis antes mencionados.

3.4. ESTADO MECÁNICO DEL POZO FICT-2D

El pozo a analizar se encuentra produciendo de las arenas Hollín Superior e Inferior mediante bombeo hidráulico tipo Jet con una producción aproximada de 224 BPPD hasta el mes de febrero del 2016. En la tabla X se detallan de mejor manera los datos del estado mecánico del pozo a intervenir:

Tabla X*Estado Mecánico del Pozo FICT-2D*

Pozo	FICT-2D
Marca de la Bomba	Solipet
Tipo de Bomba	Jet 8A
Presión de Inyección (psi)	3700
BIPD	1506
OD Tubing (in)	3,5
ID Tubing (in)	3
OD Casing (in)	7
ID Casing (in)	6,3
Longitud Tubing MD (ft)	11000
BSW (%)	9,7
°API	31,6
GOR (scf/stb)	70
Pr (psi)	2457
Pwf (psi)	1103
Pb (psi)	330
Pwh (psi)	50
Prof. de Punzado TVD (ft)	10040
Prof. de la Bomba TVD (ft)	9600
TwH (°F)	120
Tr (°F)	220

Elaboración: David Muñoz

3.5. HISTORIAL DE COMPLETACIÓN DEL POZO FICT-2D

Antes de bajar la completación definitiva, el 30 de agosto de 1990 es bajada una completación previa para producir de la Arena T. El procedimiento es exitoso sin haber realizado una prueba de producción antes. El pozo queda cerrado hasta que la producción del campo inicie. Es molido el collar flotador.

El pozo FICT-2D fue cañoneado el 8 de noviembre del año 1990. En las primeras pruebas hidrostáticas se mantienen abiertos los siguientes intervalos:

-Hollín Inferior (10020'-10040') (20')

-Hollín Superior (9700'-9720') (20')

-T (9623'-9653') (30')

-U Inferior (9379'-9389') (10')

En la siguiente tabla podemos observar los resultados de las pruebas de presión hidrostática realizadas en las diferentes arenas:

Tabla XI

Resultados de las primeras Pruebas de Presión Hidrostática del pozo FICT-2D

Prueba	Arena	Método	BPPD	% BSW
1	Hollín Inferior	PPH	No fluyó	-
2	Hollín Superior e Inferior	PPH	2553	2,4
3	T	PPH	1583	1
4	U Inferior	PPH	120	1

Elaboración: David Muñoz

Después de analizar los resultados obtenidos de las pruebas, el 16 de noviembre de 1992 se baja la completación definitiva para poner a producir independientemente las arenas Hollín Superior e Inferior, T y U Inferior con bombeo hidráulico.

Se intenta asentar CIBP a 10051' y queda atrapado a 10045'. Se determina que no existe casing desde 10045'. El CIBP cae al fondo después de realizar cementación forzada a Hollín Superior e Inferior y limpiar con broca hasta 10049'. Se redisparan entonces: Hollín Superior e Inferior, T y U Inferior. Después del workover se realiza una prueba de presión hidrostática a la arena T de la cual se obtiene un aumento de 120 BPPD. Queda pendiente la evaluación de la arena Hollín y U para realizarla con el fluido motriz del sistema.

El 11 de mayo de 1997 repunzonan con cañones de 4 5/8" a 4DDP las arenas Hollín Superior, T y U. Se realizan pruebas a las arenas T y Hollín de los cuales se obtienen 128 y 764 BPPD respectivamente.

En los años posteriores la producción del pozo comienza a disminuir. En el año 2003 se prueba la tubería y se comprueba que existe comunicación tubing/casing. Se baja bomba jet 9A. Se obtiene una producción de 303 BPPD de la arena Hollín con 8,6% de BSW. Se decide producir únicamente de Hollín

Inferior y Superior y cementar las otras arenas, se evalúa con bomba jet la arena Hollín y se baja completación para bombeo hidráulico.

3.6. DATOS DE BUILD UP DEL POZO FICT-2D

De acuerdo con el último Build up realizado en el pozo FICT-2D, el 29 de diciembre del 2010, se obtiene la siguiente información:

Tabla XII

Datos de Build Up del pozo FICT-2D

Dato	Valor
Pwf (psi)	950
Pr (psi)	2455
S	19
K (md)	130
Tc (h)	17

Elaboración: David Muñoz

Los datos fueron obtenidos de la arena Hollín Principal. Se puede concluir entonces que el alto daño existente en las cercanías del pozo provoca la pérdida de presión y el flujo de fluidos hacia el pozo.

CAPÍTULO IV

4. DISEÑO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO DEL POZO FICT-2D

4.1. INTRODUCCIÓN

El objetivo de este capítulo es discutir el procedimiento que vamos a utilizar para el diseño del fracturamiento hidráulico enfatizando los factores críticos de diseño que determinarán la efectividad del mismo. Se pondrá en práctica toda la teoría descrita en el capítulo II. Es de importancia resumir el método de diseño que vamos a utilizar el cual lo realizaremos de la siguiente manera (John L. Gidley, 1989):

1. Recopilar todos los datos del pozo incluyendo datos del yacimiento, completación y parámetros de tratamiento aproximados.
2. Seleccionar los fluidos adecuados o especificar una viscosidad adecuada de los mismos.
3. Estimar la producción esperada que puede ser obtenida de cortos y largos tratamientos para agentes de sostén de arena y de gran fortaleza.
4. Refinar el diseño del tratamiento final para obtener el diseño requerido al menor costo.

4.2. PROCEDIMIENTOS DE DISEÑO GENERAL

Para diseñar óptimamente el tratamiento, la longitud de la fractura, la conductividad de la misma y la recuperación de reservas deben ser halladas. Los datos de producción obtenidos del modelo del yacimiento deben ser usados para elaborar un diseño económico y determinar la longitud y conductividad de la fractura más adecuada. Luego un tratamiento de fractura debe ser diseñado con un modelo de fractura adecuado para poder lograr la longitud y conductividad de fractura deseada al mínimo costo. Dicho proceso puede ser resumido por el siguiente gráfico. (Petrowiki, 2016)

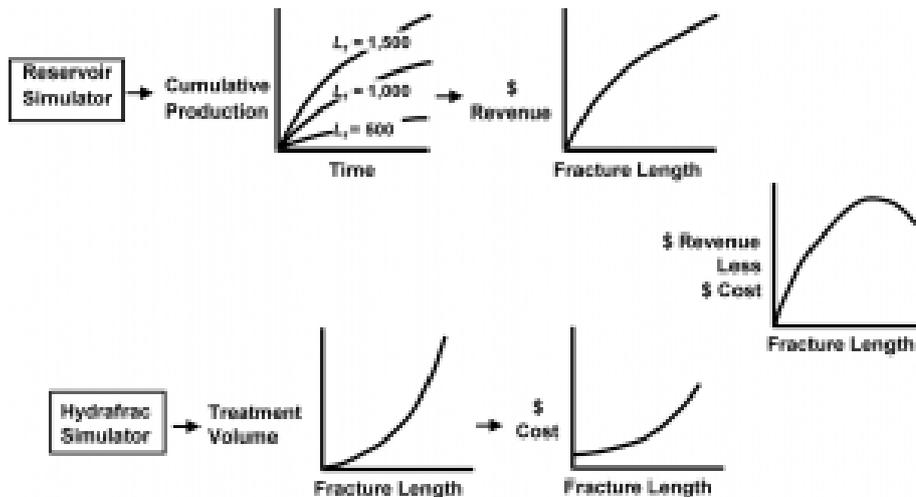


Figura 4. 1: Proceso de Optimización de tratamiento de fractura
Fuente: Petrowiki (2016).

Un modelo de fracturamiento debe ser corrido para determinar que se necesita mezclar y bombear al pozo para poder lograr los valores óptimos de longitud y conductividad de la fractura. Los valores de esfuerzos *in-situ*, módulo de Young, permeabilidad y coeficiente de pérdida de fluido no son conocidos con certeza por lo que deben ser estimados. El ingeniero de diseño debe ser capaz de modelar, a través de simulaciones, fracturas hidráulicas en orden de obtener los valores de ciertas variables para poder llegar a los valores de longitud y conductividad deseados. (Petrowiki, 2016)

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

4.2.1. Parámetros para realizar el fracturamiento

La información de los datos de fractura puede ser derivada entre factores no controlables como también controlables. Factores incontrolables pueden ser los siguientes (John L. Gidley, 1989):

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

Los factores controlables son las características de la completación que pueden ser variadas para optimizar efectividad del tratamiento, sin embargo algunas tendrán restricciones. Estos factores controlables serán por ejemplo (John L. Gidley, 1989):

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

De los parámetros incontrolables, los datos del yacimiento son necesarios para estimar la productividad del pozo antes y luego de la estimulación. Si no hay

data de la capacidad del flujo del yacimiento entonces no será posible predecir el comportamiento del tratamiento. De los parámetros controlables la completación del pozo es necesaria para que los aspectos mecánicos del diseño sean los correctos. El pozo debe ser capaz de resistir las altas presiones y caudales de inyección durante el tratamiento.

4.2.2. Fluido fracturante agente apuntalante

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

Todo lo contrario ocurrirá si escogemos un fluido de baja viscosidad. Una combinación ventajosa de fluido y agente apuntalante será de un fluido de mediana viscosidad y un agente apuntalante de gran densidad. Esta combinación proveerá aumento moderado de la altura de la fractura y se observara la retención de agente apuntalante.

4.2.2.1 Selección del fluido fracturante

La selección del fluido fracturante de un tratamiento de fractura es una decisión crítica (ver Tabla XIII) y que va a depender de los siguientes factores:

- Temperatura del yacimiento
- Presión del yacimiento
- Valor esperado de la longitud de fractura

Tabla XIII

Fluidos fracturantes y condiciones de uso

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

Elaboración: Marco Jácome

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

4.2.2.2. Selección de agente apuntalante

La siguiente figura nos muestra una tabla creada por Economides y Nolte en el año 2000 para la selección del agente apuntalante adecuado. Para poder usar la figura es necesario calcular el máximo esfuerzo efectivo el cual va a depender del valor de presión de fondo fluyente esperada para la vida del pozo. Si el máximo esfuerzo efectivo es menor a 6000 psi procederemos a seleccionar la arena como agente apuntalante. Si tenemos esfuerzos de 6000 a 12000 psi entonces usaremos agente apuntalante de mediana resistencia dependiendo de su temperatura. Si tenemos un esfuerzo mayor a 12000 psi necesitaremos una bauxita de alta resistencia como agente apuntalante.

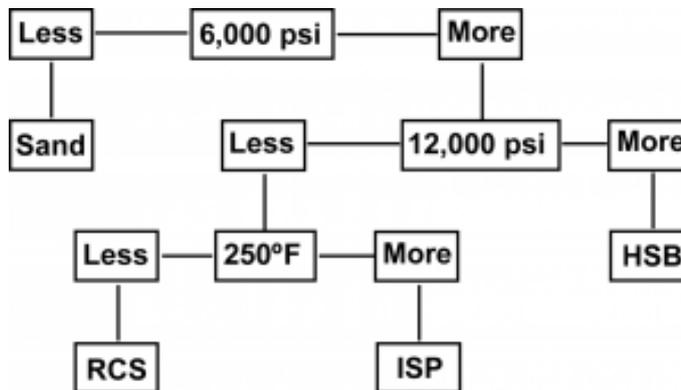


Figura 4. 2: Selección de agente apuntalante basado en la presión de cierre

Fuente: Petrowiki (2016).

La figura 4.2 debe ser utilizada como una guía más no como una selección definitiva ya que habrá excepciones. Por ejemplo, a pesar de que el esfuerzo efectivo máximo es menor a 6000 psi, el diseñador de la fractura podría escoger el agente RCS u otros aditivos para asegurar que el agente apuntalante se mantenga en el sitio y que no vaya a retornar. En pozos de gas se usa agentes apuntalantes de cerámica para maximizar la conductividad de la fractura. (Petrowiki, 2016)

4.3. DISEÑO DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO ANALÍTICO (2D)

4.3.1. 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 la roca van a ser dadas por el módulo de Young y el coeficiente de Poisson. Generalmente se las obtiene por tablas donde los valores cambiarán de acuerdo a la litología como se muestra a continuación:

Tabla XIV

Propiedades mecánicas de la Roca Reservorio

Tipo de propiedad	Símbolo	Significado	Unidades
Propiedades mecánicas de la roca reservorio	E	Módulo Young	*10 ⁶ lb/pulg ²
	ν	Coeficiente de Poisson	

Elaboración: Marco Jácome

Tabla XV

Módulo de Young típico conforme a la litología

Tipo de roca	Módulo de Young (rango)	Valor promedio
Caliza y dolomita dura	8,0 a 13	10,5
Arenisca dura	5 a 7,5	6,25
Arenisca de dureza media	2 a 4	3
Arenisca poco consolidada	0,5 a 1,5	1

Elaboración: Marco Jácome

Fuente: Garaicochea, F., Benítez, M. (1983). *Apuntes de terminación de pozos.*

Tabla XVI*Coefficiente de Poisson típico conforme a la litología*

Tipo de roca	ν
Rocas carbonatadas duras	0,25
Rocas carbonatadas suaves	0,3
Areniscas	0,2

Elaboración: Marco Jácome*Fuente:* Garaicochea, F., Benítez, M. (1983). *Apuntes de terminación de pozos.*

Es importante tener en cuenta los siguientes parámetros concernientes al yacimiento previamente al trabajo de fracturamiento para poder obtener un diseño óptimo:

Tabla XVII*Propiedades del yacimiento y los fluidos*

Símbolo	Significado	Unidades
ϕ	Porosidad	%
Ct	Compresibilidad total	psi
Q_f	Caudal producido	BFPD
Tr	Temperatura Yacimiento	°F
H	Espesor de la formación	ft
u_o	Viscosidad del petróleo	cp
API	Grado API	
P_o	Densidad del petróleo	lbm/ft ³
re	Radio externo del yacimiento	ft
rw	Radio del pozo	ft
S	Daño del pozo	
K	Permeabilidad	mD

Elaboración: Marco Jácome

4.3.2. Presiones en el diseño de Fracturamiento

4.3.2.1. Presión de sobrecarga

Es la presión que será dada por el peso total de las formaciones que están por arriba del punto de interés. Esta dada por la siguiente ecuación.

(PEMEX,Slb, 2016)

$$\sigma_{ov} = 0,052 * \rho_f * D \quad (\text{Ec. 4.1})$$

En la siguiente tabla mostraremos los valores típicos de ciertas rocas e incluiremos los fluidos que pueden estar contenidos en ellas para análisis posteriores:

Tabla XVIII

Densidades típicas de rocas y fluidos

Sustancia	Densidad (g/cm ³)
Arenisca	2,65
Caliza	2,71
Dolomita	2,87
Anhidrita	2,98
Halita	2,03
Cal	0,35
Arcilla	2,7-2,8
Agua potable	1
Agua de mar	1,03-1,06
Aceite	0,6-0,7
Gas	0,015

Elaboración: Marco Jácome

Fuente: Schlumberger, Pemex. (2016).

4.3.2.2. Gradiente de fractura

Se define como la presión a la cual ocurre la ruptura de una formación.

Se lo calcula con la siguiente ecuación

$$Gf = \left(\frac{\sigma_{ov}}{D} - Gp \right) \left(\frac{Y}{1-Y} \right) + Gp \quad (\text{Ec. 4.2})$$

4.3.2.3. Presión de fractura

Va a ser la presión necesaria para mantener abierta la fractura y propagarla más allá de la falla, puede variar durante la operación. Va a estar dada por la siguiente ecuación:

$$Pf = Gf * D \quad (\text{Ec. 4.3})$$

4.3.2.4. Presión de tratamiento en superficie

Considera las pérdidas de presión por fricción y por cañoneo.

$$Pts = Pci + \Delta Pf + \Delta Pp \quad (\text{Ec. 4.4})$$

Detallaremos como poder hallar los valores de la ecuación anterior.

4.3.2.5. Presión cierre instantánea

Es la presión tomada en superficie cuando se detiene el bombeo del fluido. Definida por la siguiente ecuación:

$$P_{ci} = P_f - P_h \quad (\text{Ec. 4.5})$$

4.3.2.6. Perdida de presión por fricción en tubería

$$\Delta P_{friccion} = \frac{f D \delta v^2}{2,8(d_o^2 - d_i^2)} \quad (\text{Ec. 4.6})$$

Para poder determinar el factor de fricción necesitaremos conocer el valor del número de Reynolds el cual es igual a:

$$Nr = 1,592E4 * \frac{Q\delta}{du} \quad (\text{Ec. 4.7})$$

4.3.2.7. Perdida de presión por cañoneo

$$\Delta P_p = \frac{0,0836Q^2\delta}{Hp^4 * n} \quad (\text{Ec. 4.8})$$

4.3.2.8. Presión de cierre

Presión máxima que puede soportar la roca.

$$P_c = P_f - P_r \quad (\text{Ec. 4.9})$$

4.3.3. Diseño del fluido fracturante

Recordemos que las propiedades del fluido fracturante deben cumplir con lo siguiente:

- Bajo coeficiente de pérdida
- Alta capacidad de transporte del apuntalante
- Bajas pérdidas de presión por fricción en las tuberías y altas en la fractura.
- Fácil remoción después del tratamiento
- Compatibilidad con los fluidos de formación
- Mínimo daño a la permeabilidad de la formación y fractura.

(Academia, 2016)

4.3.3.1. Cálculo del coeficiente del fluido fracturante

Este coeficiente va a depender de las características del fluido fracturante, fluidos del yacimiento, y de la roca. Este coeficiente refleja las propiedades del fluido fracturante y también es una medida de la efectividad relativa del mismo. Un bajo coeficiente de fluido fracturante significa

propiedades bajas de pérdida de fluido pero también significa un área de fractura mayor. La efectividad relativa del fluido depende de las propiedades que controlan la pérdida de fluido durante el tratamiento de fractura. Con esta base, la mayoría de los fluidos caen en tres categorías (Craft, Holden y Graves, 1962), donde las dos categorías más importantes serán:

- **Fluidos de viscosidad controlada**

En esta categoría se incluyen fluidos fracturantes viscosos y semiviscosos donde la viscosidad controla la cantidad de pérdida de fluido que toma lugar en el tratamiento. La viscosidad del fluido fracturante es mayor a la viscosidad de los fluidos del yacimiento. La mayor pérdida de presión durante el fracturamiento se dará donde en la zona invadida debido a que el fluido fracturante es mucho menos móvil que el fluido de la formación por lo que la viscosidad del fluido fracturante controlara la pérdida de fluido. (Craft, Holden y Graves, 1962). El coeficiente de fluido fracturante para esta categoría será:

$$Cv = 0,0469 * \left(\frac{K\Delta p\phi}{100*\mu} \right)^{\frac{1}{2}} ft/\sqrt{min} \quad (\text{Ec. 4.10})$$

- **Fluidos de yacimiento controlados**

Este grupo incluye aquellos fluidos fracturantes que tienen baja viscosidad y características de pérdida de fluido bajas. Fluidos fracturantes que caen en esta categoría son fluidos a base de aceite y agua, que no contienen aditivos para reducir la pérdida de fluido. (Craft, Holden y Graves, 1962). El coeficiente de fluido fracturante para esta categoría será:

$$C_c = 0,0374\Delta p \left(\frac{K C_f \phi}{100 * u_o}\right)^{\frac{1}{2}} ft / \sqrt{min} \quad (\text{Ec. 4.11})$$

El coeficiente total que combina los dos coeficientes será:

$$\frac{1}{c} = \frac{1}{c_v} + \frac{1}{c_c} \quad (\text{Ec. 4.12})$$

4.3.4. Cálculo de la geometría de la fractura y volumen de inyección

La geometría de la fractura puede ser aproximada por los modelos que toman en cuenta las propiedades de la roca, propiedades del fluido fracturante, las condiciones con las cuales el fluido es inyectado (gasto y presiones) y los esfuerzos relacionados.

Para describir la propagación de la fractura que generalmente es un fenómeno complejo, las siguientes leyes son requeridas:

- Principios fundamentales como las leyes de conservación de momento, masa y energía
- Criterios de propagación que producen el avance de la fractura relacionado a interacciones de la roca, fluido y distribución de la energía.

Los modelos de dos dimensiones son aproximaciones analíticas que asumen la altura de la fractura constante y conocida. Tenemos dos tipos de modelos los cuales son el PKN, donde la longitud de la fractura es mayor a la altura de la fractura, y el KGD, donde la longitud de la fractura es menor a la altura de la misma. Entonces la altura de la fractura será el dato variable. Para los propósitos de diseño de este proyecto vamos a utilizar el modelo KGD. Este modelo resulta en volúmenes de fractura mayores. (Economides, Hill, 1994)

Para el cálculo de la amplitud y longitud de fractura se aplican las ecuaciones para el modelo:

4.3.4.1. Longitud de la fractura

$$X_f = \frac{itp}{2\pi hC} \quad (\text{Ec. 4.13})$$

4.3.4.2. Amplitud de la fractura

$$W = \frac{itp}{2hXf} \quad (\text{Ec. 4.14})$$

4.3.4.3. Volumen de inyección

$$Vi = itp \quad (\text{Ec. 4.15})$$

4.3.5. Incremento de la productividad

Para poder verificar que el trabajo de estimulación fue exitoso, se necesitará comparar los resultados antes y después del fracturamiento. Entonces para realizar una estimación preliminar se considerará las siguientes relaciones:

4.3.5.1. Permeabilidad de la fractura

Se la va a calcular por una relación de permeabilidades antes y después del tratamiento de fractura.

$$Kf = 2 K \quad (\text{Ec. 4.16})$$

4.3.5.2. Índices de productividad antes y después del fracturamiento

$$Jo = \frac{Qo}{Pr - Pwf} \quad (\text{Ec. 4.17})$$

$$rw' = \frac{2}{\pi} * Xf \quad (\text{Ec. 4.18})$$

$$\frac{J'}{J_0} = \frac{\ln\left(\frac{re}{rw}\right)}{\ln\left(\frac{re}{rw'}\right) + \frac{k}{k_f} \ln\left(\frac{rw'}{rw}\right)} \quad (\text{Ec. 4.19})$$

4.3.5.3. Daño luego del fracturamiento

$$s' = \left(\frac{k}{k_f} - 1\right) * Ln\left(\frac{rw'}{rw}\right) \quad (\text{Ec. 4.20})$$

4.3.5.4. Presión y Caudal luego del fracturamiento

$$EF = \frac{J'}{J_0} \quad (\text{Ec. 4.21})$$

$$Pwf' = Pr - (Pr - Pwf)EF \quad (\text{Ec. 4.22})$$

$$Q' = J' * (Pr - Pwf) \quad (\text{Ec. 4.23})$$

4.3.6. Diseño del fracturamiento hidráulico analítico (2D) para el pozo FICT-2D

Como primer paso se procede a la recolección y clasificación de los datos necesarios para el fracturamiento (mencionados en los puntos anteriores) pertenecientes al pozo FICT-2D (formación Hollín Superior), los cuales fueron detallados en capítulos posteriores. Los datos son presentados en la siguiente tabla:

Tabla XIX*Datos del pozo FICT-2D para el fracturamiento*

Tipo de propiedad	Símbolo	Significado	Unidades	Valor
Propiedades Mecánicas del pozo	E	Módulo Young	lb/pulg ²	3,00E+06
	ν	Coefficiente de Poisson		0,2
	Pf	Densidad formación	g/cc	2,65
Propiedades del yacimiento y fluidos	Q _o	Caudal	BPD	230
	φ	Porosidad	%	12
	Ct	Compresibilidad total	psi ⁻¹	2,30E-06
	Tr	Temperatura Yacimiento	°F	220
	H	Espesor de la formación	ft	20
	u _o	Viscosidad	Cp	2,5
	API	Grado API		31,6
	p _o	Densidad del petróleo	lbm/ft ³	54,14
	r _e	Radio exterior	ft	2234,218
	r _w	Radio del pozo	ft	0,642
	S	Daño del pozo		19
	p _{fc}	Densidad del fluido de control	Lbm/gal	8,43
	K	Permeabilidad	mD	130
Presiones	P _{wf}	Presión de fondo fluvente	psi	1103
	G _p	Gradiente poro	psi/ft	0,862
	P _r	Presión de Yacimiento	Psi	2457
Propiedades de los fluidos fracturantes	Q _i	Caudal inyección	BPM	20
	u _i	Viscosidad fluido	cp	918
	p _i	Densidad	lbm/gal	15,506
Propiedades del Pozo y tubería	D	TVD	ft	9720
	d _i	Diámetro interior (tubing)	in	3
	d _o	Diámetro exterior (tubing)	in	3,5
	X	Número de disparos		40
	H _p	Diámetro de disparos	in	0,3
	e	Rugosidad	mm	0,3

Elaboración: Marco Jácome

Con los datos anteriormente detallados procederemos a realizar el diseño específicamente para el pozo FICT-2D.

Vamos a comenzar primero con el cálculo de las presiones tal como lo detallamos anteriormente.

Presión de sobrecarga:

$$\sigma_{ov} = 0,052 * \rho_f * D \quad (\text{Ec. 4.1})$$

Reemplazando con $D = 9720$ ft y la densidad de la arenisca = 2,65 gr/cc la obtenemos de la tabla XVIII; haciendo el correspondiente cambio de unidades tenemos:

$$\sigma_{ov} = 0,052 * 22,0374 \frac{lb}{gal} * 9720 ft = 11138,6 psi$$

Gradiente de fractura:

$$Gf = \left(\frac{\sigma_{ov}}{D} - Gp \right) \left(\frac{Y}{1-Y} \right) + Gp \quad (\text{Ec 4.2})$$

Reemplazando en este caso a Gp de los datos por 0,862 y $Y_{arenisca} = 0,2$ de la tabla XVI tenemos:

$$Gf = \left(\frac{11138,6}{9720} - 0,862 \right) \left(\frac{0,2}{1 - 0,2} \right) + 0,862 = 0,9329 \frac{psi}{ft}$$

Presión de fractura:

$$P_f = G_f * D \quad (\text{Ec. 4.3})$$

Entonces tendremos:

$$P_f = 0,9329 * 9720 = 9068,63 \text{ psi}$$

Presión hidrostática:

$$P_h = 0,052 * \rho_i * D = 0,052 * 8,5 * 9720 = 4296,24 \text{ psi}$$

Presión de cierre instantáneo:

$$P_{ci} = P_f - P_h \quad (\text{Ec. 4.5})$$

$$P_{ci} = 9068,63 - 4296,24 = 4772,39 \text{ psi}$$

Presión de tratamiento en superficie:

$$P_{ts} = P_{ci} + \Delta P_f + \Delta P_p \quad (\text{Ec. 4.4})$$

Primero calculamos el **número de Reynolds:**

$$Nr = 1,592E4 * \frac{Q\delta}{diu} \quad (\text{Ec. 4.7})$$

$$Nr = 1,592E4 * \frac{20 * 15}{3 * 918} = 1734,2$$

Con el número de Reynolds de 1734,2 (eje x) y la rugosidad del tubing de 0,3 (curvas) obtenemos de la gráfica del factor de fricción de Fanning el valor de 0,0092 (ver Figura 4.3):

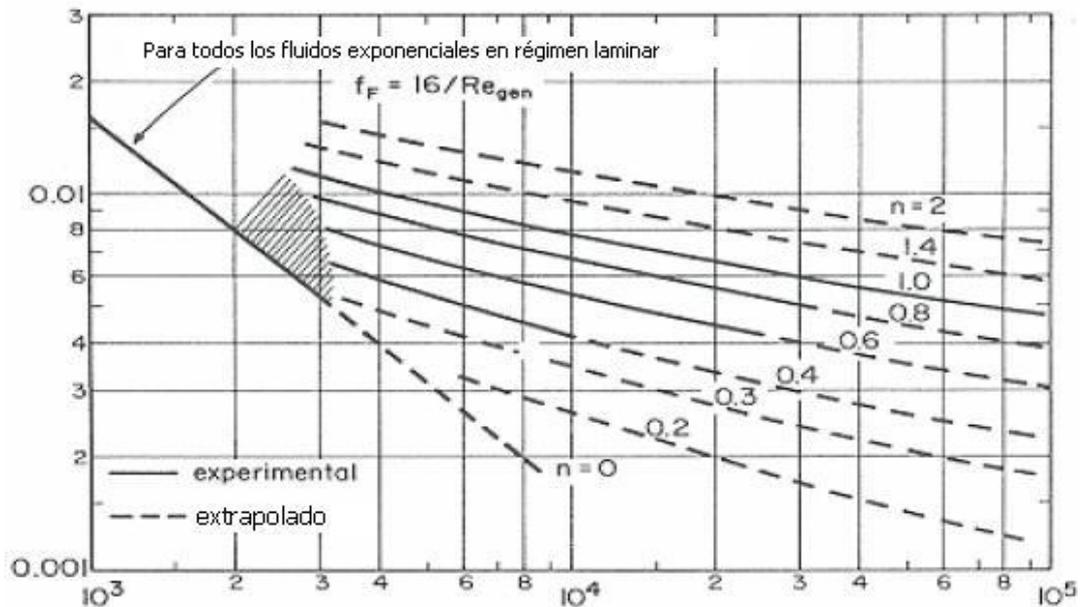


Figura 4. 3: Factor de fricción de Fanning

Fuente: Gardea, H. (2007). *Dos propuestas para el proyecto del bombeo de fluidos no newtonianos. Caso de los lodos residuales de plantas de tratamiento de aguas negras.*

Luego procedemos a calcular cada uno de los componentes de la ecuación

4.4:

Pérdida de presión por fricción en tubería:

$$\Delta P_{friccion} = \frac{fD \delta v^2}{2,8(do^2 - di^2)} \quad (\text{Ec. 4.6})$$

$$\Delta P_{friccion} = \frac{0,0092 * 9720 * 7^2}{2,8(3,5^2 - 3^2)} = 481,51 \text{ psi}$$

Pérdida de Presión por cañoneo:

$$\Delta P_p = \frac{0,0836Q^2\delta}{Hp^{4*n}} \quad (\text{Ec. 4.8})$$

$$\Delta Pp = \frac{0,0836 * 20^2 * 15}{0,3^4 * 40} = 1548,15 \text{ psi}$$

Por lo tanto:

$$P_{ts} = 4772,39 + 481,51 + 1548,15 = 6802,05 \text{ psi}$$

Presión de confinamiento o cierre:

$$P_c = P_f - P_r \quad (\text{Ec. 4.9})$$

$$P_c = 9068,63 - 2457 = 6611,63 \text{ psi}$$

Con esta presión vamos a seleccionar como agente apuntalante a : Arena con bauxita esto nos basamos en la Tabla V donde nos indica que para una presión mayor a 5000 psi y menor a 8000 psi vamos a utilizar este material.

Cálculo de coeficientes de fluido fracturante:

$$C_v = 0,0469 * \left(\frac{K\Delta p\phi}{100\mu} \right)^{\frac{1}{2}} \text{ ft}/\sqrt{\text{min}} \quad (\text{Ec. 4.10})$$

$$C_v = 0,0469 * \left(\frac{130 * 6802,05 * 0,12}{100 * 918} \right)^{\frac{1}{2}} \text{ ft}/\sqrt{\text{min}}$$

$$C_v = 0,0504 \text{ ft}/\sqrt{\text{min}}$$

$$C_c = 0,0374\Delta p \left(\frac{Kc\phi}{u_o} \right)^{\frac{1}{2}} \text{ ft}/\sqrt{\text{min}} \quad (\text{Ec. 4.11})$$

$$C_c = 0,0374 * 6802,05 \left(\frac{130 * 4,5E - 6 * 0,12}{100 * 2,5} \right)^{\frac{1}{2}} \text{ ft}/\sqrt{\text{min}}$$

$$C_c = 0,135 \text{ ft}/\sqrt{\text{min}}$$

$$\frac{1}{c} = \frac{1}{c_v} + \frac{1}{c_c} \quad (\text{Ec. 4.12})$$

$$\frac{1}{c} = \frac{1}{0,0504} + \frac{1}{0,135} = 27,26$$

$$C = 0,0367 \text{ ft}/\sqrt{\text{min}}$$

Geometría de la fractura:

- **Longitud de fractura:**

$$X_f = \frac{itp}{2\pi h c} \quad (\text{Ec. 4.13})$$

$$X_f = \frac{20 * 15}{2\pi * 20 * 0,0367} = 65,05 \text{ ft}$$

- **Ancho promedio de fractura:**

$$W = \frac{itp}{2h f x_f} \quad (\text{Ec. 4.14})$$

$$W = \frac{20 * 15}{2 * 20 * 65,05} = 0,1153 \text{ ft}$$

Aumento de la productividad:

Como mencionamos anteriormente tendremos un aumento en la permeabilidad cercana al pozo:

$$K_f = 2 K \quad (\text{Ec. 4.16})$$

$$Kf = 2 * 130 = 260 \text{ mD}$$

Calculamos ahora el **índice de productividad antes del fracturamiento**:

$$J_o = \frac{Q_o}{P_r - P_{wf}} \quad (\text{Ec. 4.17})$$

$$J_o = \frac{230}{2457 - 1103} = 0,17 \text{ BPPD/psi}$$

Y el **radio del pozo** luego del fracturamiento:

$$r_w' = \frac{2}{\pi} * Xf \quad (\text{Ec. 4.18})$$

$$r_w' = \frac{2}{\pi} * 65,05 = 41,41 \text{ ft}$$

Con los dos valores anteriores calculados, podemos obtener entonces el

índice de productividad luego del fracturamiento:

$$\frac{J'}{J_o} = \frac{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w'}\right) + \frac{k}{k_f} \ln\left(\frac{r_w'}{r_w}\right)} \quad (\text{Ec. 4.19})$$

$$J' = \frac{\ln\left(\frac{2234,21}{0,6416}\right)}{\ln\left(\frac{2234,21}{41,41}\right) + \frac{130}{260} \ln\left(\frac{41,41}{0,6416}\right)} * 0,17 = 0,228 \text{ bpd/psi}$$

Procedemos a calcular el **daño luego del tratamiento**:

$$s' = \left(\frac{k}{k_f} - 1\right) * \text{Ln}\left(\frac{r_w'}{r_w}\right) \quad (\text{Ec. 4.20})$$

$$s' = \left(\frac{130}{260} - 1\right) * \text{Ln}\left(\frac{41,41}{0,6416}\right) = -2,084$$

Calculamos ahora la **eficiencia de flujo**:

$$EF = \frac{J'}{J_o} \quad (\text{Ec. 4.21})$$

$$EF = \frac{0,228}{0,17} = 1,343$$

Calculamos la **Pwf'** luego del tratamiento:

$$Pwf' = Pr - (Pr - Pwf)EF \quad (\text{Ec. 4.22})$$

$$Pwf' = 2457 - (2457 - 1103) * 1,343 = 638,58 \text{ psi}$$

Ahora el **Caudal a tal Pwf'**:

$$Q' = J' * (Pr - Pwf') \quad (\text{Ec. 4.23})$$

$$Q' = 0,228 * (2457 - 638,58) = 414,6 \text{ BPPD}$$

A continuación se resumen los resultados obtenidos en las siguientes tablas

Tabla XX

Geometría de la Fractura

Longitud (ft)	Ancho (ft)
---------------	------------

65,05	0,1153
-------	--------

Elaboración: Marco Jácome

Tabla XXI*Resultados del pozo FICT-2D luego de la estimulación analítica*

Etapa	Permeabilidad (mD)	Radio aparente del pozo (ft)	Índice de productividad (BPPD/psi)	Daño	Pwf (psi)	Q_o (BPPD)
Antes	130	0,642	0,17	19	1103	230
Después	260	41,41	0,228	-2,084	638,58	414,6

Elaboración: Marco Jácome

4.4. SIMULACIÓN DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Como pudimos apreciar en el punto anterior de este capítulo, se ha realizado la fractura analítica del pozo FICT-2D obteniendo resultados aparentemente razonables; decimos “aparentemente” ya que no se ha comparado los resultados obtenidos con algún método diferente. Establecido esto, es necesario entonces la utilización de un método que nos permita apreciar otro punto de vista de la fractura, con ayuda de la simulación computacional podremos lograrlo. Se utilizará el simulador de fracturamiento hidráulico FracCade de la Cía. Schlumberger.

4.4.1. Descripción del Simulador

Es un software de diseño de fracturamiento y evaluación, fue desarrollado con los principios básicos del fracturamiento hidráulico para un tratamiento de optimización. El software involucra un rango de diversidades que van desde modelos en 2D hasta simulaciones tridimensionales. Es muy útil en la aplicación de campo ya que involucra un monitoreo en tiempo real, comparación de presiones y capacidad de rediseño.

Entre sus múltiples aplicaciones se encuentran: Operaciones de fracturamiento con propagante y fracturamiento ácido, se lo puede utilizar tanto para pozos verticales, desviados u horizontales, y así mismo el pozo puede ser abierto o entubado.

Los modelos que utiliza el software para definir la geometría de la fractura son: KGD, PKN, radial, entre los principales.

La versión que utilizaremos será FracCade 5.41, la cual consta de los siguientes módulos (principales):

- **Optimization (NPV)**

Este módulo requiere la información del pozo, el reservorio, el fluido y propagantes en conjunto con restricciones operacionales y de producción así como también con costos fijos para calcular el diseño óptimo de fractura basado en el valor presente neto.

- **PropFRAC Placement**

Es un módulo que incluye un simulador numérico de fractura hidráulica el cual usa los diferentes modelos de geometría de fractura antes mencionados. Nos provee la capacidad de modelar el crecimiento de la fractura en las formaciones tanto sobre como por debajo de la zona de pago.

- **Scenario Manager**

Un módulo que permite crear y manejar múltiples diseños de fracturamiento o escenarios al mismo tiempo.

- **AcidFRAC**

Este módulo nos permite crear una simulación exhaustiva del fracturamiento ácido, en el cual ácido es inyectado en la formación a una presión suficiente para fracturarla o abrir fracturas existentes.

- **MultiFRAC Placement**

Nos permite simular simultáneamente la iniciación y extensión de múltiples fracturas hidráulicas. Solo soporta el uso del modelo PKN para la geometría de la fractura.

- **BHP**

El módulo de Bottomhole Pressure (o Presión de Fondo) convierte las condiciones de tratamiento en superficie en condiciones de fondo de hoyo y viceversa así como las temperaturas.

- **DataFRAC**

En el campo este módulo es necesario para estimar ciertos parámetros de bombeo pre-fracturamiento en una formación desconocida entre los que se encuentran: presión de cierre de la fractura, modelo 2D apropiado, eficiencia del fluido a utilizar y el coeficiente del fluido fracturante.

Los módulos anteriormente descritos son los más importantes pero el programa cuenta con muchos más los cuales no serán de utilidad en este proyecto pero serán presentados en la siguiente gráfica:

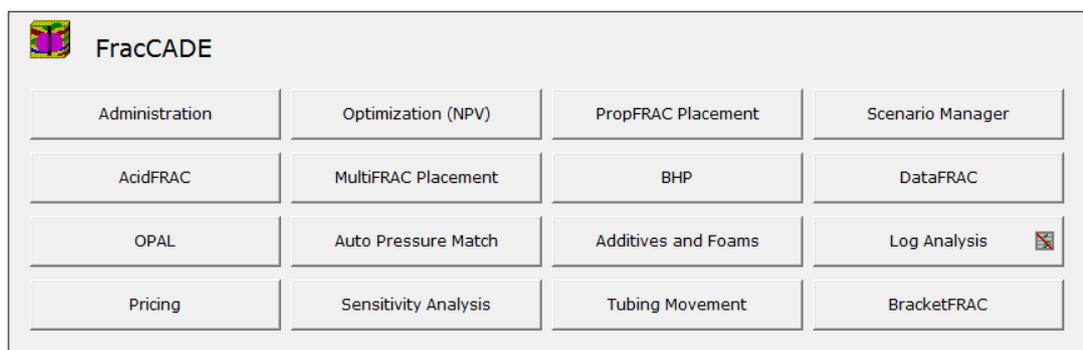


Figura 4. 4: Módulos de FracCade 5.41

Fuente: Cía. Schlumberger.

4.4.2. Input de datos

La entrada (input) de datos para la iniciación del programa es la información requerida de la administración del campo, datos del pozo (survey, completación, tuberías y perforación), zonas, fluidos de reservorio y fluidos de fracturamiento y propagantes (los cuales van a estar cargados en el

programa), para poder correr cada uno de los módulos necesarios para la simulación de la fractura.

4.4.3. Módulo DataFRAC

La utilización de este módulo será realizado en primera instancia cuando se vaya a realizar el fracturamiento hidráulico real al pozo para obtener la respuesta de la formación previa la inyección de los fluidos fracturantes. Como fue mencionado en los puntos anteriores, el tratamiento de DataFRAC es una serie de pruebas de bombeo monitoreadas para presiones y tasas de flujo. Este módulo analiza la data de la fractura generada por el tratamiento, la cual puede ser usada para diseñar un tratamiento de fractura apropiado.

El primer paso del DataFRAC consiste en utilizar un fluido que acondicione la formación y prepararla para recibir los fluidos fracturantes. El fluido a utilizarse será el denominado FreFLO, el cual es una mezcla de solventes y surfactantes que permiten el recobro del fluido fracturante luego de la intervención. Luego de ser inyectado el fluido de acondicionamiento se procede a la inyección del fluido fracturante seleccionado para obtener la respuesta de la formación a determinada temperatura.

4.4.3.1. Selección del Fluido Fracturante

Para poder continuar con la simulación del fracturamiento es necesario saber el tipo de fluido que se usará en base a las características del pozo y del yacimiento (temperatura, presiones, etc.). Es necesario tener en cuenta que el fluido a utilizar debe contar con una característica predominante a las demás: proporcionar la mejor limpieza de la fractura empacada una vez terminada la estimulación.

El fluido a utilizar en este caso será YF230D el cual puede ser descrito de acuerdo a sus siglas:

- YF: denominación de la Cía. Schlumberger para los fluidos activados.
- Serie 200: Gel lineal basado en Guar (polímero que aumenta la viscosidad del fluido), la carga del mismo lo indica el número 30 (30 galones por cada 1000 galón de fluido).
- D: Delayed System (Sistema Retardado), lo cual nos indica que es un fluido de alta eficiencia (mucho más que un reticulado) y alta estabilidad en el yacimiento.

Adicionalmente se propone utilizar el aditivo J218, el cual es un rompedor compuesto por $(\text{NH}_4)_2\text{S}_2\text{O}_8$ (Persulfato de Amonio), que permite la degradación controlada del fluido viscoso de fracturamiento permitiendo la salida del mismo de la fractura.

Es necesario conocer también la pérdida de presión por fricción del fluido dentro de la tubería a medida que es bombeado hacia la formación:

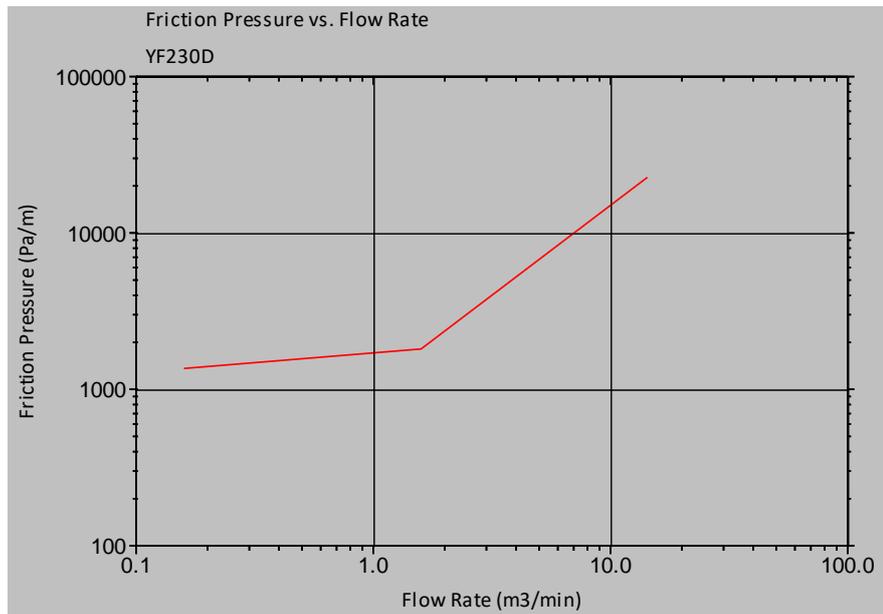


Figura 4. 5: Presión de Fricción vs Tasa de Flujo del fluido YF230D.

Fuente: Cía. Schlumberger. (2016). *FracCade 5.41*.

4.4.3.2. Selección del apuntalante

La necesidad de usar un apuntalante o agente de sostén se ve reflejada en mantener la fractura abierta luego de que el fluido es regresado a superficie. En el capítulo 2 se detallan los apuntalantes disponibles y su uso de acuerdo a la presión de cierre de la fractura.

Para el caso de estudio (pozo FICT-2D) se propone utilizar el apuntalante CarboLITE (C-Lite) con un tamaño de malla de 20/40, las características del agente de sostén son presentadas en la siguiente tabla:

Tabla XXII
Características del apuntalante C-Lite
20/40

Característica	Valor
Gravedad específica	2,73
Diámetro promedio (in)	0,028
Porosidad del pack (%)	35
Módulo de Young promedio (psi)	$4,94 \cdot 10^6$
Presión de cierre (psi)	4000
Permeabilidad (mD)	418393

Elaboración: David Muñoz

Fuente: Cía. Schlumberger. (2016).
FracCade 5.41.

Es necesario también especificar el comportamiento de la permeabilidad que ofrece el agente apuntalante a medida que aumenta la presión de cierre sobre el mismo (ver Figura 4.6). Cabe recalcar que la presión de cierre es calculada por el simulador a medida que cargamos los datos de la formación a fracturar en el Input de Datos.

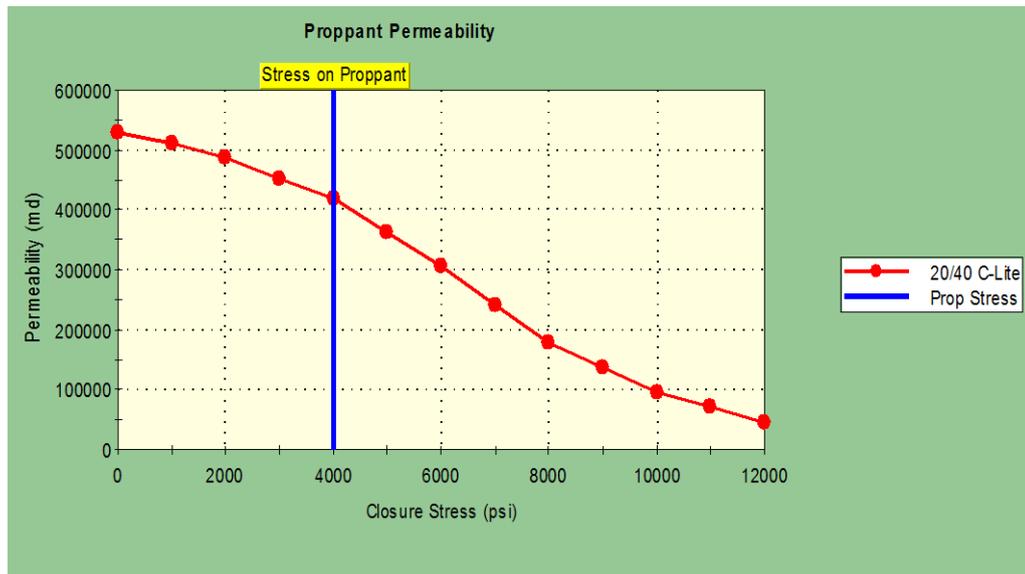


Figura 4. 6: Permeabilidad vs Presión de Cierre del apuntalante C-Lite 20/40.

Fuente: Cía. Schlumberger. (2016). FracCade 5.41.

4.4.4. Simulación del fracturamiento hidráulico (3D) para el pozo FICT-2D

Una vez que hemos descrito al simulador a utilizar, sus módulos, fluido y apuntalante a utilizar, y los datos necesarios del pozo y del yacimiento requerido por el programa, el siguiente paso sería proceder con la simulación para el caso de estudio (pozo FICT-2D). Es necesario esclarecer que el módulo que utilizaremos para poder simular la fractura dentro del yacimiento será PropFRAC Placement, el cual anteriormente ya fue descrito.

Para poder iniciar este módulo es necesario haber cargado los datos tanto del pozo como de la formación a fracturar (Hollín Superior) y de los fluidos del

reservorio como se muestra a continuación en las figuras 4.7, 4.8, 4.9, 4.10, 4.11 y 4.12:

Hole Survey Well Completion Tubular Perforation							
	MD	TVD	Deviation Angle	Deviation Build Rate	Azimuth Angle	Azimuth Build Rate	Dogleg Severity
	ft	ft	deg	deg/30m	deg	deg/30m	deg/30m
1	0,0	0,0	0	0,000	0	0,000	0,000
2	99,0	99,0	0	0,000	11	10,936	0,000
3	254,0	254,0	0	0,000	11	0,000	0,000
4	345,0	345,0	0	0,000	51	43,262	0,000
5	436,0	436,0	1	1,082	233	-192,516	1,082
6	525,0	524,9	4	3,318	239	6,635	3,326
7	615,0	614,6	6	2,187	236	-3,281	2,205
8	704,0	702,9	8	2,212	241	5,529	2,310
9	799,0	796,6	11	3,108	250	9,324	3,459
10	895,0	890,1	15	4,101	250	0,000	4,101
11	990,0	981,2	18	3,108	252	2,072	3,163
12	1086,0	1071,4	22	4,101	255	3,076	4,232
13	1181,0	1158,5	25	3,108	258	3,108	3,345
14	1277,0	1244,4	28	3,076	258	0,000	3,076
15	1372,0	1327,1	31	3,108	255	-3,108	3,464
16	1467,0	1407,6	33	2,072	256	1,036	2,143
17	1563,0	1487,7	34	1,025	254	-2,050	1,527
18	1658,0	1565,0	37	3,108	249	-5,180	4,323
19	1753,0	1639,3	40	3,108	250	1,036	3,174
20	1849,0	1712,9	40	0,000	251	1,025	0,659
21	1944,0	1784,6	42	2,072	252	1,036	2,181

Figura 4. 7: Survey del pozo FICT-2D.

Fuente: Cía. Schlumberger. (2016). *FracCade 5.41*.

Hole Survey Well Completion Tubular Perforation	
Hole	
Total Measured Depth	11918,8 ft
Hole Size	7,7 in
Treatment Pumped Through	TUBING
Temperatures	
Bottom Hole Static Temperature	104 degC
Surface Temperature	27 degC

Figura 4. 8: Completación del pozo FICT-2D.

Fuente: Cía. Schlumberger. (2016). *FracCade 5.41*.

	Top MD ft	Top TVD ft	Bottom MD ft	Bottom TVD ft	Shot Density shot/ft	Total Number	Entrance Diameter mm	Tunnel Length mm	Method
1	10875.9	9500.0	11075.9	9700.0	0.00	0	8.1	203.2	Underbalance
2	11075.9	9700.0	11095.9	9720.0	2.00	40	8.1	203.2	UNDERBALANCE
3	11095.9	9720.0	11195.9	9820.0	0.00	0	8.1	203.2	UNDERBALANCE
4	11195.9	9820.0	11295.9	9920.0	0.00	0	8.1	203.2	UNDERBALANCE
5	11295.9	9920.0	11395.9	10020.0	0.00	0	8.1	203.2	UNDERBALANCE
6	11395.9	10020.0	11415.9	10040.0	4.00	80	8.1	203.2	UNDERBALANCE
7	11415.9	10040.0	11715.9	10340.0	0.00	0	8.1	203.2	UNDERBALANCE
8	11715.9	10340.0	11815.9	10440.0	0.00	0	8.1	203.2	UNDERBALANCE
9	11815.9	10440.0	11915.9	10540.0	0.00	0	8.1	203.2	UNDERBALANCE

Figura 4. 9: Perforaciones del pozo FICT-2D.
Fuente: Cía. Schlumberger. (2016). *FracCade 5.41.*

Tubing:								
	MD ft	OD in	ID in	Weight lb/ft	Grade	Collapse Pressure psi	Burst Pressure psi	
1	10700.0	3.5	3.0	9.3	N80	10533	10159	
2	11000.0	2.9	2.3	7.9	N80	13885	13439	
3								

Casing:								
	MD ft	OD in	ID in	Weight lb/ft	Grade	Collapse Pressure psi	Burst Pressure psi	
1	3980.7	10.8	10.1	40.5	N80	1730	4560	
2	11420.0	7.0	6.3	26.0	N80	5410	7240	
3								
4								

Figura 4. 10: Tuberías del pozo FICT-2D.
Fuente: Cía. Schlumberger. (2016). *FracCade 5.41.*

Name	Top TVD ft	Rock Type	Gross Height ft	Leakoff Height m	Net Height m	Number of Perfs	Perf Dia mm	Fracture Gradient psi/ft	In-situ Stress psi	Young's Modulus psi	Poisson's Ratio	Reservoir Pressure psi	Permeability mD	Porosity %	Fracture Toughness kPa.m0.5	Spacing acres	Gas Saturation %	Oil Saturation %	Water Saturation %
1	9500.0	SHALE	200.0	61.0	0.0	0	8.1	0.4	3400	5,000E+06	0.27	3000	0.001	5.0	2198	360	0.0	10.0	90.0
2	9700.0	CLEAN-SANDSTONE	20.0	3.0	3.0	40	8.1	0.4	3884	3,500E+06	0.27	1700	130	12.0	2198	360	0.0	90.0	10.0
3	9720.0	SHALE	100.0	30.5	0.0	0	8.1	0.4	4025	5,000E+06	0.27	2400	10	1.0	2198	360	0.0	15.0	85.0
4	9820.0	SHALE	100.0	30.5	0.0	0	8.1	0.5	4461	5,000E+06	0.27	3000	8	1.0	2198	360	0.0	9.0	91.0
5	9920.0	SHALE	100.0	30.5	0.0	0	8.1	0.4	4108	5,000E+06	0.27	2400	20	1.0	2198	360	0.0	15.0	85.0
6	10020.0	CLEAN-SANDSTONE	20.0	6.1	6.1	80	8.1	0.4	4012	4,000E+06	0.27	1800	131	20.0	2198	360	0.0	90.0	10.0
7	10040.0	SHALE	300.0	91.4	0.0	0	8.1	0.4	3600	5,000E+06	0.27	3000	0.001	1.0	2198	360	0.0	25.0	75.0
8	10340.0	CLEAN-SANDSTONE	100.0	30.5	0.0	0	8.1	0.6	6504	5,619E+06	0.20	3020	1	10.0	1319	360	0.0	20.0	80.0
9	10440.0	CLEAN-SANDSTONE	100.0	30.5	0.0	0	8.1	0.6	6567	5,619E+06	0.20	4909	1	10.0	1319	360	0.0	15.0	85.0

Figura 4. 11: Litología cercana al yacimiento Hollín Superior.
Fuente: Cía. Schlumberger. (2016). *FracCade 5.41.*

General		PVT Table	
Reservoir			
Well Type	OIL		
BHST	104 degC		
Gas Component			
<input type="checkbox"/> Use Gas Composition			
Gas Gravity	0,87		
N2	0,0 %		
CO2	0,0 %		
H2S	0,0 %		
Water Component			
Water Gravity	1,01		
Water Salinity	20000 ppm		
Water Compressibility	1,5E-7 1/kPa		
Oil Component			
Initial GOR	68 scf/STB		
Bubble Point	330 psi		
Oil API Gravity	31,6 degAPI		

Figura 4. 12: Fluidos del yacimiento Hollín Superior.

Fuente: Cía. Schlumberger. (2016). *FracCade 5.41*.

Así mismo es necesario seleccionar el fluido y el apuntalante a usar los cuales se encuentran disponibles dentro de la base de datos del simulador FracCade 5.41. Una vez cargados los datos anteriormente nombrados, procedemos a ingresar a la opción Schedule (Programa) en la cual ingresamos el programa de bombeo propuesto para generar una fractura de aproximadamente 80 ft de longitud y una conductividad efectiva de 6000 mD.ft. En este caso se usará el modelo P3D (Pseudo-tridimensional) para la geometría de fractura (ver Figura 4.13).

Stage Name	Pump Rate bbl/min	Fluid #	Fluid Name	Gel Conc. lb/mgal	Fluid Volume bbl	Prop. #	Prop. Conc. PPA	Prop. Mass kg	Slurry Volume m3	Pump Time min	
1	pad	20,00	2	YF230D w/2 lb/k J2	30,0	142,9	0	0,0	0	22,7	7,1
2	1,0 PPA	20,00	2	YF230D w/2 lb/k J2	30,0	63,2	1	1,0	1204	10,5	3,3
3	2,0 PPA	20,00	2	YF230D w/2 lb/k J2	30,0	75,4	1	2,0	2872	13,0	4,1
4	3,0 PPA	20,00	2	YF230D w/2 lb/k J2	30,0	69,8	1	3,0	3990	12,6	4,0
5	4,0 PPA	20,00	2	YF230D w/2 lb/k J2	30,0	74,0	1	4,0	5640	13,8	4,4
6	5,0 PPA	20,00	2	YF230D w/2 lb/k J2	30,0	73,8	1	5,0	7030	14,3	4,5
7	6,0 PPA	20,00	2	YF230D w/2 lb/k J2	30,0	75,2	1	6,0	8595	15,1	4,8
8	7,0 PPA	20,00	2	YF230D w/2 lb/k J2	30,0	75,4	1	7,0	10053	15,7	4,9
9	8,0 PPA	20,00	2	YF230D w/2 lb/k J2	30,0	63,2	1	8,0	9634	13,6	4,3

Figura 4. 13: Programa de bombeo propuesto para fracturar la formación Hollín Superior en el pozo FICT-2D.

Fuente: Cía. Schlumberger. (2016). *FracCade 5.41*.

Con el programa de bombeo listo y cargado en el simulador (módulo PropFRAC Placement), procedemos a ejecutarlo. Los resultados obtenidos son ilustrados a continuación:

Max Hyd Frac Half-Length	80,0 ft	EOJ Net Pressure	560 psi
Propped Frac Half-Length	78,7 ft	Efficiency	0,915
EOJ Hyd Frac Half-Length	80,0 ft	Effective Conductivity	5847 mD.ft
EOJ Hyd Height at Well	434,5 ft	Average Gel Concentration	13 lbm/bbl
EOJ Hyd Width at Well	0,8 in	Effective Fcd	0,6
Propped Width at Well	0,4 in	Max Surface Pressure	2493 psi
Average Propped Width	0,2 in	Estimated Closure Time	15,0 min

Figura 4. 14: Resultados de la fractura hidráulica realizada en la formación Hollín Superior en el pozo FICT-2D.

Fuente: Cía. Schlumberger. (2016). *FracCade 5.41*.

Para apreciar de mejor forma el crecimiento de la fractura a lo largo de la formación y como varían tanto la permeabilidad como el ancho del apuntalante a medida que se profundiza en la misma, a continuación se presenta la siguiente figura:

-----Segment-----		---Average Property: EOJ---				-----Average Property: ACL-----			
Segment From ft	Segment To ft	Slurry Height ft	Pack Height mm	Prop. Conc. PPA	Propped Width in	Propped Height ft	Prop. Conc. lb/ft2	Gel Conc. lbm/bbl	Conductivity md.ft
0,0	19,7	305,7	000E+00	7	0,3	336,1	2,40	11	7897
19,7	39,4	392,1	000E+00	6	0,3	424,9	2,27	11	7129
39,4	59,0	392,1	000E+00	6	0,3	424,9	2,28	11	7019
59,0	78,7	19,0	000E+00	0	0,2	323,2	1,35	17	3714

Figura 4. 15: Crecimiento horizontal de la fractura hidráulica realizada en la formación Hollín Superior en el pozo FICT-2D.

Fuente: Cía. Schlumberger. (2016). *FracCade 5.41*.

Las siguientes imágenes nos permitirán apreciar la geometría de la fractura en 2D y el crecimiento de los canales de conductividad a medida que se profundiza en la formación:

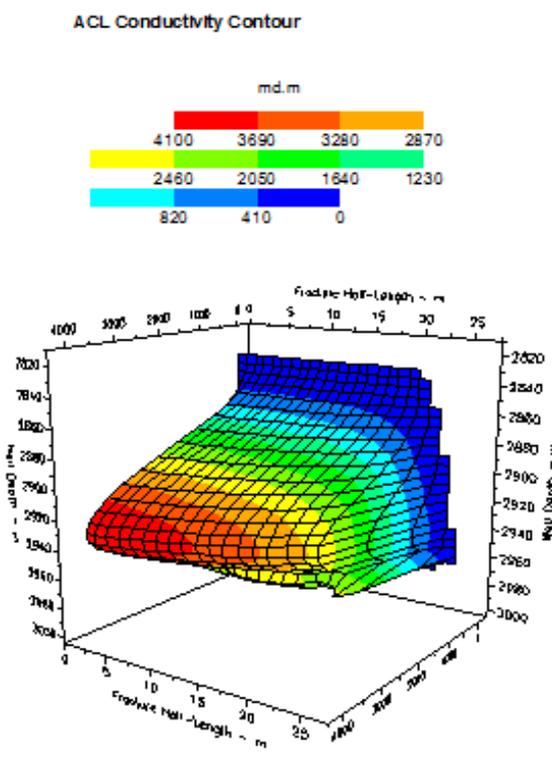
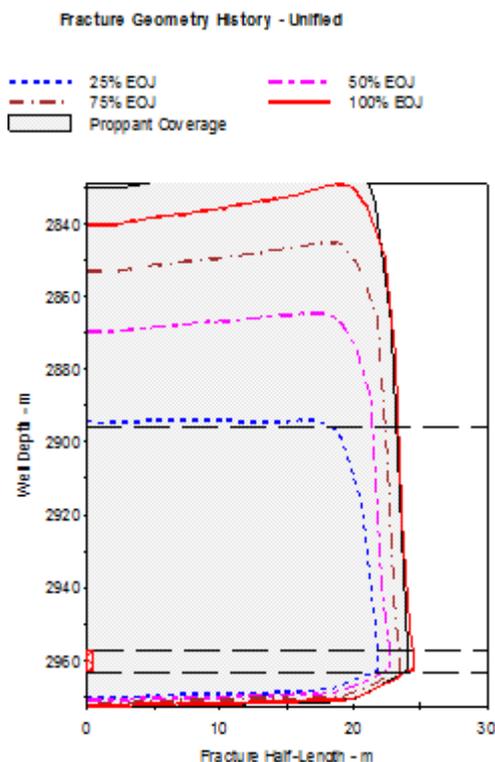


Figura 4. 16: Geometría de la fractura hidráulica realizada en la formación Hollín Superior en el pozo FICT-2D.

Fuente: Cía. Schlumberger. (2016). *FracCade 5.41.*

Figura 4. 17: Conductividad de la fractura hidráulica realizada en la formación Hollín Superior en el pozo FICT-2D.

Fuente: Cía. Schlumberger. (2016). *FracCade 5.41.*

4.5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Una vez que hemos terminado con el proceso de fracturamiento hidráulico para el pozo FICT-2D, es momento de analizar los resultados obtenidos. Como

fue mostrado anteriormente, el diseño analítico de fracturamiento hidráulico fue realizado y los resultados fueron comparados pre y post tratamiento; hay que mencionar que este diseño fue un método de sondeo para estimar si la fractura cumpliría con las especificaciones esperadas. Una vez realizado esto y obtener los resultados esperados la simulación pudo ser justificada. Entonces los resultados que analizaremos en este subcapítulo serán los obtenidos en la simulación del fracturamiento hidráulico del pozo FICT-2D.

Procedemos entonces a comparar los resultados pre y post tratamiento tal y como se lo hizo con el diseño analítico. Usando las ecuaciones establecidas en los puntos 4.3.5.2, 4.3.5.3 y 4.3.5.4 y los resultados del simulador, obtenemos la siguiente tabla:

Tabla XXIII

Resultados del pozo FICT-2D luego de la simulación

Etapa	Permeabilidad (mD)	Radio aparente del pozo (ft)	Índice de productividad (BPPD/psi)	Daño	Pwf (psi)	Q _o (BPPD)
Antes	130	0,642	0,17	19	1103	230
Después	460158,9	51	2.16	-4.38	2244**	460*

*En el caso de requerir el doble de la producción inicial, **se necesitaría una menor caída de presión.

Elaboración: David Muñoz

Los resultados anteriores podrán apreciarse mejor en las siguientes gráficas de Inflow Performance Relationship (IPR):

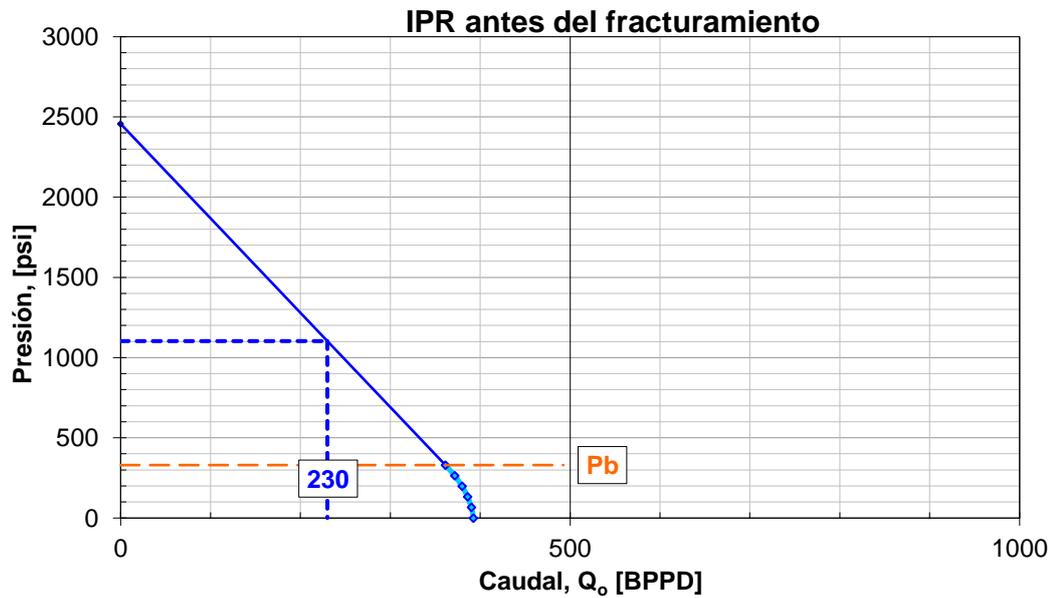


Figura 4. 18: Inflow Performance Relationship antes de la estimulación del pozo FICT-2D.
Fuente: Oil Production Consulting & Training. (2016). *Cálculo de IPR.*

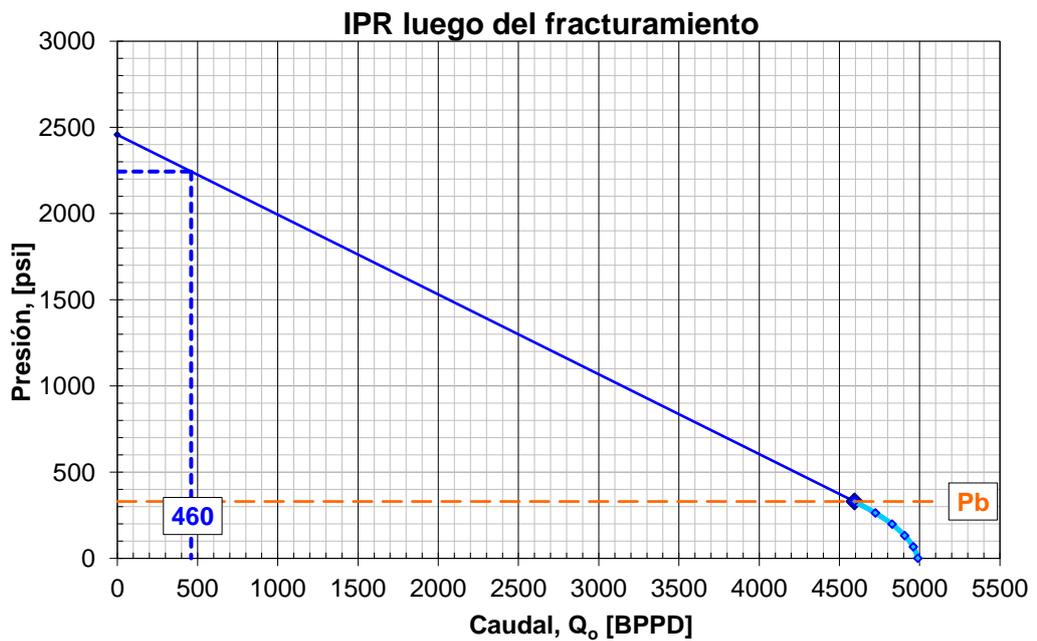


Figura 4. 19: Inflow Performance Relationship después de la estimulación del pozo FICT-2D.
Fuente: Oil Production Consulting & Training. (2016). *Cálculo de IPR.*

CAPÍTULO V

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

1. La fractura hidráulica generada (simulación) en el pozo FICT-2D ha dado un aumento considerable en su producción, como fue esperado, aumentando su índice de productividad lo cual se refleja en una caída de presión notoriamente pequeña en comparación con la caída de presión generada antes de la estimulación para producir el mismo caudal de petróleo.

2. La altura de la fractura hidráulica obtenida en la simulación sobrepasó la altura de la zona de pago, este es un punto muy importante a considerar antes de decidir aplicar en la práctica la fractura hidráulica al pozo; cabe mencionar que la fractura no alcanzó acuíferos cercanos los cuales se ubican a varios pies de profundidad alejados de la base de la fractura.

3. Se definen a los fluidos de fracturamiento a base de agua como los más propicios para la estimulación hidráulica en formaciones como la estudiada (Hollín Superior), esto es debido a su bajo costo y también se considera el hecho de que la mayoría de los yacimientos de petróleo en la Cuenca Oriente Ecuatoriana se encuentran en formaciones de arenisca las cuales tienen una reactividad casi nula al agua.

4. Dado el hecho de que la permeabilidad de la formación a fracturar se encuentra en el rango de regular a buena, la estimulación en la formación Hollín Superior se justifica por el hecho de que el daño generado en las cercanías del pozo es demasiado alto lo cual amerita un tratamiento como el antes mencionado.

5. La importancia de los datos correctos tanto del pozo como del yacimiento se ven reflejados en la correcta estimación de la geometría de la fractura generada por el simulador, el cual es una herramienta muy útil ya que nos permite visualizar el crecimiento de la fractura en tiempo real y así mismo la variación de la geometría de la misma conforme cambian parámetros como el tipo de fluido y apuntalante utilizados; es por ello que es necesario realizar un shut-in para tomar pruebas de presiones antes de realizar este tipo de tratamiento.

6. Se justifican tratamientos de estimulación como el estudiado en la Cuenca Oriente Ecuatoriana, principalmente en el Play Central (Corredor Sacha-Shushufindi), ya que las mayores reservas de petróleo de la cuenca se encuentran ubicados en este sector con campos que presentan una disminución en la producción de pozos con problemas como altos daños de formación, depleción en sus presiones de reservorios, entre otros.

5.2. RECOMENDACIONES

1. Realizar las pruebas de pozo necesarias a la hora de realizar la estimulación hidráulica, así mismo contar con todos los registros posibles de las formaciones cercanas a la zona de pago.
2. No siempre es justificable realizar un fracturamiento hidráulico, es por eso que se recomienda someter al pozo a un riguroso estudio (parámetros mencionados en capítulos anteriores) para estar seguros de que la estimulación es requerida.
3. Es recomendable utilizar fluidos de fractura con los aditivos necesarios para poder realizar la fractura deseada, así mismo debe ser lo menos reactivo posible con la formación a estimular, mientras que el agente apuntalante debe tener la resistencia suficiente a la presión de cierre generada luego de que el fluido es llevado a superficie.
4. Las presiones de tratamiento en superficie son lo suficientemente altas como para ocasionar accidentes, es por eso que se recomienda al equipo encargado del fracturamiento contar con los implementos y medidas necesarios para evitar lesiones o catástrofes.

ANEXOS

ANEXO A

DISEÑO DE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

Tipo de propiedad		Símbolo	significado	Unidades	VALOR
Datos del pozo para el fracturamiento					
Propiedades Mecánicas del pozo		E	Módulo Young	lb/pulg ²	3,00E+06
		ν	Coefficiente de Poisson		0,2
		Pf	Densidad formación	gl/cc	2,65
			C-AUDAL	BPD	230
		φ	Porosidad	%	0,12
		Ct	Compresibilidad total	psi	4,50E-06
		Tr	Temperatura Yacimiento	°F	220
		h	Espesor formación	ft	20
		Uo	Cp	cp	2,5
Propiedades de los fluidos		Api	Grado Api		31,6
		ρo	densidad	lbm/ft ³	54,1361
		ρw	Radio	ft	2234,22
		r _w	Radio del pozo	ft	0,64167
		S	Deflexión		19
			Fluido de control	lpg	8,5
		k	Permeabilidad	Md	130
Presiones		Pwf	Presión de fondo fluvente	psi	1103
		Gp	Gradiente poro	psift	0,862
		Pr	Presión de Yacimiento	psi	2457
Propiedades de los fluidos fracturantes		Qi	Caudal inyección	bpm	20
		Uf	Viscosidad fluido	cp	318
		df	densidad	lbm/gal	15
		D	TVD	ft	3720
		di	diametro interior	pulg	3
		do	diametro exterior	pulg	3,5
		X	numero de disparos		40
		Hp		pulg	0,3
		ε	Rugosidad		0,3

Calculo de Presiones		1) Presión de sobrecarga	σov=0,052*PPD	1138,58 psi
2) Gradiente de fractura		$Gf = \left(\frac{\sigma_{ov}}{D} - Gp\right) \left(\frac{Y}{1-Y}\right) + Gp$	0,9323862 psift	
3) Presión de fractura		$Pf = Gf * D$	3068,625864 psi	
4) Presión Hidrostatica			4772,385864 psi	
5) Presión de cierre instantaneo		$Pci = Pf - Ph$	4296,24 psi	
6) Presión por perdida por fricción		$Nr = 1,592E4 * \frac{fD}{du}$	1734,204793	
7) Presión por perforados		$\Delta Pp = \frac{0,0836Q^2 \delta}{Hp * n}$	503,436	
8) Presión de tratamiento en superficie		$Pts = Pci + \Delta Pf + \Delta Pp$	503,436 psi	
9) Presión de confinamiento o cierre		$Pc = Pf - Pr$	6611,63 psi	
10) Presión neta		$Pn = Pf - Pc$	2457 psi	

Calculo de coeficientes de fluido fracturante		Cv	$Cv = 0,0469 * \left(\frac{K \Delta p \phi^{0,5}}{100 \mu}\right)^{1/2} ft/\sqrt{min}$	340,417254
Cc		$Cc = 0,0374 \Delta p \left(\frac{K C f \phi^{0,5}}{\mu}\right)^{1/2} ft/\sqrt{min}$	0,131032318	
C (coeficiente total)		$\frac{1}{C} = \frac{1}{Cv} + \frac{1}{Cc}$	27,74726208	0,03604
Xf (longitud de la fractura)		$Xf = \frac{t p}{2 h C}$	66,24332506	
W (ancho de la fractura promedio)		$W = \frac{t p}{2 h f x f}$	0,11322	

BIBLIOGRAFÍA

1. Academia. (25 de Julio de 2016). *Guía de Diseño para Fracturamientos hidráulicos*. Obtenido de https://www.academia.edu/4802888/Guía_de_Diseño_para_Fracturamientos_Hidráulicos?auto=download
2. Agila C, Espinoza C. (2012). *Estudio Técnico económico para Incrementar la producción de Petróleo del campo Pucuna*. Quito.
3. *Alibaba.com*. (22 de Junio de 2016). Obtenido de <http://spanish.alibaba.com/product-gs/suction-manifold-60033782283.html#!>
4. API. (2009). *Hydraulic fracturing operations Well construction and Integrity guidelines*. WASHINGTON: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE.
5. Baby P., Rivadeneira, Barragán. (2004). *La cuenca oriente Geología y Petróleo, Primera edición*. Quito.
6. BJ Services Company. (1986). *Handbook Hydraulic*.
7. Ckacka Maria. (20 de Julio de 2016). *Dspace*. Obtenido de Equipos para fractura: <https://es.scribd.com/doc/316790238/07a-Equipos-Para-Fractura>
8. Craft, Holden and Graves. (1962). *Well design drilling and production*. New Jersey: Prentice Hall.
9. Díaz Amanda, Lasso Velarde. (2013). *Análisis técnico económico y propuesta de nuevos pozos para la implementación del método de fracturamiento hidráulico en el área Amy*. Quito: UCE.
10. Dorado Jairo, Olivares Fabian. (2006). *Desarrollo de una herramienta de software para la simulación de fracturamiento hidráulico*. Bucaramanga.
11. Dspace. (12 de Julio de 2016). *Dspace.com*. Obtenido de <https://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/6246/7/CAP%C3%8DTULO%201.pdf>

12. Economides y Nolte. (2000). *Reservoir Stimulation*. New York: John Wiley & sons.
13. Economides, Hill. (1994). *Petroleum Production Systems*. New Jersey: Prentice Hall.
14. G. Howard-Fast. (1967). *Hydraulic Fracturing*. Tulsa. Oklahoma: SPE MONOGRAPHS.
15. Gairaicochea F., B. M. (1983). *Apuntes de Terminación de Pozos*. Mexico: UNAM.
16. Gardea, H. (2007). *Dos propuestas para el proyecto del bombeo de fluidos no newtonianos. Caso de los lodos residuales de plantas de tratamiento de aguas negras*. MEXICO: UNAM.
17. Hernandez, Soto. (2009). *Evaluación del proceso de fracturamiento hidráulico aplicado a algunos pozos del Campo Yarigui, Cantagallo*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
18. Hoeksema, R, N. (3 de Junio de 2016). *Slb.com*. Obtenido de Oilfield reviews: http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish13/sum13/defining_hydraulics.pdf
19. John L. Gidley, S. A. (1989). *Recent Advances in Hydraulic Fracturing*. Richardson Texas: Spe Monograph Series.
20. Jorge Pazmiño Urquiza. (2004). *Fundamentos de la Teoría del Fracturamiento Hidráulico*. Quito.
21. Kelly. (26 de Junio de 2016). *Infohost*. Obtenido de <http://infohost.nmt.edu/~petro/faculty/Kelly/IPR.pdf>
22. Mahrer K.D. (1999). *A review and perspective on far-field hydraulic fracture geometry studies*. J Petro Science Engineering.
23. Páez, Horacio. (s.f.). *Apuntes de mecánica de rocas*. Chihuahua: Universidad Autónoma de Chihuahua.
24. PEMEX,Slb. (25 de Julio de 2016). *Escuela de Perforafiles*. Obtenido de <https://escueladeporfora.files.wordpress.com/2011/09/10-presiones-de-formacic3b3n.pdf>

25. *Petrowiki*. (10 de Julio de 2016). Obtenido de http://petrowiki.org/Fracture_treatment_design
26. *Portal del petróleo*. (1 de Junio de 2016). Obtenido de www.portaldelpetroleo.com
27. *Prezi.com*. (25 de Junio de 2016). Obtenido de <https://prezi.com/cabmkyreu0ku/copy-of-fracturamiento-hidraulico/>
28. R. Perez. (10 de Junio de 2016). *Propiedades elasticas de los materiales*. Obtenido de http://www.ehu.eus/rperez/Fisicabio/docs/Propiedades_elasticas.pdf
29. Rockclub2012. (01 de June de 2016). *Propiedades Mecanicas De Las Rocas*. Obtenido de Wikispaces: <http://rockclub2012.wikispaces.com/Propiedades+Mecanicas+De+Las+Rocas>
30. *Rotary drilling hose*. (20 de Junio de 2016). Obtenido de <http://www.rotarydrillinghose.es/manguera-compuesta/Industrial-Hose-Composite-Hose.html>
31. Rubio Muñoz, Torres Guerrero. (01 de Junio de 2016). *Slideshare*. Obtenido de <http://es.slideshare.net/gabosocorro/fracturamiento-hidraulico-1>
32. Serna K. (2015). *Estudio Tecnico Economico para la aplicación de Fracturamiento hidráulico para el incremento de la producción en pozos Activos del campo Tipishca-Huaico*. Quito: EPN.
33. SPE. (2007). *Petroleum Engineering Handbook VOL IV*. SPE.
34. Tarek Ahmed. (2001). *Reservoir Engineering Handbook*. Gulf Professional Publishing.
35. The Royal Society and the Royal Academy of Engineering. (2012). *Shale gas extraction in the Uk: a review of hydraulic fracturing*. London: The Royal Society.
36. University, Heriot Watt. (2011). *Production technology*. London: Institute of Petroleum Engineering.
37. Vogel. (1968). Inflow Performance Relationship for Solution Gas Drive wells. *JPT*.

