



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA

**Diseño de fracturamiento hidráulico
para yacimientos de gas y aceite en
lutitas de México**

TESIS

Que para obtener el título de
INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A

Ambar Isabel Chayres Varela

DIRECTOR DE TESIS

Ing. Héctor Erick Gallardo Ferrera



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., Ingresada 2017



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



Agradecimientos

La presente tesis es para mí el principio y el fin de un clico, dentro del cual intervinieron muchas personas a las cuales me encantaría agradecer:

A mis padres: Ambos han sido para mí un ejemplo a seguir en diferente forma, mama te agradezco por mostrarme el verdadero amor y por ser la persona que me ha escuchado siempre, sin tu ayuda no podría concluir este ciclo. Padre te agradezco por enseñarme el significado del trabajo, el respeto, la dignidad y la fuerza me has hecho una persona capaz de afrontar los problemas de la vida siempre sin mirar atrás.

A mis hermanos: Cecilia gracias por enseñarme, a vivir con valor cada parte de mi vida, con tu ayuda eh aprendido como una equivocación se puede convertir en la luz de tu vida. José sabes que más que mi hermano eres mi amigo y sé que siempre puedo contar con tu apoyo en todo, gracias por confiar en mí sin tus consejos y ayuda no podría concluir esto.

A mis amigos: Diana, gracias por ayudarme a sonreír y a afrontar los problemas pasiva pero eficazmente. Julio gracias por estar siempre con migo y por decirme la verdad aunque sea difícil de aceptar. Miguel gracias por ser mi pareja, siempre me has ayudado e impulsado a seguir, iniciamos juntos este viaje y me da gusto seguir con tigo, apoyándonos y ayudándonos siempre. Jaime gracias por demostrarme que siempre hay una segunda oportunidad para todo en la vida, por hacerme tan feliz y por darle tanta tranquilidad a mi vida. Pablito gracias por hacerme reír a todo momento, eres una de las personas que me demuestra a diario que me falta mucho por vivir. Coutiño gracias por escucharme y por prestar algunos de tus conocimientos para la elaboración de esta tesis.

Al Maestro David: que con sus consejos y regaños, me impulso para el desarrollo de la presente tesis además puso a mi alcance sus conocimientos y las herramientas para poder concluir esto.

Al Maestro Gallardo: Por instruirme en la etapa final de la tesis y por ser una persona cortes y amable que siempre resolvió mis dudas e inquietudes.



A la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM): que desde hace más de 9 años me ha brindado sus instalaciones y a la Facultad de Ingeniería la cual durante 4 años han sido como mi segundo hogar. A todos y cada uno de mis maestros gracias por saciar mi necesidad de conocimiento. Gracias a su apoyo constante eh podido culminar esta etapa de mi vida.

Al Instituto Mexicano del Petróleo (IMP): el cual me ha abierto las puertas de sus instalaciones para hacer uso de ellas y de toda su infraestructura con el fin de realizar una tesis de calidad dentro de un ambiente amigable.

Sé que no me alcanzarían las palabras para agradecer a todos estas personas e instituciones importantes en mi vida, pero espero con esto les pueda demostrar solo una pequeña parte de lo que cada uno de ustedes me ayudo e impuso, gracias.



CONTENIDO

Agradecimientos	ii
Índice de figuras.....	vi
Índice de tablas	vii
Nomenclatura	viii
Resumen.....	xi
Abstract	xiii
CAPÍTULO I. ANTECEDENTES	1
1.1 Importancia de los recursos de gas y aceite en lutitas de México.....	1
1.1.1 Definición de yacimientos de gas y aceite en lutitas.....	1
1.1.2 Origen del gas y aceite en lutitas	9
1.1.3 Localización de las cuencas de yacimientos de gas y aceite en lutitas.....	11
1.1.4 Exploración de gas y aceite en lutitas en México.....	17
1.2 Importancia del fracturamiento hidráulico para la explotación de hidrocarburos	18
1.2.1 ¿Qué es el fracturamiento hidráulico?	18
1.2.2 Historia del fracturamiento hidráulico	19
1.2.3 Secuencia operativa de bombeo.....	20
1.2.4 Aspectos económicos del fracturamiento hidráulico	30
CAPÍTULO II. MODELOS DE FRACTURA.....	32
2.2. Modelos 2D simplificados.....	40
2.3. Modelo KGD (Kristianovich-Geertsma-De Klerck)	43
2.4. Modelo PKN (Perkins-Kern-Nordgren).....	47
2.5. Modelo Penny-Shape.....	49
2.6. Comparación de los modelos	51
2.7. Programa especializado	54
CAPITULO III. FLUIDOS FRACTURANTES Y APUNTALANTES	55
3.1. Tipos de fluidos fracturantes.....	55
3.2. Descripción de aditivos y sus funciones	61
3.3. Tipos de agentes sustentantes.....	64
3.4. Tamaños de apuntalantes.....	68
CAPITULO IV. TIPOS DE TERMINACIÓN PARA UN FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	72
4.1. Características de las principales terminaciones en un fracturamiento hidráulico.....	73
4.2. Características de los disparos en un fracturamiento hidráulico.....	80



4.3.	Características de la fractura.....	84
4.4.	Características de diseño de la fractura.....	88
4.4.1	Espaciamiento entre fracturas.....	88
4.4.2	Etapas.....	89
4.4.3	Clusters.....	92
4.4.4	Distancia entre clusters.....	93
CAPITULO V. CASO DE APLICACIÓN.....		94
5.1.	Área de estudio.....	94
5.2.	Consideraciones y criterios de aplicación en las áreas de estudio.....	97
5.2.1	Datos de entrada.....	97
5.3.	Resultados de la aplicación.....	111
5.4	Análisis de resultados.....	121
CAPÍTULO VI. CONCLUSIONES.....		124
Recomendaciones.....		124
Referencias.....		126



Índice de figuras

Figura 1.1 Clasificación de recursos no convencionales	2
Figura 1.2 Mineralogía de la lutita (Allix, 2011)	4
Figura 1.3. Modelo de triple porosidad para yacimientos no convencionales (Arevalo y Castellanos, 2014).....	5
Figura 1.4 Correlación de la reflectancia de la vitrinita con la profundidad en lutitas (Glorioso and Rattia, 2012).....	7
Figura 1.5 Maduración del kerógeno (Allix, 2011)	8
Figura 1.6 Cuencas evaluadas con estimación de reservas de shale gas/oil en el mundo (EIA, 2014).....	12
Figura 1.7 Recursos prospectivos documentados en México (CNH, 2015).....	13
Figura 1.8 Plays de lutitas en E.U y potencial de plays de lutitas en México (Araujo, 2012)	15
Figura 1.9 Proceso de planeación de un fracturamiento hidráulico	21
Figura 1.10 Resultado de dos pruebas de decremento en el mismo intervalo, antes y después de disparar (Economides, 2007).....	27
Figura 1.11 Comportamiento típico de una prueba de integridad de presión en un pozo (Baker Hughes, 2015).....	30
Figura 2.1 Geometría de la fractura (Baker Hughes, 2015).....	33
Figura 2.2 Conductividad de la fractura adimensional. (Jones y Britt, 2012).....	34
Figura 2.3 Fractura vertical y horizontal en un medio rocoso (Modificado de Jones y Britt, 2012)	41
Figura 2.4 Modelo de fractura KGD para altura constante (Modificado de Yew y Weng 2015)	46
Figura 2.5 Modelo de altura constante PKN (Yew y Weng, 2015)	47
Figura 2.6 Ejemplo de una fractura en forma de penny-shaped en un medio elástico sin límites (Savitski y Detournay, 1999)	51
Figura 2.7 Comparación de los modelos 2D (Baker Hughes, 2015)	53
Figura 2.8 Integración del flujo de trabajo (Baker Hughes, 2014)	54
Figura 3.1 Tipos de fluidos fracturantes (Economides, 2007).....	55
Figura 4.1 Geometría de la fractura en función del campo de esfuerzos para pozos inclinados (Abass et al., 1995).....	74
Figura 4.2 Terminación en pozos horizontales (Economines, 2007).....	75
Figura 4.3 Esquema de terminación en agujero descubierto activado por bolas de fractura (Daneshy, 2011).....	76
Figura 4.4 Esquema de un sistema de fractura discreta en un agujero descubierto (Daneshy, 2011).....	78
Figura 4.5. Tubería vertical con disparos (Yew y Weng, 2014)	82
Figura 4.6 Comportamiento de la fractura con la orientación de los disparos (Schlumberger, 2002)	83
Figura 4.7. Escenarios de crecimiento y complejidad de la fractura (Cipolla y Warpinski, 2008)	85
Figura 4.8. Escenarios del transporte de apuntalante (Cipolla y Warpinski, 2008)	87
Figura 4.9. Esquema de múltiples fracturas transversales por etapa/cluster en un yacimiento rectangular cerrado – vista superior (Meyer, 2010).....	90
Figura 4.10. Potencial de fractura (Modificado de Shahri et. al., 2015)	91
Figura 4.11. Elección de las etapas de fractura a partir del potencial de fractura (Shahri et. al., 2015)....	92
Figura 5.1 Localización del pozo K-1 (Escalera, 2010)	94



Figura 5.2. Distribución de TR's del estado mecánico real, agujero horizontal (DSD-S pozo K-1, 2013).... 96
Figura 5.3. Estado mecánico del pozo K-1 (PEMEX, 2013) 98

Índice de tablas

Tabla 1.1 Recursos prospectivos documentados en México (CNH, 2015)..... 12
Tabla 1.2 Primeros 10 países con recursos de gas en lutitas técnicamente recuperable (EIA, 2014) 13
Tabla 1.3 Primeros 10 países con recursos de aceite en lutitas técnicamente recuperable (EIA, 2014)... 14
Tabla 1.4 Provincias de México con aceite y gas en lutitas..... 16
Tabla 1.5 Pozos exploratorios de aceite y gas en lutitas (CNH, 2015) 17
Tabla 2.1 Rangos del módulo de Young según el tipo de roca (modificado de Le Tirant y Gay, 1972 y Fjaer et al., 1992)..... 36
Tabla 2.2 Rangos de relación de poisson según el tipo de roca (modificado de Le Tirant y Gay, 1972 y Fjaer et al., 1992)..... 37
Tabla 2.3 Rangos de la tenacidad de la fractura con respecto de su litología (Nauroy, 2011) 39
Tabla 2.4 Rango de influencia de las propiedades de la roca en las propiedades de fractura (Modificado de Baker Hughes, 2015) 40
Tabla 2.5 Comparación de los modelos 2D 52
Tabla 3.2 Fluidos de fracturamiento utilizados en algunos de los pozos exploratorios en México..... 61
Tabla 3.3 Principales aditivos base agua y sus funciones (Alkathami, 2007)..... 64
Tabla 3.4 Tipo de apuntalante utilizado en pozos exploratorios en México 68
Tabla 3.5 Tamaño de apuntalante por malla (modificada de Economides, 2007) 69
Tabla 3.6 Densidad volumétrica y gravedad específica para los apuntalantes más comunes (Economides, 2007)..... 70
Tabla 4.1. Ventajas y desventajas de los dos tipos de terminación en pozos horizontales..... 75
Tabla 5.1 Intervalos utilizados en las etapas propuestas originalmente 100
Tabla 5.2 Intervalos a fracturar utilizando las etapas propuestas (Coutiño, 2016) 101
Tabla 5.3 Cedula de bombeo etapa 5 del diseño original (PEMEX, 2013) 102
Tabla 5.4 Cedula de bombeo etapa 4, 6, 7,8 y 9 utilizada tanto en el diseño original como en la etapas propuestas (PEMEX, 2013) 103
Tabla 5.5 Parámetros de la roca (Documento de soporte de decisión para el pozo K-1, 2013 107
Tabla 5.6 Resultados modelo PKN, diseño original 114
Tabla 5.7 Resultados modelo KGD, diseño original..... 115
Tabla 5.8 Resultados modelo PKN, etapas propuestas 116
Tabla 5.9 Resultados modelo KGD, etapas propuestas..... 117
Tabla 5.10 Resultados de producción para el modelo PKN, etapas originales 118
Tabla 5.11 Resultados de producción para el modelo KGD, etapas originales 118
Tabla 5.12 Resultados de producción para el modelo PKN, etapas propuestas 119
Tabla 5.13 Resultados de producción para el modelo KGD, etapas propuestas 120
Tabla 5.14 Resultados de producción total 121



Nomenclatura

$nD = 1 \times 10^{-9}$ Darcy

$mD = 1 \times 10^{-3}$ Darcy

VR_0 = Reflectancia de vitrinita

TOC = Carbono orgánico total

EIA = Energy Information Administration

km^2 = Kilómetros cuadrados

P_{inj} = Presión de inyección

WHP = Wellhead Pressure

STP = Surface Treating Pressure

P_h = Presión hidrostática

HH = Hydrostatic Head

$P_{fricción tubería}$ = Presión de fricción en la tubería

P_{dif} = Presión diferencial

$P_{fluido del espacio anular}$ = Presión del espacio anular

P_o = Presión de poro

P_{iw} = Presión de inyección en el fondo del pozo

BHTP = Bottomhole Treating Pressure

BHP = Presión del fondo del pozo

ΔP_{pf} = Caída de presión por fricción a través de los disparos o perforaciones

ΔP_{tort} = Caída de presión por tortuosidad

$\Delta P_{cerca del pozo}$ = Caída de presión de fricción cerca del pozo

ΔP_{ISI} = Presión de cierre instantánea

ISIP = Instantaneous Shut-In Pressure

ISIDP = Instantaneous Shut-Down Pressure

P_c = Presión de cierre

P_{ext} = Presión de extensión

P_f = Presión del fluido fracturante

P_{net} = Presión neta

VPN = Valor Presente Neto

UFD = Diseño Unificado de la Fractura

NG = Nitroglicerina



h_f =Altura de la fractura

x_f =Longitud media de la fractura

$w_f=w$ =Ancho de la fractura

k =Permeabilidad del yacimiento

k_f =Permeabilidad de la fractura

F_{CD} =Conductividad adimensional de la fractura

C_t =Coeficiente de pérdida de fluido

$\tau(x)$ =Tiempo en el cual la punta de la fractura se propaga y gotea en una localización x

\emptyset =Porosidad

P_y =Presión del yacimiento

K_I =Factor de intensidad de esfuerzo

K_{IC} =Tenacidad de la fractura

$\sigma_{min} = \sigma_h = \sigma_3$ =Esfuerzo horizontal mínimo

$\sigma_H = \sigma_2$ =Esfuerzo horizontal máximo

$\sigma_v = \sigma_1 = \sigma_{ob}$ =Esfuerzo vertical

T = Esfuerzo tensil

σ_t = Resistencia a la tensión de la roca

l = Longitud media de una grieta existente

E =Modulo de Young

ε =Deformación

ν =Relación de poisson

ε_l =Expansión lateral

ε_a =Contracción longitudinal o axial

σ'_{min} =Esfuerzo mínimo en la pared del pozo

σ_{xy} =Esfuerzo por unidad de área o esfuerzo de cizalla

γ =Gradiente de velocidad

μ =Viscosidad

α = Biot

σ =Esfuerzo

G =Módulo de cizalla de la roca

$Q = q$ =Gasto

t =Tiempo

r_f =Radio de la fractura



ISP=Intermediate-Strength Proppants

Al_2CO_3 =Aluminosilicatos

LWC=Lightweight Ceramic

ULW =Apuntalantes ultraligeros

ASG=Gravedad especifica del apuntalante

BD=Densidad volumétrica

lb/ft^3 =Libras masa sobre pies cúbicos

gr/cc =Gramos sobre centímetros cúbicos

m.d.b.m.r=metros desarrollados bajo la mesa rotaria

m.v.b.m.r=metros verticales bajo la mesa rotaria

m.d.=metros desarrollados

m.v.=metros verticales

Bcf= Billón de pies cúbicos (mmmpc)

mmmb=mil millones de barriles

mmmbpce=mil millones de petróleo crudo equivalente

bpm=barriles por minuto

PKN=Modelo de Perkins,Kern y Nordgren

KGD=Modelo de Kristianovich y Zheltov, LeTirant y Dupuy, Geertsma, De Klerck y Daneshy

GPa=Gigapascal ($10^9 Pa$)

N_2 =Nitrógeno

CO_2 =Dióxido de carbono

VES=Surfactantes viscoelásticos

μm =micrómetro ($10^6 m$)

API=American Petroleum Institute

$\sigma_c = \sigma_{c/min}$ =Esfuerzo critico

C_I =Coeficiente de control de viscosidad

C_{II} =Coeficiente de control de compresibilidad

C_{III} =Coeficiente de filtrado



Resumen

El fracturamiento hidráulico es la técnica por medio de la cual se busca incrementar la producción en los yacimientos de gas y aceite en lutita de nuestro país, esta técnica ha cobrado gran importancia en los yacimientos de lutitas. Actualmente de los 18 pozos exploratorios perforados en este tipo de yacimientos, el 35% han resultado productores no comerciales o secos. Una razón del porcentaje de pozos no productores puede ser un diseño no óptimo de la geometría de la fractura, de ahí la importancia de analizar los parámetros que se toman para los diseños y las posibles razones de una mala aplicación.

La técnica de fracturamiento hidráulico es un análisis integral por lo que para lograr sus entendimientos, es importante conjuntar cada uno de sus aspectos. Desde entender las características de un yacimiento de gas y aceite en lutitas, hasta aplicar todo lo aprendido para modelar en un pozo perforado en ese tipo de yacimientos en México.

La geometría de la fractura se diseña a partir de diferentes modelos, la mayoría de estos parten de modelos 2D también llamados modelos de altura constante, razón por la cual se ha tomado estos modelos que resultan básicos, para posteriormente si se requiere, profundizar en los modelos pseudo-3D, 3D y modelos de fractura discreta (Discrete Fracture Network, DFN).

Los apuntalantes o agentes sustentantes son aquellas partículas que nos permitirán mantener la apertura de la fractura. En el mercado existen una amplia gama de apuntalantes, estos se eligen en base a los esfuerzos bajo los cuales estará sometido el yacimiento. Una elección óptima de estos elementos nos dará menores costos, mayores producciones y por ende mejores ganancias. Para lograr la apertura de una fractura, para transportar el agente sustentante o apuntalante y para mantener la hidráulica del pozo, se requiere bombear un fluido a altos gastos, lo cual genera grandes presiones en la formación. Los fluidos utilizados deben de cumplir con las características necesarias de acuerdo a las condiciones requeridas para cada yacimiento. El conocimiento de estos fluidos nos da la posibilidad de elegir el que mejor se adecue a las condiciones de nuestro yacimiento.



Poco se ha analizado cuando se habla de terminaciones en pozos fracturados hidráulicamente en México. En nuestro país para yacimientos de gas y aceite en lutitas se han perforado pozos horizontales que han utilizado diversas terminaciones de ahí que se analice este tema. El número de etapas, la colocación o elección de estas etapas, el número de clusters, la colocación o elección de clusters, el número de fracturas, la orientación de las fracturas y la separación de clusters y etapas son temas actualmente controversiales que se encuentran íntimamente ligados con el resultado final de un fracturamiento hidráulico. La intención de este documento es no dejar desapercibido este aspecto y si bien la forma en que se comportan estos parámetros no es clara, si es importante que entendamos cuál es su significado.

Una vez que hayamos entendido los aspectos generales de un fracturamiento hidráulico, se aplicaran los modelos PKN y KGD para obtener la geometría de las fracturas en las etapas propuestas a partir de un análisis geomecánico, para un pozo en lutitas de México. Con la finalidad de compararon los parámetros de la fractura obtenido de las etapas propuestas con los obtenidos de las etapas originales del pozo.



Abstract

The hydraulic fracture is a technique that helps to increase the production in shale gas and oil, this technique it has become important in shale reservoir. Actually less of 65% the wells drilling in reservoirs of shale have resulted successful for different factors. One reason can be the design of fracture geometry, is for that importance to analyze the parameter that use for the design and the possible reason for this bad application

The technique of hydraulic fracture requires an integral analysis whereby to achieve its understanding under, is important conjugate each of its aspects. Since understand the characteristics of shale gas and oil until to apply all knowledge to model a well drilling in this type of reservoir. The reservoirs in shale gas and oil are designed from different models, the most of these models start from 2D also called constant height models, reason why it has been taken these models that are basic for later, apply on models, pseudo-3D, 3D and Discrete Fracture Network, DFN.

To achieve the opening of a fracture, transport the proppant and maintain the hydraulics well is necessary to pump a fluid at high rate which generates great pressures in the formation, the fluids most common must have specific characteristics according to the required conditions for each reservoir, the knowledge of these fluids give us the possibility to choose the one that best suits the conditions of our reservoir. The proppants are those particles that will allow maintaining the opening of the fracture. In the market there many types of proppants, these are chosen based on the stress conditions of the reservoir. An appropriate choice of these elements will give us lower costs, greater productions and therefore better benefit.

Little has been analyzed in hydraulically fractured wells in Mexico. In our country for reservoirs of gas and oil in shales have drilled horizontal wells that have used various completion hence analyzing this topic. The number of stages, the placement or election of these stages, the number of clusters the placement or choice of clusters, the number



of fractures, the orientation of fractures and the separation of clusters and stages are currently controversial issues that are closely linked with the final result of a hydraulic fracturing. The intention of this document is understand these parameters and have clear idea, because is important that we understand what its meaning.

Finally the models were applied to design the fracture of the proposed stages in a well where it is fractured hydraulically in shale of Mexico. The fracture design parameters of each model were analyzed and compared.



CAPÍTULO I. ANTECEDENTES

En el último siglo el mercado de gas natural y aceite de yacimientos en lutitas a nivel internacional ha tomado gran importancia en los diferentes sectores de consumo esto es debido a que se ha puesto atención a estos recursos como una alternativa para la obtención de energía, la creciente demanda de energéticos nos ha llevado a preguntarnos la manera en que obtendremos la cantidad necesaria de gas y aceite que satisfaga la demanda energética mundial (EIA, 2014).

En la actualidad es posible obtener gas y aceite por medio de recursos llamados convencionales y no convencionales. Los yacimientos de lutita son un recurso no convencional que actualmente se encuentra en estudio debido a las aportaciones energéticas que se pueden obtener mediante este tipo de yacimientos. Los yacimientos de gas y aceite en lutita se han venido desarrollando debido a la aplicación de dos técnicas: la perforación horizontal y el fracturamiento hidráulico. Estas técnicas han mejorado en gran medida la producción de formaciones de baja permeabilidad haciéndolas rentables.

1.1 Importancia de los recursos de gas y aceite en lutitas de México

1.1.1 Definición de yacimientos de gas y aceite en lutitas

En la industria petrolera existen diferentes clasificaciones cuando se habla de yacimientos, una de las clasificaciones que más se adecua a este trabajo es la de yacimientos convencionales y no convencionales.

Yacimientos convencionales y no convencionales

Definimos un *yacimiento convencional* como aquel que está compuesto por cinco elementos que integran el sistema petrolero: roca madre, migración, trampa, roca sello y roca almacenadora. Este tipo de recursos puede ser explotado con tecnología madura, su explotación se lleva a cabo sobre balance ($P_{dif} = P_{fluido\ del\ espacio\ anular} - P_o > 0$) y se utiliza geometría estandarizada. Una característica importante de analizar son las propiedades de la roca almacén en yacimientos convencionales, ya que normalmente las rocas almacenadoras son porosas y permeables, lo que nos dice que poseen porosidad



efectiva y los fluidos contenidos en ellas pueden viajar con facilidad del yacimiento hasta una tubería de explotación, su permeabilidad es mayor que 1 milidarcy (>1 mD).

Por otro lado, definimos a un *yacimiento no convencional* como aquel que no cumple en totalidad con los cinco elementos del sistema petrolero, solo se tiene uno o dos. Estos yacimientos requieren de tecnología especializada para su extracción, lo que vuelve más costoso su desarrollo.

Los yacimientos no convencionales se pueden clasificar tanto para petróleo como para gas como se observa en la figura 1.1

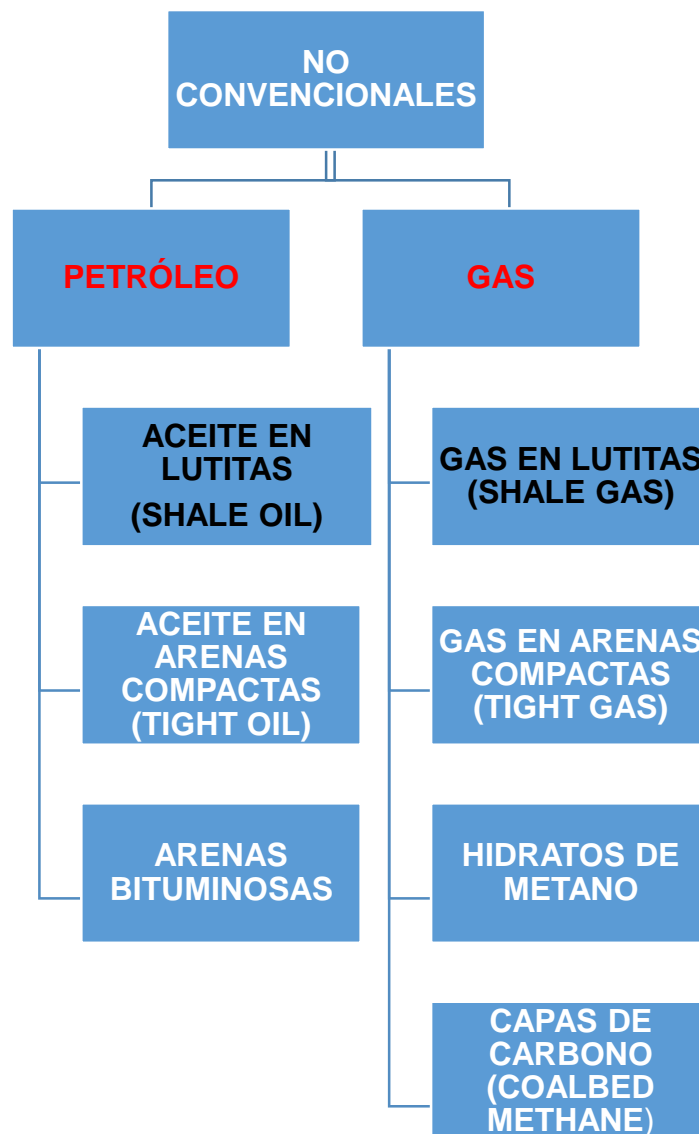


Figura 1.1 Clasificación de recursos no convencionales



¿Qué es una lutita?

Existen diferentes definiciones cuando se habla de lutitas, entre las más generales tenemos que la lutita es una roca sedimentaria compuesta principalmente por granos de minerales del tamaño de arcilla y limos que son usualmente minerales arcillosos tales como illita, caolinita y esmectita.

Otra definición de lutita es la que se da en el libro de Donaldson donde nos dice que las lutitas son rocas con una composición orgánica e inorgánica de materiales sedimentarios originados por plantas y animales creada a partir de finas partículas erosionadas de rocas superficiales y transportadas por el viento, el agua o el hielo (Donaldson, 2014).¹

Las lutitas usualmente contienen otras partículas del tamaño de arcillas tales como cuarzo, pedernal y feldepatos. Otros posibles constituyentes son partículas orgánicas, minerales carbonatados, minerales de óxido de hierro, minerales sulfurosos y minerales pesados. Los minerales presentes en las lutitas son definidos según el ambiente en el cual se originan. Las lutitas están compuestas de estratos delgados y fácilmente quebradizos a lo largo de sus laminaciones, de ahí que se diga que es una roca fisible, son muy suave y no se desintegran cuando se mojan. Generalmente son rocas derivadas de sedimentos de granos finos, depositados en ambientes tranquilos en el fondo de mares y lagos.

Descripción de yacimientos de gas y aceite en lutitas

Los yacimiento de gas y aceite en lutitas, como se consideran actualmente en la industria, son rocas generadoras que tienen aceite y gas dentro de ellas. La composición de la roca en un yacimiento de gas y aceite en lutitas es muy variable, las variaciones litológicas indican que los recursos no solo se mantienen en las lutitas, también se encuentran en un amplio espectro de litología la cual puede ser de composición silíceo o carbonatada (Speight, 2013), a menudo el porcentaje de arcilla es muy bajo, de ahí que se diga que el término de lutita no describe correctamente la litología del yacimiento. En la figura 1.2 se observar las variaciones mineralógicas que tienen estos yacimientos.

¹ Todas las citas son traducciones propias.

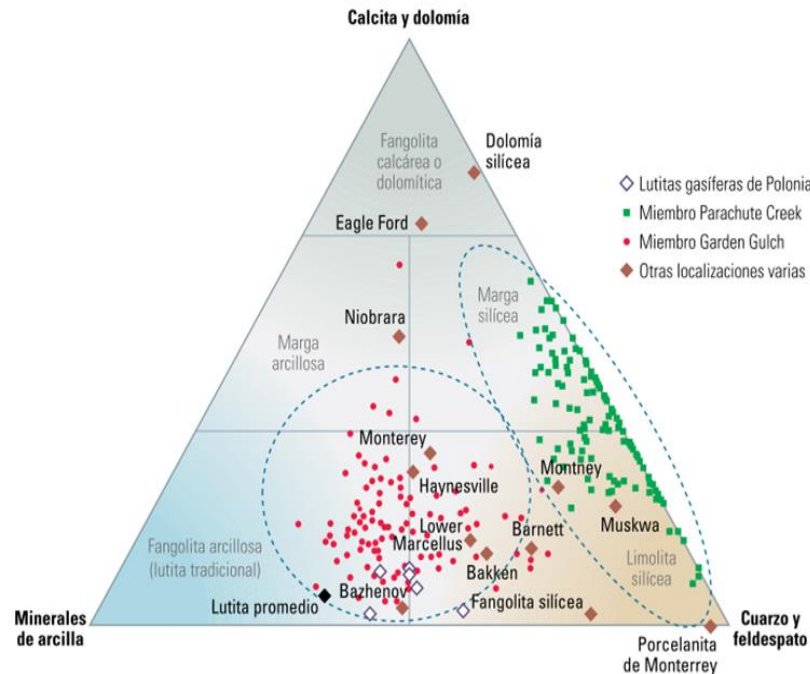


Figura 1.2 Mineralogía de la lutita (Allix, 2011)

Los yacimientos de gas y aceite en lutitas presentan un modelo de triple porosidad, una parte del gas se encuentra adsorbido por la materia orgánica; la adsorción del gas está directamente relacionado al grado de madurez termal de las lutitas y comúnmente es determinado por la medición de la reflectancia de la vitrinita VRO^2 (Economides, 2007). Otra parte de este gas se encuentra libre en los espacios porosos y una tercera porosidad se observa en las fracturas naturales que poseen las lutitas, este modelo de triple porosidad se ejemplifica en la figura 1.3. Aunque las lutitas son rocas porosas no poseen alta permeabilidad es la matriz, su producción es a través de las fracturas naturales, uno de los objetivos de un fracturamiento hidráulico es el de vincular las fracturas naturales (Economides, 2007) y crear fracturas inducidas que nos ayuden a incrementar la permeabilidad en este tipo de rocas.

² Es un método para la identificación de la historia de temperatura de las rocas sedimentarias. Es la clave para la estimación del nivel de madurez termal de la material.

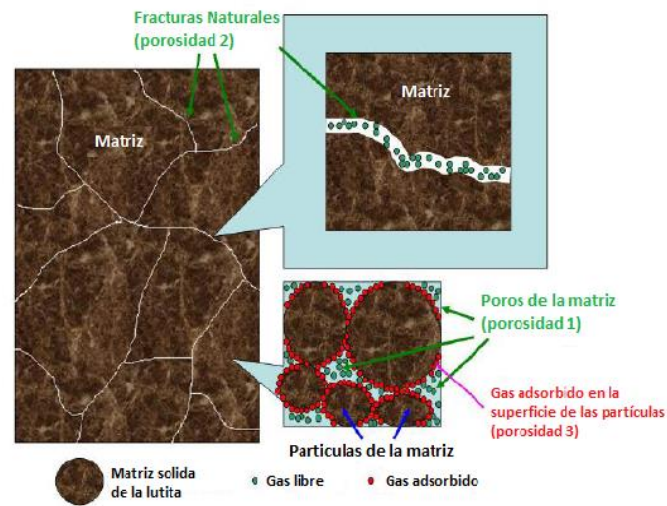


Figura 1.3. Modelo de triple porosidad para yacimientos no convencionales (Arevalo y Castellanos, 2014)

Por otro lado, la materia orgánica en los yacimientos de aceite en lutitas se puede presentar en sus primeras etapas de maduración como un sólido insoluble en donde las partículas inorgánicas contienen una estructura de microporos con porosidades de entre 2.36 y 2.66 v/v. Las lutitas ricas en materia orgánica que han alcanzado la madurez térmica pero que aún no han expulsado todos sus productos de petróleo líquido se les llaman lutitas petrolíferas.

Características de los yacimientos de aceite y gas en lutitas

La principal característica que hace que un yacimiento de gas y aceite en lutitas se diferencie de los demás tipos de yacimientos es la permeabilidad en la matriz de la roca, la cual se encuentra en un rango de entre 10^{-6} a 10^{-2} (mD). Esta permeabilidad tan baja es derivada del tamaño pequeño que poseen los poros de las lutitas debido a la gran compactación de los componentes finos. Los yacimientos de lutitas también poseen una anisotropía³ significativa derivada de su amplia gama de componentes.

En los yacimientos de gas en lutitas, los recursos de gas natural se encuentran distribuidos sobre áreas extensas en lugar de concentrarse en un lugar específico. El volumen de gas natural contenido en un yacimiento de gas lutita aumenta a medida que el espesor y el área de depósito crecen, mientras que en los yacimientos de aceite en

³ Se refiere a las variaciones de la permeabilidad con respecto de un punto específico, lo que nos dice que la permeabilidad variará dependiendo del punto que se tome.



lutitas, los yacimientos varían desde zonas con pequeñas cantidades de aceite hasta enormes yacimientos que ocupan miles de millas cuadradas con la capacidad de extraer millones de barriles de petróleo.

Los yacimientos de recursos en lutita difieren de los yacimientos convencionales en muchos aspectos, y no es diferente al hablar de su exploración, la exploración corresponde a una de las etapas en el desarrollo de los yacimientos que tiene un gran peso para la explotación rentable del mismo, en el caso de un yacimiento convencional se trata de la búsqueda de los recursos en el subsuelo contenidos en una roca almacén, así como la cuantificación de la cantidad de hidrocarburo que puede ser recuperable en superficie, esto se logra con ayuda de distintos métodos (sísmica, estudios geológicos, caracterización estática y dinámica etc.). Al hablar de yacimientos no convencionales, y más específicamente de yacimientos de recursos en lutitas, se da un giro a la exploración de los recursos ya que damos por hecho que, siendo la lutita una roca de grandes extensiones y que podemos encontrarla en casi todo el mundo, el reto no es la búsqueda de la roca almacén sino el conocimiento de las propiedades geoquímicas y geológicas fundamentales de las lutitas, es decir, se busca aquella zona o lugar que posea las mejores características para su explotación, a esta zona se le llama “sweet spot”.

Existen distintas características fundamentales por medio de las cuales podremos evaluar y desarrollar los recursos de gas y aceite en lutitas, éstas son: la madurez de la materia orgánica también llamada madurez termal, el tipo de gas generado, el carbono orgánico total (TOC), kerógeno contenido en los estratos, la permeabilidad del yacimiento y el tipo u origen de la materia orgánica que se presente en la roca.

- 1) Madurez térmica. Es una medida que nos dice el grado de calentamiento con el tiempo de la materia orgánica, convirtiéndola en hidrocarburo (aceite o gas). La madurez térmica se expresa mediante el término de la reflectancia de la vitrinita. En la figura 1.4 se muestran los valores de la reflectancia de vitrinita (VR_0). La reflectancia de la vitrinita es un parámetro relacionado con la profundidad y la temperatura a la cual es sometida la materia orgánica para obtener cada tipo de hidrocarburo, sea aceite o gas.

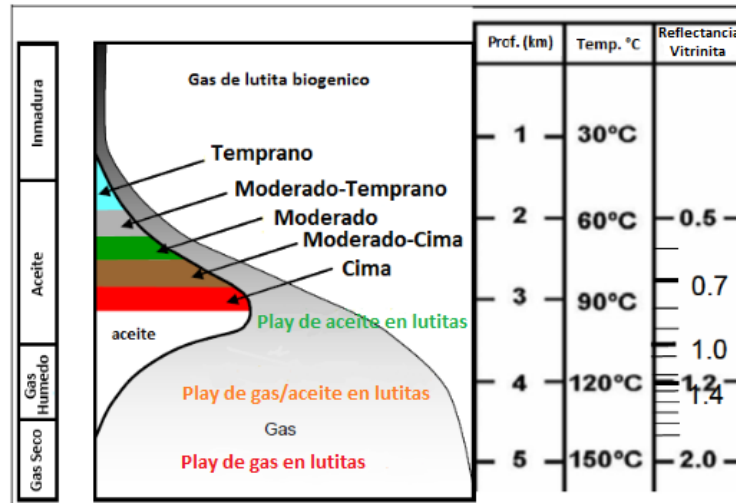


Figura 1.4 Correlación de la reflectancia de la vitrinita con la profundidad en lutitas (Glorioso and Rattia, 2012)

- 2) Gas biogénico y gas termogénico. Los yacimientos de gas en lutita se pueden generar de dos maneras (esto dependerá principalmente de los procesos mediante los cuales se somete la materia orgánica para la generación del gas): por la temperatura, gas termogénico o por la degradación microbiana, gas biogénico. El conocimiento del tipo de gas generado en la roca proporciona una idea de los procesos a los cuales se sometió la roca, lo que hace posible hacer una explotación del yacimiento y conocer de forma aproximada cómo se comportará la producción del recurso.
- 3) Carbono orgánico total (TOC): El TOC está referido a la cantidad de carbono unido en los compuestos orgánicos de la roca; es el remanente de la vida orgánica conservada en rocas sedimentarias, sometido a la degradación química y bacteriana que es modificado con el tiempo por la temperatura y la presión (Glorioso, 2012). Se refiere a la cantidad total de materia orgánica presente en la roca, a mayor contenido de este parámetro, mayor será el potencial de la roca para la generación de hidrocarburo.
- 4) Kerógeno: El kerógeno es una mezcla de compuestos orgánicos que componen la materia orgánica de algunas rocas sedimentarias y es insoluble en disolventes orgánicos dado el peso molecular de sus componentes complejos. Los orígenes de la materia orgánica marcan los diferentes tipos de kerógeno encontrados en la

roca. Al someter el kerógeno a calor intenso, algunos tipos generan crudo o gas natural como se muestra en la figura 1.5. El kerógeno se divide en cuatro tipos:

- Tipo I. Rico en algas y en materia orgánica amorfa, genera hidrocarburos líquidos.
- Tipo II. Rico en algas y materia herbácea (existen variantes que contiene niveles de azufre también), genera gas y aceite.
- Tipo III. Rico en madera y materia húmica⁴, genera gas, carbón y, en condiciones extremas, petróleo.
- Tipo IV. Compuestos de materia orgánica descompuesta. En general se considera que este tipo de kerógeno no genera hidrocarburos.

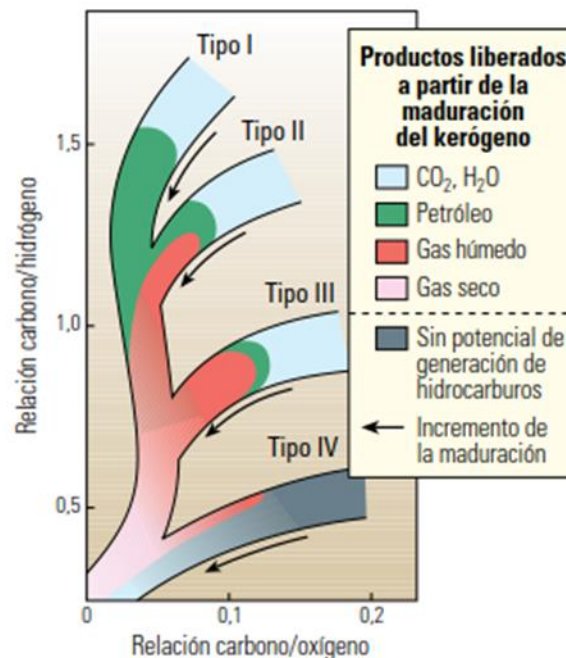


Figura 1.5 Maduración del kerógeno (Allix, 2011)

El gas y aceite en lutita es generado por el kerógeno tipo I, II y III. En un principio los kerógenos tipo I y tipo II, aún no exhiben una maduración suficiente como para generar hidrocarburos, a medida que estos kerógenos maduran (normalmente a través

⁴ Conjunto heterogéneo de compuestos orgánicos, más o menos complejos, originados a partir de la descomposición de tejidos vegetales y animales.



del proceso de sepultamiento geológico y del incremento del calor asociado con éste) se transforman en petróleo y luego con más calor, se convierten en gas. Éstas son las características generales del kerógeno que dan lugar a la generación de aceite y al incremento de gas termogénico que se forma a partir de descomposición térmica de la materia orgánica.

Es común utilizar el término TOC y el de kerógeno indistintamente, una forma de diferenciar entre ambos es que cuando el kerógeno madura produce gas y aceite, por lo tanto la cantidad de kerógeno disminuirá, mientras que el TOC en la roca se mantiene constante hasta que los hidrocarburos sean expulsados del yacimiento.

- 5) Permeabilidad del yacimiento. La permeabilidad es la capacidad que tiene una roca para permitir el paso de fluidos a través de ella. En una lutita la permeabilidad de la matriz es muy baja, pero no solo la matriz de la roca puede permitir el transporte de fluido, siendo la lutita una roca fisible, se pueden encontrar fracturas naturales en la roca que pueden incrementar en mayor proporción la permeabilidad de las lutitas. Para que una roca lutita se pueda considerar con buena permeabilidad debe ser mayor de 100 nD ($100 \times 10^{-9} D$ o $0.1 \times 10^{-6} D$).

1.1.2 Origen del gas y aceite en lutitas

Para entender el origen de los recursos en lutita es necesario seguir el viaje que debe recorrer una partícula de sedimento, desde la disgregación de la roca hasta su depósito, pasando por distintos procesos diagenéticos hasta la generación de hidrocarburos.

Se inicia con la fragmentación de la roca que se ha separado a causa del intemperismo, por acción del agua, o terceros (plantas y animales) creando un fragmento de roca llamado sedimento, es importante entender que este sedimento puede provenir de cualquier tipo de roca, sea una roca ígnea (intrusiva o extrusiva), de alguna roca sedimentaria (carbonatada o detrítica) ó roca metamórfica.

Al romperse una roca, ésta posee menor tamaño que la roca inicial, lo que facilita el transporte de este sedimento por aire o agua. Para lograr la formación de un sedimento muy fino del tamaño de arcilla es necesario que el fragmento de la roca inicial sea llevado por un ambiente sedimentario de alta energía, como un río con caudal. Dentro del agua



la roca se disgrega con mayor facilidad por la velocidad y lo tortuoso que resulta su viaje en el río. La desembocadura de un río resulta en un ambiente sedimentario llamado delta. Dentro de las rocas llevadas por el río, se tienen fragmentos de roca del tamaño de arenas y posteriormente la arena se moverá en el mar, dentro de las mareas en la costa, con movimientos transgresivos y regresivos que afinan aún más estas partículas.

Esta es solo una de las muchas vías que puede seguir un sedimento, la diferencia entre un sedimento que forma una arenisca o un conglomerado con el que forma una lutita radica principalmente en el tamaño, para una roca lutita el sedimento debe ser muy pequeño, del tamaño de $1/256$ mm. Junto con el depósito de los sedimentos se encuentra la concentración de la materia orgánica, ésta puede provenir de algas, plantas y restos orgánicos de origen animal que son sepultados con minerales del tamaño de limos y arcillas. Debido al aporte continuo de sedimentos se llega a la compactación a profundidades cada vez mayores.

El gas y aceite en las lutitas es originado a partir de la transformación de la materia orgánica. Aunque esta transformación ocurre de diferentes maneras:

El gas se almacena como gas adsorbido en la materia orgánica y como gas libre en las fracturas o poros. En términos de composición química, el gas lutita es comúnmente gas seco compuesto principalmente de metano (60 – 90 % v/v), pero algunas formaciones producen gas húmedo (Speight, 2013). El gas lutita se genera de dos maneras diferentes:

- (i) Gas termogénico: Se genera a partir del craqueo de la materia orgánica debido a la temperatura, también se puede producir debido a un craqueo secundario del aceite. El gas termogénico se caracteriza por una reflectancia de la vitrinita (V_{ro}) entre 1.0 y 1.8 %. El contenido de carbono orgánico total (TOC) puede variar de 2.5 a 4.5 %. (Economides, 2007). Este gas está asociado a materia orgánica madura que ha sido sometido a altas temperaturas y presiones hasta generar hidrocarburos.
- (ii) Gas biogénico: Se genera a partir de microbios, y se caracteriza por tener baja reflectancia de la vitrinita (V_{Ro}) entre 0.5 y 0.75 %; sin embargo, tienen un contenido de carbono orgánico total (TOC) alto del 20 % (Economides, 2007). La producción de este tipo de gas tiene la particularidad de mostrar gastos



bajos, manteniendo la producción durante un largo tiempo (aproximadamente 20 años).

La producción de gas lutita proviene en su mayoría de sistemas termogénicos, aunque se encuentran sistemas de generación biogénicos en menor proporción.

El aceite en lutitas se origina a partir del tipo de materia orgánica derivada de diversos tipos de algas marinas y lacustres, así como de algunos restos de plantas terrestres. Esta materia orgánica está ampliamente relacionada al ambiente en cual se genera, es decir podemos tener recursos de 1) origen terrestre, 2) origen marino, u 3) origen lacustre. Esta clasificación refleja la diferencia en la composición de la materia orgánica, así como la de los productos que se pueden producir (Speight, 2012). La materia orgánica se compone principalmente de carbono, hidrógeno y oxígeno con menores cantidades de azufre y nitrógeno. Debido a su alto peso y complejidad molecular, el kerógeno es casi insoluble en disolventes orgánicos. Debido a su insolubilidad, la materia orgánica debe ser sometida a altas temperaturas, para descomponerla en petróleo o gas.

Entender la forma en que se generó el gas y el aceite en las lutitas ayuda a tener una mejor caracterización estática de la roca y sus propiedades, con lo cual se podrán mejorar los análisis de producción y rentabilidad de estos recursos.

1.1.3 Localización de las cuencas de yacimientos de gas y aceite en lutitas

En todo el mundo, y sobre todo en E.U., se le ha dado gran importancia a la evaluación de los yacimientos de gas y aceite en lutitas. En el artículo escrito por la EIA menciona que una de las razones por las cuales se pone especial atención a estos yacimientos es debido a que a nivel mundial, el 32 % de los recursos totales estimados de gas natural se encuentran en formaciones de lutitas, mientras que el 10 % de los recursos de petróleo estimado se encuentra en formaciones de lutitas o arenas compactas (EIA, 2013). Tomando en cuenta estas cifras, los esfuerzos que se están haciendo para localizar estos recursos no son menores. En el mapa de la figura 1.6 se ilustran las cuencas existentes en el mundo, de gas y aceite en lutitas según la Energy Information Administration (EIA).

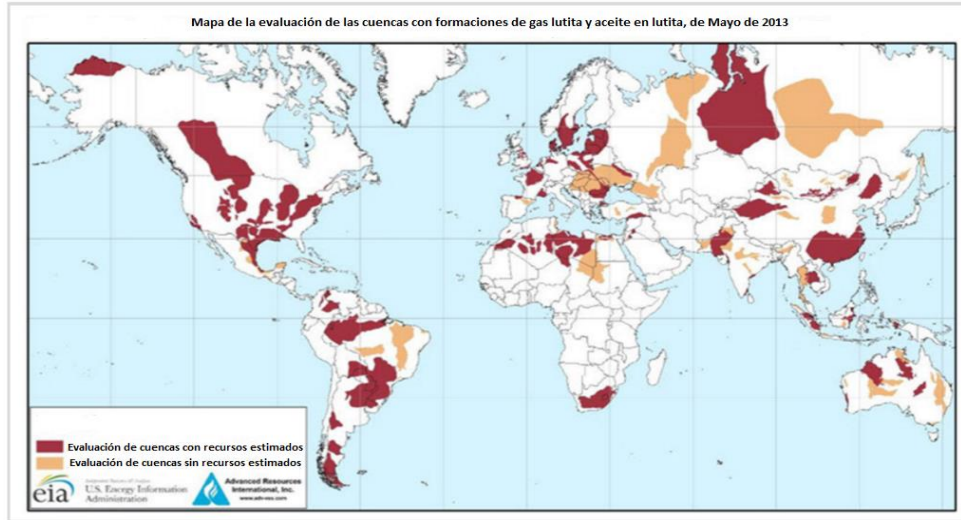


Figura 1.6 Cuencas evaluadas con estimación de reservas de shale gas/oil en el mundo (EIA, 2014)

En México se han venido estudiando estas reservas, por un lado, se encuentra las cifras de la EIA en donde se ubica a México en la posición número seis con una cantidad de gas técnicamente recuperable de 545 Bcf, mientras que de aceite se reportan 13.1 mmmb. Por otro lado PEMEX ha evaluado la cantidad de recurso en lutita en nuestro país detectando 60.2 mmmbpce que comprende 31.9 mmmb de aceite, 36.8 Bcf de gas natural húmedo, y 104.1 Bcf de gas natural seco (Steve y Moodhe, 2015). La CNH proporciona también cifras de recursos prospectivos, como se muestra en la tabla 1.1 y la figura 1.7.

Tabla 1.1 Recursos prospectivos documentados en México (CNH, 2015)

Provincia petrolera	Aceite mmmb	Gas mmmmpc	PCE mmmbpce
Tampico-Misantla-Tuxpan	30.7	20.7	34.7
Burgos MZ	0.0	53.8	10.8
Sabinas-Burro-Picachos	0.6	67.0	13.9
Veracruz	0.6	0.0	0.8
Total Shale	31.9	141.5	60.2

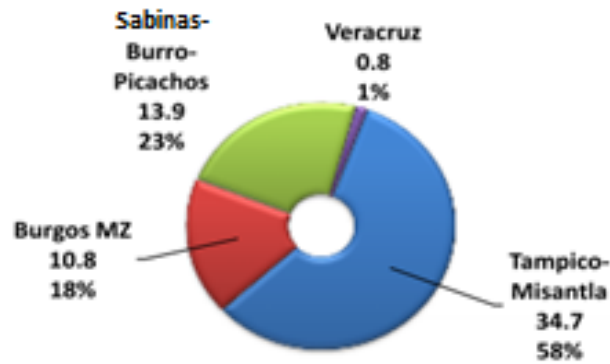


Figura 1.7 Recursos prospectivos documentados en México (CNH, 2015)

La tabla 1.2 y 1.3 muestra a los primeros diez países con mayores reservas en yacimientos de gas y aceite en lutita del mundo (EIA, 2014), donde encontramos a México en la sexta posición para recurso de gas en lutitas y en octavo lugar para aceite en lutitas, para el año 2014.

Tabla 1.2 Primeros 10 países con recursos de gas en lutitas técnicamente recuperable (EIA, 2014)

Rango	País	Gas en lutitas (billones de pies cúbicos)
1	China	1115
2	Argentina	802
3	Argelia	707
4	Estados Unidos	665
5	Canadá	573
6	México	545
7	Australia	437
8	Sudáfrica	390
9	Rusia	285
10	Brasil	245
	Total	7299



Tabla 1.3 Primeros 10 países con recursos de aceite en lutitas técnicamente recuperable (EIA, 2014)

Rango	País	Aceite en lutitas (miles de millones de barriles)
1	Rusia	75
2	Estados Unidos	58
3	China	32
4	Argentina	27
5	Libia	26
6	Australia	18
7	Venezuela	13
8	México	13
9	Pakistán	9
10	Canadá	9
	Total	345

Actualmente distintas dependencias se encuentran trabajando con la finalidad de encontrar certidumbre en las cifras de recurso en lutitas en México, uno de estos estudios es el del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) que desde marzo de 2013 está a cargo del estudio “Asimilación y desarrollo de tecnología en diseño, adquisición, procesamiento e interpretación de datos sísmicos 3D-3C con enfoque a plays de shale gas/oil en México”. Este estudio busca dar certidumbre a nivel de reservas del país, así como ubicar los mejores sitios para perforar y con ello maximizar el flujo de hidrocarburos.

Principales cuencas de aceite y gas en lutitas de México

A principios del 2010, Pemex inició los trabajos exploratorios de energéticos no convencionales, como el aceite y el gas en lutitas con lo cual identificó cinco provincias geológicas con potencial en México. En la figura 1.8 y la tabla 1.4 se muestra estas provincias y su relación con las provincias de E.U.

Figura 1.8 Plays de lutitas en E.U y potencial de plays de lutitas en México (Araujo, 2012)

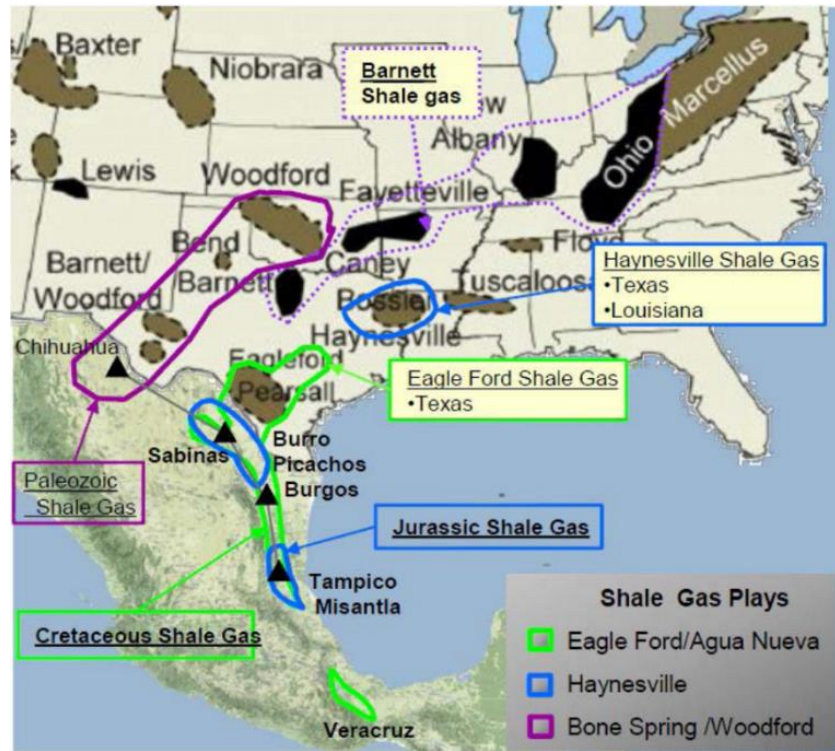
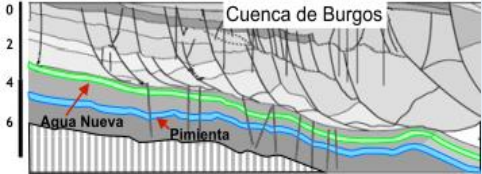
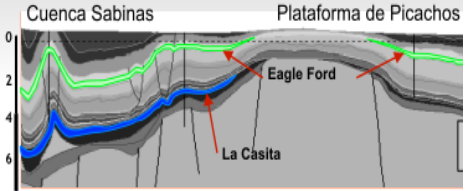
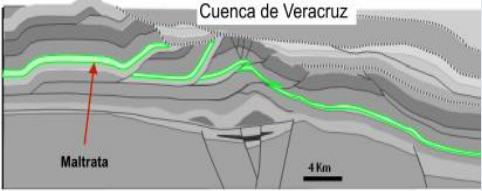
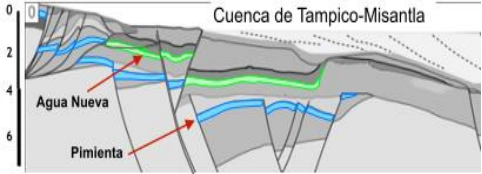
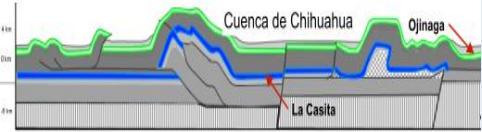


Tabla 1.4 Provincias de México con aceite y gas en lutitas

Provincia	Era Geológica	Formación	Play de correlación con E.U.	Mineralogía de la roca (Play correlacionado)	TOC /Porosidad (%)
Burgos	Cretácico		Eagle Ford	Cuarzo 5-20% Arcilla 15-25% Carbonato 65-80%	TOC 1-6%
Sabinas-Burro-Picacho	Cretácico		Eagle Ford	Cuarzo 5-20% Arcilla 15-25% Carbonato 65-80%	TOC 1-6%
Veracruz	Cretácico		Eagle Ford	Cuarzo 5-20% Arcilla 15-25% Carbonato 65-80%	TOC 1-6%
Tampico-Misantla-Tuxpan	Jurásico		Haynesville	Cuarzo 20-40% Arcilla 25-45% Carbonato 20-40%	TOC 3-4 % Ø=5%
Chihuahua	Paleozoico		Barnett	Mudstone Silíceo	TOC 5% Ø=5%

De las cinco provincias geológicas vistas en la tabla 1.4, las de Chihuahua, Sabinas-Burro-Picachos y Burgos son prospectos para la explotación de gas mientras que las de Tampico-Misantla y Veracruz, lo son para aceite. Los yacimientos de gas lutitas más prospectivos en México se encuentran en el Cretácico y Jurásico. El Cretácico Turoniano está en correlación estratigráfica con el yacimiento de Eagle Ford que se localiza al sur de Texas. En el Jurásico Titoniano tenemos la formación La Casita y Pimienta con una edad equivalente a la del yacimiento de Haynesville en Louisiana.



1.1.4 Exploración de gas y aceite en lutitas en México

PEMEX inicio la exploración de lutitas en México en 2010, perforando hasta noviembre del 2015 los pozos mostrados en la tabla 1.5, según la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Tabla 1.5 Pozos exploratorios de aceite y gas en lutitas (CNH, 2015)

Número	Pozo	Prof. Total [m]	Fecha de Terminación	Intervalo Productor [m]	Municipio	Entidad Federativa	Resultado
1	Emergente 1	4,071	17-feb-11	3,618-3,670	Hidalgo	Coahuila	Productor comercial de gas seco
2	Percutor 1	3,436	30-mar-12	3,330-3,390	Progreso	Coahuila	Productor comercial de gas seco
3	Habano 1	3,770	15-abr-12	3,703-3,643	Hidalgo	Coahuila	Productor comercial de gas y condensado
4	Montañes 1	3,200	30-abr-12	3,155-3,080	Guerrero	Coahuila	Productor no comercial de gas y condensado
5	Nómada 1	2,850	30-jun-12	2,806-2,737	Nava	Coahuila	Improductivo seco
6	Arbolero 1	4,007	07-jul-12	3,825-3,878	Anáhuac	Nuevo León	Productor comercial de gas seco
7	Anhellido 1	3,945	28-dic-12	2,847-2,922	Cruillas	Tamaulipas	Productor comercial de aceite y gas
8	Chucila 1	3,705	30-mar-13	3,560-3,645	Hidalgo	Coahuila	Productor comercial de gas y condensado
9	Durian 1	4,250	05-jul-13	4,155-4,215	Anáhuac	Nuevo León	Productor comercial de gas seco
10	Nuncio 1	4,900	23-nov-13	4,821-4,865	Burgos	Tamaulipas	Productor comercial de gas seco
11	Tangram 1	4,426	31-dic-13	4,320-4,400	China	Nuevo León	Productor comercial de gas seco
12	Gamma 1	3,793	22-dic-13	3,690-3,740	Guerrero	Coahuila	Productor comercial de gas y condensado
13	Kernel 1	4,404	31-dic-13	4,292-4,364	Melchor Ocampo	Nuevo León	Productor comercial de gas seco
14	Batal 1	4,199	21-may-14	4,110-4,160	Los Herreras	Nuevo León	Productor no comercial de gas seco
15	Mosquete 1	4,156	11-jun-14	4,030-4,094	Burgos	Tamaulipas	Improductivo seco
16	Nerita 1	4,100	08-ago-14	3,922-4,013	Los Ramones	Nuevo León	Productor no comercial de gas seco
17	Céfiro 1	4,598	28-sep-14	4,502-4,560	Burgos	Tamaulipas	Productor comercial de gas seco
18	Serbal 1	4,750	28-ene-15	4,620-4,715	Cruillas	Tamaulipas	Productor no comercial de gas humedo

Las cuencas con mayor potencial en México son la cuenca de Burgos, que se extiende al sur de Texas y la cuenca Tampico-Misantla; otras cuencas, tales como Sabinas, Veracruz y Macuspana, también tienen potencial para la generación de



hidrocarburo, pero son estructuralmente más complejas. El objetivo de la exploración son las formaciones del Jurásico Superior Titoniano, la Casita y Pimienta y del Cretácico, la formación Eagle Ford.

La cuenca de Burgos ha sido explorada con dos objetivos, el primero en el Cretácico, la formación Eagle Ford al norte de Burgos y el segundo, la formación Pimienta y La Casita en el Jurásico al sur de Burgos. PEMEX comenzó su exploración en la formación Eagle Ford y luego se extendió a la formación Pimienta. El pozo Emergente-1, se perforó en 2010. A mediados del 2014 PEMEX había terminado tres pozos horizontales fracturados hidráulicamente en la formación Pimienta y los otros tres estaban en proceso de terminación. El pozo Anhelido-1 fue el primer pozo horizontal fracturado con producción de aceite en la formación Pimienta y alcanzó la producción más alta que los pozos perforados en Eagle Ford, con una producción inicial de 500 bpd de petróleo de 37 ° API y con 1.5 MMpcd de gas húmedo. La producción se redujo rápidamente, pero se estabilizó entre 80 y 90 bpd con 0.6 MMpcd de gas después de un año (Stevens y Moodhe, 2015). El pozo Tangram-1 con un espesor de 215 m en la formación Pimienta y una producción de 10.9 MMpcd de gas seco, ha sido el pozo productor de gas en lutita con mayor producción en México hasta el momento.

Para conocer con certeza la cantidad de reservas que se tienen de gas y aceite en lutita en México es necesario incrementar el número de pozos perforados y realizar un análisis a detalle, para lo cual se requieren grandes inversiones en tiempo y dinero. Con el nuevo sistema contractual, ya no solo será tarea de PEMEX, la CNH prevé ofrecer 124 bloques que cubren una área de 14406 km^2 en la cuenca de Burgos para las Rondas 2 a 4 y 158 bloques que cubren 17625 km^2 en la cuenca Tampico-Misantla para las Rondas 1 a 4, esto sin incluir los recursos dados a PEMEX en la Ronda 0 (Stevens y Moodhe, 2015).

1.2 Importancia del fracturamiento hidráulico para la explotación de hidrocarburos

1.2.1 ¿Qué es el fracturamiento hidráulico?

El fracturamiento hidráulico es una técnica que consiste en bombear a altos gastos un fluido en el pozo, hasta sobrepasar la presión de fractura que posee la roca para crear



un conjunto de fracturas que incrementan la permeabilidad de la formación. Al conectar los poros y las fracturas naturales e inducidas se aumenta la producción de los fluidos que van desde la formación al pozo. El fluido utilizado para el fracturamiento hidráulico comúnmente es agua, o fluidos base agua, mezclados con pequeñas cantidades de aditivos. Para mantener las fracturas inducidas abiertas, posterior al bombeo de fluidos, es necesario inyectar un agente de sostén.

1.2.2 Historia del fracturamiento hidráulico

La técnica de fracturamiento hidráulico ha sido utilizada por más de 50 años en la industria de petróleo y gas para aumentar la producción de los yacimientos. Desde 1860 se inició la estimulación de pozos comenzando con la inyección de nitroglicerina (NG) buscando incrementar la producción en rocas de Pennsylvania, Nueva York, Kentucky y Virginia Occidental, y a pesar de ser una técnica extremadamente peligrosa se continuo utilizando ya que mostraba excelentes resultados para romper la formación y crear canales de flujo. Para el año de 1930, esta técnica de inyectar un fluido explosivo en la formación fue criticada y detenida. Lo que secundó a la nitroglicerina fue la acidificación como una técnica para incrementar la producción, ésta consistía en inyectar un ácido a la formación buscando su reacción con la roca para crear canales de flujo.

La técnica de fracturamiento hidráulico no apareció hasta que Floyd Farris de Stanolind Oil and Gas Corporation (Amoco) realizó un estudio en donde se relacionó la producción de los pozos con las presiones que rompen la formación durante la acidificación, fue entonces cuando se concibió la idea de fracturar hidráulicamente una formación para mejorar la producción en pozos de petróleo y gas. Fue así como en 1947 se utilizó esta técnica en el campo de gas Hugoton localizado al oeste de Kansas, en la unidad de gas Klepper pozo No. 1, y se concluyó que esta técnica de fracturamiento no reemplazaría la acidificación en formaciones de caliza después de no obtener un aumento en la producción, sin embargo, a mediados de la década de 1960 el fracturamiento hidráulico había remplazado a la acidificación en el campo Hugoton.

En 1948 el proceso de fracturamiento hidráulico se introdujo a la industria de una manera más amplia con el artículo escrito por J. Clark de *Stanolind Oil*. En 1949 se publicó una patente en donde se daba la exclusividad a *Halliburton Oil Well Cementation*



Company (Howco) para realizar un proceso de fracturamiento hidráulico. La compañía realizó dos tratamientos: el primero con un costo de 900 USD, en el condado de Stephens, Oklahoma y el otro con un costo de 1000 USD, en el condado de Archer, Texas.

A partir de este punto, el fracturamiento hidráulico se realizó a más de 3,000 pozos a mediados de los 50's. En 2008, más de 50,000 fracturamientos se han hecho en todo el mundo con un costo de entre 10,000 y 6 millones de USD.

La evolución de la técnica de fracturar hidráulicamente estuvo acompañada del crecimiento de cada uno de los componentes necesarios para llevar a cabo este proceso, entre sus componentes tenemos fluidos y agentes sustentantes o apuntalantes.

1.2.3 Secuencia operativa de bombeo

Planeación de un fracturamiento hidráulico

La planeación de un fracturamiento hidráulico abarca la recopilación de datos, el diseño del tratamiento, la documentación y la relación entre la empresa operadora y la de servicios como se muestra en la figura 1.9. Los datos del yacimiento incluyen parámetros necesarios para estimar el potencial del pozo y los datos geomecánicos para la estimación de la geometría de la fractura.

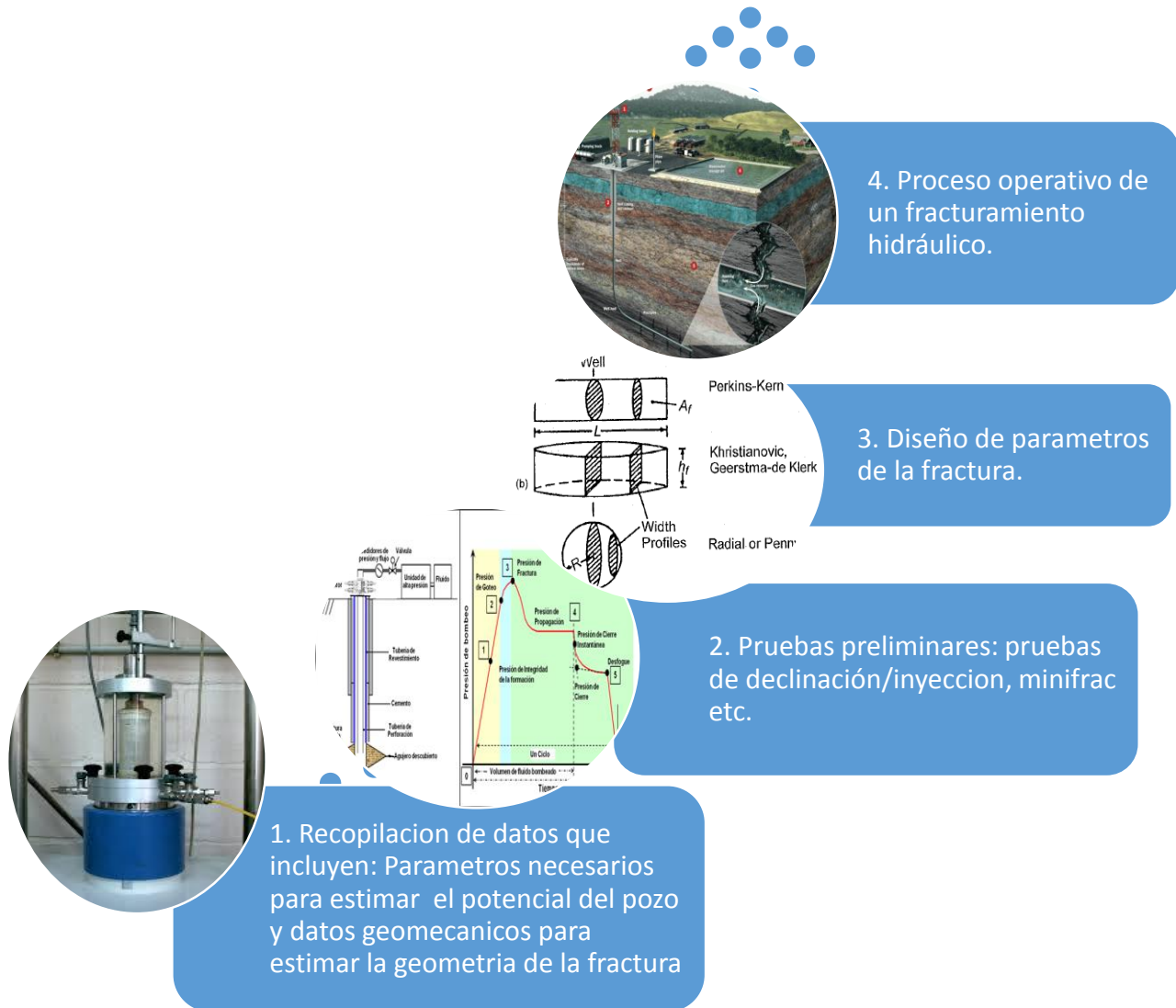


Figura 1.9 Proceso de planeación de un fracturamiento hidráulico

Las pruebas preliminares mencionadas en la figura 1.9 son utilizadas para definir por anticipado la resistencia de la roca a las fracturas, esta se lleva a cabo mediante el bombeo de fluido de perforación cuando el pozo esta cerrado, para que se origine una presurización (Velazquez, 2017).

Las pruebas existentes son:

- Prueba de goteo
- Prueba de goteo extendida
- Minfrac



- Prueba de inyeccion

En las pruebas anteriores la presion se realiza de manera similar operativamente, sin embargo, presentan cada una de ellas dos diferencias basicas:

- El punto de presion o momento en el cual la prueba se termina
- El numero de cliclos de presurizacion (Velazquez, 2017)

Para justificar un fracturamiento, el potencial del pozo y su gasto deben ser evaluados rigurosamente. Los parámetros del yacimiento necesarios para la ejecución de esta estimulación son la porosidad, saturación de agua, permeabilidad y presión del yacimiento. Estos parámetros pueden ser determinados con ayuda de registros, núcleos y pruebas de presión. Otra información que puede ser adicionada son los minerales que constituyen la formación, el área de drene así como la cercanía del contacto agua, aceite y gas, para de esta manera delimitar correctamente nuestra area de explotacion, evitando conexiones de intervalos no deseados.

Los datos geomecánicos son utilizados para estimar las dimensiones de la fractura y el diseño del tratamiento preliminar. Los datos geomecánicos incluyen el esfuerzo horizontal mínimo, el módulo de Young y la presión de leakoff (Jones y Britt, 2009). El esfuerzo horizontal mínimo se calcula a partir de las pruebas mencionadas anteriormente aunque por desgracias estas pruebas no se ejecutan en todos los pozos de ahí que se tome la presion de fractura como el esfuerzo minimo, el calculo de la presion de fractura se puede hacer mediante distintas ecuaciones, entre las que se encuentran las de Hubbert y Willis (1957) ecuacion 1.1, Eaton(1969) ecuacion 1.2 o Mullen (2007) ecuacion 1.3.

$$\sigma_{hmin} = P_{frac} = K * (\sigma_{ob} - P) + P + P_{tec} \dots \dots \dots (1.1)$$

$$\sigma_{hmin} = P_{frac} = \left(\frac{\nu}{1-\nu}\right) * (\sigma_{ob} - P) + P + P_{tec} \dots \dots \dots (1.2)$$

$$\sigma_{hmin} = \left(\frac{\nu}{1-\nu}\right) (\sigma_v - \alpha P_o) + P_o + \sigma_t \dots \dots \dots (1.3)$$

Donde:



σ_{hmin} = Esfuerzo horizontal mínimo tomada como la presión de fractura (psi)

P_{frac} = Presión de fractura (psi)

ν = Relación de Poisson (adimensional)

$\sigma_{ob} = \sigma_v$ = Esfuerzo vertical (psi)

$P = P_o$ = Presión del yacimiento o presión de poro (psi)

$P_{tec} = \sigma_t$ = Esfuerzo tectónico (psi)

α = Biot (adimensional)

Si se utilizara la presión de fractura como el esfuerzo horizontal mínimo es recomendable validar con las pruebas como un Minfrac o una prueba de inyección.

El módulo de Young puede ser estimado con el registro sísmico (el módulo de Young dinámico es 30% a 50% mayor que el módulo de Young estático), con prueba de inyección prefracturamiento, o con las pruebas de compresión triaxial para las cuales se necesitan núcleos de la formación. La presión de leakoff puede ser estimado con datos de los pozos vecinos para su correlación con pruebas de inyección o goteo. Otros datos que se incluyen son la temperatura del yacimiento, el esfuerzo de sobrecarga, el gasto de inyección del fluido, reología del fluido y densidad del apuntalante (Jones y Britt, 2009).

Proceso operativo de un fracturamiento hidráulico

El fracturamiento hidráulico es una técnica utilizada para incrementar la permeabilidad de una roca, para esto es necesario inyectar un fluido junto con un agente sustentante, también llamado apuntalante, que evitará que las fracturas abiertas se cierren.

En la mayoría de la bibliografía se analizan principalmente tres etapas para un fracturamiento hidráulico, en estas etapas se bombean fluidos a la formación de manera secuencial o consecutiva:

Etapas 1. Precolchón. En esta etapa se inyecta un fluido que comúnmente es salmuera o gel lineal, a la formación, con la finalidad de “obtener parámetros y poder optimizar el



diseño propuesto”. Esta etapa es usada para iniciar la propagación de la fractura y desarrollar el ancho de la misma.

Etapa 2. Colchón. En esta etapa se bombea un fluido con mayor viscosidad que en la etapa de precolchón. El trabajo de este gel es abrir una fractura lo suficientemente grande como para que el apuntalante entre en las fracturas creadas. Algunos autores dicen que en esta etapa también se inyecta el apuntalante, el cual permanece en suspensión con el fluido. El objetivo es posicionar el apuntalante en la fractura, de modo que la concentración del apuntalante es constante a través de la longitud de la fractura al término del bombeo.

Etapa 3. Tratamiento (Flush). Algunos autores proponen que esta es la etapa final y sirve para desplazar hacia las perforaciones todo el tratamiento previo.

Sin importar el nombre que se dé a cada una de las etapas, es importante mencionar que en la actualidad estos son los pasos que se llevan a cabo para realizar un fracturamiento hidráulico.

Análisis de las presiones en un fracturamiento hidráulico

El fracturamiento hidráulico es una técnica en donde se busca el incremento de producción con ayuda de la inyección de un fluido a presión, es muy importante entender cómo se comporta la presión en cada parte del proceso, así como la nomenclatura utilizada para nombrar cada uno de estos cambios de presión. A continuación se explica cada uno de los diferentes tipos de presión encontrados durante el análisis y operaciones en un fracturamiento hidráulico.

Presión de Inyección (P_{inj}), también llamada WHP (Wellhead Pressure) o STP (Surface Treating Pressure), es la presión en la cabeza del pozo, contra la cual las bombas deben actuar.

Presión hidrostática (P_h), también llamada HH (Hydrostatic Head), es la presión ejercida por los fluidos en el pozo debido tanto a la profundidad como a la densidad.



Presión de fricción en la tubería ($P_{fricción\ tubería}$), llamada presión de fricción en la tubería o presión de fricción en el pozo, es la presión que se pierde debido a los efectos de fricción en el pozo a causa de los fluidos que son inyectados.

Presión de inyección en el fondo del pozo (P_{iw}), también llamada presión del tratamiento en el fondo del pozo BHTP (Bottomhole Treating Pressure) o presión en el fondo del pozo (BHP), es la presión del agujero o del fondo del pozo, en el centro del intervalo donde inicia el tratamiento. La BHTP puede ser calculada utilizando los datos superficiales con ayuda de la siguiente fórmula:

$$P_{iw} = P_{inj} + P_h + P_{fricción\ tubería} \dots\dots\dots (1.4)$$

Donde:

P_{iw} = Presión de inyección en el fondo del pozo (psi)

P_{inj} =Presión de inyección (psi)

P_h =Presión hidrostática (psi)

$P_{fricción\ tubería}$ =Presión de fricción en la tubería (psi)

Es importante mencionar que el uso de datos de presiones superficiales puede dar como resultado interpretaciones erróneas. La presión superficial y la presión en el fondo del pozo difieren mucho durante el bombeo, para propósitos prácticos los datos en el fondo del pozo son difíciles de obtener, sin embargo es importante que el ingeniero entienda que no solo se necesita la presión superficial. En particular, se utilizan tres pruebas de presión para medir la presión en el fondo del pozo (BHTP) siempre que sea posible medirla. Algunas de estas pruebas son:

- Prueba de esfuerzo de cierre en sitio (In-Situ Closure-Stress Tests)
- Prueba de minifrac para determinar los mecanismos que ayudan al crecimiento de la fractura (datos de bombeo) y estimar el coeficiente de pérdida de fluidos (datos de declinación)
- Análisis de la fractura para, al igual que la prueba de minifrac, determinar los mecanismos que ayudan al crecimiento de la fractura.



Caída de presión por fricción a través de los disparos o perforaciones (ΔP_{pf}), es la presión perdida a través de los disparos debido al paso de un fluido fracturante a través de un área restringida al flujo.

Caída de presión por tortuosidad (ΔP_{tort}), también es conocida simplemente como tortuosidad y es la pérdida de presión por el fluido fracturante al pasar a través de una región restringida entre las perforaciones y la fractura principal.

La tortuosidad es un parámetro muy importante, ya que es probablemente la principal causa de arenamiento de la fractura (Economides, 2007). Esta presión se pueda calcular con ayuda las pruebas Step Rate Tests (Prueba de gastos por pasos), esta prueba es en general una inyección de fluidos antes del fracturamiento, y es diseñada para conocer información importante que nos ayudara a calibrar el fracturamiento. Existen dos tipos de pruebas las cuales son:

Prueba de incremento (Step-Up): Esta prueba se realiza con la fractura cerrada, el objetivo de esta prueba es la de conocer la presión de extensión de la fractura (P_{ext}), para esto se inyecta en la formación una serie de gastos en forma de escalones que se van incrementando.

Prueba de decremento (Step-Down): Estas pruebas son las que realmente nos interesan para el conocimiento de la presión de tortuosidad ya que su principal objetivo es la de diferenciar cual presión es predominante, si la caída de presión por fricción a través de los disparos o perforaciones o la presión por tortuosidad. La prueba comienza con un bombeo previo a la prueba, ya que se requiere que la fractura esté abierta, es importante que esta prueba se realice rápidamente, ya que la fractura debe estar abierta durante toda la prueba. La prueba inicia con gastos idealmente de entre 15 a 20 bpm, a continuación se disminuyen los gastos en cuatro o cinco decrementos iguales, tardando no más de 15 segundos por decremento, posteriormente se grafica la presión de inyección en el fondo del pozo (BHTP) contra el gasto, como se muestra en la figura 1.10. Donde se pueden ver los resultados de dos pruebas de decremento en el mismo pozo, en la primera prueba se ilustra como dominan los disparos con una curva cóncava, mientras que en la segunda prueba se pueden observar que domina la tortuosidad con una curva convexa.

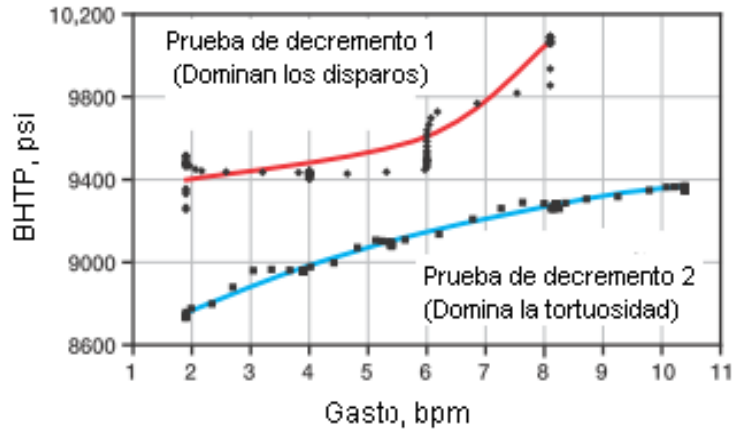


Figura 1.10 Resultado de dos pruebas de decremento en el mismo intervalo, antes y después de disparar (Economides, 2007)

La relación entre la presión y el gasto en el cálculo la presión por tortuosidad, es compleja, comúnmente se relaciona como $(\Delta P_{tort}) \propto \sqrt{q}$, aunque esta relación es muy simple considerando que existen diferentes causas para la tortuosidad, sea cual sea la causa, ΔP_{tort} crecerá en menor proporción que q , esto se debe porque a medida que aumenta el gasto, se aumenta también la presión del fluido por los efectos de viscosidad dentro de los canales de flujo, sin embargo estos canales dependen de la presión y cuanto mayor sea la presión más anchos serán. Uno de los métodos más aceptados para disminuir los efectos de tortuosidad en la de bombear lo más rápido posible (Economides, 2007).

Caída de presión de fricción cerca del pozo ($\Delta P_{cerca\ del\ pozo}$), es la presión total perdida debido a los efectos cercanos al pozo y es igual a la suma de la caída de presión de fricción debida a las perforaciones más la caída de presión por tortuosidad.

$$\Delta P_{cerca\ del\ pozo} = \Delta P_{pf} + \Delta P_{tort} \dots \dots \dots (1.5)$$

Donde:

$\Delta P_{cerca\ del\ pozo}$ = Presión de fricción cerca del pozo (psi)

ΔP_{pf} = Caída de presión por fricción a través de los disparos (psi)



ΔP_{tort} = Caída de presión por tortuosidad (psi)

Presión de cierre instantánea (ΔP_{ISI}), también conocida como ISIP (Instantaneous Shut-In Pressure) o ISIDP (Instantaneous Shut-Down Pressure). Esta es la presión en el fondo del pozo que se presenta inmediatamente después de que el bombeo se detiene, cuando los efectos de todas las pérdidas por fricción de fluidos tienden a cero.

Presión de cierre (P_c), definida como la presión del fluido necesaria para iniciar la apertura de la fractura o, visto de otra manera, es la presión mínima requerida dentro de la fractura para que ésta se mantenga abierta. Para un único estrato, la presión de cierre es usualmente igual al esfuerzo horizontal mínimo. La presión de cierre es igual o menor a la presión de ruptura necesaria para iniciar la fractura y menor que la presión necesaria para extender una fractura existente (presión de propagación de la fractura). Esta presión es una pieza muy importante, ya que la medición de la misma nos ayuda a determinar la presión mínima necesaria para crear una fractura.

La diferencia entre la presión de cierre instantánea y la presión de cierre, es que la primera como su nombre lo dice es la presión que se tendrá instantáneamente una vez que se ha dejado de bombear fluido y la roca se cierra, por otro lado la presión de cierre es un poco menor que la presión de cierre instantánea, además esta presión se llega a estabilizar una vez que se ha dejado de bombear. Estas presiones se pueden obtener a partir de una prueba de Minfrac o de inyección, una prueba de goteo también llamada leak-off, se queda corta en el análisis de dichas presiones ya que su objetivo es la presión de goteo (o presión de leakoff).

Presión de extensión (P_{ext}). También conocida como la presión de extensión de la fractura. Esta es la presión requerida en el interior de la fractura con el fin de hacer crecer la fractura. Por definición, $P_{ext} > P_c$, ya que la fractura se debe mantener abierta para que se pueda ganar longitud, anchura y altura. La presión de extensión no es constante y varía con la geometría de la fractura.

Presión del fluido fracturante (P_f). Es la presión del fluido fracturante dentro del cuerpo principal de la fractura después de que ha pasado a través de los disparos y de cualquier



tortuosidad. Esta presión no siempre es constante en toda la fractura debido a los efectos de fricción.

Presión neta (P_{net}). Es la energía del fluido fracturante disponible para la propagación de la fractura, se podría definir también como el exceso de presión por parte del fluido fracturante requerida para simplemente mantener abierta la fractura. La presión neta también define el ancho de la fractura, ya que para cualquier valor dado de presión neta, hay un ancho específico de fractura. A continuación se muestran las ecuaciones por medio de las cuales se puede obtener la presión neta.

$$P_{net} = P_f - P_c \dots\dots\dots (1.6)$$

Donde:

P_{net} =Presión neta (psi)

P_f =Presión del fluido fracturante (psi)

P_c =Presión de cierre (psi)

$$P_{net} = P_{iw} - \Delta P_{pf} - \Delta P_{tort} - P_c \dots\dots\dots (1.7)$$

Donde:

P_{net} =Presión neta (psi)

P_{iw} =Presión de cierre en el fondo del pozo (psi)

ΔP_{pf} = Caída de presión por fricción a través de los disparos o perforaciones (psi)

ΔP_{tort} = Caída de presión por tortuosidad (psi)

P_c = Presión de cierre (psi)

La presión neta también define la propagación de la fractura, su altura y longitud. Para que la presión se propague se debe cumplir que $P_{net} > P_{ext}$, esto quiere decir que la presión neta tiene que ser lo suficientemente alta como para inducir un esfuerzo crítico que dividida a la roca.

El análisis de las presiones es muy importante cuando hablamos de un fracturamiento hidráulico, en la figura 1.11 se ejemplifica el comportamiento de las presiones en una prueba de integridad de presión del pozo, la cual es una prueba donde en la mayoría de los casos, la formación se presuriza hasta alcanzar la máxima presión que ejercerá el fluido de perforación en estado dinámico (Lopez y Martinez, 2011) en la figura podemos observar cómo se obtienen las distintas presiones ya analizadas para cada parte de la prueba.

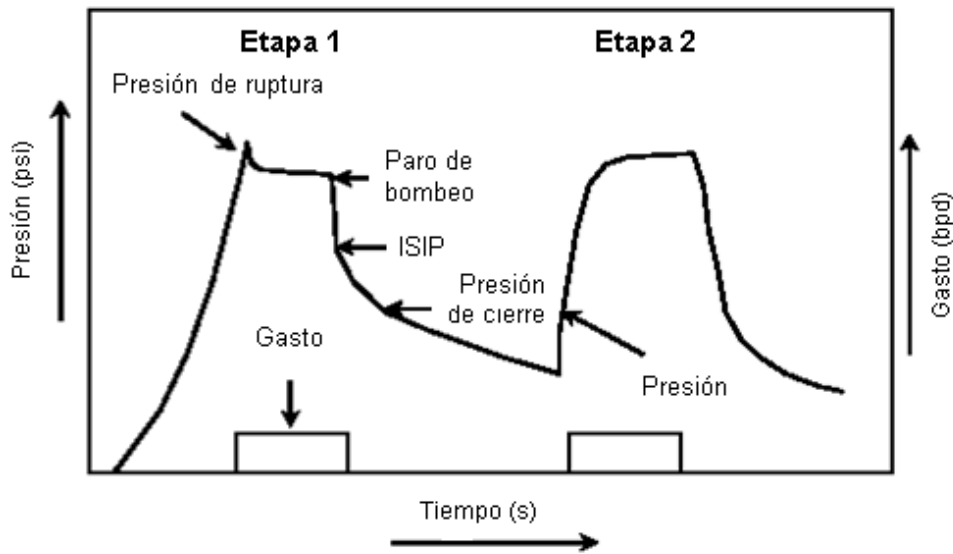


Figura 1.11 Comportamiento típico de una prueba de integridad de presión en un pozo (Baker Hughes, 2015)

1.2.4 Aspectos económicos del fracturamiento hidráulico

Un diseño económico de la fractura está constituido por tres requerimientos básicos:

1. La evaluación de los gastos a producir de aceite o gas donde el recobro viene de varias fracturas con distintas longitudes y conductividades para un yacimiento dado.
2. Se debe determinar el tratamiento necesario a la fractura para conseguir el diseño del largo y la conductividad de la fractura.
3. Se deben combinar los resultados para seleccionar el diseño que maximice el retorno económico, en tales casos, la longitud de la fractura sería una variable para la optimización del diseño contra un criterio económico, por ejemplo, el valor presente neto (VPN).



Cuando se obtuvieron estas conclusiones para el fracturamiento hidráulico económico solo se estaban analizando yacimientos de baja permeabilidad, la aparición de fracturas con mayor permeabilidad y el concepto del Diseño Unificado de la Fractura⁵ (UFD, Unified Fracture Design) permitió dos nociones importantes; en primer lugar, no hay ninguna diferencia entre yacimientos de baja y alta permeabilidad en términos de fracturamiento. Segundo, y más importante, para cualquier cantidad de apuntalante a inyectar en cualquier pozo existe sólo una geometría de la fractura que maximiza la producción, esta geometría consta de una longitud y una anchura (así con la altura como una variable extra). Todas las demás configuraciones darían lugar a valores de productividad más bajos. A este análisis se le llama optimización física (Marongiu y Economides, 2008).

Para tener una maximización económica en la técnica de fracturamiento hidráulico, es necesario combinar las dos optimizaciones, tanto la económica como la física. Para cada cantidad de apuntalante que primero optimice la fractura física y posteriormente aplicar el criterio del VPN. El VPN ya ha sido señalado por varios investigadores como un indicador de la rentabilidad económica para conocer los beneficios económicos posterior a un fracturamiento hidráulico. Cabe mencionar que sin importar cuán sofisticado sea el modelo utilizado para predecir la propagación de la fractura y la optimización económica, de igual manera se requerirá un proceso de ensayo y error para determinar el diseño óptimo del fracturamiento de un conjunto de diseños físicos calculados.

⁵ Es una técnica cuya idea central es la de seleccionar una longitud, un ancho y un volumen de agente sostén dado dependiendo de las propiedades del yacimiento y el agente sustentante el cual optimizara un fracturamiento hidráulico.



CAPÍTULO II. MODELOS DE FRACTURA

Un modelado de la fractura representa el proceso de generación de una fractura hidráulica y su geometría. El objetivo de estos modelos es simplificar el problema real con el propósito de resolverlo. Con ayuda de estos modelos y la simulación se puede estimar:

- Volumen de fluido requerido para la penetración de la fractura en la formación.
- Concentración de apuntalante.
- Dimensiones de la fractura (altura, espesor, largo).

Los modelos pueden ser clasificados como:

- Modelos 2D simplificados. Son los modelos más representativos para simular la generación y geometría de una fractura, generalmente formulados para arenisca y otras rocas con comportamiento principalmente frágil, aquí podemos encontrar
 - Modelo PKN, desarrollado por Perkins, Kern (1961) y Nordgren (1972)
 - Modelo KGD, desarrollado por Kristianovich y Zheltov (1955), LeTirant y Dupuy (1967), Geertsma, De Klerck (1969) y Daneshy (1973)
 - Modelo de flujo radial (Penny-Shape)
- Modelos en el plano de esfuerzo pseudo-3D. Los modelos 2D no pueden simular al mismo tiempo la propagación vertical y lateral de la fractura, de ahí la aplicación de los modelos pseudo-3D, los cuales pueden ser formulados para el modelo PKN utilizando las variaciones de la altura en función de la distancia del pozo y del tiempo.

A su vez, estos modelos pueden ser divididos en dos categorías: los modelos cuya longitud de la fractura se dividen en cada celda y su geometría depende de la presión de fluido, y los modelos usados para representar paraméricamente la geometría total de la fractura.

- Modelos completamente 3D

Los modelos pseudo-3D no pueden modelar fracturas de diferente forma y orientación, las cuales se generan por la desviación del pozo. En estos modelos la geometría de la fractura cambia con cada incremento durante la simulación.

Características geométricas de la fractura

Para el estudio de las fracturas creadas hidráulicamente se ha idealizado su geometría a partir de las siguientes características:

- Altura de la fractura (h_f)
- Longitud de la fractura (x_f)
- Ancho de la fractura (w_f)

Estas características geométricas se observa en la figura 2.1, estos parámetros son los que comúnmente se obtienen de los modelos de fractura.

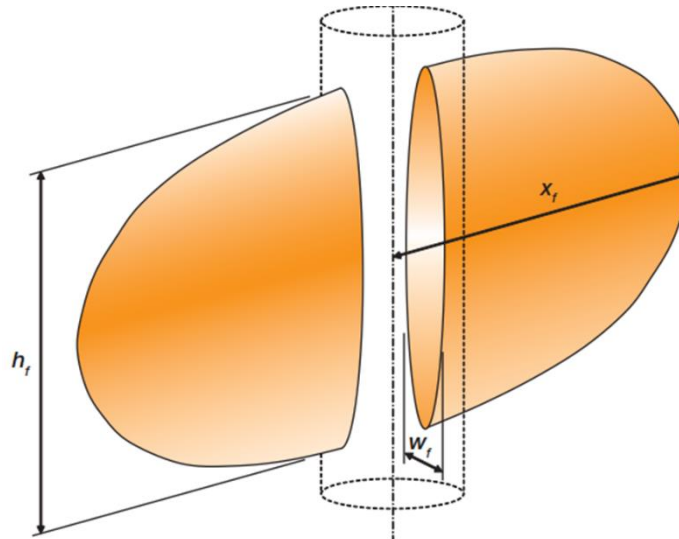


Figura 2.1 Geometría de la fractura (Baker Hughes, 2015)

Altura de la fractura (h_f)

Esta altura está definida como la longitud de la fractura paralela al pozo. La altura de la fractura efectiva es aquella altura de la fractura abierta al flujo una vez que es liberada la presión de bombeo, comúnmente denominada como h_f . La altura es controlada por la mecánica de las rocas, que incluye el perfil de esfuerzos in-situ de la formación y la presión neta.

Longitud de la fractura (x_f)

La longitud de la fractura es definida como la distancia que se genera desde la pared del pozo hasta la punta de la fractura.

Ancho de la fractura (w_f)

El ancho de la fractura es la amplitud de la fractura formada a lo largo de la longitud y altura abierta al flujo. Este parámetro depende de la longitud de la fractura creada, ya que las fracturas más largas son también más anchas, además, el ancho de la fractura apuntalada dependerá de la concentración de apuntalante en la etapa de colchón; a concentraciones más altas de apuntalante se podrán generar un mayor ancho de fractura apuntalado.

Un modelo de propagación de fractura describe la geometría de la fractura hidráulica, esto incluye el ancho y el largo de la fractura, de ahí que sea muy importante primero entender la relación entre el yacimiento y las variables de la fractura como el ancho apuntalado (w), la permeabilidad del yacimiento (k) y de la fractura (k_f), la longitud media de la fractura (x_f) y la conductividad adimensional de la fractura (F_{CD}). En la figuras 2.2 se ilustran estos parámetros.

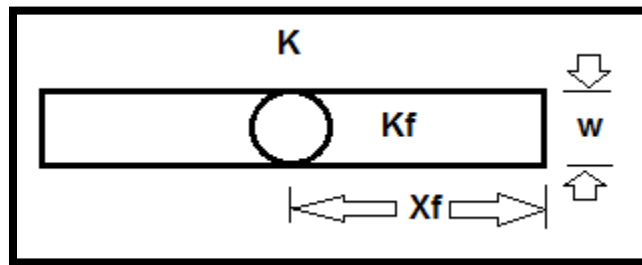


Figura 2.2 Conductividad de la fractura adimensional. (Jones y Britt, 2012)

Parámetros críticos para un fracturamiento hidráulico

Para efectuar un fracturamiento hidráulico es necesario conocer, además de las variables de las fracturas, el efecto de varios parámetros críticos. Estos parámetros los podemos clasificar como:

- Esfuerzos
- Propiedades Elásticas
- Perdida de fluido
- Tenacidad de la fractura



Esfuerzos

La roca en el subsuelo está sujeta a esfuerzos compresivos, en general tenemos tres esfuerzos los cuales dependen de la sobrecarga, del confinamiento, de las fuerzas tectónicas, de la temperatura, de la presión de poro, de la diagénesis, etc. Estos esfuerzos son:

σ_v = Esfuerzo vertical

σ_H =Esfuerzo horizontal máximo

σ_h =Esfuerzo horizontal mínimo

Las suposiciones generales que se toman para estos tres esfuerzos son:

- El esfuerzo vertical es el principal esfuerzo y comúnmente se toma como perpendicular a la superficie de la tierra.
- Los tres esfuerzos son ortogonales.
- Las rocas cumplen con la teoría de elasticidad.

Es de suma importancia el conocimiento de estos tres esfuerzos para un fracturamiento hidráulico. Es común en la industria calcular estos tres esfuerzos a partir de las suposiciones generales, entonces se toma el esfuerzo vertical como el mayor y se calcula como el esfuerzo de sobrecarga. El esfuerzo horizontal mínimo se toma comúnmente como la presión de cierre la cual se calcula a partir de una prueba de Minfrac o de inyección, y una vez conocidos estos dos esfuerzos se puede conocer el esfuerzo horizontal máximo.

Propiedades elásticas

Dentro de las propiedades elásticas se encuentra el módulo de Young (E) y la relación de poisson (ν) los cuales se explicaran a continuación:

Módulo de Young (E): Está definido como la relación entre esfuerzo y deformación $E = \sigma / \epsilon$, y representa la habilidad que tiene un material para resistir deformación al someterlo a una carga, por lo tanto es una medida de la rigidez del material. Los objetos con alto módulo de Young tienden a ser muy duros y quebradizos, por ejemplo: vidrio, carburo de



tungsteno, diamante, granito. Los objetos de bajo módulo de Young tienden a ser suaves y dúctiles, por ejemplo: goma, espuma, cera. En la tabla 2.1 se puede observar los valores del módulo de Young para diferentes rocas.

Tabla 2.1 Rangos del módulo de Young según el tipo de roca (modificado de Le Tirant y Gay, 1972 y Fjaer et al., 1992)

Tipo de roca	E (GPa)
Arenisca pobremente consolidada	<1
Arenisca cementada	5 a 10
Arenisca consolidada	10 a 30
Arenisca altamente consolidadas	30 a 50
Caliza dura	50 a 100
Calizas-marga suave	6 a 10
Lutita suave	1 a 5
Lutita altamente consolidada	5 a 70
Arena	15 a 40

Relación de Poisson (ν): Es una medida de la relación entre la expansión lateral (ϵ_l) y la contracción longitudinal o axial (ϵ_a) de la roca cuando se somete a compresión.

$$\nu = \frac{\epsilon_l}{\epsilon_a} \dots \dots \dots (2.4)$$

Los valores comunes de Poisson para formaciones rocosas se pueden observar en la tabla 2.2.



Tabla 2.2 Rangos de relación de poisson según el tipo de roca (modificado de Le Tirant y Gay, 1972 y Fjaer et al., 1992)

Tipo de roca	ν
Arenisca pobremente consolidada	0.4
Arenisca cementada	0.3 a 0.35
Arenisca consolidada	0.1 a 0.35
Arenisca altamente consolidadas	0.15 a 0.25
Caliza dura	0.2 a 0.3
Calizas-marga suave	0.4 a 0.45
Lutita suave	0.3 a 0.4
Lutita altamente consolidada	0.2 a 0.3
Arena	0.3 a 0.4

Pérdida de fluido

En formaciones permeables se considera que una parte del fluido de fracturamiento bombeado se pierde en la formación. Ahora bien, un fluido se filtra en la pared de la fractura con una velocidad $V(x, t) = \frac{C_t}{\sqrt{t-\tau(x)}}$ donde C_t es el coeficiente de perdida de fluido y $\tau(x)$ el tiempo en el cual la punta de la fractura se propaga y gotea en una localización x en la formación. Donde $(t - \tau(x))$ es el tiempo transcurrido mientras el fluido gotea en la formación desde la primera exposición del fluido fracturante. Entonces definimos al coeficiente de pérdida como:

$$C_t = \frac{k\phi C}{\sqrt{\mu}} (P_f - P_r) \dots \dots \dots (2.1)$$

Donde:

k =Permeabilidad del estrato o de la capa de interés (mD)

ϕ =Porosidad (Adimensional)



μ = Viscosidad del fluido (cp)

C = Coeficiente

P_f = Presión en la fractura (psi)

P_r = Presión del yacimiento (psi)

La pérdida de fluidos está controlado por diferentes mecanismos entre los cuales se encuentran:

- 1) C_I efectos de la viscosidad del fluido fracturante y los efectos de la permeabilidad relativa, este coeficiente es utilizado para simular los efectos de la viscosidad del fluido de fracturamiento filtrado y la permeabilidad relativa.
- 2) C_{II} los efectos de la viscosidad del fluido del yacimiento y de la compresibilidad.
- 3) C_{III} efectos del filtrado, el cual representa el inverso de la resistencia de la pérdida de fluido de fracturamiento a través del filtrado. Un valor de cero representa una resistencia infinita en el filtrado, mientras que un valor de infinito representa ningún efecto del filtrado o incluso que este no existe.
- 4) Perdida de golpe (Spurt loss), perdida de volumen instantánea la cual ocurre antes de que se forme el filtrado.

Combinado los primeros tres mecanismos, podemos obtener el coeficiente de pérdida total como: constante, harmónico y dinámico.

Efectos en la punta de la fractura

En la punta de la fractura el esfuerzo es caracterizado con un factor de intensidad de esfuerzo (K_I), que es proporcional a la presión en la fractura y a la raíz cuadrada de la dimensión de la fractura, como se muestra en la ecuación 2.2.

$$K_I = (P_f - \sigma_{min})\sqrt{\pi l} \dots \dots \dots (2.2)$$

Donde:

P_f =Presion de la fractura (psi)



σ_{min} = Esfuerzo horizontal mínimo (psi)

l =Longitud media de una grieta existente (in)

Asimismo y de acuerdo con un postulado de la mecánica de la fractura elástica lineal, para un material dado, existe un valor (K_{IC}), llamado tenacidad de la fractura. Una fractura puede ser propagada si K_I es mayor o igual a K_{IC} (Francois, 2011).

$$K_I \geq K_{IC} \dots \dots \dots (2.3)$$

La tenacidad de la fractura K_{IC} (*toughness*) es propia de un material y es la capacidad que tiene la roca para soportar la propagación del fracturamiento a partir de fisuras existentes, Jin et al (2013) observaron que una alta tenacidad a la fractura está relacionada con una alta presión de ruptura, así como al crecimiento de la fractura.

Existen varios métodos de laboratorio para calcular la tenacidad, pero la medición de esta propiedad es más compleja y difícil que la de otras propiedades, por lo que se han desarrollado correlaciones basados en el módulo de Young, la relación de Poisson, la resistencia a la tensión, la resistencia a la compresión uniaxial, la velocidad de la onda compresional etc. Algunos rangos para la tenacidad de la fractura en distintas rocas se muestran en la tabla 2.3.

Tabla 2.3 Rangos de la tenacidad de la fractura con respecto de su litología (Nauroy, 2011)

Tipo de formación	psi-in ^{1/2}	kPa-m ^{1/2}
Limolita (95% de cuarzo)	950-1650	1040-1810
Arena	400-1600	440-1750
Caliza	400-950	440-1040
Lutita	300-1200	330-1320



Es de suma importancia saber en qué medida puede llegar a afectar estos parámetros de la fractura a las propiedades de la fractura, de ahí que se muestre la tabla 2.4 en la cual podemos observar la manera en que las propiedades de la roca afectan a las propiedades de fractura, a la conductividad y a la presión neta, eso según una presentación de Baker Hughes (2015).

Tabla 2.4 Rango de influencia de las propiedades de la roca en las propiedades de fractura (Modificado de Baker Hughes, 2015)

Propiedades de la roca	Propiedades de la fractura			Conductividad de la fractura	Presión neta
	Longitud	Ancho	Altura		
Módulo de Young	2	2	2	2	2
Relación de poisson	1	1	2	1	1
Esfuerzo horizontal mínimo	3	3	3	3	3
Tenacidad de la fractura	2	2	1	1	2
Presión del yacimiento	1	1	1	2	1

Importancia: 1=Menor, 2=Moderado, 3=Mayor

2.2. Modelos 2D simplificados

Suposiciones

El cálculo de la geometría de la fractura es esencialmente una aproximación debido a las suposiciones empleadas. Las principales suposiciones de los modelos PKN y KGD son las siguientes:

- La fractura es plana⁶ y se propaga perpendicularmente al esfuerzo mínimo (σ_h). Cuando hablamos de una fractura plana decimos que ésta se deforma únicamente en un plano determinado, como una condición 2D (x, y) sin desplazamiento en la dirección z . Por otro lado, es importante mencionar que la

⁶ La fractura se considera plana debido a que solo se deforma en un plano, es decir será una fractura 2D (dos dimensiones)

orientación de una fractura está ligada al estado original de esfuerzos in-situ y al mecanismo que la genera. El estado de esfuerzos tridimensional presente en la tierra está representado por tres esfuerzos principales denominados máximo, mínimo e intermedio, uno de los esfuerzos es vertical (σ_v). Los otros dos esfuerzos son derivados de las deformaciones horizontales y se conocen como esfuerzo horizontal mayor (σ_H) y esfuerzo horizontal menor (σ_h). Los tres esfuerzos son perpendiculares entre ellos. Para que se cumpla la condición de que la fractura se propaga perpendicularmente al esfuerzo mínimo se debe cumplir con dos condiciones, primero, la fractura hidráulica debe ser generada por tensión⁷ y segundo, el estado original de esfuerzos debe cumplir con la siguiente condición.

$$\sigma_1 > \sigma_2 > \sigma_3$$

De esta manera, la orientación de la fractura hidráulica estará en dirección perpendicular a (σ_h) independientemente de las condiciones de terminación, incluyendo la orientación preferencial de los disparos. En la figura 2.3 se ilustra una fractura vertical y horizontal, como podemos observar la fractura será vertical o horizontal dependiendo de la dirección en la cual se encuentren los esfuerzos.

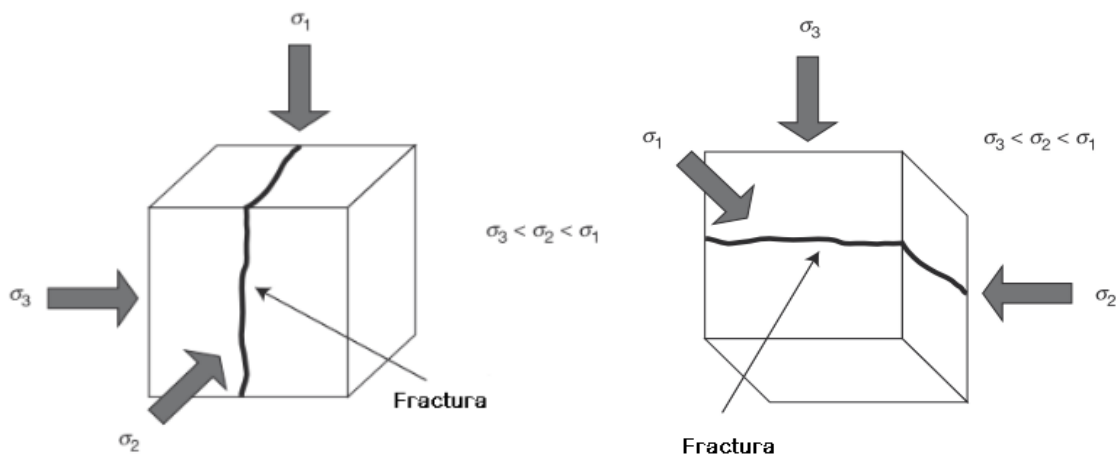


Figura 2.3 Fractura vertical y horizontal en un medio rocoso (Modificado de Jones y Britt, 2012)

⁷ Una falla por tensión ocurre cuando el esfuerzo mínimo en la pared del pozo (σ'_{min}) es mayor que la resistencia a la tensión de la roca (σ_t)



- *Se supone que el flujo de fluidos es unidimensional (1D) a lo largo de la fractura. Se toma como un flujo de fluidos unidimensional aquel en el que el vector velocidad solo depende de una variable espacial, es decir, que se desprecian los cambios de velocidad transversales en la dirección principal del escurrimiento. En otras palabras, todo el fluido se mueve paralelamente en una sección trasversal de área y se pueden despreciar las variaciones de las propiedades del flujo en dirección perpendicular a la dirección principal del flujo.*
- *Asume que los fluidos son newtonianos (aunque Perkins y Kern también proporcionaron soluciones para fluidos que siguen la ley de potencias) y el comportamiento de goteo de los fluidos los define una expresión simple, derivada de la teoría de filtración. Un fluido Newtoniano es aquel en el que el esfuerzo de cizalla es proporcional a la velocidad de deformación de acuerdo con la ecuación*

$$\sigma_{xy} = \mu \frac{\partial v_y}{\partial x} = \mu \gamma \dots\dots\dots (2.4)$$

Donde:

σ_{xy} = Esfuerzo por unidad de área o esfuerzo de cizalla

$\gamma = \frac{\partial v_y}{\partial x}$ = Gradiente de velocidad

μ = viscosidad.

Es decir que un fluido Newtoniano es aquel para el cual la viscosidad, a una temperatura y presión es constante para cualquier velocidad de deformación, independientemente del tiempo en que se esté aplicando la cizalla.

En el comportamiento de goteo, la columna inyectada de fluidos se divide en dos partes; una parte del fluido se pierde por la filtración y la otra es la que se ocupa de crear la fractura, entonces se dice que el gasto de fluidos se mantiene constante. El gasto de fluidos incluye una parte (Q_1) que permite la extensión de la fractura, y una fracción que se filtra en la formación (Q_2) a cada instante, $Q = Q_1 + Q_2 = \text{constante}$.

- *Asume que la roca que se fractura es un sólido lineal elástico isótropo, continuo y homogéneo. Al hablar de un sólido lineal elástico entendemos que este se rige a*



través del modelo lineal elástico (modelo de dos parámetros): este modelo se fundamenta en los conceptos de esfuerzo (σ) y deformación (ε), los cuales relacionan la ley de Hooke expresada en la siguiente ecuación (PEMEX, 2008):

$$\sigma = E\varepsilon \dots\dots\dots (2.5)$$

Donde:

σ =Esfuerzo axial.

E = Módulo de elasticidad o Young.

ε = Deformación.

Debido a esta suposición, se dice que las propiedades de la formación pueden ser caracterizadas con ayuda de dos constantes elásticas, el módulo de Young y la relación de Poisson. En cuanto a que la roca es isotrópica, homogénea y continua podemos decir que la roca se considera con una permeabilidad constante a lo largo de todo el estrato y en todas direcciones, el estrato no está dividido por discontinuidades como fallas, las cuales provoquen discontinuidades significativas, y en cuanto a homogéneo nos referimos a una porosidad constante al igual que la permeabilidad.

- *La altura de la fractura es constante o completamente confinada.* Suele tomarse la altura de la fractura como una constante e igual a un número estimado, esta suposición es la causa de la mayor inexactitud en el cálculo de la geometría de la fractura.

Es muy importante saber que ningún modelo es superior a otros y el uso de estos modelos es más bien cualitativo, no se pueden establecer comparaciones estrictas entre los distintos métodos de diseño ya que todos proveen resultados razonables y no se han demostrado una ventaja incuestionable de alguno de ellos sobre el resto.

2.3. Modelo KGD (Kristianovich-Geertsma-De Klerck)

Este modelo es considerado en un plano horizontal 2D (x, y) donde la fractura se asume limitada por dos planos separados por una altura h y es constante en el tiempo. La fractura por lo tanto es una sección transversal rectangular y el ancho de la fractura es función de la longitud de la fractura. Basados en la suposición de deformación plana horizontal, la fractura se generará al colocar un número infinito de planos paralelos



deslizándose trasversalmente a la altura de la fractura, esto nos generará una fractura corta pero considerablemente alta ($L < h$), de ahí la generación de una figura rectangular en una sección transversal del pozo; el ancho de la fractura ira decreciendo a cero a lo largo de la longitud de la fractura.

Este modelo asume además que la punta de la fractura tiene forma de cúspide, con lo cual se elimina el esfuerzo en la punta (Yew y Weng, 2014).

Geertsma y De Kleark resolvieron el problema de manera analítica y, para el caso en que no se tiene fuga de fluido (no leak-off), podemos obtener las siguientes expresiones matemáticas para el cálculo de la longitud de la fractura, el ancho de la fractura y la presión del pozo.

Longitud de la fractura

Para una roca impermeable ($C_t = 0$, *coeficiente de perdida de fluido*), obtenemos la siguiente expresión.

$$L(t) = b \left[\frac{GQ^3}{(1-\nu)\mu h^3} \right]^{1/6} t^{2/3} \dots \dots \dots (2.6)$$

Donde:

$b = 0.68$ Para un fractura con una ala y $b=0.48$ para una fractura con dos alas (Meyer, 1986)

G = Módulo de cizalla de la roca o módulo de corte, que con ayuda del módulo de Young y la relación de Poisson se puede obtener como: $G = \frac{E}{2(1+\nu)}$ (kPa)

μ =viscosidad del fluido (kPa * m)

ν = Relación de Poisson(*adimensional*)

h = Altura de la fractura, considerando este un modelo de altura constante este valor se asignará (m)

Q = gasto ($\frac{m^3}{min}$)

t = tiempo (min)



Ancho máximo de la fractura abierta

$$w = (1.32) \left[\frac{(1-v)Q^3\mu}{Gh^3} \right]^{\frac{1}{6}} (t^{\frac{1}{3}}) \dots\dots\dots (2.7)$$

Donde:

G : Módulo de cizalla de la roca o módulo de corte (kPa)

μ =viscosidad del fluido ($kPa * min$)

v = Relación de Poisson (*adimensional*)

h = Altura de la fractura, considerando este un modelo de altura constante este valor se asignará (m)

Q = gasto (m^3/min)

t = tiempo (min)

La presión en el pozo cambia con respecto al tiempo con ayuda de la siguiente ecuación:

$$P = \sigma_{min} + 7 \left(\mu(1 - v) \frac{G^2}{t} \right)^{\frac{1}{3}} \dots\dots\dots (2.8)$$

σ_{min} = Esfuerzo mínimo (kPa)

μ =viscosidad del fluido ($kPa * min$)

v = Relación de Poisson (*adimensional*)

h = Altura de la fractura, considerando este un modelo de altura constante este valor se asignará. (m)

Q = gasto (m^3/min)

t = tiempo (min)

Al analizar esta ecuación se puede observar que la presión incrementa durante la fractura y tiende al esfuerzo mínimo para grandes volúmenes inyectados.

También podemos analizar la ecuación 2.9 donde la presión varía con respecto de la longitud de la fractura

$$P_w = \sigma_{min} + 0.96 \left[\frac{2G^3 Q \mu}{(1-\nu)^3 L^2} \right]^{1/4} \dots\dots\dots (2.9)$$

Donde:

σ_{min} = Esfuerzo mínimo (kPa)

μ = viscosidad del fluido (kPa * min)

ν = Relación de Poisson (adimensional)

h = Altura de la fractura considerando este un modelo de altura constante, este valor se asignará (m)

Q = gasto (m^3/min)

t = tiempo (min)

Con esta ecuación podemos observar que la presión del pozo disminuye con el aumento de la longitud de la fractura y se acerca al esfuerzo mínimo in-situ para un valor muy grande de (L) longitud de la fractura.

El modelo KGD se observa en la figura 2.4.

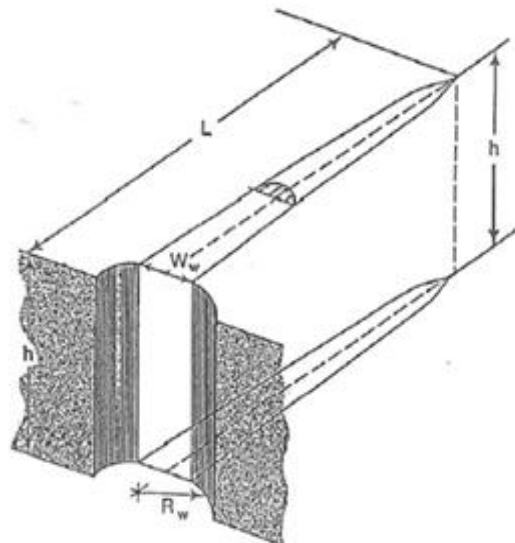


Figura 2.4 Modelo de fractura KGD para altura constante (Modificado de Yew y Weng 2015)

2.4. Modelo PKN (Perkins-Kern-Nordgren)

La fractura se encuentra en un plano de deformación vertical, es decir que para imaginar la forma en que se genera la fracture hay que imaginar un conjunto de planos paralelos a un plano vertical de deformación que se desliza desde el pozo hasta la longitud de la fractura. El modelo PKN asume que el ancho de la fractura es función de la altura de la fractura y tiene una forma elíptica en ambos ejes, tanto vertical como horizontal como se muestra en la figura 2.5. Cabe mencionar que el ancho de la fractura es mucho más pequeño (del orden de pocos milímetros) y la longitud de la fractura es considerablemente mayor.

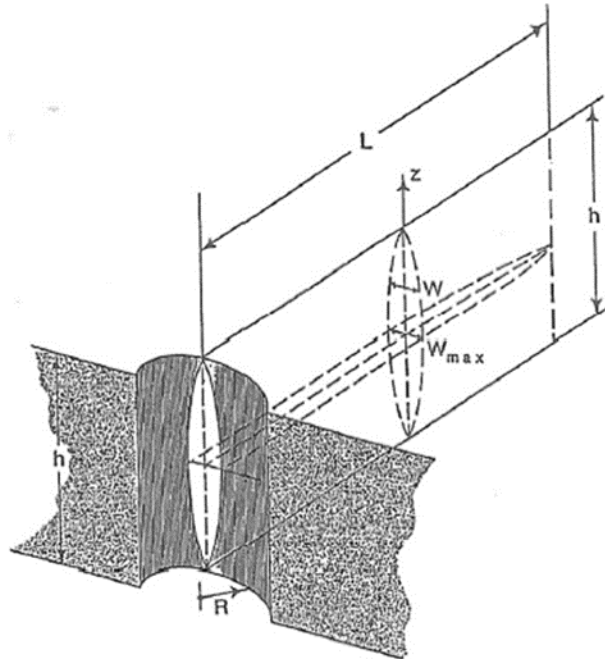


Figura 2.5 Modelo de altura constante PKN (Yew y Weng, 2015)

Un aspecto importante para este modelo es que la resistencia de la fractura no tiene efecto en la geometría de la fractura, es decir que la tenacidad de la fractura (K_{IC}) se supone con un valor de cero.

A continuación se observaran las ecuaciones del ancho de la fractura, la longitud de la fractura y la presión para cuando no se tiene fuga de fluidos considerable, las cuales son soluciones numéricas.



Longitud de la fractura

$$L(t) = C \left[\frac{GQ^3}{(1-\nu)\mu h^4} \right]^{1/5} t^{\frac{4}{5}} \dots \dots \dots (2.10)$$

Donde:

$C = 0.68$ para una ala y 0.45 para dos alas (Geertsma, 1989)

G : Módulo de cizalla de la roca o módulo de corte, que con ayuda del módulo de Young y la relación de Poisson se puede obtener como: $G = \frac{E}{2(1+\nu)}$ (kPa)

μ =viscosidad del fluido (kPa * min)

ν = Relación de Poisson (Adimensional)

h = Altura de la fractura, considerando este un modelo de altura constante este valor se asignará (m)

Q = gasto (m^3/min)

t = tiempo (min)

El ancho de la fractura

$$w = (0.45) \left[\frac{(1-\nu)\mu Q^2}{Gh} \right]^{1/5} t^{\frac{1}{5}} \dots \dots \dots (2.11)$$

G : Módulo de cizalla de la roca o módulo de corte (kPa)

μ =viscosidad del fluido (kPa * min)

ν = Relación de Poisson (adimensional)

h = Altura de la fractura, considerando este un modelo de altura constante, este valor se asignará (m)

Q = gasto (m^3/min)

t = tiempo (min)



La presión en el pozo

$$p_0(t) - \sigma_{min} = 2 \left[\frac{G^4 \mu Q^2}{(1-\nu)^4 h^6} \right]^{1/5} t^{1/5} \dots\dots\dots (2.12)$$

También expresada como:

$$P_w = 2.5 \left[\frac{G^4 \mu Q^2}{(1-\nu)^4 h^6} \right]^{1/5} t^{1/5} \dots\dots\dots (2.13)$$

Donde:

G: Módulo de cizalla de la roca o módulo de corte (kPa)

μ =viscosidad del fluido (kPa * min)

ν = Relación de Poisson (adimensional)

h= Altura de la fractura, considerando este un modelo de altura constante, este valor se asignará (m)

Q= gasto (m^3/min)

t= tiempo (min)

Es interesante observar que la presión de pozo predicha por el modelo PKN, en contraste con el modelo KGD, aumenta a medida que la longitud de la fractura aumenta.

2.5. Modelo Penny-Shape

Modelo Penny-Shape, también llamado modelo radial, ocurre cuando el esfuerzo mínimo *in-situ* es uniforme, es entonces cuando se espera que la fractura hidráulica tome una figura circular (Penny-Shape). Geométricamente, una fractura circular es una fractura 3D, sin embargo, matemáticamente es similar a una fractura 2D (de altura constante) (Yew y Weng, 2014) En este modelo se supone que la altura de la fractura está directamente relacionada con la longitud de la fractura, como se muestra en la ecuación 2.14.

$$h_f = 2x_f = 2r_f \dots\dots\dots(2.14)$$



Donde:

r_f = Radio de la fractura (m)

Este modelo se ilustra en la figura 2.6. Las ecuaciones que rigen a este modelo se pueden deducir de las ecuaciones descritas anteriormente obteniendo:

Radio de la fractura

$$R = 0.548 \left[\frac{GQ^3}{\mu} \right]^{1/9} t^{4/9} \dots\dots\dots (2.15)$$

G = Módulo de cizalla de la roca o módulo de corte (kPa)

μ = viscosidad del fluido (kPa * min)

Q = gasto (m^3/min)

t = tiempo (min)

Ancho máximo de la fractura abierta

$$W_o = 21 \left[\frac{\mu^2 Q^3}{G^2} \right]^{1/9} t^{1/9} \dots\dots\dots (2.16)$$

G = Módulo de cizalla de la roca o módulo de corte (kPa)

μ = viscosidad del fluido (kPa * min)

Q = gasto (m^3/min)

t = tiempo (min)

Presión del pozo

$$P_w = \sigma_{min} - \frac{5}{4\pi} \frac{Gw_o}{R} \ln \left(\frac{r_w}{R} \right) \dots\dots\dots (2.17)$$

Donde:

σ_{min} = Esfuerzo mínimo (kPa)

G = Módulo de cizalla de la roca o módulo de corte (kPa)

R =Radio de la fractura (m)

r_w = Radio del pozo (m)

w_o = Ancho de la fractura (m)

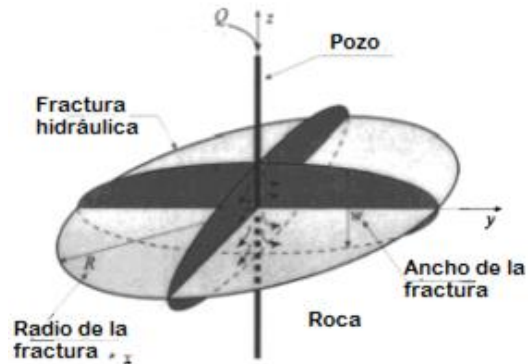


Figura 2.6 Ejemplo de una fractura en forma de penny-shaped en un medio elástico sin límites (Savitski y Detournay, 1999)

2.6. Comparación de los modelos

En la tabla 2.5 se puede observar la comparación de los modelos PKN, KGD y Penny-Shape con respecto al plano de deformación, la figura que se forma, el comportamiento de la longitud de la fractura y de la presión neta, marcando notablemente sus diferencias.



Tabla 2.5 Comparación de los modelos 2D

	Modelo PKN	Modelo KGD	Modelo Penny-Shape
Plano de deformación	Se fractura en un plano de deformación vertical	Se fractura en un plano de deformación horizontal	Se fractura en un plano de deformación tanto horizontal como vertical
Figura que se forma	Aproximación de una figura elíptica	Aproximación de una figura rectangular	Aproximación de una figura circular (Penny)
Comportamiento de la longitud de la fractura	Comúnmente aplicada a fracturas que son largas comparadas con la altura	Comúnmente aplicable para fracturas que son cortas comparadas con la altura	La longitud de la fractura es igual a la altura de la fractura.
Comportamiento de la presión neta	Predice que la presión neta aumenta a medida que la longitud (L) aumenta	Predice que la presión neta disminuye a medida que la longitud (L) aumenta	
Comportamiento del ancho de la fractura	El ancho de la fractura es función de la altura	El ancho de la fractura es función de la longitud	El ancho de la fractura es función de la altura y la longitud de la fractura

La diferencia de la presión neta en los modelos es importante porque las mediciones de la presión en el fondo del pozo indican que si la altura es constante y menor que la longitud de la fractura, la presión tiende a aumentar al utilizar el modelo PKN. Como se muestra, la presión neta está directamente relacionada con el alto de la fractura y se ve afectada por el módulo de Young. En la figura 2.7 se observa una comparación de estos modelos de una manera gráfica.

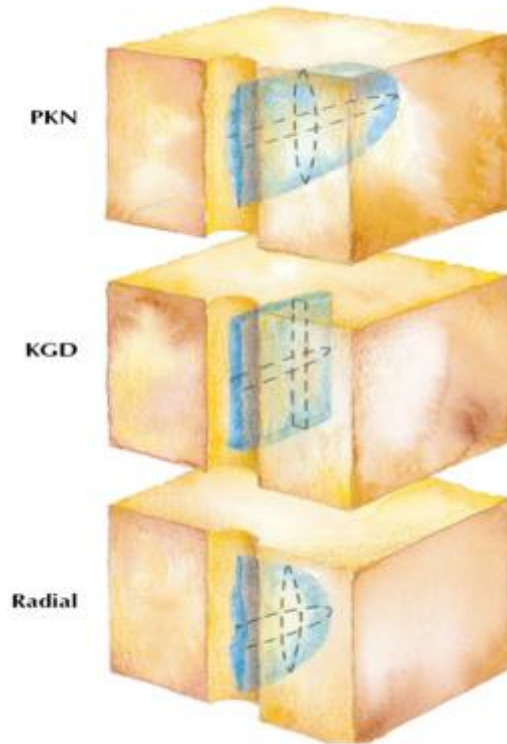


Figura 2.7 Comparación de los modelos 2D (Baker Hughes, 2015)

Las mediciones directas del ancho de la fractura en una terminación en agujero descubierto nos indican que la relación entre la presión y el ancho se aproxima mejor con el modelo PKN.

Cuando encontramos formaciones que delimitan litológicamente la cima y el fondo de la altura de la fractura, el modelo que se aproxima es el PKN. Cuando se tiene una altura de la fractura descontrolada o se buscan fracturas pequeñas utilizamos el modelo KGD.

2.7. Programa especializado

Características del programa utilizado

Mfrac Suite Hydraulic Fracturing Softwares ® es un software que posee diferentes módulos de trabajo, cada uno encargado de distintas evaluaciones. La figura 2.8 muestra un diagrama de flujo general de simulación para dicho software.

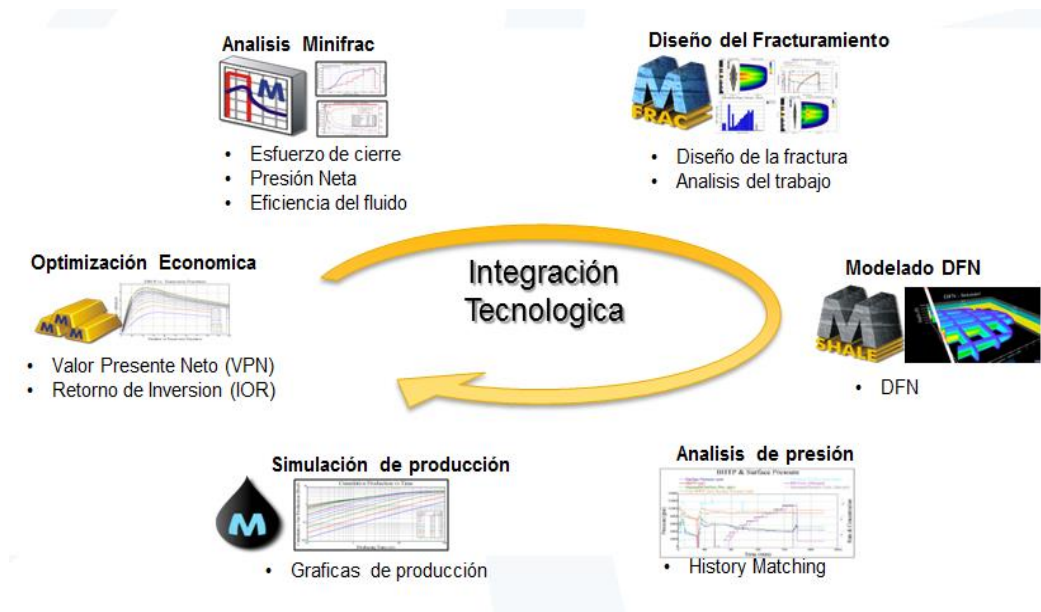


Figura 2.8 Integración del flujo de trabajo (Baker Hughes, 2014)

Con ayuda de Mfrac ® nos es posible obtener un modelo aproximado de la fractura, es decir podemos predecir el ancho y largo de la fractura por los modelos PKN y KGD debido a que Mfrac ® es un simulador integral de diseño y evolución que contiene distintas opciones para el modelado de la geometría de la fractura así como consideraciones tanto del apuntalante como del fluido de fracturamiento. También engloba aspectos de la fractura hidráulica y características de los yacimientos.

CAPITULO III. FLUIDOS FRACTURANTES Y APUNTALANTES

3.1. Tipos de fluidos fracturantes

Los fluidos fracturantes son aquellos utilizados en las operaciones de fracturamiento hidráulico con la finalidad de crear y ampliar la fractura, así como para transportar el apuntalante o agente sustentante a través de los equipos de bombeo y mezclado, hasta colocarlos en el lugar deseado dentro de la fractura. Los fluidos utilizados para fracturar pueden ser base agua, base aceite, base metanol, cualquiera de los mostrados en la figura 3.1, es importante mencionar que el tipo de fluido utilizado dependerá en gran manera de los minerales que se encuentran en la formación.

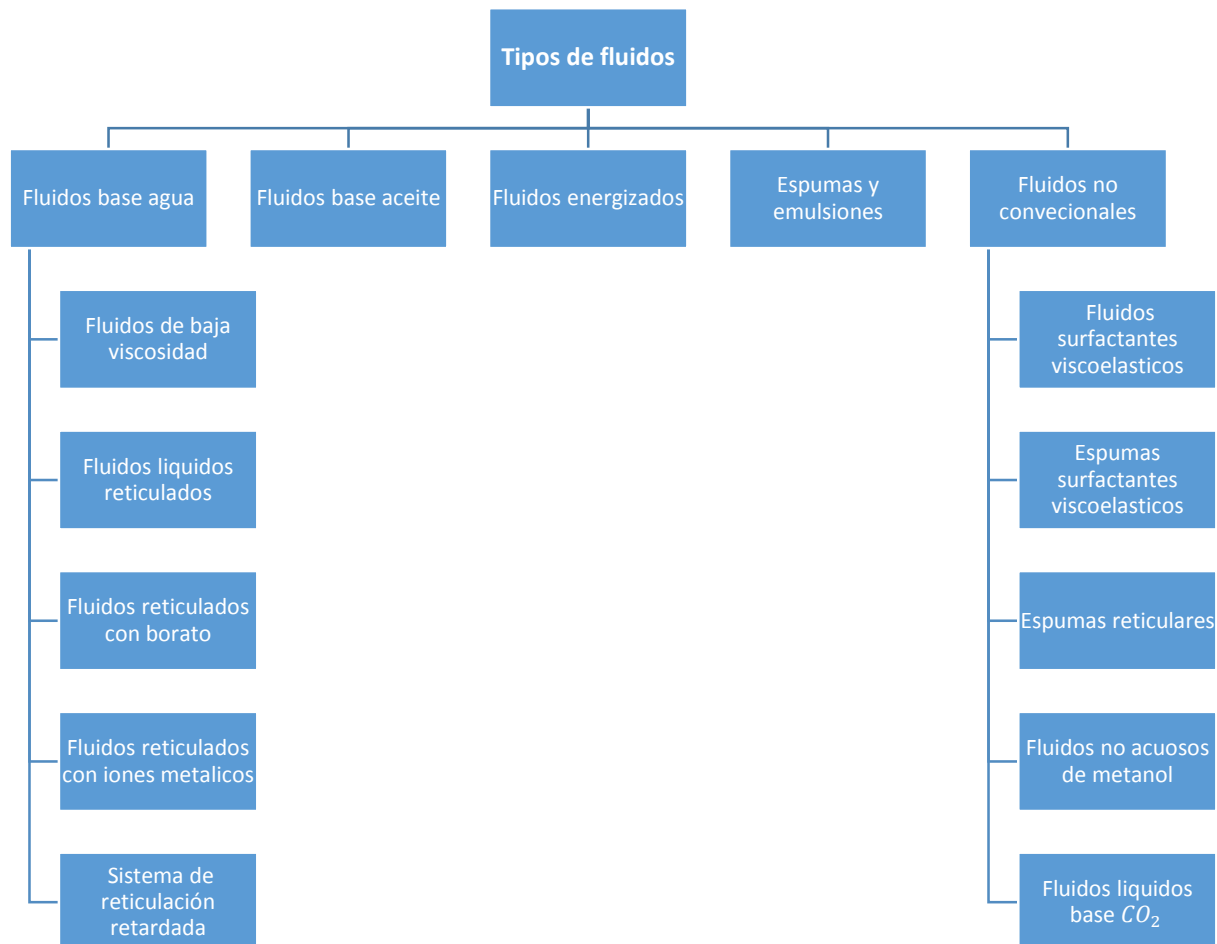


Figura 3.1 Tipos de fluidos fracturantes (Economides, 2007)

Dentro de un fracturamiento hidráulico los fluidos de fracturamiento juegan diferentes papeles:



- Primero, se necesita un fluido precolchón, el cual iniciará y propagará el ancho de fractura, el fluido utilizado en esta etapa es comúnmente salmuera.
- Posteriormente utilizaremos otra clase de fluido para la etapa de colchón, en donde su función es transportar el apuntalante. Existen diversos mecanismos que son responsables del transporte del agente sustentante:
 - 1) Cuando la velocidad de asentamiento del apuntalante es insignificante, la suspensión para este caso es una suspensión perfecta y los sólidos se mueven a velocidades muy parecidas a las del fluido.
 - 2) Cuando la velocidad de asentamiento del agente sustentante es significativa se crea una deposición, lo que provoca velocidades menores hacia la punta de la fractura.

La transición entre estos dos mecanismos depende principalmente de la viscosidad aparente del fluido y la diferencia de densidades entre el apuntalante y el fluido. Comúnmente se menciona que el fluido requerido para esta etapa es un gel, aunque se han fracturado exitosamente yacimientos de gas en arenas compactas (tight gas) con slickwater o agua con reductores de fricción en lugar de un gel.

- Por último, en la etapa de desplazamiento, es donde el fluido nos ayuda a desplazar todo el tratamiento previo a través de las perforaciones.

Es necesario que entendamos el comportamiento de la viscosidad para cada una de las etapas de un fracturamiento, se necesitaran bajas viscosidades cuando el fluido esté viajando por la tubería y a través de los disparos, reduciendo así la presión de fricción y utilizando menos presión para el tratamiento en general. Posteriormente cuando el fluido entre, en la roca el fluido fracturante debe poseer mayor densidad para causar un mayor ancho de la fractura y un mejor transporte de apuntalante. Al finalizar el fracturamiento se necesitara un fluido con baja viscosidad ya que ésta puede afectar el flujo de fluidos producidos o inyectados, para esta etapa se recomienda reducir al máximo la viscosidad.

Fluidos base agua

Son muy utilizados en la industria debido a su bajo costo, alto desempeño, fácil manejo y mejor suspensión de los agentes sustentantes. Existen un gran número de fluidos base



agua, estos se clasifican en la figura 3.1. Para yacimientos en lutitas y algunas formaciones de gas en arenas compactas (tight gas) se han utilizado exitosamente los fluidos de baja viscosidad. Uno de estos fluidos es el slickwater que es utilizado para reducir la fricción y crea fracturas de mayores longitudes con la menor cantidad de apuntalante, el agente reductor de fricción comúnmente utilizado para este trabajo es un polímero de acrilamida, este componente proporciona cierta viscosidad y reduce la fricción. Los geles lineales son otro método utilizado para lograr bajas viscosidades, estos utilizan un derivado de guar⁸, también llamado goma guar como agentes viscosificantes⁹.

Por otro lado, la reticulación de un fluido aumenta el peso molecular efectivo del polímero, esto da como resultado una viscosidad alta con respecto a una baja concentración de polímeros. Otro fluido base agua utilizado comúnmente es el agua con borato reticulado, estos fluidos tienen la particularidad de recuperar su viscosidad. Se ha encontrado que un fluido de borato diseñado adecuadamente proporciona un transporte de apuntalante casi perfecto. Antes del desarrollo de los derivados del guar se utilizaban reticuladores metálicos, para este caso el reticulante comúnmente utilizado es el zirconio. Estos fluidos se han utilizado de manera exitosa en temperaturas de hasta 450 °F.

Fluidos base aceite

Son más caros y más difíciles de manejar en comparación con los fluidos base agua, se utilizan principalmente para formaciones sensibles al agua y comúnmente utilizan queroseno, diésel, destilados del petróleo y petróleo crudo. Las sales como el ácido de aluminio fosfórico se utilizan para aumentar la viscosidad, la capacidad de transporte del apuntalante y para mejorar la estabilidad de la temperatura (Alkathami, 2007). Estos fluidos son más peligrosos debido a su inflamabilidad y también causa algunas preocupaciones ambientales.

⁸ Es un polímero natural más común como agente gelificante, la goma guar se obtiene de la semilla de *Cyamopsis tetragonolob*, la cual es una planta proveniente de la India y Pakistán, la semilla se muele y cuele para obtener la goma guar.

⁹ Son productos que se agregan a los fluidos para aumentar la viscosidad.



Fluidos energizados

Estos fluidos son utilizados para reducir al mínimo la entrada de fluidos en la formación y para aumentar la recuperación de fluidos. Un fluido se considera energizado si la calidad, es decir, si el porcentaje de volumen energizado con respecto al volumen total está por debajo del 53%; si el porcentaje es mayor, el fluido es considerado una espuma. Es común utilizar un valor de 25 a 30 %. Los fluidos utilizados para energizar pueden ser N_2 y CO_2 . Existen algunas diferencias entre el uso de estos dos fluidos, el N_2 es un gas inerte e inmisible¹⁰ con los fluidos en la formación, lo cual es una ventaja porque no afectan las propiedades químicas de la formación y además en algunos países estos fluidos son menos costosos que el CO_2 , posee una densidad menor que los demás fluidos bombeados lo cual facilita su separación, aunque es indispensable que los fluidos energizados con N_2 se recuperen después de que se deje de bombear tan pronto como sea posible, de otro modo la energía de fluido se perderá. El N_2 no es soluble con los fluidos que se bombean y no altera el pH, se pueden utilizar para energizar la mayoría de los fluidos (Economides, 2007).

Los fluidos de CO_2 a condiciones de bombeo se encuentran en fase líquida o como un fluido supercrítico¹¹, este fluido es químicamente reactivo y soluble tanto en agua como en aceite, tiene una densidad aproximada a la del agua y por lo tanto el fluido base tiene menor densidad que el energizante (lo que ayuda a la hidrostática). Este energizante reduce el pH debido a que es soluble con el agua formando ácido carbónico y puede funcionar como un rompedor para los derivados del guar. Debido a su naturaleza reactiva, el CO_2 no se puede emplear con todos los fluidos; por ejemplo, no es compatible con los fluidos de borato ni con algunos fluidos viscoelásticos.

Espumas y emulsiones

En general cualquier líquido que posea dos fases y que además la viscosidad del fluido aumente gracias a la presencia de la segunda fase, puede ser considerado como una espuma o emulsión, esto ocurre cuando la calidad del fluido está por arriba del 53%, las

¹⁰ Que no se puede mezclar

¹¹ Este fluido se encuentra a una temperatura y presión por arriba del punto crítico en 88 F y 1070 psi respectivamente, tiene la característica de difundirse a través de los poros como un gas pero con la densidad de un líquido.



espumas o emulsiones utilizadas en la industria manejan un valor de entre el 70 o 80 % de calidad para reducir los efectos de fricción debido al aumento de la viscosidad. Cuando la fase interna no es un líquido se considera una espuma, de lo contrario es una emulsión. Las espumas contienen tanto CO_2 como N_2 y se han introducido espumas binarias que contienen ambos fluidos, la alta viscosidad de las espumas ayuda a tener un buen control de pérdida de fluidos. Estos fluidos son incompresibles, lo que puede afectar cuando se aplique a pozos de gas naturalmente fracturados con permeabilidades altas. Uno de los problemas en el uso de las espumas es que el líquido recuperado puede volver como espuma, lo cual es una molestia para los equipos superficiales.

Fluidos no convencionales

A medida que la industria del petróleo ha explotado los yacimientos no convencionales como los yacimientos en lutitas, se han desarrollado distintos fluidos para facilitar esta tarea. Uno de estos fluidos son los llamados surfactantes viscoelásticos¹² (VES), utilizados para la reducción de la fricción. Estos fluidos utilizan principalmente tensoactivos en combinación con sales inorgánicas para crear estructuras que aumenten no sólo la viscosidad, sino también la elasticidad, estos fluidos son fáciles de operar, ya que sólo se les añade un poco de aditivos si se necesitara hidratar los polímeros, no se necesita ningún biocida ya que no contienen ningún biopolímero. Una extensión natural del VES son las espumas VES, que pueden estar formadas con CO_2 o N_2 y son adecuados para fracturar pozos en capas de carbono que contienen agua.

Los fluidos analizados en esta sección muestran diferentes características, en la tabla 3.1 se muestran los principales fluidos y sus ventajas y desventajas.

¹² Son aquellos materiales que presentan características tanto viscosas como elásticas al someterse a deformación.



Tabla 3.1 Ventajas y desventajas de los fluidos utilizados para un fracturamiento hidráulico

		Ventajas	Desventajas
Fluidos base agua	Slickwater	<ol style="list-style-type: none"> 1) Bajo costo 2) Alto desempeño 3) Fácil manejo 4) Mejor suspensión del agente sustentante 	<ol style="list-style-type: none"> 1) Se utilizan grandes volúmenes de agua para el uso de este tipo de fluidos 2) Poca disponibilidad de agua en algunas zonas del país, lo que vuelve caro su transporte
	Gel lineal		
	Fluidos líquidos reticulados		
	Fluidos reticulados con borato		
Fluidos base aceite	Querogeno, diésel, destilado del petróleo, petróleo crudo	<ol style="list-style-type: none"> 1) Se utilizan sales como el aluminio fosfórico para aumentar su viscosidad la capacidad del transporte del apuntalante y su temperatura. 	<ol style="list-style-type: none"> 1) Son fluidos peligrosos debido a su inflamabilidad. 2) Causan preocupaciones ambientales. 3) Son más caros.
Fluidos energizados	N_2	<ol style="list-style-type: none"> 1) Reducen al mínimo la entrada de fluidos en la formación. 2) Aumenta la recuperación de fluidos. 	<ol style="list-style-type: none"> 1) Los fluidos energizados con N_2 deben recuperarse antes de que la energía del fluido se pierda. 2) Debido a su naturaleza reactiva los fluidos del CO_2 no se pueden usar con todos los fluidos.
	CO_2		
Espumas y emulsiones		<ol style="list-style-type: none"> 1) Reducen los efectos de fricción 2) Ayudan a tener un buen control de pérdida de fluidos 	<ol style="list-style-type: none"> 1) El fluido recuperado puede volver como una espuma, lo cual es un problema para los equipos superficiales

En México se han perforado distintos pozos exploratorios, la tabla 3.2 muestra los fluidos comúnmente utilizados en México para fracturar hidráulicamente. Como se puede observar para la etapa de precolchón es común la inyección de un gel lineal o salmuera. Para la etapa de colchón lo común es utilizar un gel lineal o activado con carga



polimérica, lo cual nos dice que este fluido tendrá una mayor viscosidad. El fluido de tratamiento comúnmente utilizado es variable según lo que podemos observar en la tabla 3.2.

Tabla 3.2 Fluidos de fracturamiento utilizados en algunos de los pozos exploratorios en México

Pozo	Fluido precolchón	Fluido colchón	Fluido tratamiento/ fracturante
E-1	Gel lineal	Gel lineal	Gel lineal
F-1	Salmuera	Slickwater	Slickwater
M-1	Gel lineal	Gel activado con carga polimérica	Gel activado con carga polimérica
N-1	Gel lineal	Gel lineal	Gel lineal
H-1			Slickwater
D-1	Gel lineal	Slickwater	Fluido base agua con 15 m ³ de ácido emulsionado
S-1	Slickwater	Gel lineal	Gel lineal

3.2. Descripción de aditivos y sus funciones

Los aditivos son utilizados para diversas funciones, entre las que se encuentran: romper¹³ el fluido, controlar la pérdida de fluido, minimizar el daño a la formación, ajustar el PH, tener un control de bacterias o mejorar la temperatura. Debe cuidarse que un aditivo no interfiera con la función del otro (PEMEX, 2005). Los aditivos típicos para un fluido base de agua se describen brevemente a continuación.

Reductores de fricción

Como su nombre lo dice, estos aditivos ayudan a reducir la fricción asociada a las operaciones de bombeo, además protegen al equipo contra el desgaste debido a los altos gastos a los cuales son sometidos. A lo largo de la historia se han probado distintos fluidos que ayuden con esta tarea, pero debido a sus bajos costos hoy en día se ha optado por un sistema de poliácridamida. Que es añadida en forma de emulsiones o microemulsiones y es agregada en soluciones de salmuera o en forma de polvos, lo

¹³ Se refiere a la acción de reducir la viscosidad del sistema fluido-apuntalante, partiendo el polímero en fragmentos de bajo peso molecular



interesante de este componente es su capacidad para absorber agua fácilmente, por lo que en la práctica es un hidrogel.

Agentes gelificantes

Es utilizado para aumentar la viscosidad del agua, para esto se utilizan polímeros naturales como el guar, almidones y derivados de celulosas. Estos polímeros naturales se hinchan en agua y proporcionan la viscosidad necesaria para el transporte del apuntalante o el control de pérdida de fluidos. La goma guar es de los polímeros más utilizado por la industria por su disponibilidad y rentabilidad.

Biocidas

Este aditivo es utilizado para evitar el crecimiento de bacterias ya que algunas de estas suelen comer polímeros naturales utilizados como agentes gelificantes degradándolos y haciendo que la viscosidad disminuya. El glutaraldehído es el compuesto químico más común y rentable utilizado para fluidos fracturantes como biocida. Estos biocidas se usan comúnmente para esterilizar el agua antes de adicionar un polímero. El DBNPA¹⁴ es otro biocida de acción más rápida, usado en fluidos de fracturamiento hidráulico debido a que se encuentra disponible en polvo y tiene bajo impacto en el medio ambiente. Es importante cambiar periódicamente de biocida para que las bacterias no se vuelvan resistentes a este.

Reticulantes

Son aquellos compuestos químicos que aumentan la viscosidad del medio para minimizar la fricción sin aumentar la cantidad de agentes gelificantes, la guar y algunos de sus derivados se pueden reticular. La reticulación más común de los polímeros es la reticulación de borato, la reticulación depende mucho del pH. Debido a las altas viscosidades que se pueden obtener con ayuda de estos compuestos, se debe disponer de sistemas de retraso.

¹⁴ DBNPA (2,2 dibromo-3-nitrilopropionamide) (Fig.7-33) is the fastest-acting biocide used with fracturing fluids. Because it is available as a powder, it is typically available in water-soluble bags that can be dropped into water tanks. It is a broad-spectrum biocide and functions at very low concentration. DBNPA has low environmental impact because it hydrolyzes very quickly to leave no footprint. It has a very short half-life at high pH, which may be a drawback.



Rompedores

Son sustancias químicas que rompen la viscosidad del fluido fracturante, reducen el peso molecular del polímero y ayudan a la limpieza del apuntalante en la fractura. Los quebradores o interruptores más comunes son oxidantes, enzimas y ácidos (Economides, 2007).

Estabilizadores de arcillas

Con este aditivo se busca que los componentes de la formación, en este caso la arcilla, no reaccione con los fluidos inyectados, debido a que la arcilla tiende a hincharse, se adicionan sales como cloruro de potasio o cloruro de amoníaco y, aunque estos componentes funcionan para estabilizar de forma permanente a las arcillas, también se agregan aminas de mayor peso molecular y polímeros catiónicos.

Surfactantes

También llamados tensoactivos, estos aditivos tienen varias funciones, primero se utilizan para reducir la tensión superficial, lo que facilita la recuperación de los fluidos de fracturamiento posterior a la operación de fracturamiento, además reducen la tensión interfacial entre el agua y los fluidos de la formación, evitando así la formación de emulsiones. Algunos de estos aditivos pueden ser las espumas o algunos biocidas y estabilizadores de arcillas, los cuales también pueden servir como tensoactivos.

La temperatura de la formación es uno de los principales factores relacionados con el tipo de los aditivos necesarios para un óptimo fluido de fracturamiento. En yacimientos con grandes profundidades y altas temperaturas ($> 121\text{ }^{\circ}\text{C}$), se necesitan más aditivos que en yacimientos superficiales y de baja temperatura.

Los aditivos típicos para un fluido base de agua se resumen en la tabla 3.3.



Tabla 3.3 Principales aditivos base agua y sus funciones (Alkhathami, 2007)

Aditivos	Funciones
Polímeros	Aumentar la viscosidad del fluido
Agentes reticulantes	Cambiar de un fluido viscoso a uno pseudo-plástico ¹⁵
Biocidas	Matar las bacterias en la mezcla del agua
Solución reguladora (Buffers)	Controlar el pH del fluido fracturante
Surfactantes	Disminuir la tensión superficial
Aditivos de pérdida de fluido	Minimizar la fuga de fluidos en la formación
Estabilizadores	Mantener la viscosidad del fluido a altas temperaturas
Rompedores (Breakers)	Romper los polímeros y reticulantes a bajas temperaturas
Estabilizadores de arcillas	Sirven para evitar reacción de los componentes de la formación con los fluidos utilizados.

3.3. Tipos de agentes sustentantes

El objetivo de un agente de sostén es el mantener abierta una fractura hidráulica. Un agente sustentante deberá maximizar la permeabilidad de la fractura. La permeabilidad de la fractura es función de la redondez del grano, de su pureza y de la resistencia a la compresión. Un mayor volumen de apuntalante permitirá la creación de fracturas más anchas, lo que facilitara el flujo y mejorara la producción del pozo. El agente apuntalante ideal deberá ser fuerte, resistente a la compresión, resistente a la corrosión, de baja densidad y disponible a bajo costo (Alkhathami, 2007).

Los agentes sustentantes también llamados apuntalantes se pueden dividir en dos grandes tipos:

¹⁵ Son líquidos parcialmente elásticos, que se recuperan después de la deformación.



- 1) **Agentes sustentantes de origen natural (arenas).** Estos apuntalantes se utilizan en formaciones donde el esfuerzo de cierre es inferior a 6000 psi y a profundidades menores de 2440 m (8000 ft). Los tipos comunes son:
 - Arena Ottawa
 - Arena Brady

- 2) **Agentes sustentantes de origen artificial (cerámica o bauxita).** Se utilizan en formaciones donde el esfuerzo de cierre es mayor a 6000 psi y a profundidades mayores de 3 050 m (10 000 ft).
 - Apuntalantes de cerámica
 - Bauxita sintetizada
 - Apuntalante con fuerza intermedia (Intermediate-Strength Proppants, ISP)
 - Apuntalante de cerámica ultraligero (Lightweight Ceramic, LWC)
 - Apuntalantes con recubrimiento de resina
 - Apuntalantes ultraligeros

Arena Ottawa

También llamada arena blanca, Jordán o arenas del norte, la mayor parte de esta arena se extrae de formaciones del centro-norte de Estados Unidos, principalmente de tres lugares: San Pedro, el Jordán y Wonewoc. Su nombre viene gracias a que la mayor concentración de esta arena se encuentra en el distrito de Ottawa, al norte de Illinois. Estas arenas son de primera calidad y pureza, son de color blanco y son las más utilizadas en la industria, están conformadas de granos de cuarzo, de ahí que sean de baja solubilidad en ácidos, además son monocristalino (con una sola fase de cristal) lo cual le da una mayor resistencia a cada grano, en comparación con otras arenas; se caracterizan por tener un alto grado de redondez y esfericidad.

Arena Brady

Debido a que estas arenas son de color más oscuro que las arenas Ottawa también se les llama marrón. Estas arenas son menos costosas y aunque cumplen con las especificaciones aceptadas por la industria para el fracturamiento hidráulico, se clasifican como arenas con una calidad estándar. Se extraen de la formación Hickory cercana de Brady, Texas, de ahí su nombre. Son arenas policristalinas, lo que nos dice que cada grano está compuesto por múltiples cristales unidos, lo que reduce la resistencia de cada



grano y le da una mayor posibilidad de ser aplastado. Estas arenas son más angulares y contienen impurezas como feldespatos, de ahí su color marrón, estas arenas son procesadas y completamente limpiadas para producir un producto de alta calidad, su tamaño es más grande que la arena Ottawa.

Apuntalantes de cerámica

Estos apuntalantes se implementaron en la industria debido a la necesidad de un agente sustentante con mayor resistencia, Exxon Production Research fue el primero en introducir estos agentes de sostén fabricado con aluminosilicatos que contienen arriba del 80 % de Al_2CO_3 , comúnmente conocida como bauxita. Este agente sustentante se produjo con fines comerciales en 1979 para fracturar pozos de gas a grandes profundidades. En el 1982 se introdujeron los apuntalantes con fuerza intermedia (ISP) los cuales se fabrican a partir del 70 % de minerales de Al_2CO_3 .

Bauxita sintetizada

Estos agentes apuntalantes contienen corindón, uno de los materiales conocidos más duros, de ahí que sean los apuntalantes con la mayor resistencia en el mercado; Es utilizado para pozos a grandes profundidades, altos esfuerzos y temperaturas. Debido a su fabricación, las partículas ofrecen una excelente redondez y esfericidad, estos apuntalantes tienen costos relativamente altos y se utilizan en pozos con esfuerzos de cierre mayores a los 10000 psi.

Apuntalante con fuerza intermedia (Intermediate-Strength Proppants, ISP)

Estos agentes apuntalantes tienen límites de resistencia más bajos que los de bauxita sintetizada debido a que poseen una composición del 70% de Al_2CO_3 ; se utilizan principalmente en formaciones con esfuerzo de cierre entre 8000 y 12000 psi. Este apuntalante presenta excelente redondez y esfericidad.

Apuntalante de cerámica ultraligero (Lightweight Ceramic, LWC)

El primer apuntalante de este tipo fue introducido en 1985. Está compuesto por mullita el cual es un material duro compuesto de silicato de aluminio. Este apuntalante no es tan fuerte como los apuntalantes de bauxita e ISP, se utiliza para formaciones con un



esfuerzo de cierre de 6000 a 10000 psi, lo que se puede aplicar a formaciones con un esfuerzo de cierre bajo y pozos poco profundos. La ventaja de este tipo de apuntalantes es un aumento en la conductividad de la fractura debido a su alta esfericidad y amplia variedad de tamaños, de ahí que se aplique a formaciones que requieran un aumento de este parámetro.

Apuntalantes con recubrimiento de resina

Se trata de los apuntalantes de arena o de cerámica pero con un revestimiento de resina que encapsula cada grano con la finalidad de aumentar su fuerza. Fueron diseñados a partir de problemas asociados con la fragilidad de los apuntalantes en el mercado. La resina mejora las propiedades del apuntalante mediante la reducción de la angulosidad del grano, además se disminuye la cantidad de partículas rotas debido a una mejor distribución de esfuerzos sobre un área mayor, reduciendo el punto de carga. En caso de que los granos que se encapsulan en la resina se rompan, su recubrimiento evitará que las partículas pequeñas generadas a partir del rompimiento de los granos migren y obstruyan la garganta de los poros generados.

Estos apuntalantes se clasifican como *pre-curados* y *curados*. Los primeros son aquellos apuntalantes cuyo revestimiento de resina se cura¹⁶ parcialmente por el fabricante, utilizados comúnmente para zonas que a condiciones normales producen de regreso cantidades de agentes apuntalantes y suelen bombearse en la última etapa del tratamiento. Por el contrario los agentes pre-curados, son apuntalantes cuyo recubrimiento se cura totalmente por el fabricante; la función de este pre-curado es mejorar el rendimiento del apuntalante al ser sometido a mayores esfuerzos.

Apuntalantes ultraligeros (ULW)

Son apuntalantes con baja gravedad específica o densidades, pero que cumplen con las propiedades mecánicas necesarias para un buen agente de sostén. Son apuntalantes compuestos de cascara de nuez e impregnados con resina, los cuales presentan una gravedad específica y se han empleado en fluido base agua o slickwater, permitiendo

¹⁶ Término utilizado para referir el recubrimiento de resina de un arena



una correcta colocación del agente sostén, de ahí que se diga que este tipo de apuntalante se puede utilizar para fluidos de baja viscosidad.

En México se han perforado distintos pozos exploratorios, en la tabla 3.4 se pueden observar algunos de los pozos exploratorios perforados en México y el tipo de apuntalante que se eligió para fracturar hidráulicamente, lo que podemos concluir es que el apuntalante más utilizado es del tipo natural, aunque puede ser tanto una arena Brandy como una Ottawa, cabe señalar que en los programas de terminación de dichos pozos no se explica la razón por la cual se eligió este tipo de apuntalante, lo que se puede observar es la relación entre la resistencia y el tipo de apuntalante, como ya sabemos el tipo de apuntalante se elige en base a al esfuerzo que este puede soportar, en la mayoría de los pozos observados esta resistencia es de 4000 psi, excepto en el pozo S-1 donde se utiliza además de un apuntalante de origen natural uno de origen sintético cuya resistencia es de 12000 psi, lo que nos dice que en este pozo específicamente se espera que el apuntalante tolere mayores esfuerzos. Es importante señalar que aunque se utiliza en dichos pozos solo un tipo de apuntalante este se tendrá en diferentes tamaños, para lograr que la fractura llegue a ser lo suficientemente porosa para aportar al pozo.

Tabla 3.4 Tipo de apuntalante utilizado en pozos exploratorios en México

Pozo	Apuntalante	Resistencia (psi)
E-1	Arena natural	4000
F-1	Arena natural	4000
M-1	Arena natural	4000
H-1	Arena natural	4000
A-1	Arena Ottawa	4000
D-1	Origen natural	4000
S-1	Origen natural	4000
	Origen sintético	12000

3.4. Tamaños de apuntalantes

El tamaño del apuntalante es una característica muy importante para describir la calidad y tener control de este material, este parámetro afecta directamente la permeabilidad de la fractura, cuando éste no posee el tamaño correcto o la distribución adecuada. En la actualidad, el método más conocido para medir el tamaño del apuntalante es por medio



de un conjunto de tamices, las cuales son un conjunto de mallas de distintos tamaños apiladas una sobre la otra, el apuntalante es sometido a movimientos por un tiempo específico con lo cual se espera obtener el tamaño de apuntalante deseado. El tamaño de malla se refiere al número de aperturas por pulgada lineal, de tal manera que cuando menor es el tamaño de la malla, más grande es el tamaño de partícula y viceversa, como se muestra en la tabla 3.5. Minimizando el rango de malla se incrementara la permeabilidad, o mejor dicho, se tendrá una mayor certeza de la permeabilidad y conductividad del apuntalante que se está seleccionando.

Tabla 3.5 Tamaño de apuntalante por malla (modificada de Economides, 2007)

Malla	Diámetro (μm)
Mallas principales	
6/12	1700 a 3350
12/20	850 a 1700
20/40	425 a 850
40/70	212 a 425
Mallas alternas	
8/16	1180 a 2360
16/30	600 a 1180
30/50	300 a 600
70/140	106 a 212

Además del tamaño del apuntalante, existen otros parámetros que son importantes, algunos de ellos son: redondez, esfericidad, gravedad específica, densidad, solubilidad en ácidos, contenido de arcilla y resistencia a la compresión.

Redondez y esfericidad de un apuntalante

La redondez se refiere a la medida relativa de la agudeza o curvatura de las esquinas de los granos del agente sustentante, mientras que la esfericidad es una medida de lo cerca que un apuntalante se aproxima a la forma de una esfera. Su importancia se encuentra en el esfuerzo que se aplicará al agente de sostén. Debido a que las tensiones superficiales son más uniformes sobre las partículas bien redondeadas o esféricas, estas son capaces de soportar mayores cargas que una partícula menos redondeada, así que si se necesitara aumentar los niveles de esfuerzo, se requerirá un mayor grado de redondez o esfericidad para mejorar la distribución de la carga.



La densidad del apuntalante

Es un parámetro importante que se relaciona con el transporte del apuntalante, así como con la colocación del mismo. Los apuntalantes de altas densidades son más difíciles de suspender en el fluido de fracturamiento y transportar en la fractura.

La gravedad específica del apuntalante (ASG)

Es la medida de la densidad absoluta de la partícula del apuntalante en relación con la del agua.

Densidad volumétrica (BD)

Es el volumen ocupado por una unidad de masa del apuntalante también se puede decir que es la cantidad de material necesario para llenar un volumen dado, la recomendación máxima según el API es de $105 \text{ (lb/ft}^3\text{)}$ o 8.55 (gr/cc) , como se ilustra en la tabla 3.6

Tabla 3.6 Densidad volumétrica y gravedad específica para los apuntalantes más comunes (Economides, 2007)

Densidad volumetrica y Gravedad específica para los apuntalantes más comunes		
Apuntalante	Densidad volumétrica (gr/cc)	Gravedad específica aparente
Arena Ottawa, 20/40	1.60	2.65
Arena Otawa, 40/70	1.58	2.65
Arena Brandy, 8/12	1.60	2.65
Arena pre-curada con RC, 20/40	1.59	2.45
Arena curada con RC, 20/40	1.53	2.55
Cerámica LW, 20/40	1.57	2.71
ISP, 20/40	1.88	3.27
Bauxita Sintética, 20/40	2.00	3.55
ULWP ($\gamma_{apun} = 1.25$), 14/30	0.84	1.25
ULWP ($\gamma_{apun} = 1.05$), 14/40	0.66	1.05



Solubilidad en ácidos

La solubilidad del apuntalante en ácido clorhídrico al 12 % es un indicador de la cantidad de contaminantes presentes y de la estabilidad relativa del apuntalante en ácido. También puede ser un indicador de la tendencia del apuntalante para disolverse en ambientes con temperaturas elevadas. Se recomienda un valor de 2 % para arenas y de 7 % para arenas con recubrimiento de resina.

Contenido de limos y arcillas

La medición de limos y partículas finas indica la cantidad de arcilla y limo o algunas otras partículas finas. Si se lava o procesa el apuntalante no se tendrá un exceso de estos componentes, un valor recomendado es de 250 unidades de turbidez¹⁷.

Resistencia a la compresión

La *resistencia a la compresión* o al aplastamiento, indica la fuerza relativa del apuntalante por la cantidad de material aplastado a una determinada carga, se expresa en porcentaje de partículas finas.

¹⁷ La turbidez se mide en Unidades Nefelométricas de turbidez, o Nephelometric Turbidity Unit (NTU). El instrumento usado para su medida es el nefelómetro o turbidímetro, que mide la intensidad de la luz dispersada a 90 grados cuando un rayo de luz pasa a través de una muestra de agua.



CAPITULO IV. TIPOS DE TERMINACIÓN PARA UN FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

La perforación de un pozo petrolero consiste en crear un conducto por medio del cual sea posible trasportar los fluidos del yacimiento a la superficie; existen distintos tipos de pozos, los cuales se describen a continuación.

1. **Verticales.** Se define como un pozo que se perfora verticalmente, atravesando distintas capas rocosas. A pesar de esta idealización se sabe que estos pozos muestran cierta inclinación con respecto a la vertical. Esta inclinación es aceptable cuando es menor de 5° .
2. **Direccionales.** Son aquellos pozos cuya trayectoria se desvía en base a una trayectoria planificada hacia un objetivo establecido ubicado a cierta profundidad. Existen diferentes tipos de estos pozos, entre los que se encuentran:

Tipo tangencial: El hoyo es perforado verticalmente hasta llegar al KOP¹⁸, a partir de donde es desviado hasta la inclinación entre $15^\circ - 60^\circ$ bajo condiciones normales de inclinación (Fernandez y Romeo, 2003)

Tipo "S": En este tipo de pozo la trayectoria está configurada por una zona de incremento de ángulo, otra tangencia y una de disminución de ángulo.

Tipo "J": Este tipo es similar al tangencial, pero el hoyo comienza a desviarse a una profundidad mayor y los ángulos de desvío son altos además se tiene una sección de construcción de ángulo permanente hasta el final.

Inclinados: Son pozos inclinados desde la superficie con un ángulo de desviación predeterminado y constante, para lo cual se utilizan equipos especiales. Estos equipos especiales se pueden mover hasta un máximo de 45° .

3. **Horizontales.** Este tipo de pozo es definido como un pozo direccional con una sección continua del pozo que posee un inclinación planeada de $> 86^\circ$. Según el radio de curvatura, existen cuatro tipos de pozos horizontales, cada uno de los



cuales está en función directa de la tasa de incremento de ángulo y el desplazamiento horizontal, estos pozos son:

- **Radio ultracorto:** Angulo de construcción $>150^\circ/100$ ft - radio de curvatura 30-1 ft. Longitud horizontal 30 a 60 m.
 - **Radio corto:** Angulo de construcción $70^\circ - 150^\circ/100$ ft - radio de curvatura 82-40 ft (6 a 12 m). Longitud horizontal 300-1000 ft (30 a 250 m).
 - **Radio medio:** Ángulo de construcción $6^\circ - 40^\circ/100$ ft - radio de curvatura 1000-140 ft (90 a 250 m). Longitud horizontal 1500-4000 ft (600 a 1200 m).
 - **Radio largo:** Angulo de construcción $1.5^\circ - 6^\circ/100$ ft – radio de curvatura 3000-1000 ft (300 a 900 m). Longitud horizontal 2000-6000 ft (600 a 1800 m).
4. **Multilaterales.** Un pozo multilateral es aquel con uno o más laterales, es decir, uno o más pozos subsidiarios de un pozo principal. Los laterales son usualmente pozos horizontales o desviados.

Es importante mencionar que la principal diferencia entre un pozo vertical y uno horizontal es que un pozo vertical atraviesa todo el espesor de la formación, mientras que los pozos horizontales penetran por el centro del espesor de la formación hasta una longitud que sea mecánicamente aconsejable. La perforación y terminación en pozos fracturados hidráulicamente en yacimientos en lutitas en México es de tipo horizontal, por lo que se hablara únicamente de la terminación en pozos horizontales.

4.1. Características de las principales terminaciones en un fracturamiento hidráulico

La terminación de un pozo petrolero se define como el conjunto de actividades dirigidas a la explotación de un yacimiento a través de tuberías de explotación, incluyendo el aparejo de producción, con la finalidad de dejar el pozo produciendo por el método más conveniente. La terminación tiene por objetivo establecer en forma controlada y segura la comunicación entre el yacimiento y la superficie.

En la terminación para pozos horizontales fracturados hidráulicamente lo primero que se debe tomar en cuenta es la dirección de los pozos, la cual se elige intencionalmente para ser paralela al esfuerzo mínimo debido a que las fracturas creadas en estos pozos serán trasversales (perpendiculares al eje de perforación), como se

muestra en la figura 4.1. Por otro lado, cuando el eje del pozo es perpendicular al esfuerzo mínimo, las fracturas creadas serán longitudinales y su comportamiento será similar al de una fractura creada en un pozo vertical (Daneshy, 2011), además debemos analizar que la estabilidad de un pozo es mejor cuando se perfora en dirección al esfuerzo horizontal mínimo (Alexander and Baihly, 2012). El conocer la orientación de los esfuerzos horizontales ayuda a elegir las mejores trayectorias de perforación.

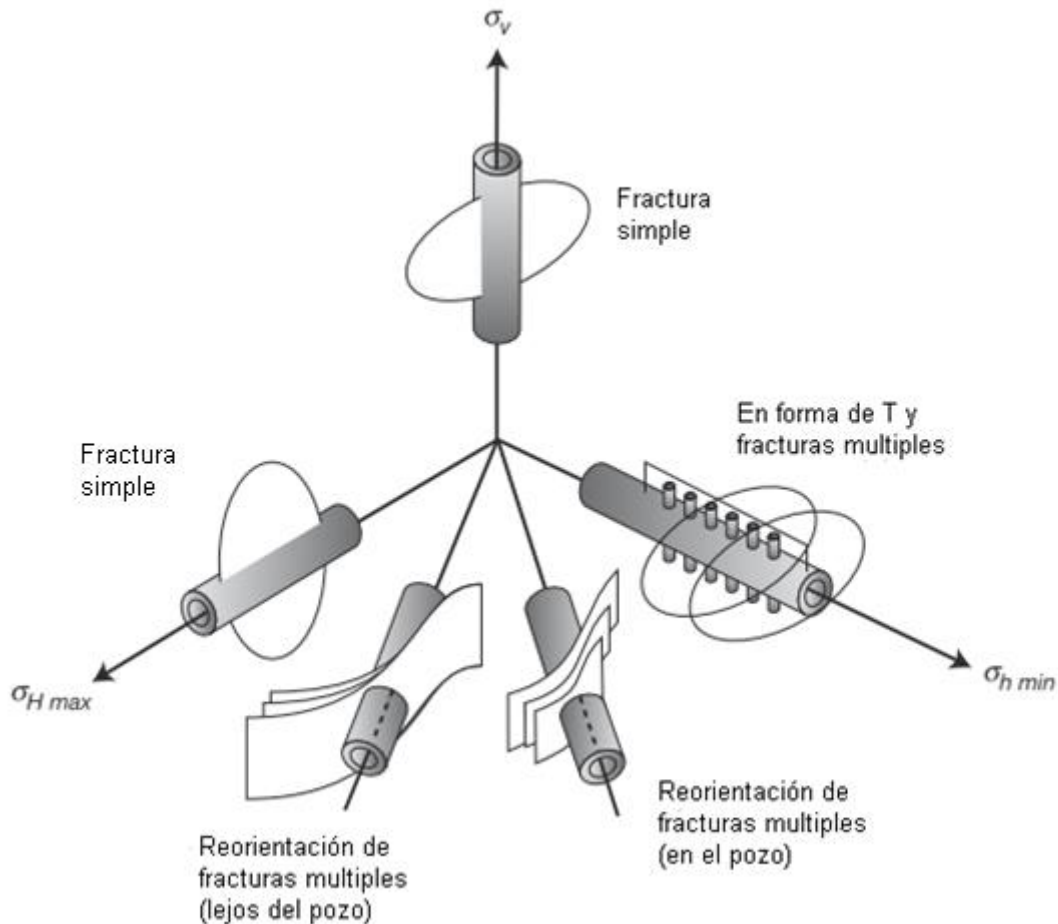


Figura 4.1 Geometría de la fractura en función del campo de esfuerzos para pozos inclinados (Abass et al., 1995)

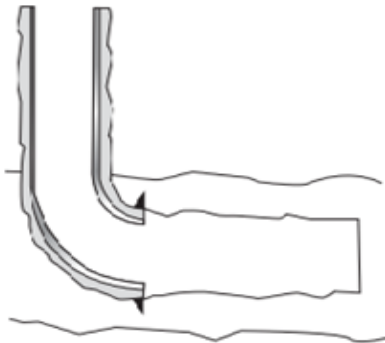
Existen dos tipos de terminación que se utilizan con mayor frecuencia en pozos horizontales, las cuales son: terminación en agujero descubierto o liner¹⁹ ranurado y

¹⁹ Tubería que se baja en el interior del pozo y se fija a la última tubería de revestimiento que se encuentre instalada, normalmente no llega hasta la superficie. A diferencia de la tubería de revestimiento que corre hasta la superficie

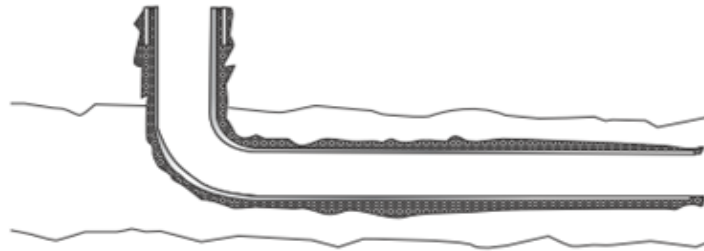
terminación con tubería cementada, como se ilustra en la figura 4.2. Para una correcta elección de alguna de estas terminaciones es necesario que se conozcan las ventajas y desventajas de las mismas, como se muestra en la tabla 4.1.

Tabla 4.1. Ventajas y desventajas de los dos tipos de terminación en pozos horizontales

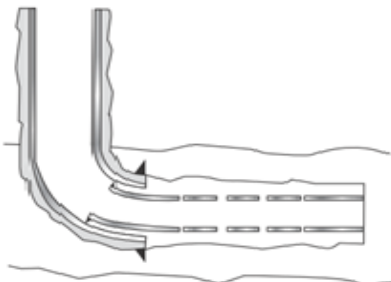
	Terminación en agujero descubierto	Terminación con tubería cementada
VENTAJAS	<ul style="list-style-type: none"> • Posee una mayor superficie de contacto entre el pozo y la formación 	<ul style="list-style-type: none"> • Menos problemas de presión y estabilidad del pozo debido a la protección con los estratos adyacentes. • Se puede lograr grandes producciones al utilizar un número de perforaciones y una penetración adecuada.
DESVENTAJAS	<ul style="list-style-type: none"> • El pozo puede colapsar. 	<ul style="list-style-type: none"> • Se dispara para lograr perforaciones que conecten la tubería con la formación.



a) Terminación en agujero abierto



b) Terminación tubería cementada



Terminación con liner ranurado

Figura 4.2 Terminación en pozos horizontales (Economines, 2007)

desde la profundidad dada, el liner queda colgado desde el fondo a la última tubería de revestimiento lo cual reduce el costo debido a una menor longitud.

Terminación en agujero descubierto o con liner ranurado

Este tipo de terminación es utilizada en formaciones estables, debido a que los pozos horizontales tienen un gran alcance horizontal, además debe poseer propiedades de la roca y del yacimiento apropiadas para mantener la estabilidad del pozo (Economides, 2007). Existen diferentes tipos de esta terminación disponibles en el mercado, las más comunes son:

Sistemas de fracturamiento continuo

El principal objetivo de este sistema es el de crear fracturas hidráulicas durante una sola operación continua, se utiliza comúnmente en pozos horizontales de grandes extensiones y profundidades. Funciona mediante múltiples puertos o conductos, que se abren individualmente por camisas deslizables que son activadas mediante la inyección de una bola esférica con tamaños específicos.

En el pozo se instala una herramienta con múltiples empacadores y puertos, la separación entre cada empacador es determinada dependiendo de la posición de las etapas. Al final de inyectar la cedula de bombeo determinada se introduce una bola esférica de un tamaño específico en la cabeza del pozo antes de que el fluido pre-colchón sea inyectado para la siguiente etapa, la bola esférica inyectada pasa a través de todas las aperturas, que son de mayor diámetro, hasta que alcanza su objetivo (una abertura con un diámetro más pequeño). Una vez que la bola es asentada en su lugar, sella la parte anterior del pozo, lo que provoca un aumento de la presión que resultará en el movimiento de la camisa deslizable, provocando la apertura de los puertos que se encontraban cubiertos por la camisa, como se muestra en la figura 4.3.

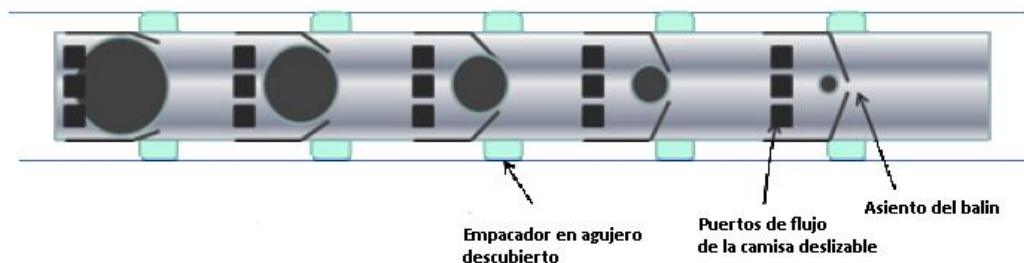


Figura 4.3 Esquema de terminación en agujero descubierto activado por bolas de fractura (Daneshy, 2011)



Sistemas de fracturamiento semi-continuo

El equipo que se utiliza para este sistema consiste en una sarta de tubería que incluye boquillas de hydrajetting las cuales se utilizan para lograr la apertura de la fractura en el lugar elegido. Para este sistema no se utilizan empacadores por lo cual se dejara de inyectar fluidos por un intervalo de tiempo dado para permitir mover la herramienta y preparar el siguiente intervalo a fracturar, por lo cual es necesario conocer el final de cada etapa de fractura para aislarlo.

Primeramente se inyecta un fluido viscoso con una concentración de apuntalante de tamaño muy fino a través de los orificios o boquillas este fluido creara un efecto cortante con el fin de perforar el agujero abierto en la ubicación deseada. Para finalizar las herramientas se mueven hacia el siguiente objetivo y se repite la operación varias veces hasta que todos lo intervalos hayan sido fracturados.

Sistema de fracturamiento discreto

En este tipo de terminación se utiliza un conjunto de empacadores que se instalan en el agujero descubierto antes de las operaciones de fracturamiento. Los empacadores dividen y aíslan el agujero abierto en el número deseado de intervalos. A continuación se baja un conjunto de tapón y pistolas en el pozo, se fija el tapón y el intervalo es disparado. El conjunto de pistolas se saca del agujero y el intervalo se fractura según el plan. Este proceso se repite para cada una de las etapas posteriores. Al final de todas las operaciones los tapones son molidos y el pozo se limpia y se pone a producción, esta terminación se ilustra en la figura 4.4.

Debido a su configuración, se puede llegar a cualquier zona que presente problemas en el pozo con la posibilidad de eliminar el problema y continuar con las operaciones. El único impedimento de este sistema es la limpieza en pozos de grandes extensiones, así como el acceso a las largas secciones horizontales en yacimientos profundos, lo cual nos acarrea limitaciones operacionales.

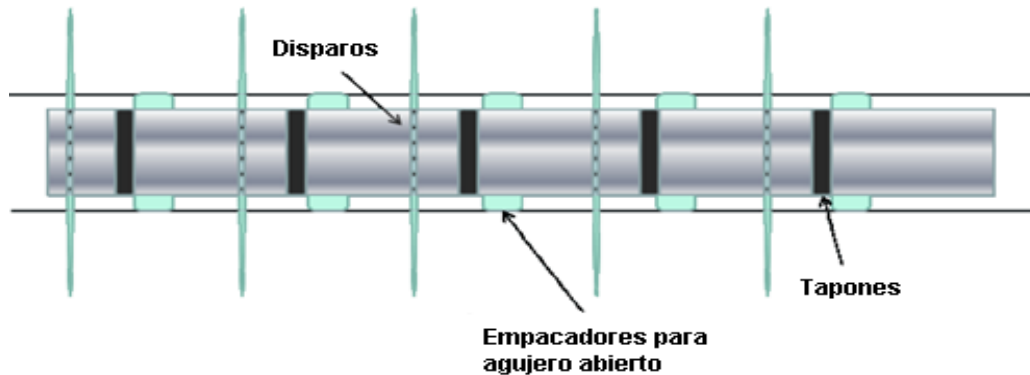


Figura 4.4 Esquema de un sistema de fractura discreta en un agujero descubierto (Daneshy, 2011)

Sistema híbrido

Estos sistemas son combinaciones de los sistemas de fracturamiento continuo y discreto, se utilizan cuando se planean muchas etapas de fracturamiento (20 a 40 y más). El sistema de fracturamiento continuo se lleva a cabo en zonas cercanas a la punta, las cuales son más difíciles de alcanzar y los intervalos más estrechos como el talón del pozo se fracturan con un sistema discreto.

Terminación con tubería cementada

Es el mejor procedimiento para terminar un pozo, ya que ofrece mayores posibilidades para efectuar reparaciones subsecuentes. Con esta terminación es posible probar indistintamente algunas zonas de interés y explotar varias al mismo tiempo. En esta terminación se disparan las paredes de la tubería de revestimiento por medio de pistolas de chorro o convencionales. Algunos ejemplos de esta terminación son:

Multi-cluster de entrada limitada

Es uno de los sistemas más comunes en este tipo de terminación, es similar al sistema de tapón y perforación (perf & plug) utilizado en el sistema discreto para agujero descubierto. El número de clusters y perforaciones se calcula en base al gasto de inyección. Para el diseño de esta terminación se debe considerar:



- Gasto. El gasto necesario para mantener el agente sostén en suspensión dentro del pozo horizontal esto dependerá del diámetro de la tubería, la viscosidad del fluido, el tamaño del agente sustentante y la densidad. Cuan mayor es la viscosidad del fluido, mayor será el tamaño del agente sustentante y la densidad de este, también se debe tener en cuenta la disminución del gasto, de ahí que este debe ser lo suficientemente alto para evitar que el agente de sostén se deposite antes y no llegue a las últimas perforaciones.
- Posición del apuntalante. Debido a su mayor masa y cantidad de movimiento, el agente sostén no puede cambiar de dirección y entrar en las perforaciones con la misma facilidad que el fluido, de ahí que algunas perforaciones posean menos apuntalante que otras.
- Distribución de fluido entre los clusters. La distribución de los fluidos entre los clusters puede ser diferente que el valor calculado, la razón es la ubicación de las perforaciones alrededor del pozo, aquellas fracturas que se encuentren más alineadas recibirán más fluidos que las que se encuentran fuera de fase.

Fracturamiento discreto usando camisa deslizable

Este tipo de terminación es similar a la fracturación continua en agujero descubierto, la diferencia principal es la forma en que se logra la apertura de la fractura en la formación, ya que con la apertura de la camisa no logramos la entrada del fluido en el yacimiento a causa del cemento; para esto se debe inyectar un ácido que corroerá el cemento, el cual debe poseer características diferentes al cemento comúnmente utilizado, con esto se lograra el trasporte de la herramienta a la formación pasando por el agujero cementado.

La herramienta que contienen todas las camisas deslizables se coloca dentro de la tubería y cada etapa de fracturamiento comienza con el cierre mecánico de la camisa utilizada para la etapa anterior y la apertura de la siguiente camisa. Algunas características de esta terminación son:

- Las tuberías que se utilizan para la apertura de las camisas también sirven para realizar limpieza.



- En caso de un arenamiento²⁰, el apuntalante puede atascar una camisa deslizable evitando su cierre.

Sistema de inyección dual

Existen dos formas utilizadas comercialmente para llevar a cabo este sistema. En el primero, las operaciones disparos y fracturamiento se realizan al mismo tiempo a través de la tubería, esta operación de disparar y fracturar al mismo tiempo vuelve más rápido el fracturamiento, debido a que no se fijan o liberan empacadores y tampoco se perfora al término de cada etapa; una desventaja de este sistema durante su aplicación es que se tiende a tener flujo de retorno con apuntalante, así como bajo éxito en algunos disparos.

El segundo método utilizado usa una tubería para la perforación hydrajert y las operaciones de fracturar se llevan a cabo a través del espacio anular. Estos sistemas utilizan equipo en el fondo del pozo que incluye empacadores e inyectores para la perforación de la T.R. Al inicio de la etapa de fracturamiento cuando el empacador se encuentra en la posición deseada, la tubería es perforada por medio del hydrajerting a través de los inyectores, seguido del fracturamiento a través del espacio anular. Las ventajas de este sistema son: operaciones más rápidas así como una mayor probabilidad de crear una pequeña red de fracturas cerca del pozo antes de extender la fractura principal, sus desventajas (basados en observaciones de campo) son frecuentemente arenamientos.

4.2. Características de los disparos en un fracturamiento hidráulico

Los disparos en la etapa de terminación permiten establecer la comunicación entre los fluidos del yacimiento y la tubería de revestimiento, un disparo bien diseñado posibilita el flujo de los hidrocarburos en forma eficiente. La operación de disparo no es una técnica aislada, hay que poner especial atención a la selección del diámetro de la tubería de producción, ya que este parámetro condicionará el diámetro exterior de las pistolas, las cuales tendrán mayor o menor penetración de acuerdo a su diámetro.

²⁰ Es un término utilizado para decir que se llena de arena la fractura hidráulicamente creada con lo cual se empacaran los caminos para el transporte de los hidrocarburos.



Cuando hablamos de disparos en un fracturamiento hidráulico es común encontrar pistolas hidráulicas, las cuales se usan tanto en agujeros descubiertos como cementados. Para esto se utiliza un fluido que está cargado con arena el cual provocara una acción cortante al pasar a través de un orificio. La penetración puede incrementarse adicionando nitrógeno a la corriente del fluido. Los túneles de los disparos formados por esta técnica, tienen menos daños que los de perforaciones con pistolas convencionales.

Diseño de los disparos

El diseño de los disparos constituye una parte integral de la terminación. En ésta se toman en cuenta las condiciones del yacimiento y las características tanto de la formación como del pozo, es por esto que para la planeación de los disparos se debe considerar:

- El estado mecánico del pozo
- El tipo de formación
- Las condiciones de presión esperada después de los disparos.

Los factores fundamentales para conocer el comportamiento de un sistema de disparos son:

- Densidad de carga
- Penetración
- Fase
- Diámetro de agujero
- Orientación de los disparos

Éstos son conocidos como factores geométricos por lo que descuidar cualquiera de estos parámetros puede producir arenamiento de la fractura, lo cual es muy perjudicial para la producción a largo plazo, además de que agrega costos a la terminación. En la figura 4.5 se pueden observar algunos factores geométricos de los disparos.

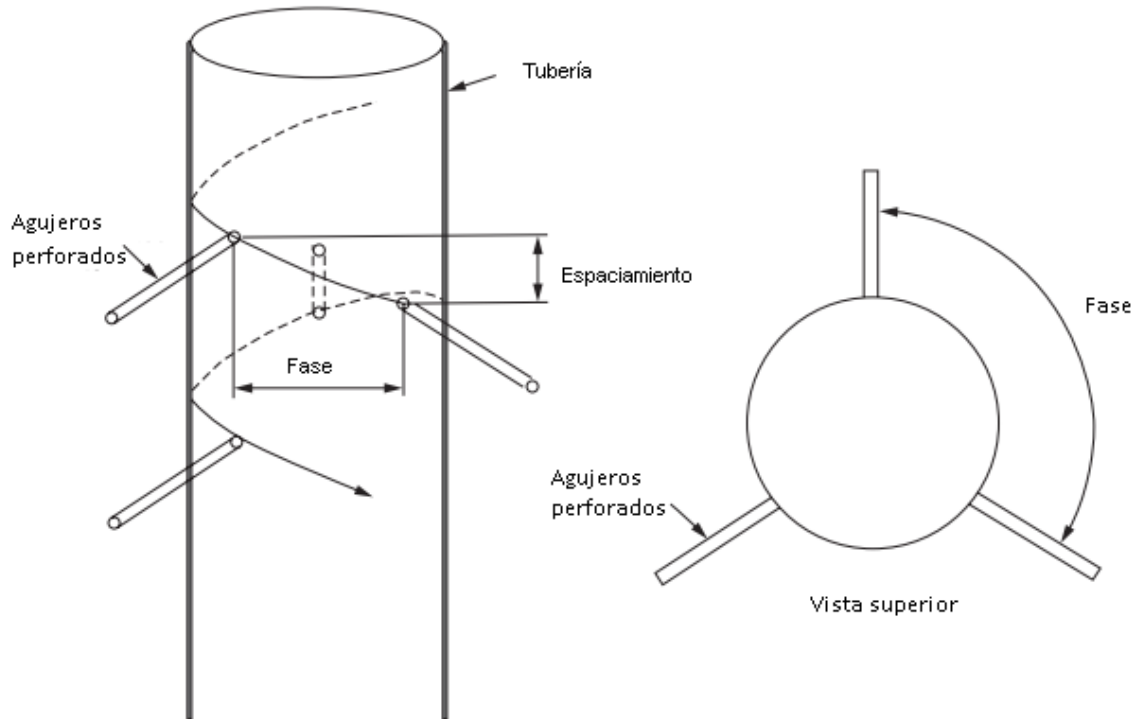


Figura 4.5. Tubería vertical con disparos (Yew y Weng, 2014)

Orientación de los disparos

Tanto en pozos horizontales como en verticales la orientación de los disparos tiene un impacto muy grande en la conectividad de la fractura al pozo. La orientación de los disparos minimizan las caídas de presión provocadas por la fricción y las restricciones al flujo durante el fracturamiento hidráulico. Como resultado se obtienen fracturas más anchas que permiten utilizar apuntalantes de mayor tamaño y concentración en combinación con fluidos de menor viscosidad y menos dañinos para la formación; todos esto mejora la conductividad de la fractura (Almaguer y Manrique, 2001).

Los disparos deben estar alineados al esfuerzo máximo, pero existen algunos casos en donde esto no ocurre. En estos casos se producen trayectorias complejas de flujo cerca del pozo durante el fracturamiento hidráulico, ya que los fluidos y apuntalantes, una vez que salen del pozo, deben girar dentro de la formación para alinearse con el plano preferencial de fracturamiento²¹. Este comportamiento se muestra

²¹ Este plano está definido por la trayectoria de menor resistencia, la cual es resultado de las diferencias en la dirección y magnitud de los esfuerzos de la formación.

en la figura 4.6. En la mayoría de los casos, el esfuerzo horizontal máximo se presenta en la dirección vertical, para este caso el plano preferencial de fracturamiento será vertical. Es importante mencionar que este cambio de trayectoria o tortuosidad en el flujo, mencionado anteriormente, causa fricción y caídas de presión adicionales que aumentan la energía de bombeo requerida. También, limita el ancho de la fractura, lo cual ocasiona arenamientos debido al bloqueo de apuntalantes, por lo que no se tiene un fracturamiento óptimo. Entonces los disparos cercanos al plano referencial de fracturamiento ofrecen una trayectoria que minimiza o elimina las restricciones en las vecindades del pozo. Los disparos correctamente, alineados perpendiculares al esfuerzo mínimo horizontal, son esenciales para la optimización del fracturamiento hidráulico.

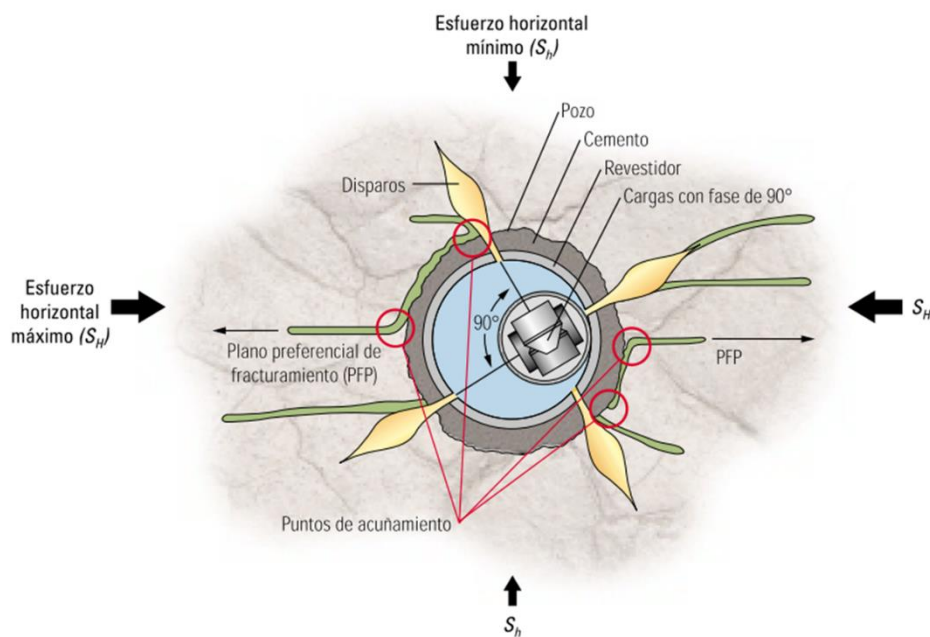


Figura 4.6 Comportamiento de la fractura con la orientación de los disparos (Schlumberger, 2002)

Un indicador importante para saber si se han orientado los disparos de forma correcta es la presión que se presenta después de que el bombeo se detiene. Cuando se tiene una fractura orientada, la presión se estabiliza casi inmediatamente, lo cual se puede interpretar como que se podrían emplear concentraciones de apuntalante más altas. En conclusión, una buena orientación de los disparos nos permite utilizar una concentración



de apuntalante mayor, a la vez que se evita un arenamiento prematuro y la necesidad de limpiar los pozos luego de fracturar.

4.3. Características de la fractura

Para nuestro caso es importante analizar el comportamiento de una fractura creada a partir del fracturamiento hidráulico y su relación con las fracturas naturales en la formación.

Sin una buena estrategia de distribución de las fracturas en el pozo, las fracturas hidráulicas comúnmente se formarán en los estratos que proporcionan menor resistencia, es decir, las zonas en las cuales la presión de fractura inicial es menor, en consecuencia, al estimular una zona con la inyección de agentes sustentantes se cubre solo una pequeña porción del intervalo deseado (Economides, 2007).

El crecimiento de una fractura hidráulica se puede dividir en cuatro categorías:

- Crecimiento plano acoplado
- Crecimiento plano desacoplado o de fisura
- Crecimiento plano complejo
 - No comunicada
 - Comunicada
- Crecimiento en red

Estas categorías pueden resultar simples, pero sirven como referencia para cálculos. Con análisis de pruebas de presión se puede medir la primera categoría, mientras que con mapeo de fracturas a través de microsísmica y medidores de inclinación se pueden medir las categorías siguientes. La figura 4.7 muestra los diferentes patrones de crecimiento de fractura (Cipolla y Warpinski, 2008).

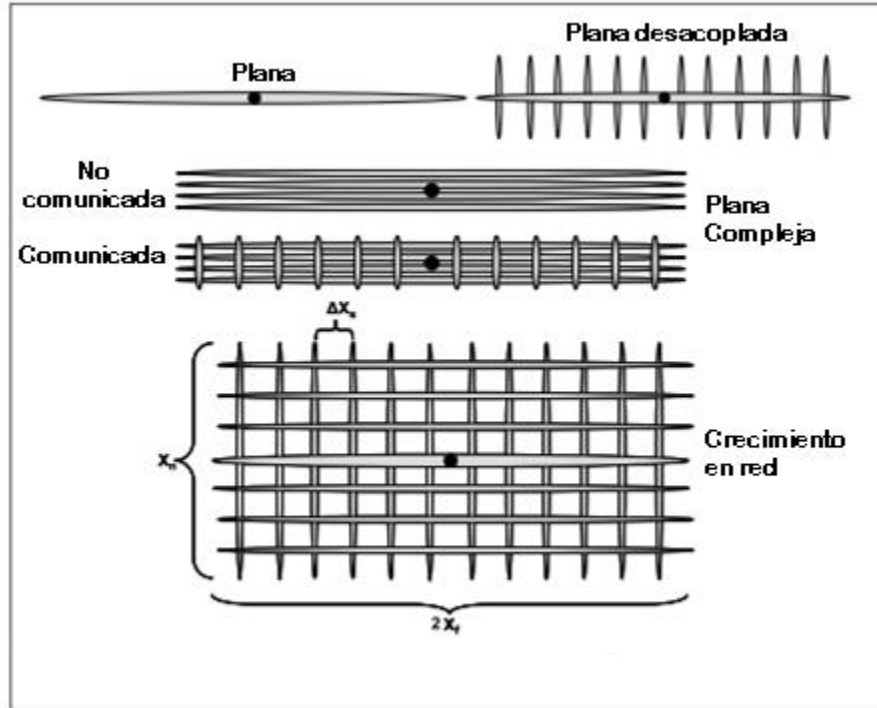


Figura 4.7. Escenarios de crecimiento y complejidad de la fractura (Cipolla y Warpinski, 2008)

Hasta hace poco, el objetivo de estimular pozos de gas y aceite había sido la de crear y extender dentro de un yacimiento una fractura simple, plana, sin embargo, en varios yacimientos desarrollados actualmente como Barnett se ha enfatizado la creación de redes de fracturas complejas para lograr una producción económica de algunos yacimientos con permeabilidad ultra baja (Economides, 2007)

Factores que afectan el crecimiento de la fractura compleja

En muchos yacimientos, el crecimiento de las fracturas puede ser complejo debido a la interacción entre la fractura hidráulica y las fracturas naturales, fisuras y otras heterogeneidades geológicas encontradas en la formación. El crecimiento de las fracturas se encuentra afectado por diversos factores entre los cuales podemos mencionar:

Viscosidad del fluido fracturante

La complejidad de la fractura se reduce cuando se aumenta la viscosidad del fluido, esta idea se deriva de pruebas de laboratorio que han demostrado que tanto cerca del pozo como lejos del mismo, la complejidad de la fractura se reduce al utilizar fluidos de alta



viscosidad, ya que es más difícil para los fluidos de alta viscosidad penetrar las fracturas naturales o fisuras presentes en la formación. Además, la distancia de penetración a estas fracturas naturales o fisuras puede reducirse a medida que aumenta la viscosidad; como un aspecto interesante podemos decir que las fracturas de red se crean con mayor frecuencia al utilizar fluidos fracturantes de baja viscosidad.

Distribución del agente sustentante en las fracturas complejas

El transporte del apuntalante en fracturas simples puede ser razonablemente entendible y hasta cierto punto no relevante para el análisis de yacimientos en lutitas, sin embargo, el transporte de agente sustentante en fracturas complejas, sobre todo en red de fracturas, no es totalmente conocido. Como ya se ha analizado, para crear una red de fracturas se utilizan con frecuencia fluidos de bajas viscosidades, por desgracia, estos fluidos proporcionan bajas propiedades para el transporte del agente sustentante. Derivado de estas bajas viscosidades, la velocidad de sedimentación para los apuntalantes utilizados es de $5 \text{ ft}/\text{min}$, por lo cual se espera un asentamiento de las partículas y formación de bancos de agente sustentante que se forma en la parte inferior de las fracturas. Este asentamiento de apuntalante se puede observar incluso en fracturas planas.

Debido a que no se puede modelar con precisión el transporte del agente sustentante, para conocer el crecimiento en fracturas complejas se han estimado tres escenarios:

- Caso 1. El agente sostén se distribuye de manera uniforme en toda la red de fracturas.
- Caso 2. El agente sostén se concentra en una fractura plana dominante.
- Caso 3. El agente sostén se asienta y forma pilares que son uniformemente distribuidos dentro de la red de fracturas complejas (Cipolla and Warpinski, 2008).

Dicho comportamiento se muestra en la figura 4.8.

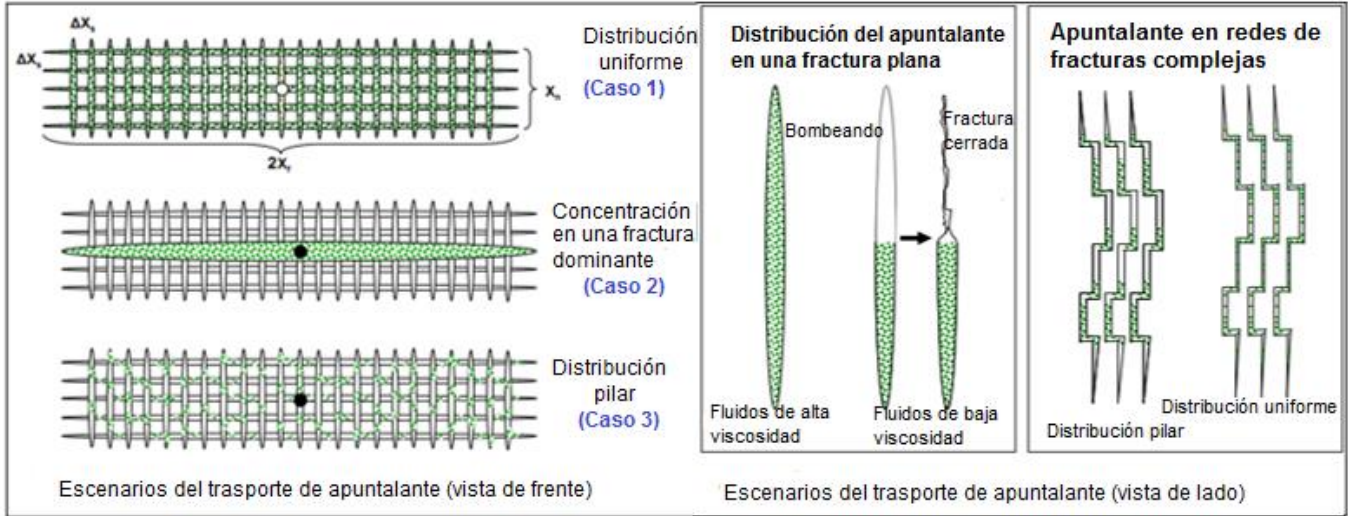


Figura. 4.8. Escenarios del transporte de apuntalante (Cipolla y Warpinski, 2008)

Impacto de la conductividad de la fractura

La *conductividad de la fractura adimensional* (F_{CD}) es una variable que describe la capacidad que tiene la fractura para que fluyan fluidos al pozo con respecto a la capacidad que tiene el yacimiento para que fluyan fluidos a la fractura. La ecuación que la define es:

$$F_{CD} = \frac{k_f w}{(k x_f)} \dots \dots \dots (4.1)$$

Donde:

- k = Permeabilidad de la formación (md)
- k_f = Permeabilidad de la fractura (md)
- w = Ancho de la fractura (ft)
- x_f = Longitud media de la fractura (ft)

Los parámetros usados para definir la conductividad de la fractura adimensional se ilustran en la figura 2.2.

Debemos analizar que a medida que el área de superficie de una fractura aumenta la complejidad de la fractura aumenta también, lo que resulta en una distribución del agente sostén en un área mayor en comparación con una fractura plana; de ahí que la conductividad de la fractura sea estudiada especialmente para concentraciones de agente sostén altas en las fracturas



4.4. Características de diseño de la fractura

4.4.1 Espaciamiento entre fracturas

El espaciamiento entre fracturas en pozos horizontales debe considerar distintos factores, entre los cuales podemos mencionar:

- 1) La reorientación de los esfuerzos locales.
- 2) Número óptimo de fracturas para maximización del gasto y del drene del yacimiento.
- 3) La anisotropía de las propiedades mecánicas.

A continuación hablaremos más a detalle de cada uno de estos aspectos.

Reorientación de los esfuerzos locales. Al tenerse múltiples fracturas en un pozo horizontal, se entiende que existe un cambio en el estado de esfuerzos vecinos, el cual depende del espaciamiento entre las etapas de fracturas. Al alterar el estado original de esfuerzos se tiene una reorientación de los esfuerzos locales, se ha demostrado que puede ocurrir una reorientación de 90° del esfuerzo en la vecindad de las fracturas transversales en un pozo horizontal. A esta zona se le llama *región de esfuerzo inversa o invertida; también llamado punto isotrópico*.

El espaciamiento entre las fracturas debe ser mayor que el punto isotrópico para evitar fracturas longitudinales intersecten a las fracturas previas, aunque cabe señalar que aun cuando el espaciamiento entre fracturas sea mayor al punto isotrópico la propagación de la fractura estará afectada por las fracturas previas si una fractura es iniciada justo después de la región de esfuerzo inversa, ésta se propagara hacia la fractura previa siguiendo la dirección del esfuerzo horizontal máximo. Esta reorientación disminuye a medida que aumenta el espaciamiento entre las fracturas

Numero óptimo de fracturas para maximización del gasto y drene del yacimiento.

Uno de los puntos más importantes, es el numero óptimo de fracturas que se deben tener en el pozo para maximizar la producción y el drene del yacimiento; para los yacimientos de baja permeabilidad es importante tener el menor espaciamiento entre fracturas a fin de lograr gastos de producción comerciales. Se ha observado en muchos campos que el



aumento del número de fracturas, hasta cierto punto ocasiona mayores gastos iniciales de producción. Los factores para determinar el número óptimo de fracturas pueden ser económicos, pero también tienen mucho que ver con la interferencia de las fracturas.

Anisotropía de propiedades mecánicas. La magnitud de la anisotropía está muy relacionada con el contenido y tipo de arcilla, se ha observado que al considerar la anisotropía se obtienen predicciones más exactas del esfuerzo horizontal mínimo. Las lutitas ricas en materia orgánica normalmente tienen valores relativamente bajos de módulo de Young, comparados con yacimientos de baja permeabilidad candidatos para fracturamientos hidráulicos. Por lo tanto, es más fácil colocar fracturas cerca de estas rocas de baja permeabilidad, que en arenas o carbonatos.

4.4.2 Etapas

Al efectuar un fracturamiento hidráulico en un pozo horizontal es común dividir la sección horizontal del pozo en distintas secciones para su explotación óptima. A estas divisiones se les da el nombre de etapas, cada etapa contendrá un conjunto de orificios creados por los disparos, los cuales serán los que darán la producción al pozo. A estos espacios se les llaman cluster como se muestra en la figura 4.9.

Donde:

Δy_c = Espaciamiento entre cluster

Δy_i = Espaciamiento interior entre clusters

$\Delta y_e/2$ = Espaciamiento para los bordes de una fractura exterior

X_e = Espesor del yacimiento

Por cada cluster se creará una fractura o conjunto de fracturas en la formación, de aquí que la localización tanto de las etapas como de los clusters en un fracturamiento hidráulico resulte de suma importancia.

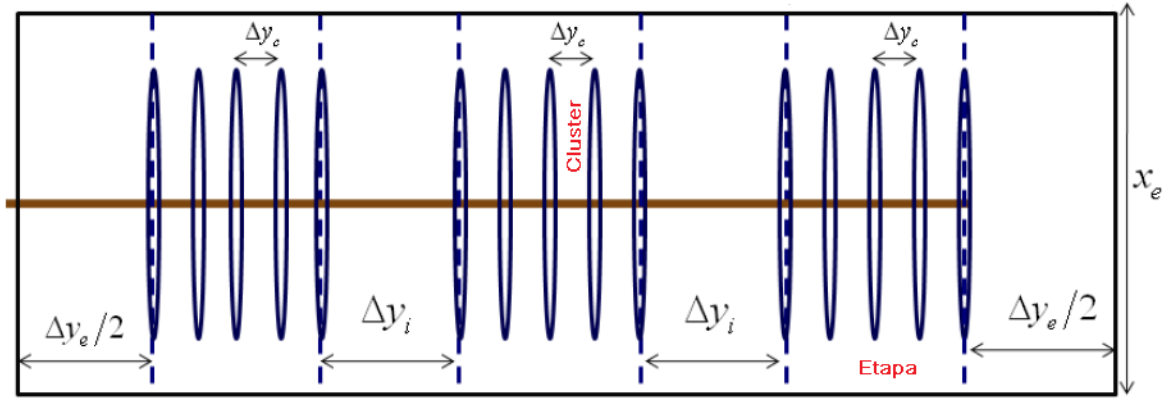


Figura 4.9. Esquema de múltiples fracturas transversales por etapa/cluster en un yacimiento rectangular cerrado – vista superior (Meyer, 2010)

En el pasado, la selección y diseño de etapas se llevaba a cabo de forma manual a través de un análisis no integrado de vista rápida (quick-look), lo cual tardaba mucho tiempo y arrojaba resultados poco estables. Mojtaba y Shahri (2015) en el artículo SPE 178545 proponen un proceso de optimización del diseño que se basa en el potencial de fractura, para lo cual desarrollaron un algoritmo que se discute a continuación.

Al dividir un pozo en etapas es común que no todas las etapas respondan de la misma manera. Durante un fracturamiento hidráulico este comportamiento dependerá del potencial de fractura. El potencial de fractura es un comportamiento del material, no una propiedad de la materia. Este controla la capacidad que tendrá una roca para crear una red de fracturas compleja, extensa y conectada, que puede permanecer abierta durante la producción. Este comportamiento está controlado principalmente por:

- (i) Las propiedades del material
- (ii) Estado de esfuerzos in-situ
- (iii) Textura o características de la fractura natural de la roca
- (iv) Tecnología disponible (Cipolla y Warpinski, 2008).

Una manera de optimizar una operación de fracturamiento hidráulico es enfocarse en las etapas que tienen un alto potencial de fractura, ya que estas etapas pueden generar una red de fracturas complejas, las cuales pueden permanecer abiertas y aportar volúmenes aceptables de hidrocarburos, con lo cual se aumentará la producción y se reducirá al mínimo los costos de las operaciones. Existen diferentes propiedades que

nos ayudaran a conocer el potencial de fractura, estos datos pueden dividirse entre atributos del yacimiento que determinan las cualidades del yacimiento y el recobro de hidrocarburos y los atributos geomecánicos que muestran la eficacia de la fractura en cada etapa. Estos atributos junto con algunas otras propiedades definidas pueden combinarse para determinar el potencial de fractura (Cipolla y Warpinski, 2008), como se muestra en la figura 4.10.

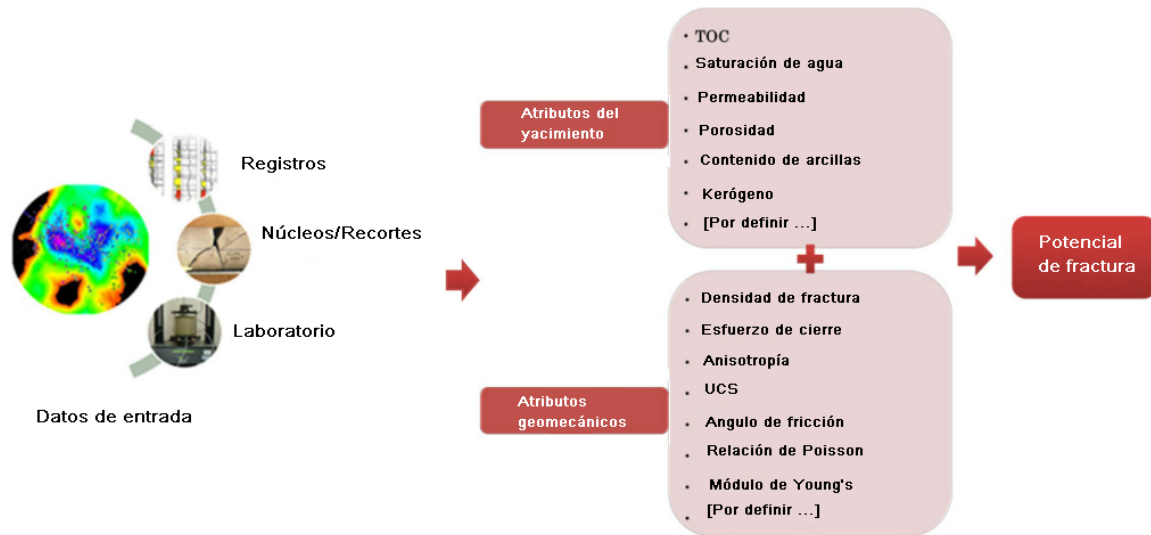


Figura 4.10. Potencial de fractura (Modificado de Shahri et. al., 2015)

Una vez que se define que se puede conocer el potencial de fractura, se deben encontrar todos los atributos geomecánicos y de yacimiento con la finalidad de clasificar y combinar dichos atributos. Para esto, se debe tener en cuenta que algunas propiedades ayudan positivamente con el potencial de fracturas como la permeabilidad, porosidad, densidad de fractura etc., mientras que otras afectan el potencial de fractura como la saturación de agua, contenido de arcilla, anisotropía, esfuerzo de cierre, relación de poisson etc. Además de estas propiedades, se pueden considerar otras que resulten importantes como el contenido mineral, contenido de gas, etc.

El siguiente paso es obtener el valor del potencial de fractura global, el cual se cuantifica con los valores absolutos y de corte de cada atributo. La optimización de este proceso propuesto es la de utilizar el promedio del potencial de fractura para dividir el pozo en varias etapas, ya que comúnmente se hace de forma manual, esto se logra con ayuda de un algoritmo. Las etapas automáticamente seleccionadas se muestran en la

figura 4.11. Se buscan encontrar los lugares en donde la variación del potencial de fractura total sea mínimo durante toda la etapa, es decir, se trata de encontrar el potencial más uniforme durante cada etapa.

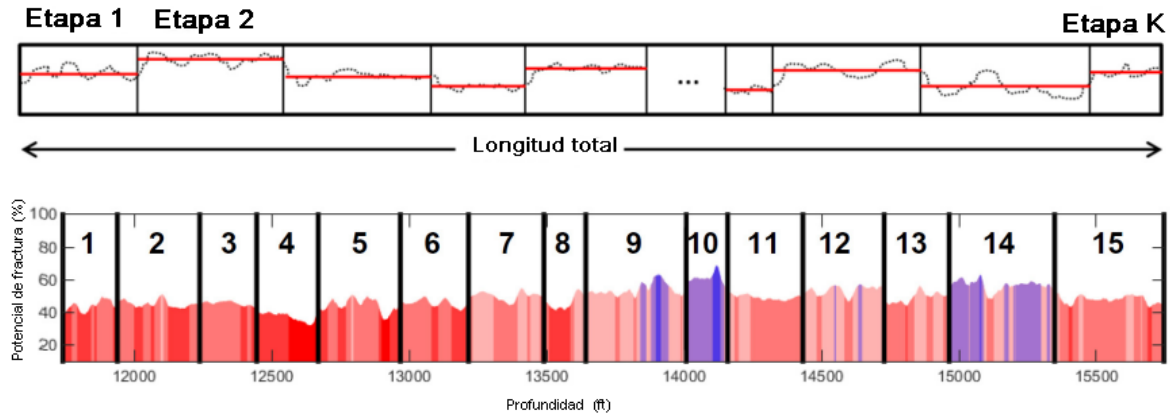


Figura 4.11. Elección de las etapas de fractura a partir del potencial de fractura (Shahri et. al., 2015)

Como conclusión se puede decir que ya sea que se utilice el método convencional o este algoritmo de optimización mencionado, la selección del número de etapas está fundamentado en el entendimiento de los parámetros del yacimiento y geomecánicos. Además de esta metodología, podemos basarnos en estudios o experiencia de campo, ya que existen estudios que analizan los efectos del espaciamiento entre las etapas de fractura, donde se han observado que para la mayoría de las zonas productivas en lutitas, el espaciamiento entre etapas del orden de 100 ft (30 m) dan como resultado una mejor producción (Baihly y Boyer, 2012).

4.4.3 Clusters

Definimos a un cluster o clusters como el conjunto de perforaciones que se tendrán por etapa, o también se define como el conjunto de disparos en una misma etapa de fracturamiento. Estos serán la conexión entre el pozo y la formación; se debe entender que este término es independiente del número de fracturas, ya que es por medio del cluster que pasará un fluido de fracturamiento, el cual creará las fracturas en la formación. Estas perforaciones se formarán por medio de disparos o pistolas hidráulicas, por lo tanto, su ubicación está relacionada con las características de los disparos.



4.4.4 Distancia entre clusters

A pesar de que no es lo mismo hablar de cluster que de fracturas, la posición en la que se tengan los cluster en el pozo afectará la posición de las fracturas y su producción al pozo. Para conocer la distancia entre cluster, se han efectuado distintos estudios los cuales colocan en diferentes posiciones a los cluster y analizan la producción que se tiene; De esto, se ha llegado a encontrar que el espaciamiento entre clusters de los pozos estudiados varía de 36 a 421 ft (11 a 128 m). A si mismo los resultados indican que un espaciamiento entre intervalos menor que 125 ft (38 m) producirá mejores resultados (Alexander y Baihly, 2012).

Se ha observado la relación entre separación de cluster y producción, y se ha optado por concluir que a intervalos menores entre cluster se tendrán mayores producciones, aunque es muy importante entender que esta idea varía mucho dependiendo el tipo de formación, y lo ideal es llegar a una separación entre cluster único para cada pozo.

El número de clusters y perforaciones por cada cluster se calcula en base al gasto de inyección. El método de cálculo consiste en asumir un gasto de 1.5 a 2.0 bpm para cada perforación. Dividiendo el gasto total por el gasto para cada perforación se obtienen el número total de perforaciones. El espaciamiento entre clústeres está basado en las prácticas ya existentes, con rangos en el orden de 20 - 25 ft a longitudes tan grandes como cientos de pies. El número de disparos por cluster también depende del gasto deseado para cada trabajo de fracturamiento (Daneshy, 2011).

CAPITULO V. CASO DE APLICACIÓN

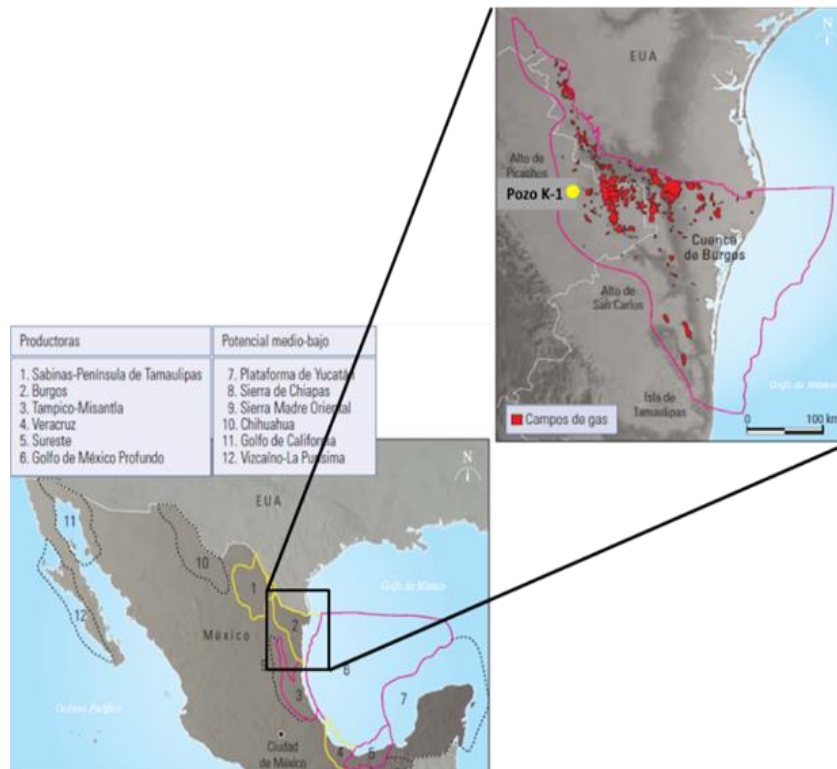
Se analizará un caso específico, de un pozo exploratorio perforado en México, y se diseñará un fracturamiento hidráulico. Esto se llevará a cabo con ayuda de un software especializado llamado Mfrac® y se abordará información específica del pozo K-1 para tener un panorama más amplio del caso de aplicación.

5.1. Área de estudio

Ubicación

El pozo K-1 se ubica en el estado de Nuevo León, al norte de México, esto se muestra en la figura 5.1. Se trata de un pozo terrestre que se ha perforado y terminado con el objetivo de probar el potencial de la Formación Pimienta como play no convencional. La perforación del pozo K-1 inicio el 19 de abril del 2013 y finalizo el 21 de mayo del mismo año a la profundidad de 2830 m.v. como pozo piloto, la perforación de la sección horizontal inicio el día 01 de junio a la profundidad de 2386 m.d. y termino el día 17 de agosto 2013 a la profundidad de 4404 m.d.

Figura 5.1 Localización del pozo K-1 (Escalera, 2010)





Descripción de la formación

El pozo exploratorio K-1 tiene como objetivo investigar la presencia de aceite comercialmente explotable en facies constituidas por lutitas calcáreo - carbonosas con un contenido de 65-80 % de carbonato, 15-20% de arcilla y 5-20% de cuarzo. Esta formación presenta las siguientes características:

- TOC de 1 a 6 %.
- Porosidad de entre 4 y 8 %.
- Saturación de agua del 25 %.
- Permeabilidad menor de 0.0001 md.
- La presión esperada en el yacimiento es de 6700 psi.
- La temperatura esperada es de 120 °C.

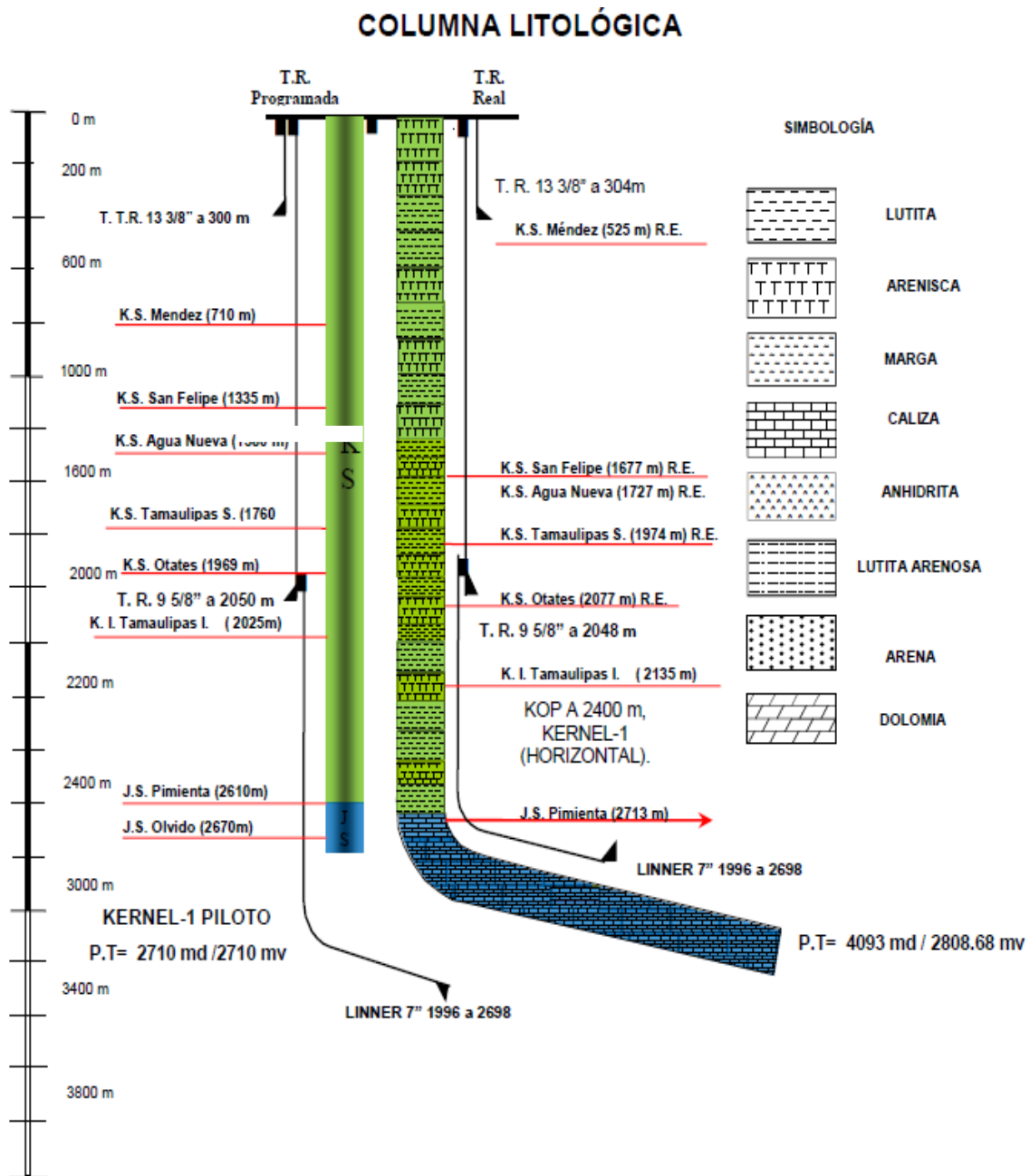
Este pozo tiene una profundidad total de 4404 m.d.b.m.r o 2640 m.v.b.m.r (1500 m desarrollados horizontalmente); y se perforó un agujero piloto a la profundidad de 2830 m.v. La profundidad vertical (m.v.) es aquella que solo se analiza verticalmente al pozo, mientras que la profundidad desarrollada (m.d.), sigue la trayectoria del pozo.

La formación Pimienta se encuentra en un intervalo de 2589.54-2710.0 m.v.b.m.r. (2610.0-4277.0 m.d.b.m.r.) del Jurásico Superior, edad Kimmeridgiano Superior-Tithoniano de acuerdo a PEMEX (2013), como se ve en la figura 5.2. La formación del play Jurásico en México está originado por sedimentos aluviales y fluviales, los cuales se generaron a partir del rompimiento de la Pangea donde se desarrollan altos y bajos estructurales resultantes de un sistema extensional. Esta formación está representada por lutitas, limonitas, areniscas y conglomerados. Durante el Kimmeridgiano Tardío-Tithoniano, se generó el miembro inferior de la formación La Casita, en la cual se depositaron sedimentos transgresivos arcillosos de color negro y ricos en materia orgánica; para el miembro medio de la formación La Casita se tienen facies cada vez más arcillosas. Al final del Tithoniano y conforme avanza la trasgresión se depositan nuevamente facies arcillosas en toda la cuenca que corresponden al miembro superior de La Casita. Al mismo tiempo, y de manera lateral a la formación La Casita, cambia hacia facies de mar abierto durante el Tithoniano se presenta la formación Pimienta



hacia el E-SE, la cual está constituida por Wackstone y Mudstone arcillosos, con intercalaciones de lutitas de color gris a negro, con algunos nódulos de pedernal negro. (Documento de soporte de decisión fase de seguimiento K-1, 2013)

Figura 5.2. Distribución de TR's del estado mecánico real, agujero horizontal (DSD-S pozo K-1, 2013)





5.2. Consideraciones y criterios de aplicación en las áreas de estudio

Se ingresará la información del pozo a un software especializado llamado Mfrac® Suite, con lo cual se busca obtener la geometría de la fractura. A continuación se darán los datos de entrada que se tomaron y los resultados obtenidos a partir de dichas simulaciones.

5.2.1 Datos de entrada

Hidráulica del pozo

El software utiliza la ecuación de balance de materia para calcular los cambios de presión debido a la energía potencial, energía cinética, la pérdida de fricción y las restricciones en el pozo. Para los cálculos hidráulicos es necesario especificar el estado mecánico del pozo. La figura 5.3 muestra el estado mecánico final del pozo K-1.

El pozo K-1 se perforo en cuatro etapas, las cuales son:

Etapas 1) se perforó con barrena de 17 1/2" bajando y cementando una TR de 13 3/8" a una profundidad de 10 a 304 m.

Etapas 2) se perforó con una barrena de 12 1/4" de 304 a 2049 m se bajó y cemento tubería de revestimiento TR de 9 5/8" a 2047 m. En esta etapa se cortó un núcleo convencional para el objetivo secundario de la formación Agua Nueva del Cretácico Superior de 1730 a 1739 (9m).

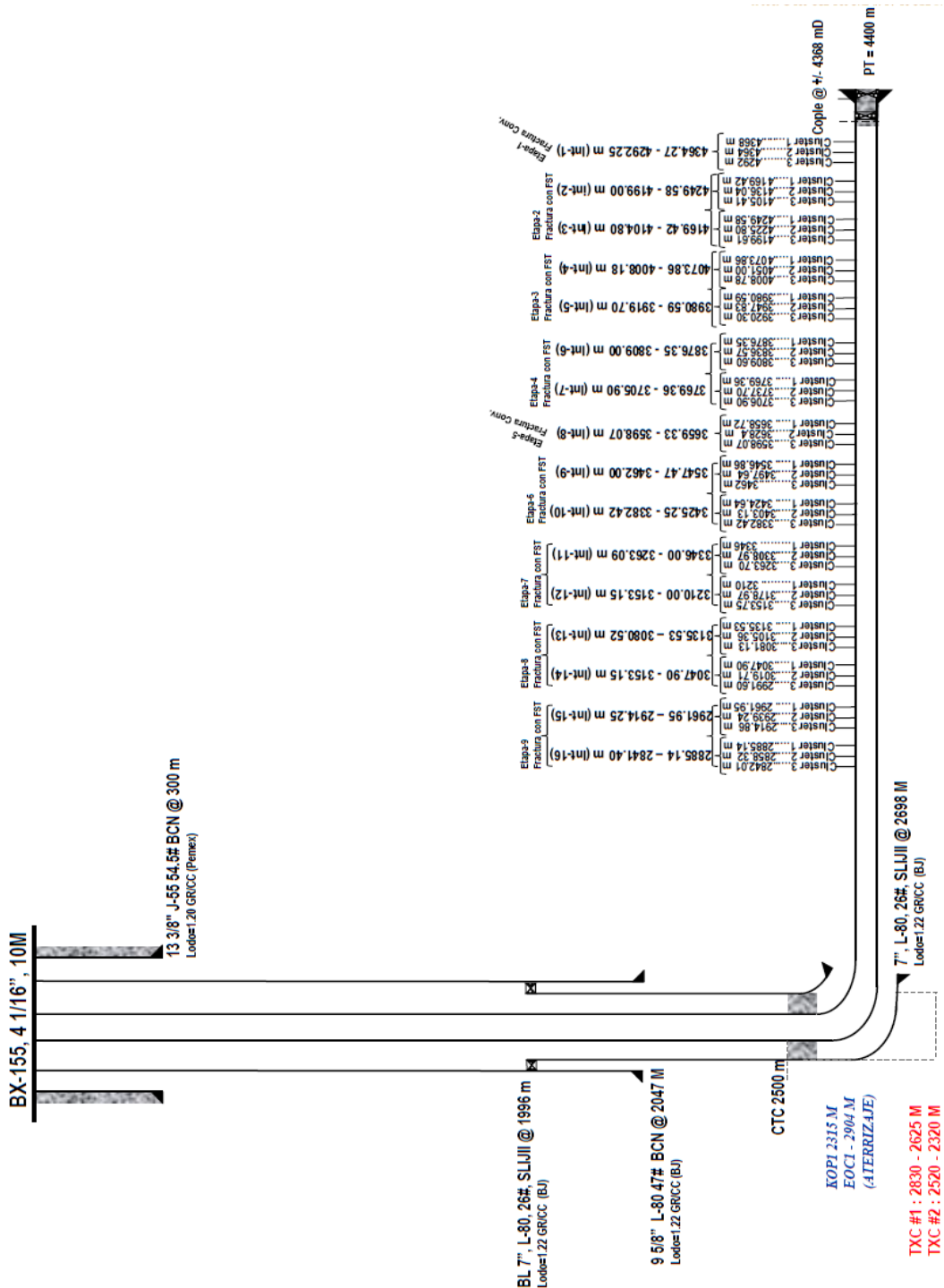
Etapas 3) Para esta etapa se perforo el pozo piloto con barrena de 8 1/2" de 2029 a 2230 m, se cortó un segundo núcleo con el objetivo principal de la Formación Pimienta del Jurásico Superior de 2720 a 2738 m con una extensión de 18 m; se colocó un tapón de cemento de abandono de 2830 a 2630 m. y un tapón de cemento de desvío de 2520 a 2320 m.d. La tercera etapa en la sección horizontal se perforó iniciando la construcción de la sección tangencia a 2386 y perforando a 2700, se tomaron registros geofísicos y de hidrocarburos en tiempo real; se bajó y cementó liner de 7" a 2698 m.

Etapas 4) Se perforó con barrena de 6 1/8", se bajó y cemento tubing less de 4 1/2" a 4390 m.



La inyección del tratamiento en Mfrac® puede ser analizada por una tubería de revestimiento, por el espacio anular o por ambos, en este caso la inyección se da por el interior de la última tubería cementada que es la de 4 1/2" (figura 5.3).

Figura 5.3. Estado mecánico del pozo K-1 (PEMEX, 2013)





Zonas o intervalos a disparar

La formación pimienta se encuentra en un intervalo de 2589.54-2710.0 m.v.b.m.r. (2610.0-4277.0 m.d.b.m.r.) presentando un espesor de 120 m.v.b.m.r. y una distancia desarrollada de 1667 m.d.b.m.r. Este espesor es el intervalo de interés.

Se llevarón a cabo dos evaluaciones con la finalidad de comparar los resultados obtenidos en cada una, a continuación se muestran los intervalos analizados para cada caso:

- 1) Para la primera evaluación se reproducirá el diseño que se llevó a cabo para el pozo K-1, esta evaluación se hará tomando los datos que se tienen en el estado mecánico, el cual posee 9 etapas que se subdividen en dos intervalos con tres clusters cada una. Además para tener una mejor comparación de los intervalos a analizar, se analizó a partir de la etapa 4 ya que es la profundidad máxima a la que se tienen disponibles los registros (4070 m) y es a partir de aquí donde tenemos información de las propiedades de la roca para la sección horizontal del pozo. Las propiedades fueron calculadas por medio de una técnica que usa redes neuronales. Debido a que originalmente no se contaba con los registros de tiempo de tránsito compresional ni de cizalla para la sección horizontal (Coutiño, 2016). La técnica de redes neuronales, utiliza los registros de rayos gamma, porosidad neutrón y densidad, para calcular los tiempos de tránsito. La técnica de redes neuronales está inspirada en los sistemas formados por las neuronas cerebrales, las cuales intentan aprender a partir de los datos ingresados. En la tabla 5.1 se pueden observar los intervalos que se tomaron para el primer diseño.



Tabla 5.1 Intervalos utilizados en las etapas propuestas originalmente

No. Etapa	Cima (m)	Centro de intervalo (m)	Base (m)	Espesor (m)	Espaciamento (m)	No. Intervalo	Intervalo (MD)	No. Cluster	Cluster (MD)
4	3876.35	3791.125 (12434.89 ft)	3705.9	170.45	46.57	6	3876.35 - 3809.00	1	3876.35
								2	3836.57
								3	3809.6
						7	3769.36-3705.90	1	3769.36
								2	3737.7
								3	3706.9
5	3659.33	3567.44 (11701.20 ft)	3598.07	61.26	50.6	8	3659.33-3598.07	1	3658.72
								2	3628.4
								3	3598.07
6	3547.47	3464.945 (11365.01 ft)	3382.42	165.05	36.42	9	3547.47-3462.0	1	3546.86
								2	3497.64
								3	3462
						10	3425.25-3382.42	1	3424.64
								2	3403.13
								3	3382.42
7	3346	3249.575 (10658.60 ft)	3153.15	192.85	17.62	11	13346.0-3263.09	1	3346
								2	3308.97
								3	3263.7
						12	3210.0-3153.15	1	3210
								2	3178.97
								3	3153.75
8	3135.53	3063.565 (10048.49 ft)	2991.6	143.93	29.65	13	3135.53-3080.52	1	3135.53
								2	3105.36
								3	3081.13
						14	3047.90-3153.15	1	3047.9
								2	3019.71
								3	2991.6
9	2961.95	2901.675 (9517.494 ft)	2841.4	120.55	2841.4	15	2961.95-2914.25	1	2961.95
								2	2939.24
								3	2914.86
						16	2885.14-2841.40	1	2885.14
								2	2858.32
								3	2842.01

2) Para una segunda evaluación se tomarán como intervalos a fracturar los propuestos por Coutiño (2016), en donde se consideraron distintos parámetros para la elección de dichas etapas. El primer criterio para la selección de los intervalos a fracturar fue el índice de fragilidad, el cual debía ser mayor al 0.5, además también se consideró el índice de fragilidad de las zonas superiores e inferiores para corroborar que los intervalos elegidos sirvan de barrera del fracturamiento hidráulico. El espesor del intervalo fue un segundo parámetro, así como el espaciamento entre intervalos. Además se analizó el volumen de arcilla para seleccionar los intervalos cuyo volumen de arcilla era menor al 40%, y por último, se analizó el esfuerzo de cierre donde fue posible redefinir los intervalos que tuvieran un esfuerzo de cierre menor al de las zonas adyacentes.



Del análisis anterior se concluye con 15 intervalos de interés, los cuales a su vez se subdividieron, algunos por cluster y otros por etapas, obteniendo la tabla 5.2 siguiente.

Tabla 5.2 Intervalos a fracturar utilizando las etapas propuestas (Coutiño, 2016)

Intervalo	No. Etapas	Cima (m)	Centro (m)	Base (m)	Espesor (m)	Espaciamiento (m)	No. Cluster	Cluster (m)	IF
B	7	2926	2966.5 (9730.12 ft)	3007	81	27	1	2933	0.7
D1							2	2961.5	0.65
E1							3	3003.5	0.6
E2	6	3034	3097 (10158.16 ft)	3160	126	19	1	3046.5	0.7
F							2	3157	0.55
G1	5	3179	3219.5 (10559.96 ft)	3260	81	15	1	3180.5	0.56
H1							2	3176.5	0.7
I1							3	3256	0.65
J1	4	3275	3234.5 (10609.16 ft)	3356	81	44	1	3279	0.6
M1							2	3353	0.55
Ñ	3	3400	3282 (10764.96 ft)	3636	236	165	1	3412.5	0.55
P1							2	3631	0.58
T1	2	3801	3769.5 (12363.96 ft)	3864	63	29	1	3804	0.58
U1							2	3861.5	0.7
V	1	3893	3981.5 (13059.32 ft)	4070	177	-	1	3904	0.52
X							2	4065.5	0.55

Cedula de bombeo

La cedula de bombeo es donde se especifica la cantidad y el tipo de fluido y de apuntalante que se bombeará por etapa. En el trabajo, se proponen dos cedulas de bombeo, la primera corresponde a la etapa 1 y 5 y la segunda a las etapas 2, 3, 4, 6, 7, 8 y 9. La etapa 1 será jeteada con la unidad de tubería flexible, mientras que las etapas 2 a la 9 serán disparadas con la unidad de registro eléctrico. Las etapas de la 1 a 8 se aislarán mediante tapones perforables colocados con una unidad de registro eléctricos.

En las etapas 2, 3, 4, 6, 7, 8 y 9 se consideran dos intervalos de fracturamiento por etapa y durante el fracturamiento de estas etapas se utilizarán agentes divergentes (TFS), utilizada para separar dentro de la cedula de bombeo algunos fluidos, este agente divergente se trata de un fluido con carga polimérica llamado espaciador divergente. Este fluido se bombea dentro del tratamiento para espaciar las tres sub-etapas que tiene esta cedula de bombeo. Se bombean un total de 6000 sacos de apuntalante en total para estas etapas, 2000 sacos se bombean en cada sub-etapa. Las etapas 1 y 5 se fracturan



con un total de 300 sacos. A continuación en la tabla 5.3 y 5.4 se muestran las cedulas de bombeo utilizadas.

Tabla 5.3 Cedula de bombeo etapa 5 del diseño original (PEMEX, 2013)

Nombre de etapa	Gasto (bbl/min)	Nombre de fluido	Volumen de fluido por etapa (gal)	Gel conc. (lbm/gal)	Tipo y malla de apuntalante	Conc. Apuntalante (PPA)
Ruptura	4.0	Slickwater	7000	0.0		
Acido	10.0	HCL 15	4000	0.0		
Pad	65.0	Slickwater	50000	0.0		
0.5 PPA	65.0	Slickwater	12000	0.0	100 Mesh Sand	
0.8 PPA	65.0	Slickwater	12000	0.0	100 Mesh Sand	
Sweep	65.0	Slickwater	16000	0.0		
1.0 PPA	65.0	Slickwater	4000	0.0	100 Mesh Sand	
Sweep	65.0	Slickwater	15000	0.0		
1.5 PPA	65.0	Slickwater	4000	0.0	100 Mesh Sand	
Pad	65.0	YF130FlexD	10000	30.0		
1.0 PPA	65.0	YF130FlexD	5125	30.0	30/50 S595, ISP	
1.2 PPA	65.0	YF130FlexD	6000	30.0	30/50 S595, ISP	
1.5 PPA	65.0	YF130FlexD	8200	30.0	30/50 S595, ISP	
1.8 PPA	65.0	YF130FlexD	10400	30.0	30/50 S595, ISP	
2.0 PPA	65.0	YF130FlexD	13500	30.0	30/50 S595, ISP	
2.2 PPA	65.0	YF130FlexD	15500	30.0	30/50 S595, ISP	
2.5 PPA	65.0	YF130FlexD	18000	30.0	30/50 S595, ISP	
2.5 PPA	65.0	YF130FlexD	8000	30.0	20/40 S595, ISP	
3.0 PPA	65.0	YF130FlexD	9085	30.0	20/40 S595, ISP	
3.2 PPA	65.0	YF130FlexD	11000	30.0	20/40 S595, ISP	
3.5 PPA	65.0	YF130FlexD	12000	30.0	20/40 S595, ISP	
Flush	65.0		9193	0.0		



Tabla 5.4 Cedula de bombeo etapa 4, 6, 7,8 y 9 utilizada tanto en el diseño original como en la etapas propuestas (PEMEX, 2013)

Nombre de etapa	Gasto (bbl/min)	Nombre de fluido	Volumen de fluido por etapa (gal)	Gel conc. (lbm/gal)	Tipo y malla de apuntalante	Conc. Apuntalante (PPA)
Ruptura	10.0	Slickwater	4667	0.0		0.00
Acido	10.0	HCL 15	2667	0.0		0.00
Pad	65.0	Slickwater	33333	0.0		0.00
0.5 PPA	65.0	Slickwater	8000	0.0	100 Mesh Sand	0.50
0.8 PPA	65.0	Slickwater	8000	0.0	100 Mesh Sand	0.75
Sweep	65.0	Slickwater	10667	0.0		0.00
1.0 PPA	65.0	Slickwater	2667	0.0	100 Mesh Sand	1.00
Sweep	65.0	Slickwater	10000	30.0		0.00
1.5 PPA	65.0	Slickwater	2667	30.0	100 Mesh Sand	1.50
Pad	65.0	YF130FlexD	6667	30.0		0.00
1.0 PPA	65.0	YF130FlexD	3417	30.0	30/50 S595, ISP	1.00
1.2 PPA	65.0	YF130FlexD	4000	30.0	30/50 S595, ISP	1.25
1.5 PPA	65.0	YF130FlexD	5467	30.0	30/50 S595, ISP	1.50
1.8 PPA	65.0	YF130FlexD	6933	30.0	30/50 S595, ISP	1.75
2.0 PPA	65.0	YF130FlexD	9000	30.0	30/50 S595, ISP	2.00
2.2 PPA	65.0	YF130FlexD	10333	30.0	30/50 S595, ISP	2.25
2.5 PPA	65.0	YF130FlexD	12000	30.0	30/50 S595, ISP	2.50
2.5 PPA	65.0	YF130FlexD	5333	30.0	20/40 S595, ISP	2.50
3.0 PPA	65.0	YF130FlexD	6057	30.0	20/40 S595, ISP	3.00
3.2 PPA	65.0	YF130FlexD	7333	30.0	20/40 S595, ISP	3.25
3.5 PPA	65.0	YF130FlexD	8000	30.0	20/40 S595, ISP	3.50
Espaciador con fibra	65.0	WF130	2730	30.2		0.00
TFS	65.0	WF130	1365	30.2		0.00
Espaciador con fibra	65.0	WF130	2730	30.2		0.00
Ruptura	10.0	Slickwater	4667	0.0		0.00
Acido	10.0	HCL 15	2667	0.0		0.00
Pad	65.0	Slickwater	33333	0.0		0.00
0.5 PPA	65.0	Slickwater	8000	0.0	100 Mesh Sand	0.50
0.8 PPA	65.0	Slickwater	8000	0.0	100 Mesh Sand	0.75
Sweep	65.0	Slickwater	10667	0.0		0.00
1.0 PPA	65.0	Slickwater	2667	0.0	100 Mesh Sand	1.00
Sweep	65.0	Slickwater	10000	30.0		0.00
1.5 PPA	65.0	Slickwater	2667	30.0	100 Mesh Sand	1.50
Pad	65.0	YF130FlexD	6667	30.0		0.00
1.0 PPA	65.0	YF130FlexD	3417	30.0	30/50 S595, ISP	1.00
1.2 PPA	65.0	YF130FlexD	4000	30.0	30/50 S595, ISP	1.25
1.5 PPA	65.0	YF130FlexD	5467	30.0	30/50 S595, ISP	1.50
1.8 PPA	65.0	YF130FlexD	6933	30.0	30/50 S595, ISP	1.75
2.0 PPA	65.0	YF130FlexD	9000	30.0	30/50 S595, ISP	2.00
2.2 PPA	65.0	YF130FlexD	10333	30.0	30/50 S595, ISP	2.25
2.5 PPA	65.0	YF130FlexD	12000	30.0	30/50 S595, ISP	2.50
2.5 PPA	65.0	YF130FlexD	5333	30.0	20/40 S595, ISP	2.50
3.0 PPA	65.0	YF130FlexD	6057	30.0	20/40 S595, ISP	3.00
3.2 PPA	65.0	YF130FlexD	7333	30.0	20/40 S595, ISP	3.25
3.5 PPA	65.0	YF130FlexD	8000	30.0	20/40 S595, ISP	3.50
Espaciador con fibra	65.0	WF130	2730	30.2		0.00
TFS	65.0	WF130	1365	30.2		0.00
Espaciador con fibra	65.0	WF130	2730	30.2		0.00
Ruptura	10.0	Slickwater	4667	0.0		0.00
Acido	10.0	HCL 15	2667	0.0		0.00
Pad	65.0	Slickwater	33333	0.0		0.00
0.5 PPA	65.0	Slickwater	8000	0.0	100 Mesh Sand	0.50
0.8 PPA	65.0	Slickwater	8000	0.0	100 Mesh Sand	0.75
Sweep	65.0	Slickwater	10667	0.0		0.00
1.0 PPA	65.0	Slickwater	2667	0.0	100 Mesh Sand	1.00
Sweep	65.0	Slickwater	10000	30.0		0.00
1.5 PPA	65.0	Slickwater	2667	30.0	100 Mesh Sand	1.50
Pad	65.0	YF130FlexD	6667	30.0		0.00
1.0 PPA	65.0	YF130FlexD	3417	30.0	30/50 S595, ISP	1.00
1.2 PPA	65.0	YF130FlexD	4000	30.0	30/50 S595, ISP	1.25
1.5 PPA	65.0	YF130FlexD	5467	30.0	30/50 S595, ISP	1.50
1.8 PPA	65.0	YF130FlexD	6933	30.0	30/50 S595, ISP	1.75
2.0 PPA	65.0	YF130FlexD	9000	30.0	30/50 S595, ISP	2.00
2.2 PPA	65.0	YF130FlexD	10333	30.0	30/50 S595, ISP	2.25
2.5 PPA	65.0	YF130FlexD	12000	30.0	30/50 S595, ISP	2.50
2.5 PPA	65.0	YF130FlexD	5333	30.0	20/40 S595, ISP	2.50
3.0 PPA	65.0	YF130FlexD	6057	30.0	20/40 S595, ISP	3.00
3.2 PPA	65.0	YF130FlexD	7333	30.0	20/40 S595, ISP	3.25
3.5 PPA	65.0	YF130FlexD	8000	30.0	20/40 S595, ISP	3.50
Sobre desplazamiento	65.0	YF130FlexD	2520	30.2		0.00
Desplazamiento	65.0	Slickwater	8043	30.2		0.00



Características del tipo de fluido y apuntalante

FR01-Slickwater 1 gal/1000 fricción reduce

Fluido base agua que se utiliza como fluido pre-colchón por su baja viscosidad, para iniciar la apertura de la fractura.

HC15-ácido clorhídrico al 15%

Ácido clorhídrico al 15 %, es utilizado para iniciar el bombeo y limpiar los residuos de los disparos.

D054-YF130/YF130D con un rompedor, 2% KCl

Fluidos reticulado con carga polimérica o gel activado utilizado para la etapa de colchón y para transportar el apuntalante.

Espaciador divergente (TFS)

Se trata de un fluido con carga polimérica utilizada para separar dentro de la cedula de bombeo algunos fluidos.

100SB malla Bauxita o arena blanca (Ottawa)

Estos apuntalantes se utilizan en formaciones donde el esfuerzo de cierre es inferior a 6000 psi y a profundidades menores de 8000 ft. Poseen alto grado de redondez y esfericidad. Están conformados por granos de cuarzo, lo cual los hace de baja solubilidad en ácidos, además es monocristalina, lo cual la hace más resistente.

SG08 Bauxita Sintética malla 30/50 y SG07 Bauxita Sintética malla 20/40

Los apuntalantes de bauxita en general se utilizan en formaciones donde el esfuerzo de cierre es mayor a 6000 psi y a profundidades mayores de 10000 ft. Contienen corindón, un material muy duro. Siendo el de mayor resistencia en el mercado se utiliza en pozos a grandes profundidades, altas tensiones y temperaturas. Son apuntalantes costosos.

Propiedades de las rocas

La información requerida para la obtención de los parámetros de la fractura se pueden clasificar como



1) Propiedades elásticas

Las propiedades elásticas, como la relación de Poisson y el módulo de Young, fueron calculadas con el registro de densidad y tiempo de tránsito de la onda compresional y de cizalla calculados por medio de la técnica de redes neuronales para la parte horizontal del pozo. Cabe mencionar que las propiedades elásticas se calcularon hasta 4070 m debido a que es la profundidad máxima a la que se tienen disponibles los registros.

2) Esfuerzos

El esfuerzo utilizado para este análisis puede variar dependiendo de la magnitud de los esfuerzos, para este caso consideramos que tenemos un régimen normal de esfuerzo, es decir, es donde el esfuerzo principal vertical (presión de sobrecarga) es el mayor de los esfuerzos, de ahí que se obtenga la magnitud del esfuerzo horizontal mínimo como se muestra a continuación:

Esfuerzo horizontal mínimo (σ_{Hmin})

Este esfuerzo fue calculado por medio de la siguiente ecuación (Mullen et al, 2007).

$$\sigma_{Hmin} = \left(\frac{\nu}{1-\nu}\right)(\sigma_v - \alpha P_o) + P_o + \sigma_t \dots \dots \dots (5.1)$$

Donde:

- σ_{Hmin} = Esfuerzo horizontal mínimo
- σ_v =Esfuerzo vertical o de sobrecarga
- P_o =Presion de poro o presión del yacimiento
- σ_t =Esfuerzo tectónico
- α =Coeficiente de Biot (adim)
- ν = Relación de poisson (adim)

Esfuerzo vertical o también llamado esfuerzo de sobrecarga (σ_v)

Denota la presión originada por el peso de las formaciones suprayacentes a una profundidad (D) de interés; es decir, es el resultante de la carga geostática. Usualmente se le da el valor de 1 psi/ft (0.021 Mpa/m)



Valor del esfuerzo tectónico (σ_t)

Se calculó a partir de la siguiente ecuación:

$$\sigma_t = LOT - \left[\frac{v}{1-v} * (P_s - \alpha P_p) + P_p \right] \dots\dots\dots (5.2)$$

Donde:

LOT= Prueba de goteo

El valor de LOT se obtuvo a partir de una prueba de goteo realizada en el pozo horizontal que arrojó un valor de 10341 psi.

Presión de poro o presión de formación (P_o)

Es aquella presión a la cual se encuentran confinados los fluidos en el espacio poroso de la formación. Para este caso se utilizara la información proporcionada en el DSD para el pozo K-1, en donde se calcularon tanto la presión de poro como el gradiente de fractura por el método de Eaton, la información ingresada se muestra en la tabla 5.5.



Tabla 5.5 Parámetros de la roca (Documento de soporte de decisión para el pozo K-1, 2013)

PROFUNDIDAD	D X C	P. PORO	D.E.C.	G. FRACT.
(m)	(adim.)	(gr/cc)	(gr/cc)	(gr/cc)
2400	1.334	1.09	1.25	1.55
2500	1.137	1.07	1.25	1.49
2600	1.770	1.12	1.25	1.51
2700	1.517	1.14	1.25	1.53
2800	1.145	1.21	1.25	1.48
2900	1.204	1.23	1.25	1.48
3000	1.329	1.25	1.36	1.56
3100	1.715	1.28	1.37	1.59
3300	1.484	1.40	1.49	1.80
3500	1.095	1.43	1.55	1.83
3700	0.995	1.44	1.55	1.84
3900	1.212	1.45	1.59	1.85
4000	1.022	1.47	1.62	1.90
4100	1.144	1.52	1.69	1.94
4200	1.163	1.52	1.71	1.91
4300	1.341	1.53	1.73	1.92
4400	1.266	1.59	1.73	1.87
4401	1.290	1.59	1.73	1.87
4402	1.259	1.58	1.73	1.86
4403	1.255	1.57	1.73	1.85
4404	1.222	1.58	1.73	1.86

Coefficiente de Biot (α)

Es la relación que existe en el cambio de volumen de los poros de la roca llenos de fluido y el cambio del volumen de la roca, el cual se puede calcular mediante el modulo volumétrico de la roca y del grano.

$$\alpha = 1 - \frac{K_s}{K_g} \dots \dots \dots (5.3)$$

Donde:

K_s = Modulo volumétrico de la roca (prueba ultrasónica).

K_g = Modulo volumétrico del grano (se obtiene a partir de la sumatoria de los productos del porcentaje de cada mineral en la roca por el modulo volumétrico del mineral puro obtenido de tablas).

El coeficiente de Biot promedio obtenido para el pozo K-1 fue de 0.73.



Esfuerzo crítico

Es el esfuerzo mínimo necesario para que la fractura se propague en los alrededores de un campo de esfuerzo constante, este parámetro también se puede tomar como la resistencia aparente a la tensión, ya que este esfuerzo debe ser mayor para que una grieta se propague (en un campo de esfuerzo uniforme). MFrac utiliza el máximo σ_c o $\sigma_{c/min}$ para determinar la intensidad de esfuerzo crítico en el borde de fractura. Si $\sigma_{c/min}$ es igual a cero sólo se considerará la tenacidad de la fractura.

Gradiente de esfuerzo

Se define como el esfuerzo que se tiene a una profundidad dada, dividida por la profundidad vertical verdadera o también llamada true vertical Deep (TVD), es decir:

$$\text{Gradiente de esfuerzo} = \text{Esfuerzo} / \text{TVD}$$

Se supone que el esfuerzo es el esfuerzo horizontal mínimo para las fracturas orientadas verticalmente y el esfuerzo de sobrecarga para las fracturas horizontales.

3) Pérdida de fluido

El comportamiento de la pérdida de fluido en la formación se rige por el coeficiente de pérdida de fluido total, el cual se compone por tres mecanismos de resistencia al flujo.

1) C_I Pérdida de fluidos viscosos y los efectos en la permeabilidad relativa, este coeficiente es utilizado para simular los efectos de la viscosidad del fluido de fracturamiento filtrado y la permeabilidad relativa. Se calcula a partir de la siguiente relación.

$$C_I = C_v = 0.0469 \sqrt{\frac{K_f \Delta p \phi}{\mu_f}} \dots\dots\dots (5.4)$$

Dónde:

$$C_I = \text{Coeficiente de control de viscosidad } \frac{ft}{\sqrt{min}},$$

Δp = Presión diferencial de pérdida (psi)



K_f = Permeabilidad efectiva del fluido de fracturamiento filtrado (darcy)

ϕ = Porosidad (adim.)

μ_f = Viscosidad efectiva del fluido de fracturamiento filtrado (cp)

2) C_{II} los efectos de la viscosidad del fluido del yacimiento y de la compresibilidad se modelan a partir de este coeficiente

$$C_{II} = C_c = 0.0374 \Delta p \sqrt{\frac{k_r c_t \phi}{\mu_r}} \dots \dots \dots (5.5)$$

Donde:

C_{II} = Coeficiente de control de compresibilidad, $\frac{ft}{\sqrt{min}}$,

Δp = Presión diferencial de pérdida, psi,

k_r = La permeabilidad del yacimiento con respecto a los fluidos del yacimiento, darcy,

c = Compresibilidad total de la formación, 1/psi,

ϕ = Porosidad de la formación,

μ_r = Viscosidad del fluidos del yacimiento, cp.

3) C_{III} efectos del filtrado, el cual representa el inverso de la resistencia de la pérdida de fluido de fracturamiento a través del filtrado. Un valor de cero representa una resistencia infinita en el filtrado, mientras que un valor de infinito representa ningún efecto del filtrado o incluso que este no existe. Este mecanismo se calcula a partir de los datos de laboratorio como:

$$C_{III} = C_w = \frac{0.0164 m}{A} \dots \dots \dots (5.6)$$

Dónde:

C_{III} = Coeficiente de filtrado, $\frac{ft}{\sqrt{min}}$,

A = Area de la sección trasversal, cm^2 ,

m = Pérdida de volumen versus la raíz cuadrada del tiempo ($ml/min^{1/2}$)



En esta opción se debe elegir qué modelo de pérdida de fluido se utiliza dándonos a elegir tres principales opciones:

a) Constante: de seleccionarse esta opción el coeficiente de pérdida de fluido total se introducirá en la ventana de datos de pérdida de fluido. Los coeficientes de pérdida de fluido y pérdida de filtrado serán función de la profundidad para caracterizar la pérdida de fluido en la fractura a diferentes intervalos.

b) Harmónico:

$$C = \frac{(C_I C_{II} C_{III})}{(C_I C_{II} + C_{II} C_{III} + C_I C_{III})} \dots \dots \dots (5.7)$$

c) Dinámico

$$C = \frac{2C_I C_{II} C_{III}}{C_I C_{III} \sqrt{(C_I C_{III})^2 [4C_{II}^2 (C_I^2 + C_{III}^2)]}} \dots \dots \dots (5.8)$$

Cuando se elige la opción de los modelos harmónico o dinámico, el coeficiente de filtrado (C_{III}) y los parámetros de difusibilidad del yacimiento son solicitados en la ventana de datos de pérdida de fluidos para cada etapa. Los coeficientes C_I y C_{II} son calculados a partir de los datos del yacimiento y de las características de propagación de la fractura. El coeficiente total de pérdida de fluido es calculado en función de la presión diferencial.

En este caso, se llevó a cabo considerando un modelo de pérdida harmónico.

4) Tenacidad de la fractura

La definición de tenacidad a la fractura se obtiene a partir del concepto de factor de intensidad de esfuerzo. La tenacidad a la fractura es una medida de la resistencia del material a la propagación de la fractura. Es proporcional a la cantidad de energía que puede ser absorbida por el material antes de que ocurra la propagación. La base de esta relación implica el supuesto de que existen defectos pre-existentes que inducen altas concentraciones de esfuerzo en sus proximidades. Estos sitios se convierten en puntos para la iniciación y propagación de grietas.



5.3. Resultados de la aplicación.

Se simularon dos casos distintos con los modelos KGD y PKN, tanto para las etapas originales del pozo K-1 como para los intervalos propuestos. Las condiciones bajo las cuales se realizaron estas simulaciones fueron las siguientes:

Aspectos Generales

Acoplamiento del yacimiento

Este parámetro está relacionado al comportamiento de pérdida de fluido para la propagación de una fractura. Se consideró un acoplamiento del yacimiento lineal, este es el modelo clásico de pérdida de fluido propuesto por Carter y asume que la pérdida de fluido es unidimensional, se utiliza esta opción cuando se tiene poca pérdida de fluidos.

Modelo de pérdida de fluido

Se tomó un modelo armónico, en el cual el coeficiente de pérdida total es calculado en función de la presión diferencial.

Modelo de la hidráulica del pozo

Estos modelos se utilizan para calcular las pérdidas de presión por fricción en el pozo. Se consideró un modelo empírico, el cual es una correlación que realiza el simulador para el cálculo de pérdida por fricción de fluidos newtonianos y no newtonianos. Esta opción proporciona una correlación que es aplicable para una variedad de fluidos.

Aspectos de la fractura

Parámetros de propagación

Esta opción es para elegir la forma en que se propagará la fractura, se eligió un crecimiento positivo que no permite retroceso de la fractura, es decir la fractura se mantendrá propagando. Las rocas de bajas permeabilidades, fracturadas de manera eficiente, pueden continuar propagándose después de que las bombas se han detenido, de ahí que se elija esta opción.

Intervalo en que se iniciará la fractura



Esta opción se usa para seleccionar la manera en que el programa inicia la fractura, se ha elegido la opción de intervalo de esfuerzo mínimo, para esta opción el programa analizará el perfil total de esfuerzos de la formación e identificará el intervalo perforado que contiene la presión de cierre mínima requerida para mantener la fractura abierta. Este intervalo se utiliza como el lugar inicial de la fractura.

Modelo de fricción de fractura

Normalmente existe un flujo laminar en la fractura, para este caso se utiliza una solución clásica y el factor de fricción de Darcy-Weisbach se toma como:

$$f_D = 24/R_e \dots\dots\dots (5.9)$$

Donde:

f_D =Factor de fricción

R_e =Número de Reynolds

Rugosidad de la fractura

Se supone una fractura lisa, sin rugosidad, en donde el factor de fricción de Darcy-Weisbach se utiliza sin modificaciones.

Aspectos del apuntalante

Transporte de apuntalante

Esta opción está relacionada con la propagación de la fractura, se ha tomado un transporte convencional (relacionado con el agente sostén), lo cual significa que se relaciona el transporte de apuntalante, con la propagación de la fractura, para simular el transporte de apuntalante en suspensión mientras la fractura se propaga; para esta opción el programa calcula de forma incremental la propagación de la fractura seguido del transporte del agente sostén para cada intervalo de tiempo.

Opciones de asentamiento de apuntalante

Para esta opción se ha elegido un transporte convectivo (velocidad de asentamiento media), en el cual se considera el diámetro del apuntalante, ya que esta es una de las



características que tienen mayor impacto en la velocidad de asentamiento. Los experimentos han demostrado que ciertas combinaciones de apuntalante y fluidos basados en las modificaciones de la ley de Stoke subestiman la velocidad de asentamiento, para tomar en cuenta estos efectos se incluye una correlación de transporte convectivo.

Efectos del apuntalante en el pozo

Esta opción controla la metodología utilizada para simular los efectos de concentración del agente sostén en la tubería, se ha tomado un efecto empírico en donde se incluyen los efectos de la concentración del agente sostén en la fricción de la tubería.

Efectos del apuntalante en la fractura

Este parámetro controla los efectos de la concentración del agente sostén en las pérdidas de presión por fricción en la fractura, se ha tomado un efecto empírico en donde se incluyen los efectos de la concentración de apuntalante en la fricción de la fractura. El procedimiento implica una corrección a la viscosidad para producir un término de viscosidad relativo. Una vez hecho esto, el modelo de fricción de la fractura se calcula basándose en el modelo de fricción de la fractura.

A continuación se muestran las tablas con los resultados obtenidos para cada diseño. La tabla 5.6 describe los resultados del modelo PKN para el diseño original y la tabla 5.7 para el modelo KGD.



Tabla 5.6 Resultados modelo PKN, diseño original

Etapa		9	8	7	6	5	4
Profundidad (MD)	(m)	2901.68	3063.57	3249.58	3464.95	3567.44	3791.13
Longitud de la fractura-Creada	(m)	133.58	115.34	89.09	101.93	393.47	99.14
Longitud de la fractura-apuntalada	(m)	116.96	102.78	80.61	91.88	163.75	89.25
Altura de la fractura apuntalada (Zona de interés)-promedio	(m)	65.08	79.97	111.01	93.84	56.56	97.18
Ancho apuntalado (Zona de interés)-promedio	(in)	0.032	0.030	0.028	0.029	0.044	0.029
Conductividad de la fractura (Zona de interés)-Promedio al cierre	(mD-ft)	223.4	217.99	210.64	214.29	257.16	213.56
Conductividad de la fractura adimensional (Zona de interés)		5907.3	6517.7	8070.5	7177.1	4846.9	7348.3
Relación de la fractura apuntalada (EOJ)		0.058	0.058	0.059	0.059	0.066	0.059
Máxima potencia	(hhp)	19662	20181.3	20783.7	21805	23064.1	23202.8
Masa total de apuntalante	(lbm)	6000,000	6000,000	6000,000	6000,000	3000,000	6000,000
Volumen de fluido total	1000 U.S. gal.	525.837	525.837	525.837	525.837	260.003	525.837
Gasto	BPM	65	65	65	65	65	65

*EOJ: End Of Job (fin del trabajo)



Tabla 5.7 Resultados modelo KGD, diseño original

Etapa		9	8	7	6	5	4
Profundidad (MD)	(m)	2901.68	3063.57	3249.58	3464.95	3567.44	3791.13
Longitud de la fractura-Creada	(m)	124.26	113.75	97.37	105.60	281.70	103.86
Longitud de la fractura-apuntalada	(m)	109.06	101.54	87.74	95.03	124.79	93.55
Altura de la fractura apuntalada (Zona de interés)-promedio	(m)	65.31	82.76	114.02	97.13	56.15	100.49
Ancho apuntalado (Zona de interés)-promedio	(in)	0.037	0.03	0.027	0.030	0.062	0.029
Conductividad de la fractura (Zona de interés)-Promedio al cierre	(mD-ft)	237.35	216.01	188.13	201.79	343.75	198.83
Conductividad de la fractura adimensional (Zona de interés)		6635.1	6485.2	6536.7	6473.3	8397.8	6479.5
Relación de la fractura apuntalada (EOJ)		0.058	0.059	0.059	0.059	0.065	0.059
Máxima potencia	(hhp)	19453.7	20044.6	20744.5	21719	22629.2	23127.2
Masa total de apuntalante	(lbm)	6000,000	6000,000	6000,000	6000,000	3000,000	6000000
Volumen de fluido total	1000 U.S. gal.	525.837	525.837	525.837	525.837	260.003	525.837
Gasto	BPM	65	65	65	65	65	65



La tabla 5.8 describe los resultados para las etapas propuestas del modelo PKN para el diseño original y la tabla 5.9 para el modelo KGD.

Tabla 5.8 Resultados modelo PKN, etapas propuestas

Etapa		7	6	5	4	3	2	1
Profundidad (MD)	(m)	2966.5	3097.0	3219.5	3234.5	3282.0	3769.5	3981.5
Longitud de la fractura-Creada	(m)	618.26	572.01	616.85	804.51	344.48	966.12	436.43
Longitud de la fractura-apuntalada	(m)	486.25	448.84	484.14	623.35	291.18	742.71	352.10
Altura de la fractura apuntalada (Zona de interés)-promedio	(m)	27.87	38.67	27.50	17.77	98.69	13.02	67.20
Ancho apuntalado (Zona de interés)-promedio	(in)	0.022	0.023	0.022	0.026	0.018	0.029	0.020
Conductividad de la fractura (Zona de interés)-Promedio al cierre	(mD-ft)	141.16	147.67	141.75	165.21	127.82	178.79	135.58
Conductividad de la fractura adimensional (Zona de interés)		885.11	1003.1	892.67	807.99	1338.3	733.89	1174
Relación de la fractura apuntalada (EOJ)		0.062	0.061	0.062	0.0616	0.0602	0.061	0.00
Máxima potencia	(hhp)	21023.6	21933.7	22018	22658	21916.3	24815.6	25252.9
Masa total de apuntalante	(lbm)	6000,000	6000,000	6000,000	6000,000	6000,000	6000,000	6000,000
Volumen de fluido total	1000 U.S. gal.	525.837	525.837	525.837	525.837	525.837	525.837	525.837
Gasto	BPM	65	65	65	65	65	65	65



Tabla 5.9 Resultados modelo KGD, etapas propuestas

Etapas		7	6	5	4	3	2	1
Profundidad (MD)	(m)	2966.5	3097.0	3219.5	3234.5	3282.0	3769.5	3981.5
Longitud de la fractura-Creada	(m)	412.86	416.85	411.85	512.80	307.22	571.64	354.05
Longitud de la fractura-apuntalada	(m)	330.48	336.40	329.29	405.30	265.44	391.06	294.77
Altura de la fractura apuntalada (Zona de interes)-promedio	(m)	15.12	29.3	14.61	8.73	97.80	7.46	50.11
Ancho apuntalado (Zona de interés)-promedio	(in)	0.0367	0.033	0.036	0.047	0.020	0.063	0.025
Conductividad de la fractura (Zona de interes)-Promedio al cierre	(mD-ft)	220.54	210.26	220.76	236.39	143.47	318.22	169.68
Conductividad de la fractura adimensional (Zona de interés)		2034.6	1905.6	2043.9	1778.1	1647.9	2480.8	1755
Relación de la fractura apuntalada (EOJ)		0.0608	0.0601	0.0607	0.0601	0.060	0.059	0.060
Máxima potencia	(hhp)	20582	21618	21584	22140.9	21792.7	24183.7	25054.3
Masa total de apuntalante	(lbm)	6000,000	6000,000	6000,000	6000,000	6000,000	6000,000	6000,000
Volumen de fluido total	1000 U.S. gal.	525.837	525.837	525.837	525.837	525.837	525.837	525.837
Gasto	BPM	65	65	65	65	65	65	65



Análisis de producción

Con las longitudes y anchos de las fracturas obtenidos se realizó un análisis de producción con ayuda de Mprod, de donde se obtuvieron las producciones que se muestran en las tablas 5.10, 5.11, 5.12 y 5.13.

Los resultados de producción se obtuvieron para dos años. Se consideró una presión de fondo estático y presión de fondo fluyendo constante y similar para cada etapa.

Tabla 5.10 Resultados de producción para el modelo PKN, etapas originales

Etapa	Número de fracturas transversales	Tiempo (d)	Gasto (Mscf/d)	Producción acumulada (MMMscf)	Presión promedio (psi)	Presión de fondo fluyendo (psi)
4	6	730	808.95	1.131	6530	3100
5	3	730	698.52	1.001	6530	3100
6	6	730	829.72	1.162	6530	3100
7	6	730	740.60	1.030	6530	3100
8	6	730	915.85	1.290	6530	3100
9	6	730	1027.7	1.455	6530	3100
Suma			5021.34	7.069		

Tabla 5.11 Resultados de producción para el modelo KGD, etapas originales

Etapa	Número de fracturas transversales	Tiempo (d)	Gasto (Mscf/d)	Producción acumulada (MMMscf)	Presión promedio (psi)	Presión de fondo fluyendo (psi)
4	6	730	647.74	0.8854	6530	3100
5	3	730	418.92	0.5810	6530	3100
6	6	730	656.78	0.8985	6530	3100
7	6	730	612.38	0.8340	6530	3100
8	6	730	696.39	0.9560	6530	3100
9	6	730	742.09	1.022	6530	3100
Suma			3774.2	5.1769		

Las tablas 5.10 y 5.11 muestran los resultados de producción de las etapas originalmente utilizadas para el pozo K-1 obtenidas de Mprod, es decir estas son las



producciones que se esperan a dos años, con la geometría de la fractura mostrada en las tablas 5.6 y 5.7. Las tablas muestran cada una de las etapas y el número transversal de fracturas, para este punto se supone que cada una de las fracturas transversales (clusters) que se utilizaron, están produciendo al pozo, lo cual no se sabe con seguridad, ya que al diseñar por etapa no estamos seguros si cada uno de los cluster produce. Si el número de fracturas transversales disminuye también lo hace la producción, como se observa en la etapa 5 donde se puede ver una producción por debajo de las demás etapas, otro factor que afecta la producción, son las presiones, las cuales para este caso se tomaron constantes, lo cual no ocurre, para esto se debe conocer las presiones de fondo fluyendo para cada profundidad. Las producciones para el modelo PKN son mayores que las del modelo KGD.

Tabla 5.12 Resultados de producción para el modelo PKN, etapas propuestas

Caso	Número de fracturas transversales	Tiempo (d)	Gasto (Mscf/d)	Producción acumulada (MMMscf)	Presión promedio (psi)	Presión de fondo fluyendo (psi)
1	2	750	728.62	1.045	6530	3100
2	2	750	1126.3	1.731	6530	3100
3	2	750	607.52	0.8749	6530	3100
4	2	750	1042.8	1.611	6530	3100
5	3	750	1279.2	2.033	6530	3100
6	2	750	819.48	1.294	6530	3100
7	3	750	1285.5	2.042	6530	3100
Suma			6889.42	10.505		



Tabla 5.13 Resultados de producción para el modelo KGD, etapas propuestas

Etapas	Número de fracturas transversales	Tiempo (d)	Gasto (Mscf/d)	Producción acumulada (MMMscf)	Presión promedio (psi)	Presión de fondo fluyendo (psi)
1	2	750	614.66	0.8854	6530	3100
2	2	750	801.68	1.103	6530	3100
3	2	750	556.31	0.8026	6530	3100
4	2	750	827.47	1.122	6530	3100
5	3	750	1023	1.445	6530	3100
6	2	750	697.30	0.9997	6530	3100
7	3	750	1029.4	1.495	6530	3100
Suma			5549.82	7.852		

Las tablas 5.12 y 5.13 muestran los resultados de producción utilizando las etapas propuestas, en este segundo análisis mantenernos constantes la presión promedio y la presión de fondo fluyendo para ambos modelos. Para este caso se llevan a cabo siete etapas siendo un número mayor que el ocupado en el caso de las etapas originales, pero con un número menor de fracturas transversales por etapa. Se observa un aumento de producción con forme al aumento del número de etapas, exceptuando la tercera , debido probablemente a que en esta etapa se cuenta con una longitud de fractura y ancho apuntalado más pequeño respecto a la que se tienen en otras etapas . La diferencia que se observa entre el modelo PKN y KGD es la producción, ya que el modelo PKN otorga una producción superior a la del modelo KGD, aunque la diferencia entre estas producciones no están significativa como la diferencia en las producciones obtenidas para las etapas originales.

Producciones totales

Para la obtención de las producciones totales se considera que todas las etapas están aportando en totalidad su producción, dando como resultado los valores mostrados en la tabla 5.14.



Tabla 5.14 Resultados de producción total

Diseño	Gasto (Mscf/d)	Producción acumulada (MMMscf)
Modelo PKN análisis original	5021.34	7.069
Modelo KGD análisis original	3774.3	5.1769
Modelo PKN etapas propuestas	6889.42	10.505
Modelo KGD etapas propuestas	5549.82	7.852

Observaciones

De la tabla anterior podemos observar que el modelo PKN con las etapas propuestas es el que está aportando una mayor producción a 750 días, seguido por el modelo KGD con las mismas etapas propuestas, aunque la producción obtenida por este modelo no es muy diferente que las que se tienen en el modelo PKN para el análisis de las etapas originalmente utilizadas.

5.4 Análisis de resultados

Los resultados obtenidos son de dos tipos:

- Diseño de la fracturas
- Resultados de producción

Los resultados del diseño de fracturas se observan en las tablas 5.6, 5.7, 5.8, y 5.9, y los del análisis de producción se observan en las tablas 5.10, 5.11, 5.12 y 5.13.

Análisis de los resultados de diseño

Los resultados obtenidos son tanto de la geometría de la fractura para las etapas originalmente usadas como para las etapas calculas a partir de los intervalos elegidos de un análisis geomecánico.

En general los parámetros relevantes son:

- La altura de la fractura, la cual varía con respecto del espesor de la zona que se disparó. Esta altura no permanecerá constante ya que se tomaron diferentes espesores para cada etapa a diferentes profundidades.



- La longitud de la fractura, esta longitud varía dependiendo del tipo de modelo utilizado, considerando que los demás parámetros son los mismos para todos los modelos.
- El ancho de la fractura apuntalada, esta varia para cada etapa y para cada modelo, manteniéndose en un rango de 0.02 a 0.03 (in) aproximadamente.

Los demás parámetros obtenidos como la potencia máxima, el gasto, el volumen de apuntalante y de fluido son datos que siempre se deben tener en cuenta y por lo tanto también se registran.

La tabla 5.6 y 5.7 son los resultados obtenidos para las etapas originalmente usadas. En la tabla 5.6 se observa el modelo PKN y en la tabla 5.7 se observa el modelo KGD. Cada uno de estos modelos poseen diferentes características, el modelo PKN por definición arroja longitudes de la fracturas mayores, al observar estos resultados tenemos que la mitad de estas longitudes son mayores en el modelo PKN tanto para la longitud creada como para la apuntalada. Por otro lado el modelo KGD es un modelo que nos da anchos de la fractura mayores, lo cual se cumple para más de la mitad de los anchos apuntalados obtenidos. La conductividad de la fractura es un parámetro que está en función tanto del ancho de la fractura como de la longitud, el modelo PKN posee mayores conductividades de la fractura, lo que nos dice que las fracturas producidas por estos modelos tendrán un mejor aporte de fluidos.

Los mismos parámetros se compararon en las tablas 5.8 y 5.9, donde se tienen los resultados de las etapas propuestas. Lo primero que debemos observar es que las profundidades en las tablas 5.8 y 5.9 son diferentes a las que se tiene en las tablas 5.6 y 5.7, además los espesores (altura) también cambian. Para estas profundidades tenemos longitudes de la fractura creada mayores que la longitud de la fractura apuntalada, a diferencia de lo obtenido en los resultados con las etapas originales, la cantidad de apuntalante que se inyecta es la misma, pero con estas variaciones en las longitudes de la fractura podemos concluir en que son necesarias cantidades mayores de apuntalante o mayores tiempos de bombeo para rellenar totalmente la fractura creada, este efecto se observa por igual en ambos modelos, aunque es más claro para el modelo PKN.



Otro aspecto interesante de observar en los resultados de las etapas propuestas, es que las características de cada modelo, como longitud de la fractura mayores para el modelo PKN y anchos de la fractura mayores para KGD se cumplen en totalidad para todas las etapas, a diferencia de lo que se tiene en las etapas originales, donde estas características no se cumplen en totalidad para cada una de las etapas, además la conductividad de la fractura adimensional es mayor para el modelo KGD a diferencia de lo obtenido en las etapas originales, esto se puede deber a la marcada diferencia en los ancho de la fractura, ya que este es un parámetro que afecta positivamente a la conductividad adimensional de la fractura, así como el hecho de que no se aproveche al máximo la longitud de la fractura creada en el modelo PKN obtenido para estas etapas.

Análisis de los resultados de producciones

El pozo K-1 es productor de gas, el estudio se realizó para 2 años, en las tablas 5.10, 5.11, 5.12 y 5.13 se observan, el número de etapas, el número de fracturas transversales o clusters, el gasto obtenido para dicha etapa, la producción acumulada así como la presión promedio y la presión del fondo fluyendo (dichas presiones se consideraron constantes). Las producciones acumuladas en el modelo PKN para las etapas originales son mayores que las obtenidas para el modelo KGD, sin embargo en las etapas propuestas el modelo KGD tiene mayores producciones que el modelo PKN para las etapas originales, esto se puede deber a que la geometría de la fractura pose mejores dimensiones. El modelo, que en general presenta mayores producciones es el PKN para las etapas propuestas.



CAPÍTULO VI. CONCLUSIONES

Las etapas propuestas a partir de un análisis geomecánico de la roca resultaron con mayores longitudes de fractura y con menores anchos de la fractura, para la mayoría de las etapas, en ambos modelos.

La longitud y el ancho de la fractura son parámetros que afectan la producción de una etapa y por ende la producción total del pozo, pero un parámetro que puede cambiar el aporte de una etapa es el número de cluster. Se observó cómo, aun teniendo una longitud de la fractura adecuado, al tener un número menor de clusters la producción puede llegar a ser baja.

El número de cluster por etapa es un parámetro que puede llegar a afectar en gran manera la producción que se tendrá por etapa.

Los intervalos a fracturar tienen gran influencia en la producción obtenida, al cambiar estos es posible obtener mejores producciones, siempre y cuando se elijan teniendo conciencia de las propiedades de la formación.

Siendo los modelos 2D de altura constante, la altura de la fractura afecta en la geometría final de la fractura, mientras menor sea la altura de la fractura, mayor será la longitud de la fractura.

El modelo PKN resulto tener mejores producciones que el modelo KGD, y también fue éste el que presenta mayores longitudes de la fractura para ambos casos, tanto en las etapas originales del diseño como para las etapas propuestas.

Recomendaciones

Tanto el análisis de diseño como el análisis de producción se llevaron a cabo con ayuda de un software especializado, los resultados obtenidos están en función de las ecuaciones utilizadas por dicho software, se recomienda el uso de aquella herramienta que sea conocida por el usuario y se deben considerar las condiciones bajo las cuales se está trabajando.



El número de etapas originales del pozo K-1 son 9, para nuestro análisis solamente se estudiaron 6 etapas, con la finalidad de realizar una comparación, si se requiere un estudio más exacto del pozo K-1 se recomienda considerar las 9 etapas originales, siempre y cuando se tenga conocimiento de la propiedades de la roca para todo la extensión horizontal del pozo. Es decir para un mejor análisis se recomienda tener los registros hasta la profundidad final.

Los resultados de producción arrojan valores muy diferentes para los modelo KGD y PKN, se recomienda utilizar un software más exacto para el análisis de producción.

Los objetivos de la presente tesis se cumplen en un ámbito de simulación. No se han probado en un pozo real.

Para el análisis se producción se consideraron las presiones contantes en toda la longitud horizontal, para un mejor resultado de producción se recomienda considerar los cambios de presión para cada profundidad desarrollada.

Lo mostrado en el anterior documento, está elaborado en base a la información disponible para el pozo K-1, es recomendable tener la mayor cantidad de información posible para obtener mejores resultados.



Referencias

Donaldson, E. C., Alam, W., & Begum, N. (2014). *Hydraulic fracturing explained: Evaluation, implementation, and challenges*. Elsevier.

Arevalo, J. A. (2014). Dynamic Characterization of Unconventional Gas Reservoirs: Field Cases. Unconventional Resources Technology Conference (URTEC).

Araujo, O., Lopez-Bonetti, E., & Sierra, J. (2012, January). Evaluating First Eagle Ford Shale Gas Well-Case History from Northern Mexico. In SPE Canadian Unconventional Resources Conference. Society of Petroleum Engineers.

Montgomery, C. T., & Smith, M. B. (2010). Hydraulic fracturing: History of an enduring technology. *Journal of Petroleum Technology*, 62(12), 26-40.

Marongiu-Porcu, M., Economides, M. J., & Holditch, S. A. (2008, January). Economic and physical optimization of hydraulic fracturing. In SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control. Society of Petroleum Engineers.

Nauroy, J. F. (2011). *Geomechanics applied to the petroleum industry*. Editions Technip.

Yew, C. H., & Weng, X. (2014). *Mechanics of hydraulic fracturing*. Gulf Professional Publishing.

Savitski, A. A., & Detournay, E. (1999). Propagation of a pennyshape hydraulic fracture in an impermeable rock. *Rock Mechanics for Industry*, 2, 851-858.

Speight, J. G. (2013). *Shale gas production processes*. Gulf Professional Publishing.

Martin, T., & Economides, M. (2007). *Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production*.

Economides, M. J., & Martin, T. (2007). *Modern fracturing: Enhancing natural gas production* (pp. 978-1). Houston, Texas: ET Publishing.

Allix, P., Burnham, A., Fowler, T., Herron, M., Kleinberg, R., & Symington, B. (2011). Extracción del petróleo contenido en las lutitas. *Oilfield Review*, 22(4), 4-15.

Glorioso, J. C., & Rattia, A. (2012, March). Unconventional reservoirs: Basic petrophysical concepts for shale gas. In *SPE/EAGE European Unconventional Resources Conference & Exhibition-From Potential to Production*.



EIA (U.S. Energy Information Administration). Análisis y proyecciones técnicamente recuperables de recursos Shale oil y Shale gas: Una evaluación de 137 formaciones de Shale en 41 países fuera de los E.U. 13 de Junio de 2013.

Stevens, S. H., & Moodhe, K. D. (2015, November). Evaluation of Mexico's Shale Oil and Gas Potential. In *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*. Society of Petroleum Engineers.

López-Solís, V. M., & Martínez-González, F. ANALISIS DE PRUEBAS DE GOTEO EXTENDIDAS PARA LA DETERMINACIÓN DEL GRADIENTE DE FRACTURA Y ESFUERZO MÍNIMO.

Coutiñi M.C. (2015) Determinacion de los indices de fragilidad para definir intervalos a disparar en la formacion Pimienta en un pozo al noroeste del estado de nuevo leó. México D.F.

Marongiu-Porcu, M., Economides, M. J., & Holditch, S. A. (2008, January). Economic and physical optimization of hydraulic fracturing. In *SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control*. Society of Petroleum Engineers.

Jones, J., & Britt, L. K. (2009). *Design and appraisal of hydraulic fractures*. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers.

Pemex, E. Producción. (2005). *TERMINACIÓN: GUÍA DE DISEÑO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO*.

Yew, C. H., & Weng, X. (2014). *Mechanics of hydraulic fracturing*. Gulf Professional Publishing.

Alkathami, Mohammad. *Investigation of Proppant Transport in Hydraulic Fractures*. Houston. 2007.

Daneshy, A. A. (2011, January). Hydraulic fracturing of horizontal wells: Issues and insights. In *SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference*. Society of Petroleum Engineers.

Alexander, T., Baihly, J., Boyer, C., Clark, B., Waters, G., Jochen, V., ... & Toelle, B. E. (2012). Revolución del gas de lutitas. *Oilfield review*, 23, 40-56.

Almaguer, J., Manrique, J., Wickramasuriya, S., Habbtar, A., López-de-Cárdenas, J., May, D., ... & Sulbarán, A. (2002). Orienting perforations in the right direction. *Oilfield Review*, 14, 16-31.



Cipolla, C. L., Warpinski, N. R., Mayerhofer, M. J., Lolon, E., & Vincent, M. C. (2008, January). The relationship between fracture complexity, reservoir properties, and fracture treatment design. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers. -

Meyer, B. R., Bazan, L. W., Jacot, R. H., & Lattibeaudiere, M. G. (2010, January). Optimization of multiple transverse hydraulic fractures in horizontal wellbores. In *SPE Unconventional Gas Conference*. Society of Petroleum Engineers.

Shahri, M. P., Chok, H., Amorocho, C., Mejia, C., & Mutlu, U. (2015). Automated Hydraulic Fracturing Stage Design Based on Integrated Fracture Potential. *Unconventional Resources Technology Conference (URTEC)*.

Daneshy, A. A. (2011, January). Hydraulic fracturing of horizontal wells: Issues and insights. In *SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference*. Society of Petroleum Engineers.