



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

FLUIDOS BINARIOS COMO ALTERNATIVA PARA EL
FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE :

I N G E N I E R O P E T R O L E R O

P R E S E N T A N :

G U I L L E R M O M O R E N O L U N A

M O I S É S O R T I Z G O N Z Á L E Z

J E S Ú S O R T I Z Q U I N T E R O



DIRECTOR DE TESIS: M.I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA.

ASESOR EXTERNO: M.I. CARLOS ISLAS SILVA.

CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO D.F

MAYO 2009



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.

Fluidos binarios como alternativa en el fracturamiento hidráulico.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	4
Historia del fracturamiento hidráulico	5
CAPÍTULO II	8
Conceptos básicos de ingeniería de yacimientos	9
<i>II.1 Propiedades de la roca</i>	9
II.1.1 Porosidad.....	9
II.1.2 Porosidad absoluta.....	9
II.1.3 Porosidad efectiva.....	9
<i>II.2 Saturaciones</i>	10
II.2.1 Saturación inicial.....	11
II.2.2 Saturación residual.....	11
II.2.3 Saturación crítica.....	11

<i>II.3 Permeabilidad</i>	11
II.3.1 Permeabilidad absoluta.....	12
II.3.2 Permeabilidad efectiva.....	12
II.3.3 Permeabilidad efectiva a un fluido.....	13
<i>II.4 Compresibilidad de la formación</i>	13
<i>II.5 Propiedades de los fluidos</i>	14
<i>Propiedades del aceite</i>	14
II.5.1 Relación de solubilidad.....	14
II.5.2 Factor de volumen del aceite.....	16
II.5.3 Densidad del aceite.....	18
II.5.4 Densidad relativa del aceite.....	19
II.5.5 Densidad API.....	20
II.5.6 Coeficiente de compresibilidad isotérmica del aceite.....	20
II.5.7 Viscosidad del aceite.....	21
<i>Propiedades de los gases</i>	23
II.5.8 Factor de volumen del gas.....	23
II.5.9 Factor de desviación de los gases reales (factor de desviación z).....	25
II.5.10 Coeficiente de compresibilidad isotérmica del gas.....	27

II.5.11 Viscosidad del gas.....	28
<i>Propiedades del agua.....</i>	29
II.5.12 Factor de volumen del agua.....	29
II.5.13 Relación gas agua.....	30
II.5.14 Coeficiente de compresibilidad isotérmica del agua.....	31
II.5.15 Viscosidad del agua.....	31
CAPÍTULO III.....	32
Daño a la formación.....	33
<i>III.1 Introducción.....</i>	33
<i>III.2 Pseudodaños.....</i>	34
III.2.1 Pseudodaños y la configuración del pozo.....	36
III.2.2 Otros pseudodaños.....	37
<i>III.3 Daño a la formación.....</i>	38
<i>III.4 Origen de los daños de la formación.....</i>	41
III.4.1 Daños durante la perforación.....	41
III.4.1.1 <i>Invasión de sólidos de fluidos de perforación.....</i>	41
III.4.1.2 <i>Invasión de filtrados de fluidos de perforación.....</i>	42
III.4.2 Daños durante la cementación.....	44

III.4.2.1 Lavadores y espaciadores.....	44
III.4.2.2 Lechadas de cemento.....	45
III.4.2.3 Cementación forzada.....	45
III.4.3 Daños durante los disparos.....	46
III.4.4 Daños por fluidos durante la terminación y la reparación.....	47
III.4.5 Daños del empaque de grava.....	49
III.4.6 Daños durante los tratamientos de estimulación.....	49
III.4.6.1 Limpieza de la vecindad del pozo.....	49
III.4.6.2 Inyección de bióxido de carbono.....	50
III.4.6.3 Inyección de polímeros.....	50
<i>III.5 Mecanismos de daño a la formación.....</i>	<i>51</i>
III.5.1 Reducción de la permeabilidad absoluta.....	53
III.5.2 Reducción de la permeabilidad relativa.....	54
III.5.3 Alteración de la viscosidad de los fluidos en el yacimiento.....	55
<i>III.6 Tipos de daño.....</i>	<i>56</i>
III.6.1 Daño por invasión de fluidos.....	56
III.6.1.1 Hinchamiento y migración de arcillas.....	56
III.6.1.2 Emulsiones.....	61
III.6.1.3 Cambio de mojabilidad.....	63
III.6.1.4 Depósitos orgánicos.....	64

III.6.1.4.1 <i>Parafinas</i>	64
III.6.1.4.1.1 <i>Factores que rigen la solubilidad y depositación de la parafina</i>	65
III.6.1.4.2 <i>Asfáltenos</i>	66
III.6.1.4.2.1 <i>Clasificación de los asfáltenos</i>	68
III.6.1.4.2.2 <i>Tipos de depósitos de asfáltenos</i>	69
III.6.1.4.3 <i>Mecanismos de formación de los depósitos orgánicos</i>	69
III.6.1.5 <i>Bacterias</i>	70
III.6.1.6 <i>Estudios de laboratorio</i>	71
CAPÍTULO IV	73
Fracturamiento hidráulico	74
<i>IV.1 La energía y el fracturamiento</i>	74
<i>IV.2 El fracturamiento hidráulico su importancia y aplicaciones</i>	76
<i>IV.3 Mecánica de rocas y el fracturamiento hidráulico</i>	80
<i>IV.4 Conceptos básicos</i>	80
IV.4.1 <i>Esfuerzos</i>	80
IV.4.2 <i>Deformaciones</i>	82
IV.4.3 <i>Relaciones esfuerzo-deformación</i>	84
IV.4.4 <i>Resistencia a la incrustación</i>	93
IV.4.5 <i>Tenacidad de fractura o factor de intensidad de esfuerzo</i>	95

IV.4.6 Teoría de la elasticidad.....	100
IV.4.7 Esfuerzos insitu.....	101
IV.4.7.1 Esfuerzos principales totales.....	101
IV.4.7.2 Esfuerzos principales efectivos.....	105
IV.4.8 Esfuerzos alrededor del pozo.....	107
<i>IV.5 Presión, orientación y gradiente de fractura.....</i>	<i>114</i>
IV.5.1 Presión de fractura.....	114
IV.5.2 Orientación de fractura.....	117
IV.5.3 Gradiente de fractura.....	118
<i>IV.6 Modelos de simulación de la propagación de una fractura.....</i>	<i>119</i>
IV.6.1 Modelos de fracturamiento bidimensionales (Primera generación), 2D.....	120
IV.6.2 Modelos de fracturamiento tridimensionales (segunda generación).....	122
CAPÍTULO V.....	124
Fluidos fracturantes.	125
<i>V.1 Reología de los fluidos fracturantes.....</i>	<i>126</i>
V.1.2 Fluidos newtonianos.....	128
V.1.3 Fluidos plásticos de Bingham.....	128
V.1.4 Fluidos pseudoplásticos y fluidos dilatantes.....	129
V.1.5 Ley de potencias.....	130
V.1.6 Fluidos tixotrópicos y fluidos reopécticos.....	134
<i>V.2 Tipos de fluidos fracturantes.....</i>	<i>135</i>
V.2.1 Fluidos base agua.....	135
V.2.2 Fluidos base aceite.....	136
V.2.3 Fluidos base ácido.....	137

V.2.4 Fluidos base CO ₂	137
V.2.5 Fluidos base alcohol.....	138
V.2.6 Fluidos convencionales.....	138
V.2.7 Fluidos complejos.....	139
V.2.8 Fluidos emulsionados.....	139
V.2.9 Fluidos espumados.....	140
V.2.10 Fluidos binarios.....	141
V.2.11 Fluidos fracturante especial CO ₂ liquido.....	142
<i>V.3 Productos químicos.....</i>	<i>142</i>
V.3.1 Polímeros.....	142
V.3.2 Agentes reticulantes.....	144
V.3.3 Controladores de PH.....	144
V.3.4 Estabilizadores.....	145
V.3.5 Rompedores de gel.....	145
V.3.6 Surfactantes.....	145
V.3.7 Estabilizadores de arcilla.....	146
V.3.8 Bactericidas.....	146
V.3.9 Aditivos de pérdida de fluido.....	146
<i>V.4 Consideraciones para la selección de un fluido fracturante.....</i>	<i>147</i>
CAPÍTULO VI.....	148
Agentes sustentantes.....	149
<i>VI.1 Tipos y características de sustentantes.....</i>	<i>150</i>
VI.1.1 Granulometría (tamaño y distribución).....	151
VI.1.2 Forma.....	153

VI.1.3 Calidad.....	154
VI.1.4 Densidad y porosidad.....	154
VI.1.5 Propiedades mecánicas.....	154
VI.1.5.1 Trituración del sustentante.....	155
VI.1.5.2 Incrustación del sustentante en la formación.....	155
VI.1.5.3 Deformación.....	155
VI.1.6 Conductividad.....	157
<i>VI.2 Selección de los agentes sustentantes.....</i>	<i>161</i>
<i>VI.3 Transporte y distribución del sustentante.....</i>	<i>164</i>
VI.3.1 Velocidad de sedimentación del sustentante.....	164
VI.3.2 Distribución del sustentante en la fractura.....	167
VI.3.3 Geometría final de la fractura sustentada.....	174
CAPÍTULO VII.....	177
Fluidos fracturantes binarios.....	178
<i>VII.1 Introducción.....</i>	<i>178</i>
<i>VII.2 Fluidos binarios.....</i>	<i>180</i>
<i>VII.3 Propiedades del nitrógeno y el bióxido de carbono.....</i>	<i>189</i>
VII.3.1 Propiedades del nitrógeno.....	191
VII.3.2 Propiedades del bióxido de carbono.....	196
<i>VII.4 Ventajas y desventajas de los fluidos fracturantes binarios.....</i>	<i>202</i>

<i>VII.5 Aplicaciones de espumas binarias lineales vs espumas binarias activas.....</i>	<i>205</i>
CAPÍTULO VIII.....	208
APLICACIÓN.....	209
<i>VIII.1 Selección del pozo candidato.....</i>	<i>210</i>
<i>VIII.2 Características del yacimiento MOO y del pozo A-875.....</i>	<i>212</i>
VIII.2.1 Tipo de yacimiento.....	212
VIII.2.2 Tipo de terminación.....	213
VIII.2.3 Detalle de tuberías.....	214
VIII.2.4 Estado mecánico.....	215
VIII.2.5 Información adicional en base a las experiencias en pozos de la misma región.....	216
<i>VIII.3 Selección del fluido fracturante.....</i>	<i>217</i>
<i>VIII.4 Propuesta para el pozo A-875.....</i>	<i>219</i>
VIII.4.1 Diseño con fluido convencional.....	224
VIII.4.2 Diseño con fluido binario y comparativa.....	233
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	243
BIBLIOGRAFIA.....	247

Introducción

Introducción

El objetivo de esta tesis es plantear una alternativa en el fracturamiento hidráulico en pozos petroleros, así como ser una herramienta útil para que todos los alumnos que consulten este texto.

La idea de la elaboración de este trabajo nació a partir de un curso del cual formamos parte (Formación de Especialistas en Estimulación y Fracturamiento FEEyF) lo cual creemos que es una excelente área de oportunidad de conocer y aplicar en una zona de gran interés en la industria petrolera nacional, conocida como la Región Norte donde prevalecen los yacimientos baja permeabilidad por lo cual es necesario hacer un fracturamiento hidráulico para así poder tener las máximas recuperaciones comerciales de hidrocarburos.

Este trabajo se enfoca principalmente en el área de Terminación de Pozos de manera más específica en la Estimulación de Pozos los cuales involucran operaciones de estimulación matricial reactivas y no reactivas así como en los diferentes fracturamientos ya sea con apuntalantes o con ácidos.

Al realizar cada tema expuesto, se ha tenido el cuidado de dar un seguimiento coherente sin perder de vista los objetivos y temas relacionados con una operación de fracturamiento hidráulico para poder determinar de esta manera si un pozo es o no candidato a estimular por un fracturamiento hidráulico conociendo las mejores alternativas tanto técnicas como operativas para la realización de dicho fracturamiento y así conocer las herramientas de su diseño, ejecución y evaluación.

Es importante mencionar que a pesar de que en la actualidad se cuenta con gran avance en tecnología tanto en los equipo de fracturamiento como en los simuladores es de vital importancia tener un buen conocimiento de todo el proceso para así poder tomar una buena decisión en la optimización de un fracturamiento hidráulico con diferentes escenarios de incertidumbre y variables de decisión.

Es por ello que durante la estimulación por fracturamiento hidráulico durante la terminación de un pozo constituye un medio viable para mejorar la conductividad del yacimiento favoreciendo su productividad y como consecuencias la rentabilidad de su explotación.

Capítulo 1

Historia del fracturamiento hidráulico.

CAPÍTULO I

Historia del fracturamiento hidráulico.

La primer utilización del fracturamiento hidráulico fue en 1903, esta técnica fue utilizada en una cantera, cerca de Carolina del Norte, para separar los bloques de roca de granito. El primer fracturamiento hidráulico en el ambiente petrolero fue realizado en Kansas, a finales de 1940, con el propósito de incrementar la producción en un pozo marginal. El fracturamiento hidráulico, tal como se utiliza hoy en la industria petrolera, se desarrolló en los Estados Unidos en 1948, y al año siguiente se utilizó comercialmente. Debido al aumento en la producción de los pozos petroleros su éxito y utilización se incrementaron rápidamente hasta alcanzar magnitudes como las observadas hoy en día.



FIG. I.1 Primer fracturamiento hidráulico en Estados Unidos en 1948.

En 1955 se tuvo un gran impacto positivo al realizar este tipo de tratamiento en pozos tanto de aceite como de gas. Los primeros trabajos de fracturamiento hidráulico fueron realizados con pequeños volúmenes de fluidos altamente viscosos.

Cuando ocasionalmente se realizaron trabajos con mayores volúmenes, para lo cual se requerían mayores gastos de inyección, se descubrió que su resultado eran mayores incrementos sostenidos de producción. Como resultado de esto se comenzaron a aumentar los tamaños de los trabajos así como la de producción. Con el uso de altos gastos de inyección se empezó considerar que quizás ya no eran necesarios los fluidos de alta viscosidad y se hicieron pruebas con fluidos menos costosos, de baja viscosidad, obteniéndose buenos resultados.

A finales de 1952 se comenzaron a usar los residuos de la refinación del petróleo como fluido de perforación, así como crudos más pesados e hidrocarburos gelificados. Estas alternativas permitieron mayores volúmenes de hidrocarburos por dólar de costo. Posteriormente se hicieron populares los fluidos base aceite, mientras que la cantidad de los trabajos se incrementó paulatinamente. Aunque actualmente se siguen realizando trabajos de pequeños volúmenes, es común dedicar varios millones de dólares al fracturamiento hidráulico de un pozo, utilizándose desde 6 000 (143 barriles) a 1 270 000 galones (30 238 barriles) de fluido fracturante y de 100 000 (45359 kg) a 5 140 000 libras (2 331 465 kg.) de agente sustentante.

Posteriormente en 1985, se observó un crecimiento en la realización de estos tratamientos por fracturamiento hidráulico a los pozos petroleros, gracias al avance de los conocimientos científicos y a los modelos del comportamiento de la fractura en la formación productora; además ayudó el hecho de que se realizaban los primeros fracturamientos masivos en los yacimientos, mejorando los resultados. La tendencia en ese momento era fracturar formaciones con baja permeabilidad.

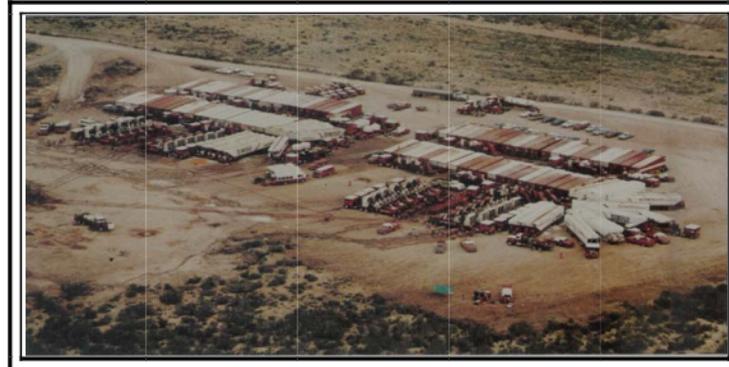


FIG. I.2 Fracturamiento hidráulico masivo en Texas en 1984.

Con las capacidades modernas del fracturamiento mejorado, como es el caso de fracturar formaciones con permeabilidades de moderadas y altas, todo esto posible gracias a la técnica conocida como “Frac & Pack” o sus variantes y el hecho de disminuir los costos, han permitido considerar al tratamiento de fracturamiento hidráulico como un tipo de terminación para los pozos petroleros. Por lo que ahora es utilizado en miles de pozos al año y en todo el mundo.



FIG. I.3 Configuración del Fracturamiento hidráulico actual.

Capítulo II

Conceptos Básicos de Ingeniería de Yacimientos.

Capítulo II Conceptos Básicos de Ingeniería de Yacimientos.

II.1 Propiedades de la roca.

II.1.1 Porosidad (ϕ)

Es uno de los parámetros de la roca más importantes. Esto es debido a que es la medida de la capacidad de almacenamiento que puede tener la roca para contener hidrocarburos.

La porosidad es un espacio disponible en la roca, sirviendo como receptáculo para los fluidos presentes en ella, por lo tanto la porosidad se define como la relación del espacio vacío en la roca con respecto al volumen total de ella. Esto es que un volumen de roca o formación, está formado por un volumen de huecos o poros y un volumen de sólidos; matemáticamente se expresa como:

$$\phi = \frac{V_p}{V_s + V_p} = \frac{V_p}{V_r}$$

Donde

V_r = Volumen de roca.

V_p = Volumen de poros.

V_s = Volumen de sólidos.

II.1.2 Porosidad Absoluta.

Considera el volumen poroso tanto de los poros aislados como los comunicados.

II.1.3 Porosidad Efectiva.

Considera solamente los poros comunicados.

En el caso de una roca basáltica se puede tener una porosidad absoluta muy alta, pero muy reducida o nula porosidad efectiva. En la industria petrolera la \emptyset efectiva es la de mayor interés es por ello que se debe de tener cuidado al manejar este concepto.

Por otro lado, la porosidad puede ser primaria o secundaria, dependiendo del proceso que le dio origen.

La porosidad primaria es el resultado de los procesos originales de formación del medio poroso tales como depositación, compactación, etc.

La porosidad secundaria se debe a procesos posteriores que experimentan el mismo medio poroso, como disolución del material calcáreo por corrientes submarinas, acidificación, fracturamiento, etc.

La porosidad se expresa en fracción, pero es común también expresarla en por ciento. La porosidad varía normalmente en los yacimientos petroleros entre el 5 y el 30 %.

La porosidad puede obtenerse directamente de núcleos en el laboratorio o indirectamente a partir de los registros geofísicos de explotación y/o correlaciones.

II.2 Saturaciones (S).

La saturación de un fluido en un medio poroso es una medida de volumen de fluidos en el espacio poroso de una roca, a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento.

$$S_f = \frac{V_f}{V_\phi}$$

Donde:

S_f = Saturación de fluidos

V_f = Volumen de fluidos

V_ϕ =Volumen poroso

Dependiendo de las condiciones a las que se encuentre existen diferentes formas de clasificar las saturaciones, dentro de las más comunes tenemos:

II.2.1 Saturación inicial.

Será aquella a la cual es descubierto el yacimiento, también se le denomina saturación congénita y es el resultado de los medios acuosos donde se forman los hidrocarburos, dependiendo su valor el agua congénita podrá tener movimiento o no

II.2.2 Saturación residual.

Es aquella que se tiene después de un periodo de explotación en una zona determinada, dependiendo del movimiento de los fluidos, los procesos a los cuales se está sometiendo el yacimiento y el tiempo. Esta saturación puede ser igual, menor ó en casos excepcionales mayor que la saturación inicial.

II.2.3 Saturación Crítica.

Será aquella en la que un fluido inicia su movimiento dentro del medio poroso.

En todos los yacimientos de hidrocarburos existe agua y la saturación inicial puede variar comúnmente entre 10 y 30 %. En yacimientos con entrada de agua natural o artificial, puede alcanzar valores del orden del 50% ó más y residuales de aceite del orden del 40%.

Las saturaciones de fluido pueden obtenerse directamente de núcleos preservados, en el laboratorio o indirectamente a partir de registros geofísicos de explotación.

II.3 Permeabilidad (K).

Es una medida de la capacidad de una roca para permitir el paso de un fluido a través de ella. La permeabilidad puede ser absoluta, efectiva o relativa. El primero en estudiar este concepto fue Henry Darcy (1856) al investigar el flujo de agua a través de filtros de arena para la purificación de agua. Estableció una relación para el flujo de fluidos en un medio

poroso y sus estudios fueron retomados, aplicándose en el desarrollo de varias industrias, como la petrolera.

Darcy experimentó con filtros de arena y encontró que el gasto a través del empaque de arena era proporcional a la carga hidrostática del fluido (ρ , g , h), más una presión (P) ejercida sobre la superficie libre del líquido, que causa el movimiento del fluido en una longitud (L) dada, mediante una sección transversal de área (A) perpendicular a la dirección de flujo y solo se fluye a través del espacio poroso. La constante de proporcionalidad (K) es la permeabilidad.

La forma elemental de la ecuación de Darcy es:

$$q = -\frac{kA}{\mu} \frac{dp}{dx}$$

Donde q es el gasto, k es la permeabilidad, μ es la viscosidad, dp/dx son las caídas de presión a través de una muestra horizontal y A es el área de la de sección transversal de la muestra. La ecuación tiene un signo negativo porque, si el fluido es considerado positivo en la dirección positiva x , la presión disminuye en esa dirección. La ecuación es válida para un coherente sistema de unidades, sin embargo, Darcy definió su unidad de permeabilidad para un grupo de unidades en particular, un fluido con una viscosidad de 1 [cp] fluyendo en un gasto de 1 [cm³/s] a través de un medio poroso con un área de 1 [cm²] con un gradiente de presión de 1 [atm/cm] tiene una permeabilidad de 1 [darcy].

II.3.1 Permeabilidad absoluta. (K)

Es la propiedad de la roca que permite el paso de un fluido a través de ella, cuando se encuentra saturada al 100% de ese fluido.

II.3.2 Permeabilidad efectiva (K_o , K_g , K_w).

La permeabilidad efectiva a un fluido es la permeabilidad del medio a ese fluido cuando su saturación es menor del 100%. Y puede ser de la siguiente manera:

K_o = permeabilidad efectiva al aceite.

K_g = permeabilidad efectiva al gas.

K_w = permeabilidad efectiva al agua.

II.3.3 Permeabilidad relativa a un fluido (K_{ro} , K_{rg} , K_{rw}).

La permeabilidad relativa a un fluido de un medio poroso es la relación de la permeabilidad efectiva a tal fluido entre la permeabilidad absoluta o la permeabilidad al líquido del medio poroso.

II.4 Compresibilidad de la formación (c_f).

La presión geostática tiende a comprimir el yacimiento. Está balanceada por la resistencia de la roca y la presión de los fluidos en el espacio poroso. Al avanzar la producción de aceite y gas, la presión en el espacio poroso disminuye. En consecuencia el volumen de poros del yacimiento disminuye levemente. Se define como compresibilidad de la formación al cambio de volumen de poros, con respecto a la presión de los fluidos contenidos en dicho volumen de poros, matemáticamente se representa como:

$$c_f = -\frac{1}{V_\phi} \left(\frac{\partial V_\phi}{\partial p} \right)_T$$

Donde:

C_f = Es la compresibilidad de la formación.

V_ϕ = Volumen de poros

II.6 Propiedades de los fluidos.

Propiedades del aceite

II.6.1 Relación de solubilidad (R_s).

La relación gas disuelto en el aceite o relación de solubilidad R_s es definida como el volumen de gas disuelto en el aceite a ciertas condiciones de presión y temperatura del yacimiento por cada unidad de volumen de aceite, ambos volúmenes medidos a condiciones estándar.

$$R_s = \frac{V_{gas_disuelto @ p, T @ C.S.}}{V_{aceite @ C.S.}}$$

La solubilidad del gas en el aceite depende de la composición del gas y del aceite y de la presión y temperatura. Para un gas y un aceite en particular a temperatura constante, la cantidad de gas se incrementa al disminuir la presión; y a presión constante, la cantidad de gas disminuye con el incremento de temperatura. Si consideramos una presión y temperatura constante, la cantidad de gas en solución se incrementa conforme la composición del aceite y del gas son más parecidos, es decir cuando la densidad relativa del gas y la densidad del aceite en ° API son altas.

En la FIG.II.1 se muestra el comportamiento de la relación de solubilidad con respecto a la variación de la presión y a temperatura constante. El valor de R_s se mantiene constante desde la presión inicial hasta la presión de saturación, para valores menores de la presión de saturación se inicia la liberación del gas disuelto, por lo tanto el valor de R_s decrece. Es importante hacer notar que el comportamiento constante de R_s , se da solo cuando la presión inicial del yacimiento es mayor a la presión de saturación. Si la presión inicial del yacimiento es menor que la presión de saturación, entonces, no se observará ese comportamiento de la relación de solubilidad. Además se debe notar que existe una ventana, entre los aceites pesados y ligeros, en la que el comportamiento de los aceites

depende de sus diferentes características y propiedades. En la industria petrolera, las unidades que generalmente se manejan para la relación de solubilidad son [pie³/bl] o [m³/m³]

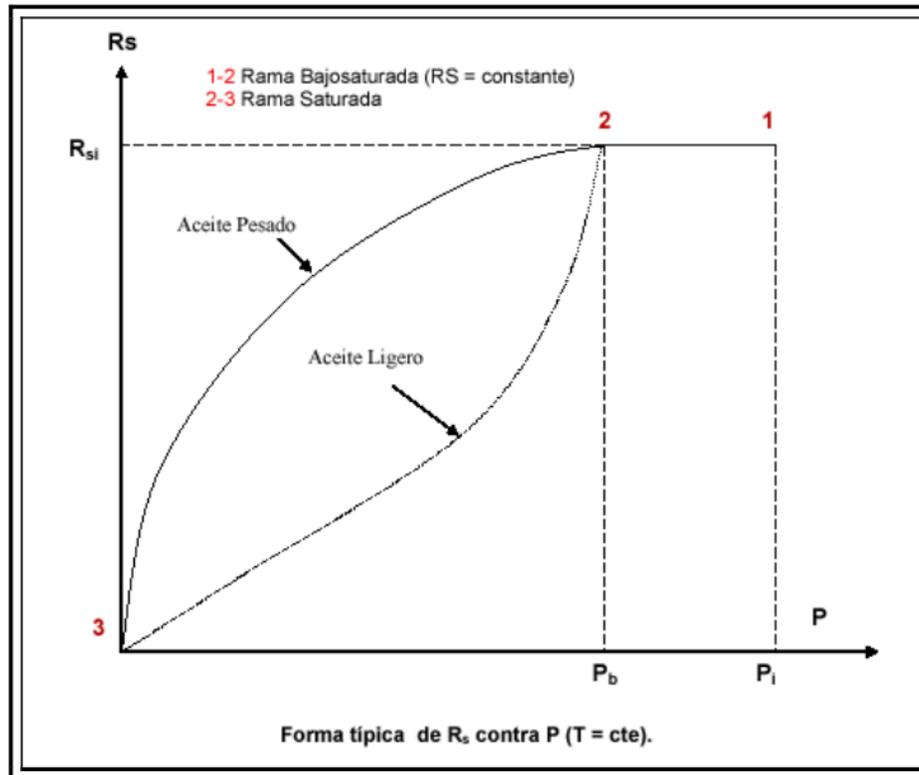


FIG.II.1 Comportamiento de R_s con respecto a la presión.

En algunas ocasiones, no se cuenta con un análisis PVT de los fluidos del yacimiento. En estos la relación de solubilidad gas-aceite se puede estimar usando correlaciones para hacer aproximaciones a los valores reales; una de estas correlaciones es la establecida por Standing y la ecuación usada es:

$$R_s = \gamma_g \left(\left(\frac{P}{18} \right) * 10^{(0.0125 * API - 0.0009 * T)} \right)^{\frac{1}{0.83}} \quad \text{en} \quad [\text{pie}^3/\text{bl}]$$

Donde:

γ_g = Densidad relativa del gas disuelto [adimensional]

P= Presión [psi]

T= Temperatura [°R]

II.6.2 Factor de Volumen del aceite (B_o).

El factor de volumen del aceite se define como el volumen de aceite del yacimiento requerido para producir un metro cúbico de aceite en el tanque de almacenamiento. El aceite del yacimiento incluye el gas disuelto.

$$B_o = \frac{V_{\text{aceite_con_gas_disuelto @ c.y.}}}{V_{\text{aceite @ c.s.}}}$$

El aceite a condiciones estándar frecuentemente es llamado aceite muerto o aceite residual, dado que ya no tiene gas disuelto a esas condiciones estándar, que es 1 [atm] de presión y 60° [F] de temperatura.

Las unidades que generalmente se utilizan para reportar el factor de volumen del aceite dentro de la industria del petróleo son [m³@c.y/ m³@c.s] o con más frecuencia [bl @c.y/ bl @c.s].

En la FIG.II.2 se muestra la variación del factor de volumen del aceite con relación a la variación de presión. Se observa que desde la presión inicial del yacimiento y hasta la presión de saturación, el factor de volumen del aceite tiene un ligero incremento, este fenómeno se presenta debido a que el gas disuelto en el aceite se expande con el abatimiento de presión, pero sin ser liberado. Conforme la presión del yacimiento se abate, el gas disuelto en el aceite es liberado hacia los poros del yacimiento. El aceite remanente en el yacimiento tiene una cantidad menor de gas disuelto, consecuentemente la reducción en el volumen de aceite será menor y por lo tanto también será menor el valor del factor de volumen.

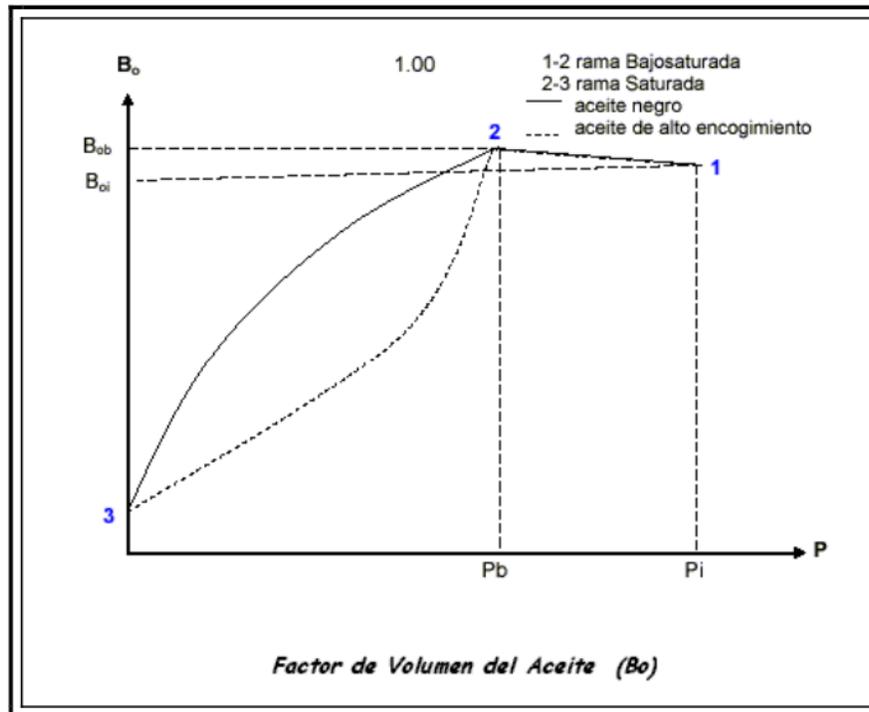


FIG.II.2 Comportamiento del B_o con respecto a la presión.

El factor de volumen puede ser estimado de la relación de solubilidad, la densidad relativa del gas, la densidad del aceite y la temperatura del yacimiento usando la correlación preparada por Standing. Así la correlación de Standing para el factor de volumen del aceite cuando este se encuentra a una presión menor a la de saturación (yacimiento saturado) es:

$$B_o = 0.972 + 0.000147(F)^{1.175}$$

Donde

$$F = R_s \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.5} + 1.25 * T$$

R_s = Relación de solubilidad [pies³/bl]

γ_g = Densidad relativa del gas [adimensional]

γ_o = Densidad relativa del aceite [adimensional]

T= Temperatura [°R]

Para calcular el factor de volumen de aceite, cuando este se encuentra a una presión mayor a la de saturación (bajosaturado), se usa la siguiente expresión:

$$B_o = B_{ob} \exp(-c_o (P - P_b))$$

B_{ob} = Factor del volumen del aceite medido a la Presión de saturación

P= Presión inicial

P_b = Presión de saturación o burbuja

Donde c_o es la compresibilidad del aceite bajosaturado y B_{ob} se obtiene con la misma ecuación para el aceite saturado salvo que al calcular R_s se utiliza la presión en el punto de burbuja.

II.6.3 Densidad del aceite (ρ_o).

Es la relación de la masa de aceite más su gas disuelto entre su volumen. La densidad varía con la temperatura y presión.

$$\rho_o = \frac{Masa_{aceite@c.y}}{Vol_{aceite@c.y}}$$

En la FIG.II.3 se muestra el comportamiento de la densidad del aceite con respecto a la presión para una temperatura constante y un tipo de aceite dados. Se observa que desde la presión inicial del yacimiento, mayor a la presión de burbujeo, la densidad presenta un decremento debido a la expansión del aceite y del gas disuelto. Por debajo de la presión de burbujeo, la densidad vuelve a incrementarse debido a la liberación del gas disuelto.

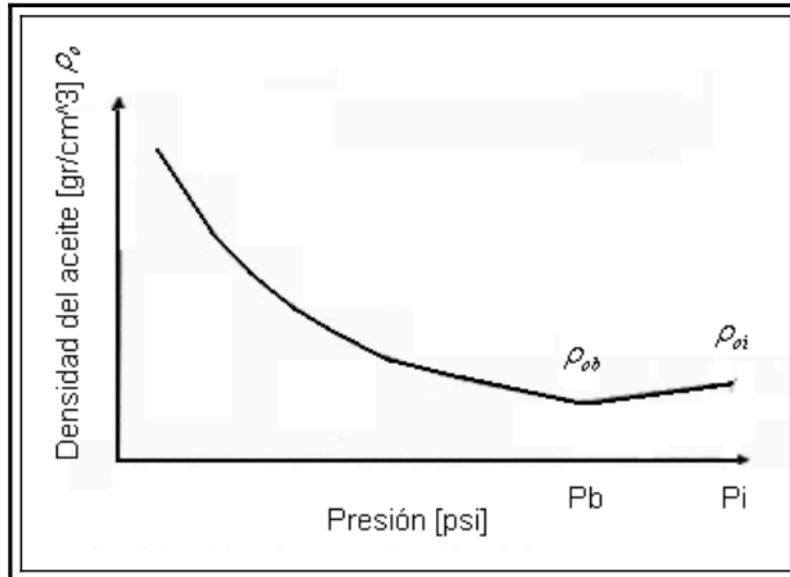


FIG.II.3 Comportamiento de ρ_o con respecto a la presión.

La densidad del aceite, junto con el valor de la relación gas-aceite y el color del líquido, ayuda a determinar el tipo de fluido que existe en el yacimiento, sin embargo no existe un criterio general para fijar este parámetro.

II.6.4 Densidad relativa del aceite (γ_o).

La densidad relativa o específica es un término que se emplea comúnmente en la industria petrolera. La densidad relativa del aceite es definida como la relación entre la densidad del aceite y la densidad del agua.

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w}$$

Donde:

ρ_o = Densidad del aceite

ρ_w = Densidad del agua @ 4 °C

II.6.5 Densidad del aceite API (° API).

Otro término usado para la densidad del aceite dentro de la industria petrolera es la llamada densidad API, definida como

:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5$$

Donde γ_o es la densidad relativa del aceite.

II.6.6 Coeficiente de compresibilidad isotérmica del aceite (c_o).

La compresibilidad isotérmica o simplemente compresibilidad, c , de un líquido de volumen V , es la medida de cambio de su volumen con respecto al cambio de presión a temperatura constante.

$$c_o = - \frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right)_T$$

Como puede observarse en la FIG.II.4, la compresibilidad es mayor para valores de presión bajos, ya que el fluido cambia fácilmente de volumen a pequeños cambios de presión.

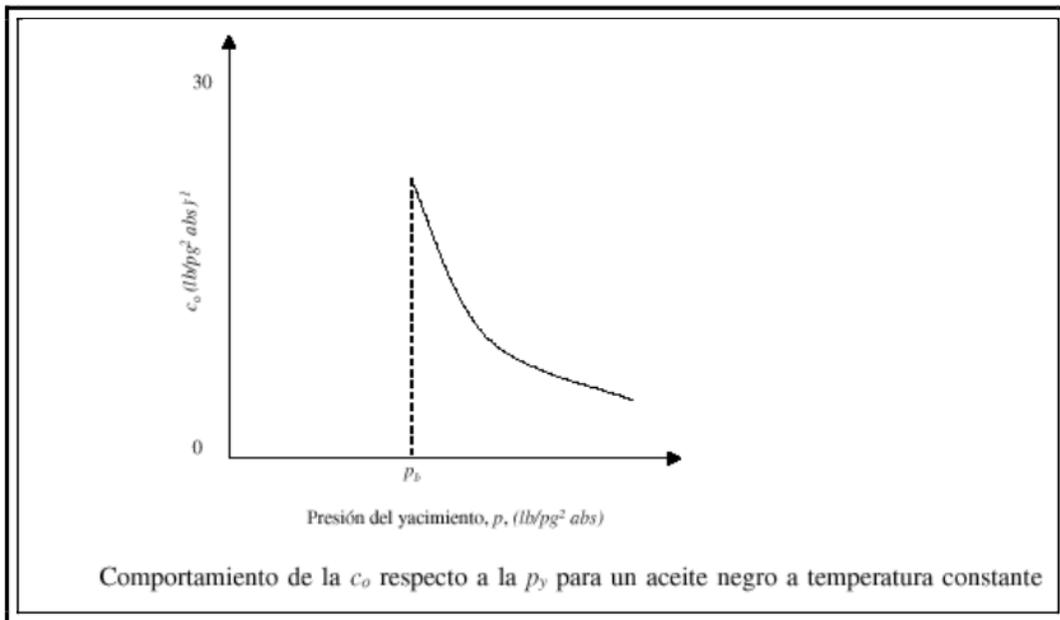


FIG.II.4 Comportamiento de c_o con respecto a la presión.

La compresibilidad del aceite saturado se puede obtener mediante la correlación de Villena-Lanzi, cuya expresión es:

$$C_o = \exp(-0.664 - 1.43 * \log(P) - 0.395 * \log(P_b) + 0.39 * \log(T) + 0.455 * \log(R_{sb}) + 0.262 * \log(API))$$

Donde, R_{sb} es la relación de solubilidad en el punto de burbuja, y T [° F]

II.6.7 Viscosidad del aceite (μ_o).

La viscosidad es una medida de la resistencia de un fluido al movimiento. Este parámetro normalmente es reportado como un resultado de los análisis PVT.

La viscosidad, como otras propiedades de los fluidos, se ve afectada por la presión y la temperatura. Un incremento en la temperatura causa un decremento en la viscosidad. Un incremento en la presión provoca un incremento en la viscosidad, considerando que el efecto de la presión es solo para comprimir el líquido. Además, en el caso de fluidos de un yacimiento, existe un tercer parámetro que afecta la viscosidad.

Un decremento en la cantidad de gas en solución en el líquido causa un incremento en la viscosidad, y claro, la cantidad de gas en solución es función directa de la presión.

En la FIG.II.5 se puede observar el comportamiento típico de la viscosidad de un aceite con la variación de la presión. Por debajo del punto de burbuja, la viscosidad del aceite disminuye con el incremento de la presión, esto se debe al efecto del gas que entra en solución. Para presiones por arriba de la presión de burbuja, la viscosidad presenta un incremento debido a la compresión del aceite.

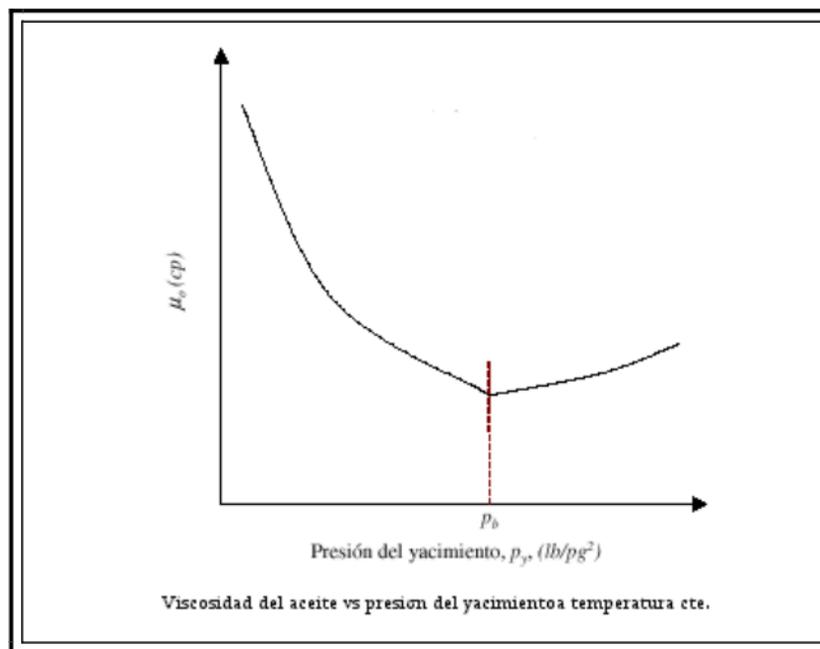


FIG.II.5 Comportamiento de μ_o con respecto a la presión.

La viscosidad del aceite saturado se calcula por medio de la correlación de Egbogah-Beggs-Robinson de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}\mu_o &= a\mu_{om}^b \\ a &= 10.715(R_s + 100)^{-0.515} \\ b &= 5.44(R_s + 150)^{-0.338} \\ \mu_{om} &= 10^X - 1 \\ X &= YT^{-1.163} \\ Y &= 10^Z \\ Z &= 3.0324 - 0.02023^\circ API\end{aligned}$$

La viscosidad del aceite no saturado se puede obtener de la manera siguiente:

$$\begin{aligned}\mu_o &= \mu_{ob} \left(\frac{P}{P_b} \right)^m \\ m &= 2.6 * P^{1.187} * \exp(-11.513 - 8.98 \times 10^{-5} * P)\end{aligned}$$

Donde μ_{ob} es la viscosidad del aceite en el punto de burbuja y se obtiene mediante la correlación de Egbogah-beggs-Robinson.

Propiedades de los gases.

II.7.1 Factor de volumen del gas (B_g).

El factor de volumen del gas de formación se define como la relación del volumen de una cantidad de gas a las condiciones del yacimiento al volumen de la misma cantidad del gas a las condiciones estándar,

$$B_g = \frac{\text{volumen de gas @ c.y.}}{\text{volumen de gas @ c.s.}}$$

Donde B_g presenta unidades de $\text{pie}^3 \text{ @ c.y.} / \text{pie}^3 \text{ @ c.s.}$

A partir de la ecuación de gas real y suponiendo que el factor de compresibilidad a condiciones superficiales es 1.

$$B_g = \frac{P_{sc} z T}{T_{sc} P}$$

Donde $P_{sc}=14.7$ [psia] y $T_{sc}=60$ [° F], quedando

$$B_g = 0.02829 \frac{z T}{P} [pie^3 / pie^3]$$

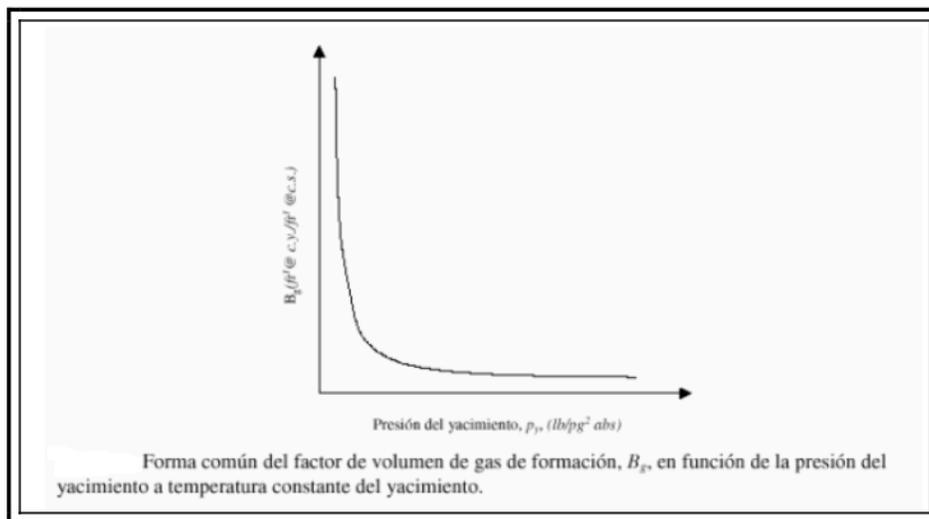


FIG.II.6 Comportamiento de B_g con respecto a la presión.

II.7.2 Factor de desviación de los gases (z).

La ley de los gases ideales establece que la presión, temperatura, volumen y la cantidad de un gas ideal se relaciona con

$$PV=nzRT$$

Donde:

P= Presión

V= Volumen

n= número de moles de gas

z= Factor de desviación de los gases

R= Constante universal de los gases

T= Temperatura

El factor de compresibilidad z es adimensional. Comúnmente, z es muy próxima a la unidad. Para gases cercanos al punto crítico, z se encuentra entre 0.3 y 0.4; si la temperatura y la presión aumentan el factor de compresibilidad z incrementa hasta un valor de 2 ó mayor. A partir de la ecuación anterior se desarrollan expresiones para definir el factor de volumen de gas de Formación, la densidad del gas, y la compresibilidad del gas.

La medida de desviación de gas del comportamiento perfecto, se conoce como factor de supercompresibilidad, factor de compresibilidad o simplemente factor z.

$$z = \frac{V_a}{V_i} = \frac{\text{volumen_real}@P,T}{\text{volumen_ideal}@P,T}$$

El factor de desviación puede ser estimado con la correlación de Sutton para determinar los valores de presión y temperatura pseudocríticas y con la ecuación de estado de Dranchuk y Abou-Kassem arreglaron a partir de los datos de Standing y Katz.

$$P_{pc} = 356.8 - 131.0\gamma_g - 3.6\gamma_g^2$$

$$T_{pc} = 169.2 - 349.5\gamma_g - 74\gamma_g^2$$

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}}$$

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}}$$

$$z = 1 + c_1(T_{pr})\rho_r + c_2(T_{pr})\rho_r^2 - c_3(T_{pr})\rho_r^3 + c_4(\rho_r T_{pr})$$

Donde:

$$\rho_r = 0.27 \frac{P_{pr}}{z T_{pr}}$$

$$c_1(T_{pr}) = A_1 + \frac{A_2}{T_{pr}} + \frac{A_3}{T_{pr}^3} + \frac{A_4}{T_{pr}^4} + \frac{A_5}{T_{pr}^5}$$

$$c_2(T_{pr}) = A_6 + \frac{A_7}{T_{pr}} + \frac{A_8}{T_{pr}^2}$$

$$c_3(T_{pr}) = A_9 \left(\frac{A_7}{T_{pr}} + \frac{A_8}{T_{pr}^2} \right)$$

$$c_4(\rho_r, T_{pr}) = A_{10} \left(1 + A_{11} \rho_r^2 \right) \left(\frac{\rho_r^2}{T_{pr}^3} \right) \exp(-A_{11} \rho_r^2)$$

Para las constantes A₁ - A₁₁:

$$A_1 = 0.23650$$

$$A_2 = -1.07000$$

$$A_3 = -0.5339$$

$$A_4 = 0.01569$$

$$A_5 = -0.05165$$

$$A_6 = 0.5475$$

$$A_7 = -0.73610$$

$$A_8 = 0.18440$$

$$A_9 = 0.1056$$

$$A_{10} = 0.61340$$

$$A_{11} = 0.72100$$

II.7.3 Coeficiente de compresibilidad isotérmico del gas (c_g).

El coeficiente de compresibilidad isotérmico del gas (compresibilidad del gas isotérmico ó compresibilidad del gas), se define como el cambio fraccional del volumen en función del cambio de presión a una temperatura constante; por ejemplo, la c_g es el decremento en fracción de volumen que ocurre debido a un incremento de una unidad en la presión:

$$c_g = - \frac{1}{V} \left(\frac{\delta V}{\delta P} \right)_T$$

Para un gas ideal, el volumen está definido por:

$$V = \frac{nRT}{P}$$

derivando

$$\frac{\delta V}{\delta P} = - \frac{nRT}{P^2}$$

La compresibilidad del gas ideal, queda entonces definida por

$$c_g = \left(- \frac{1}{V} \right) \left(- \frac{nRT}{P^2} \right) = \frac{1}{P}$$

Para el caso de un gas real, el volumen está afectado por el factor z , que depende de la presión y por lo tanto la compresibilidad de un gas real queda definida por:

$$c_g = \frac{1}{P} - \frac{1}{z} \left(\frac{\delta z}{\delta P} \right)_T$$

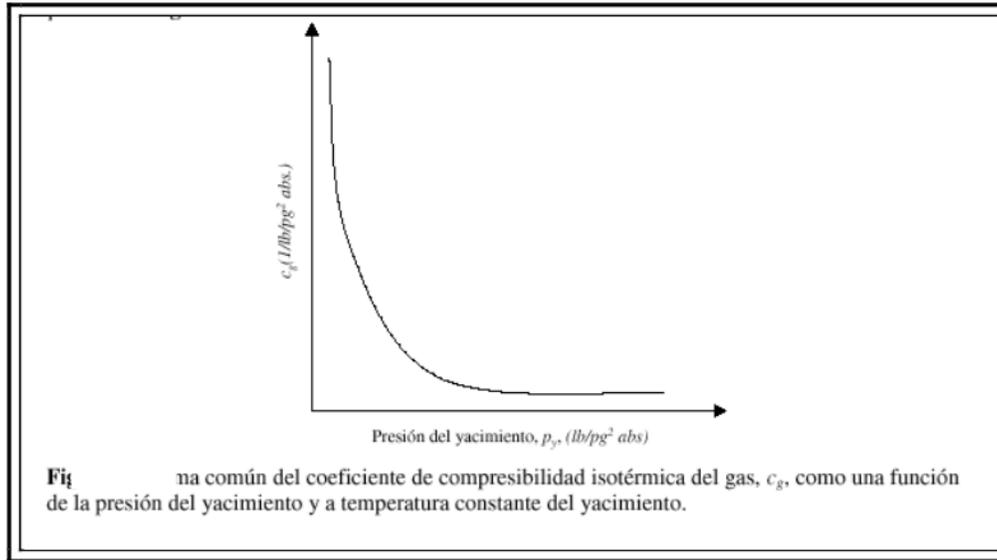


FIG.II.7 Comportamiento de c_g con respecto a la presión.

II.7.4 Viscosidad del gas (μ_g).

La viscosidad del gas depende de la temperatura, la presión y la composición del gas. La correlación desarrollada por Lee, González y Eakin ofrece buena aproximación en la estimación de la viscosidad para la mayoría de los gases naturales si el factor z ha sido calculado incluyendo los efectos de gases contaminantes. Las ecuaciones usadas son las siguientes:

$$\mu_g = 10^{-4} K \exp(X \rho^Y)$$

Donde:

$$\rho = 1.4935 \times 10^{-3} \frac{PM}{zT}$$

$$K = \frac{(9.4 + 0.02M)T^{1.5}}{209 + 19M + T}$$

$$X = 3.5 + \frac{986}{T} + 0.01M$$

$$Y = 2.4 - 0.2X$$

Propiedades del agua.

II.8.1 Factor de Volumen del agua (B_w).

El factor de volumen del agua representa el cambio en el volumen de la salmuera que es transportada de las condiciones del yacimiento a condiciones superficiales.

$$B_w = \frac{\text{Volumen de agua @ c.y}}{\text{Volumen de agua @ c.s.}}$$

McCain, desarrollo una correlación para determinar el factor de volumen del agua.

$$B_w = (1 + \Delta V_{wT})(1 + \Delta V_{wp})$$

Donde:

$$\Delta V_{wT} = -1.00010 \times 10^{-2} + 1.33391 \times 10^{-4} T + 5.50654 \times 10^{-7} T^2$$

$$\Delta V_{wp} = -1.95301 \times 10^{-9} pT - 1.72834 \times 10^{-13} p^2 T - 3.58922 \times 10^{-7} p - 2.25341 \times 10^{-10} p^2$$

T = Temperatura [° F]

P = presión [psia]

ΔV_{wT} Representa el cambio de volumen debido a la reducción de la presión de yacimiento a la presión atmosférica, a condiciones de temperatura constante igual a la temperatura del yacimiento.

ΔV_{wp} Representa el cambio de volumen debido a la reducción de la temperatura de yacimiento a la temperatura atmosférica, a condiciones de presión constante igual a la presión atmosférica.

II.8.2 Relación Gas-Agua (R_{sw}).

La relación Gas-agua o relación de solubilidad está definido como el volumen de gas disuelto, medido a condiciones estándar, que contiene un volumen de agua, medido a condiciones estándar.

$$R_{sw} = \frac{V_{gas_disuelto_en_el_agua @ P,T @ C.S.}}{V_{agua @ C.S.}}$$

McCain desarrollo una correlación para la relación de solubilidad.

$$\frac{R_{sw}}{R_{swp}} = 10^{(-0.0840655 S - T^{-0.285854})}$$

Donde

S – es la salinidad [%]

T – es la temperatura [°R]

R_{swp} – relación de solubilidad del agua pura [pie³/bl]

R_{swp} está dado por la siguiente correlación:

$$R_{swp} = A + Bp + Cp^2$$

Donde:

$$A = 8.158339 - 6.12265 \times 10^{-2} T + 1.91663 \times 10^{-4} T^{-2} - 2.1654 \times 10^{-7} T^3$$

$$B = 1.01021 \times 10^{-2} - 7.44241 \times 10^{-5} T + 3.05553 \times 10^{-7} T^2$$

$$C = 10^{-7} (9.02505 - 0.13023 T + 8.53425 \times 10^{-4} T^2 - 2.34122 \times 10^{-6} T^3 + 2.37049 \times 10^{-9} T^4)$$

$$T = Temperatura \text{ } [^{\circ}F]$$

II.8.3 Coeficiente de compresibilidad isotérmico del agua (c_w).

Osif desarrollo una correlación para la compresibilidad isotérmica del agua c_w para presiones mayores a la presión de burbuja. La ecuación es:

$$c_w = - \frac{1}{B_w} \left(\frac{\partial B_w}{\partial p} \right)_T = \frac{1}{7.033 P + 541 .5 C_{NaCl} - 537 T + 403300}$$

Donde:

C_{NaCl} = salinidad [gr NaCl /lt]

II.8.4 Viscosidad del agua (μ_w).

La viscosidad del agua aumenta con el decremento de la temperatura y, en general, con el incremento de la presión y la salinidad. Presiones bajas y a 70° F generan reducción en la viscosidad, y algunas sales (por ejemplo, KCl) reducen la viscosidad en algunas concentraciones y dentro de algunos rangos de temperatura. Se cree que el efecto de gas disuelto causa una menor reducción en la viscosidad.

McCain desarrolló la siguiente correlación para la viscosidad del agua a presión atmosférica y a temperatura de yacimiento.

$$\mu_w = AT^B$$

Donde:

$$A = 109.574 - 8.40564S + 0.313314S^2 + 8.72213 \times 10^{-3} S^3$$

$$B = -1.12166 + 2.63954 \times 10^{-2} S - 6.79461 \times 10^{-4} S^2 - 5.47119 \times 10^{-5} S^3 + 1.55586 \times 10^{-6} S^4$$

T = temperatura [°F]

S = salinidad, % _ por _ peso _ de _ solidos

Daño a la formación.

Capítulo III

Daño a la formación.

III.1 Introducción.

Cuando un pozo no produce o inyecta de la forma esperada, existe la posibilidad que se encuentre “dañado”. Si las evaluaciones indican que el yacimiento puede entregar una mayor producción o admitir una mayor inyección, entonces es posible que se requiera un proceso de estimulación.

Si la permeabilidad es baja (de 0.01 a 10 [mD] para yacimientos de gas, y de 0.1 a 100 [mD] para yacimientos de aceite), el pozo es candidato para un fracturamiento hidráulico. Por lo general, el daño se relaciona con un taponamiento parcial de la formación alrededor de la vecindad del pozo. Esto reduce la permeabilidad original del área dañada, por lo que se debe eliminar el daño o crear nuevos canales que sobrepasen la zona dañada.

Una estimulación es un proceso mediante el cual se restituye y/o se crea un sistema extensivo de canales en la roca de un yacimiento que sirven para facilitar el flujo de fluidos de la formación al pozo, o de este a la formación.

Mientras que la estimulación matricial solo se remueve el daño en la matriz crítica de la formación (3-5 pies), el fracturamiento hidráulico, ya sea apuntalado o ácido, la sobrepasa haciendo un bypass entre el pozo y la formación. Aunque para el caso de la estimulación matricial con ácido en rocas calcáreas es posible generar un daño (Skin) negativo sin fracturar la formación.

III.2 Pseudodaños.

La mayor caída de presión del yacimiento durante las etapas de producción se genera en las áreas cercanas a la vecindad del pozo (matriz crítica). El flujo F a través de la matriz crítica se ve alterado debido a materiales naturales o inducidos que reducen la permeabilidad: el resultado neto es una zona dañada definida por un número adimensional llamado “daño o skin”. Por lo general, estos daños son el resultado de una disminución de la permeabilidad en la matriz crítica y en los túneles de los disparos.

Al conocer el daño total del pozo, se puede calcular la relación de comportamiento del flujo entrante (IPR, por sus siglas en inglés). Ya se ha demostrado el beneficio que, en la mejora de la productividad del pozo, tiene la reducción del factor de daño o el llevarlo a un valor negativo por medio de un fracturamiento hidráulico.

El Análisis NODAL, es un enfoque sistemático para la optimización de pozos de gas y aceite, y se utiliza para evaluar detalladamente todo el sistema de producción. A continuación se enlistan los objetivos del análisis NODAL:

- ✓ Optimizar el sistema para generar el gasto de flujo deseado de la manera más económica.
- ✓ Revisar cada uno de los componentes del sistema del pozo para determinar si alguno de ellos está restringiendo el gasto de flujo de forma innecesaria.
- ✓ Permitir que el personal de ingeniería identifique rápidamente las formas de incrementar los gastos de producción.

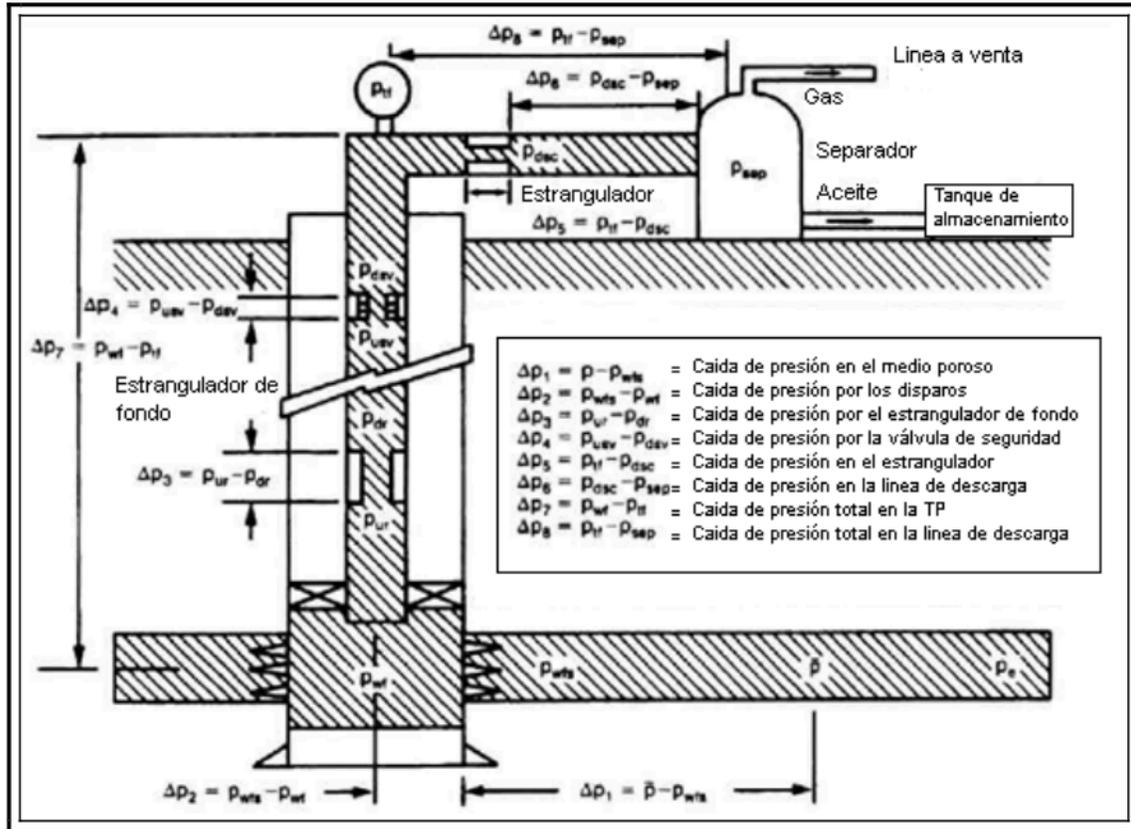


FIG.III.1 Caídas de presión en el sistema integral de producción

En la FIG.III.1 se muestra un diagrama de un sistema integral de producción. El sistema integral de producción está formado del (1) yacimiento, (2) la tubería de producción y (3) el equipo en superficie. Los fluidos comienzan a fluir desde el yacimiento hacia el pozo a través del intervalo de terminación; posteriormente, fluyen a la superficie a través de la tubería de producción; finalmente fluyen al separador por medio de la tubería en superficie. Como resultado del flujo de los fluidos a través de cada segmento, se genera una pérdida de presión total.

Para optimizar la producción del pozo, el Análisis NODAL analiza cada uno de los componentes del sistema de producción, individualmente y en conjunto, para evaluar la integridad del sistema de producción. La técnica gráfica del análisis NODAL se utiliza para evaluar el impacto que podría tener, en la integridad del sistema, el cambio de cualquiera de los componentes del mismo.

Un error común es pensar que todo el daño se encuentra en la parte interna de la formación. Sin embargo, existen otros factores que no se relacionan con daños en la formación; se les conoce como pseudodaños ($\sum S_{PD}$), se les debe restar del valor del daño total (S_T) para calcular el daño verdadero asociado con la formación (S_f).

$$S_f = S_T - \sum S_{PD}$$

A los daños de origen mecánico también se les conoce como pseudodaños; los que verdaderamente se originaron en la formación reciben el nombre de daños de la formación. En el mejor de los casos, cualquier tratamiento puede eliminar los daños de la formación. Sin embargo, no tienen efecto en daños de origen mecánico.

III.2.1 Pseudodaños y la configuración del pozo

Los pseudodaños que quedan después de determinar o eliminar los daños generados durante el proceso de terminación pueden atribuirse al pozo en sí. Sin embargo, no todos los componentes del daño son resultado directo del yacimiento. Existe la posibilidad de que tengan un origen mecánico o físico. Los pseudodaños positivos – los que deterioran la producción – pueden ser resultado de la configuración del pozo:

- Una entrada limitada para el flujo.
- Pozos no centrados.
- Baja densidad de disparos.
- Disparos cortos.
- Determinación incorrecta de las fases de disparo.

Los pseudodaños negativos siempre existen en pozos desviados; son una función del ángulo de desviación y el espesor de la formación.

III.2.2 Otros Pseudodaños

A continuación se enlistan otras causas que pueden deteriorar la producción:

- Colapso de la tubería de producción.
- Colapso de los disparos en formaciones que han sido sobre tratadas por una estimulación matricial.
- Aislamiento deficiente entre las zonas, resultado de una mala cementación del espacio anular.
- La invasión de aceite a un casquete de gas reduce de forma importante la permeabilidad relativa del gas.
- La mezcla de aceites de dos zonas diferentes puede traer como resultado la precipitación de parafina y asfáltenos.
- La invasión de zonas con aceite por el agua, reduce la permeabilidad relativa del aceite (bloqueos de agua), puede crear emulsiones y puede generar problemas con arcillas e incrustaciones.
- Sistemas de bombeo neumático inadecuados (tuberías de producción de diámetro pequeño, presión de bombeo inadecuada, mal diseño de las válvulas y altas contrapresiones en superficie).

III.3 Daño a la formación

El daño a la formación es la pérdida de productividad o inyectabilidad, parcial o total, natural o inducida, de un pozo, resultado de un contacto de la roca y sus fluidos con materiales extraños o del proceso natural de su producción.

Del 80 al 90 % de las caídas de presión del yacimiento durante las etapas de producción, se generan en las áreas del yacimiento cercanas a la vecindad del pozo (matriz crítica), en la FIG.III.2 se muestra la ubicación de la matriz crítica con respecto al pozo y al yacimiento. Gracias a su ubicación, se pueden identificar diferentes tipos de daño. En la FIG.III.3 se pueden observar algunos de los daños más comunes. El deterioro de la producción se puede presentar en cualquier parte del sistema desde la vecindad del pozo, disparos, e incluso la formación. Generalmente no se hace dicha distinción, pues no es muy común que los procesos de taponamiento se ubiquen solamente en una parte del sistema. Para poder realizar un buen diseño del tratamiento correctivo, no sólo se necesita conocer la naturaleza del daño; también es necesario saber su ubicación. Por lo general, los daños se presentan en la vecindad del pozo. Los daños a una mayor profundidad en la matriz (de tres a cinco pies) son difíciles de eliminar.

Existe la posibilidad de que los procesos de limpieza de la vecindad del pozo y los tratamientos de la matriz utilicen fluidos similares, personalizados de acuerdo a la naturaleza de los daños. Cuál de estas dos operaciones escoger dependerá completamente de la ubicación de los daños.

El taponamiento puede ser resultado de diferentes materiales: partículas que viajan a través del medio poroso o precipitados generados por cambios en el estado físico o químico inicial del yacimiento. Incluso, la causa del taponamiento puede ser un líquido – o gas – que cambie la permeabilidad relativa de la roca de la formación.

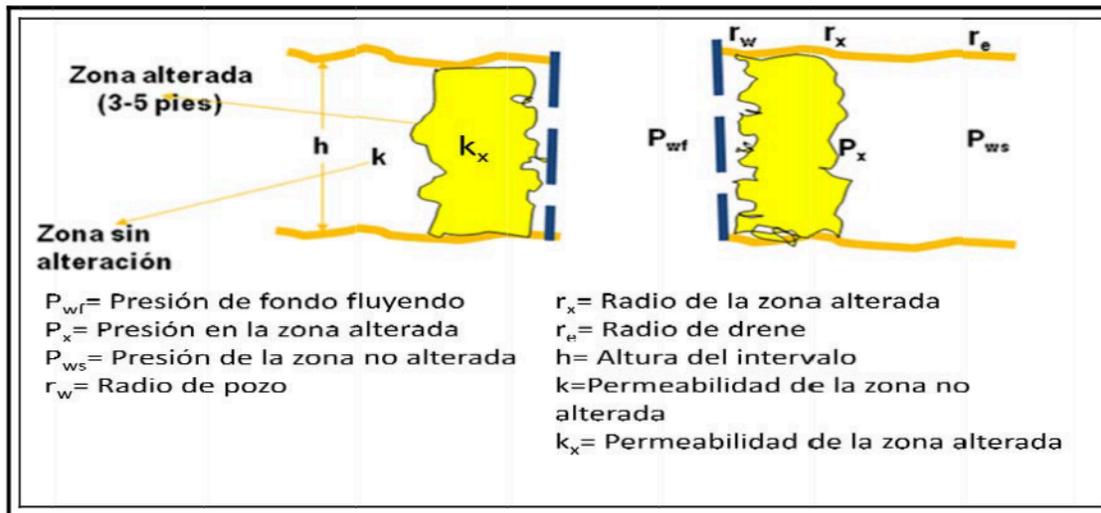


FIG.III.2 Conceptualización de la matriz critica.

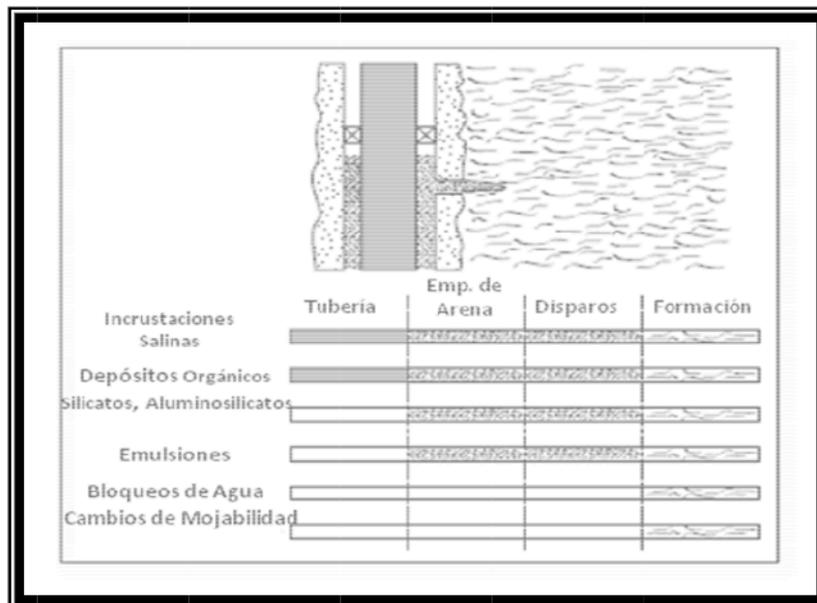


FIG.III.3 Ubicación de los daños a la formación.

Es trascendente realizar una cuidadosa caracterización del daño para poder proponer un tratamiento de estimulación, ya sea matricial reactiva, matricial no reactiva o un fracturamiento hidráulico apuntalado o ácido. En la FIG.III.4 se muestra un proceso propuesto para llevar a cabo la caracterización del daño a la formación.



FIG.III.4 Proceso de caracterización del daño.

III.4 Origen de los daños de la formación

Los daños a la formación pueden generarse durante:

- ❖ La perforación.
- ❖ La cementación.
- ❖ La terminación.
- ❖ La aplicación del empaque de grava.
- ❖ La producción.
- ❖ La estimulación.
- ❖ La inyección (recuperación de hidrocarburos).

El historial del pozo (condiciones mecánicas) es esencial para poder realizar un diagnóstico del daño de la formación.

III.4.1 Daños durante la perforación

III.4.1.1 Invasión de sólidos de fluidos de perforación

Las partículas que se encuentran en los fluidos de perforación (arcillas, muestras de canal, agentes de peso y aditivos para pérdida de circulación) son potencialmente dañinas. Si entran a la zona productora, poco a poco pueden ir taponando la porosidad de la roca del yacimiento. Cualquier posterior intento de producción o inyección con un gasto de flujo moderado o alto hará que estos materiales formen puentes en las entradas de las gargantas porales, lo cual disminuirá grandemente la permeabilidad cerca de la vecindad del pozo.

El proceso de generación de daños se limita a algunas pulgadas alrededor del pozo (matriz crítica), por lo general se utiliza un valor promedio de tres a cinco pulgadas. La reducción de la permeabilidad que resulta de dicho proceso puede llegar hasta el 90%.

Se puede minimizar la cantidad de finos que invaden la formación utilizando salmueras limpias (sin contenido de partículas) como fluidos de perforación. El uso de salmueras sin aditivos para la pérdida de fluidos no necesariamente incrementa la invasión del filtrado: los recortes pueden ayudar a evitar la pérdida del fluido. La naturaleza química de las salmueras claras – alta salinidad y cationes para la estabilización de arcillas (calcio o zinc) – evita parcialmente que sus filtrados dañen la formación.

III.4.1.2 Invasión de filtrados de fluidos de perforación

Por razones económicas, los pozos se tienen que perforar lo más rápido que se pueda. Para incrementar la velocidad de penetración, a veces resulta tentador reducir el control de la pérdida del fluido de perforación. Durante la perforación de un pozo de 10,000 pies, se pueden perder aproximadamente 600 [b] de fluido en una formación típica. Si se elige tener altas velocidades de penetración, se pueden tener valores mucho más altos de invasión de filtrados (FIG.III.5).



FIG.III.5 Invasión de sólidos y filtrados por la perforación.

A continuación se enlistan algunos ejemplos de formaciones sensibles:

- Formaciones que contengan arcillas que se puedan dispersar o hidratar e hinchar (o ambos).
- Rocas de baja permeabilidad en donde dominen los problemas de saturación.
- Yacimientos que produzcan salmueras casi saturadas o yacimientos que produzcan aceite con alto contenido de asfáltenos o parafinas.

A continuación se enlistan algunos factores que favorecen la invasión del fluido de perforación:

- Alta permeabilidad del enjarre del fluido de perforación, resultado de un mal diseño del fluido o de malos procedimientos de perforación.
- Alto sobre-balance.
- Largos periodos de contacto entre la formación y el fluido de perforación.

Los filtrados de fluidos de perforación a base de agua pueden tener bajos valores de salinidad y altos valores de pH; también pueden contener dispersantes y polímeros. El agua es una de las causas de alteración in-situ de las arcillas, así como del bloqueo de agua en rocas de baja permeabilidad. Los dispersantes pueden agravar el problema de las arcillas o precipitarse dentro de los poros. Los polímeros estables a temperaturas circulantes, pero aun así potencialmente dañinos, al someterse a temperaturas estáticas en el yacimiento durante largos periodos, pueden descomponerse y formar residuos. Los fluidos de perforación a base de agua y con alta salinidad generan filtrados que pueden reaccionar con las salmueras de la formación y formar precipitados de diferentes tipos de incrustación.

Las formaciones que se perforan a altas velocidades de circulación muestran invasiones de filtrados con temperaturas por debajo de la temperatura del yacimiento. El enfriamiento que producen estos filtrados puede provocar la depositación de parafinas, asfáltenos o ambos.

III.4.2 Daños durante la cementación

III.4.2.1 Lavadores y espaciadores

El objetivo principal de cualquier operación de cementación primaria es lograr un aislamiento perfecto entre las diferentes zonas. Esto se logra sellando el espacio anular con una capa de cemento duro, compacto e impermeable. Es necesario eliminar completamente el fluido de perforación. El uso de lavadores, espaciadores, el movimiento de la tubería de revestimiento y el flujo turbulento, son generalmente muy efectivos para este propósito. Durante el proceso de eliminación del fluido de perforación, se puede destruir parcialmente el enjarre; si estos fluidos no cuentan con las propiedades adecuadas de pérdida de fluidos, las rocas de la formación pueden tener un menor nivel de protección contra la invasión de filtrados (FIG.III.6). Esta invasión se puede incrementar si se presentan altos diferenciales de presión (cementación bajo flujo turbulento).

Los lavadores y los espaciadores siempre contienen grandes cantidades de dispersantes para suspender y transportar las partículas del fluido de perforación y los detritos del enjarre. Cuando estos fluidos invaden formaciones con contenido de arcilla, se crean problemas adicionales debido a la migración o dispersión de la arcilla in-situ, o ambas.

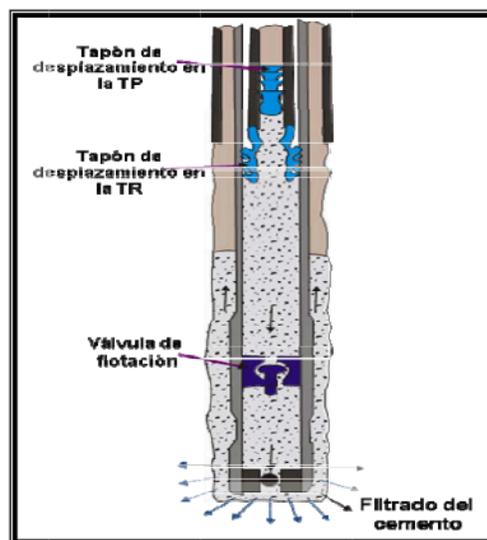


FIG.III.6 Invasión de y filtrados por la cementación.

III.4.2.2 Lechadas de cemento

La amplia distribución de los tamaños de partícula de los granos de cemento, así como el uso de aditivos de pérdida de fluidos de alta eficiencia, resulta en una invasión limitada de partículas y filtrados de los lodos de cemento. Sin embargo, existen tres casos en los que se puede presentar un gran deterioro de la permeabilidad:

1. El valor relativamente alto del pH de los filtrados de la lechada es particularmente nocivo para los minerales de arcilla de la formación. Los iones de calcio que liberan las partículas de cemento rápidamente se intercambian con las arcillas cercanas a la vecindad del pozo. La modificación resultante en la composición del filtrado hace de éste un perfecto fluido desestabilizador en términos de su capacidad dispersante.
2. El filtrado del cemento que entra en contacto con las salmueras congénitas de alto contenido de calcio puede provocar precipitaciones de carbonato de calcio, caliza o hidrato de silicato de calcio.
3. Las lechadas muy dispersas (sin valor de rendimiento) presentan una rápida separación de las partículas de cemento en la parte inferior de la columna de cemento, y de agua en la parte superior. Debido a esto, es muy probable que se presente una invasión del agua libre. El bloqueo de agua resultante puede ser importante.

III.4.2.3 Cementación forzada

Se cree que la cementación forzada es particularmente dañina en areniscas no consolidadas de alta permeabilidad. Se considera que las altas presiones que se utilizan para esta cementación forzada provocan fracturamiento de la formación e invasión de la lechada.

III.4.3 Daños durante los disparos

El proceso de disparo siempre causa daños adicionales en las rocas de la formación. Ya sea que se realice sobrebalance o bajobalance, siempre se compacta la roca alrededor de los disparos, generando una zona dañada con un espesor promedio de 0.5 pulgadas, en donde la reducción promedio de la permeabilidad es del 80% (FIG.III.7).

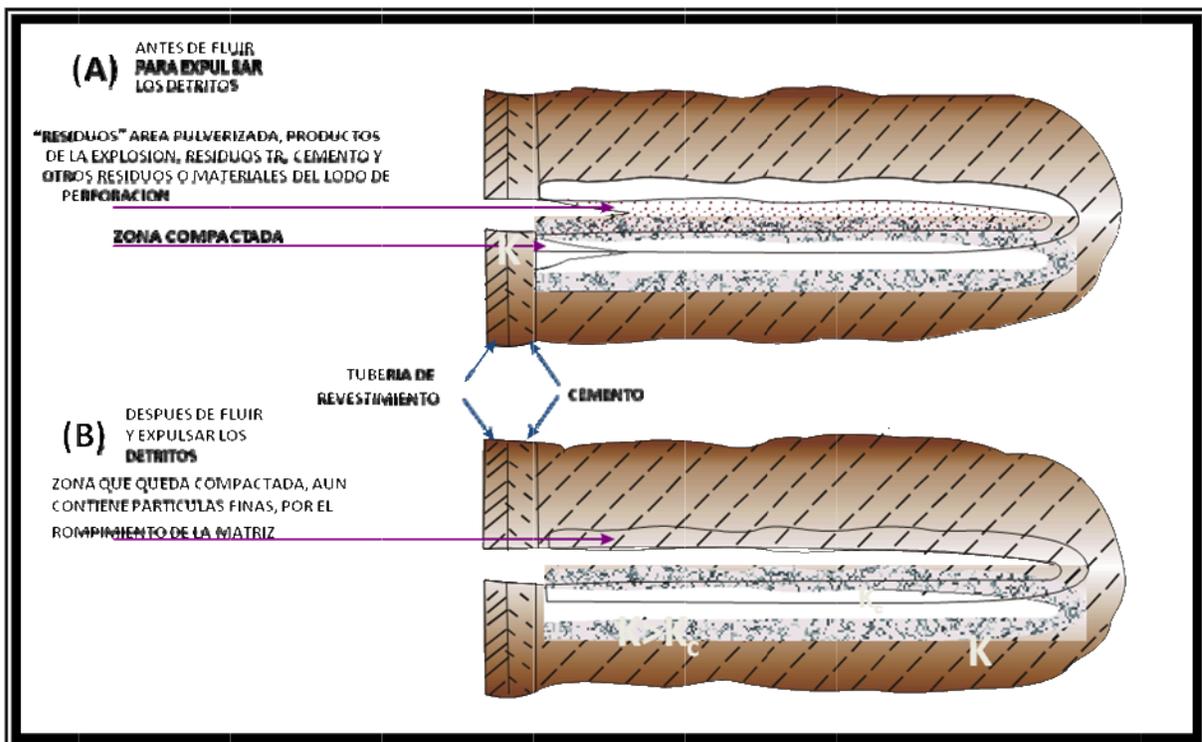


FIG.III.7 Daño en los disparos.

Existen muchos otros factores que pueden reducir aún más la productividad.

- ❖ Los disparos sobrebalance siempre ejercen una fuerza sobre los detritos de la formación y la pistola, haciéndolos entrar a las paredes del disparo; esto reduce la permeabilidad cerca de los disparos.

- ❖ Los disparos sobrebalance en fluidos que contienen partículas presentan un efecto similar, pues favorecen la formación de un aglomerado denso e impermeable sobre las paredes de los disparos.
- ❖ Penetración insuficiente de los disparos que no hayan sobrepasado el daño de perforación. La penetración se reduce con el esfuerzo efectivo de la formación.
- ❖ Una elección inadecuada de la geometría de la perforación, ya que se relaciona con el tipo de formación: en el caso de rocas blandas que requieran empaque de grava, se prefiere el uso de disparos de diámetro amplio y baja penetración; en el caso de formaciones resistentes, se prefiere el uso de disparos de diámetro pequeño y alta penetración.
- ❖ Cálculo incorrecto de la presión de bajo-balance que se requiere para lograr disparos sin daños. Las diferencias insuficientes de presión limitan la eliminación de daños. Las diferencias excesivas resultan en la afluencia de arena al agujero.

III.4.4 Daños por fluidos durante la terminación y reparación

- ❖ Los daños que se pueden presentar por los fluidos de terminación o reparación son muy parecidos a los descritos anteriormente.
- ❖ Deterioro de la permeabilidad de las rocas de la formación y deterioro de la productividad en los disparos debido a sólidos suspendidos (incluyendo bacterias) y residuos de polímeros.
- ❖ Problemas comunes que resultan de la invasión de filtrados: hinchamiento y dispersión de las arcillas, bloqueos de agua y de emulsión, precipitación de incrustaciones.

- ❖ Durante mucho tiempo se ha reconocido la necesidad de utilizar fluidos de reparación que sean limpios y filtrados. También se han propuesto técnicas para la correcta aplicación de estos fluidos; el propósito es no contaminarlos con partículas o materiales resinosos del agujero (incluyendo la grasa para las roscas).
- ❖ El control de la pérdida de fluidos es una gran necesidad, especialmente en los yacimientos agotados, y para ello se han desarrollado diferentes aditivos. Si no se tiene un control de la pérdida de fluidos, se puede generar una migración de arcillas, cambios de mojabilidad o formación de incrustaciones (o cualquier combinación). Otro enfoque es el uso de espumas, gases o nieblas como fluidos de terminación.
- ❖ En lugar de reducir físicamente el alcance de la invasión de los filtrados, se pueden eliminar deliberadamente los agentes para el control de fluidos de los fluidos de reparación. En este caso, se debe realizar un estudio cuidadoso acerca de la compatibilidad del fluido con los minerales y salmueras de la formación.
- ❖ Por lo general, las salmueras de reparación, especialmente las de alta densidad, necesitan inhibidores para controlar la corrosión. Estos productos pueden causar problemas de bloqueo debido a la formación de emulsiones, ya que modifican la mojabilidad de los minerales de la formación, y en ocasiones promueven la precipitación de iones en el yacimiento.

III.4.5 Daños del empaque de grava

A continuación se enlistan las principales causas de daño durante la aplicación del empaque de grava:

- ❖ Una colocación incorrecta del empaque de grava (disparos vacíos o relleno incompleto del espacio anular entre la tubería de recubrimiento y el cedazo) que permita que los disparos se llenen con arena, o la fluidización del paquete, y una posterior mezcla de arenas y grava en caso de aumentos de presión.
- ❖ El paquete de grava se contaminó con partículas de la formación durante la colocación debido a una limpieza incompleta de la perforación o porque estaba contaminado con polímeros completos.
- ❖ Se introdujeron partículas de grasa, pintura, óxido y polímeros entre la arena de la formación y el empaque de grava durante la colocación de éste.
- ❖ La grava no es del tamaño adecuado; esto puede provocar que los finos de la formación invadan el empaque durante la etapa de producción.
- ❖ El cedazo tiene orificios muy grandes – no retienen la grava– o muy estrechos – se tapan y reducen la producción.

III.4.6 Daños durante los tratamientos de estimulación

III.4.6.1 Limpieza de la vecindad del pozo

Al momento de limpiar los pozos para eliminar depósitos o desechos causados por la corrosión de la tubería de producción, altas concentraciones de materiales dañinos pueden llegar a invadir la zona de interés.

Se debe tener mucho cuidado para evitar que estas suspensiones entren al medio poroso. Los compuestos que son solubles en el fluido de limpieza son especialmente dañinos, ya que no pueden formar aglomerados impermeables para evitar la invasión de la formación. Herrumbre en ácido o parafina en aceite caliente son los compuestos que se vuelven a disolverse y que más comúnmente se observan la vecindad del pozo. Estos compuestos tienden a volver a precipitarse en la formación y causar daños extensos, severos y, por lo general, permanentes.

III.4.6.2 Inyección de bióxido de carbono

Entre los problemas específicos de la inyección de bióxido de carbono en un pozo, se pueden incluir los siguientes:

- ❖ Precipitación de materiales orgánicos debido al contacto que tiene el bióxido de carbono con el aceite in situ (tipo especial de lodo).
- ❖ Precipitación de incrustaciones particulares, tales como sulfato de bario debido a las condiciones ácidas o carbonato de hierro, producto de la combinación del bióxido de carbono con el hierro producido por la corrosión.
- ❖ Disolución de los minerales carbonatados y la posterior alteración de la porosidad.

III.4.6.3 Inyección de polímeros

Existen algunas otras causas que pueden generar daños en la formación. Entre las que se relacionan específicamente con la inyección de polímeros, se pueden mencionar las siguientes.

- ❖ Taponamiento por residuos de gel.
- ❖ Desalojo y migración de los finos de la formación debido a fluidos pseudoplásticos.

III.5 Mecanismos de daño a la formación

Considerando la forma más simple de la ley de Darcy para flujo radial:

$$q = -\frac{kA\partial P}{\mu\partial r}$$

Donde:

k= Permeabilidad [Darcy]

q= Gasto [cm³/seg]

A= Área [cm²]

∂P = Diferencial de presión [atm]

μ = Viscosidad [cP]

∂r = Radio [cm]

Basándose en la ecuación de Darcy se puede apreciar que la disminución de la producción depende básicamente de una reducción en la permeabilidad de la formación a los fluidos, o de un incremento en la viscosidad de los mismos. La permeabilidad k se refiere a la permeabilidad equivalente efectiva a los fluidos del yacimiento. Esto depende de la heterogeneidad de la formación, de la permeabilidad absoluta de la misma y de la permeabilidad efectiva a los fluidos.

Parámetro que Cambia	k(md)	h(ft)	P _{ws} (psi)	P _{wf} (psi)	β _o (m ³ /m ³)	μ _o (cp)	r _e (ft)	r _w (ft)	S	Ln(r _e /r _w)	q _o (BPD)
K	0.1	75	5500	3500	1.10	1.00	1312	0.4	0.0	8.1	11.9
	10	75	5500	3500	1.10	1.00	1312	0.4	0.0	8.1	1192.9
	100	75	5500	3500	1.10	1.00	1312	0.4	0.0	8.1	11929
h	0.1	75	5500	3500	1.10	1.00	1312	0.4	0.0	8.1	11.9
	0.1	10	5500	3500	1.10	1.00	1312	0.4	0.0	8.1	1.6
P_{wf}	0.1	75	5500	350	1.10	1.00	1312	0.4	0.0	8.1	30.7
	10	75	5500	350	1.10	1.00	1312	0.4	0.0	8.1	3072
P_{ws}	0.1	75	5500	3500	1.10	1.00	1312	0.4	0.0	8.1	11.9
	0.1	75	11000	3500	1.10	1.00	1312	0.4	0.0	8.1	44.7
	100	75	11000	3500	1.10	1.00	1312	0.4	0.0	8.1	44734
β_o	0.1	75	5500	3500	1.10	1.00	1312	0.4	0.0	8.1	11.9
	0.1	75	5500	3500	2.00	1.00	1312	0.4	0.0	8.1	6.6
μ_o	0.1	75	5500	3500	1.10	1.00	1312	0.4	0.0	8.1	11.9
	0.1	75	5500	3500	1.10	100	1312	0.4	0.0	8.1	0.1
r_e	0.1	75	5500	3500	1.10	1.00	1312	0.4	0.0	8.1	11.9
	0.1	75	5500	3500	1.10	1.00	2600	0.4	0.0	8.8	11.0
S	0.1	75	5500	3500	1.10	1.00	1312	0.4	0.0	8.1	11.9
	0.1	75	5500	3500	1.10	1.00	1312	0.4	1.0	8.1	10.6
	0.1	75	5500	3500	1.10	1.00	1312	0.4	100	8.1	0.9
	10	75	5500	3500	1.10	1.00	1312	0.4	0.0	8.1	1193
	10	75	5500	3500	1.10	1.00	1312	0.4	1.0	8.1	1062
	10	75	5500	3500	1.10	1.00	1312	0.4	100	8.1	89.3
	10	75	5500	3500	1.10	1.00	1312	0.4	-1.0	8.1	1361.0
	10	75	5500	3500	1.10	1.00	1312	0.4	-8.1	8.1	16130367

Tabla III.1 ANÁLISIS DE LOS PARÁMETROS IMPLICADOS EN LA PRODUCCIÓN DE POZOS EN YACIMIENTOS DE ACEITE BAJO SATURADO EN RÉGIMEN PERMANENTE

Como se puede observar en la tabla III.1 la permeabilidad es el parámetro más crítico en la producción de los yacimientos, por lo cual es necesario identificar los mecanismos de daño que van a causar una disminución de ésta.

Los mecanismos de daño afectan de la siguiente manera:

- ❖ Reducen la permeabilidad absoluta (disminución de los espacios vacíos interconectados)
- ❖ Reducen la permeabilidad relativa (cambios de saturación o de mojabilidad)
- ❖ Alteran la viscosidad de los fluidos del yacimiento (alteración de los fluidos del yacimiento, formación de emulsiones)

III.5.1 Reducción de la permeabilidad absoluta

Una roca reduce o pierde su permeabilidad absoluta cuando existe una disminución del espacio vacío libre al flujo de fluidos. Esto puede presentarse únicamente por partículas sólidas depositadas en tales espacios o al aumento del volumen del material sólido que compone la roca. Estas partículas sólidas pueden provenir de los fluidos de control, de las lechadas de cemento, de los recortes de la barrena, o estar presentes en la propia formación, incluso pueden crearse por precipitaciones secundarias, reacciones de los propios fluidos de la formación, o incompatibilidad de los fluidos extraños con los minerales que constituyen la roca. Además, también puede ocasionarse la reducción del espacio vacío de los conductos porosos, por el aumento de volumen de los minerales contenidos en la propia formación, como es el caso del hinchamiento de las arcillas.

Este fenómeno se aprecia con la igualación de las leyes de Darcy y Poiseville. FIG.III.8.

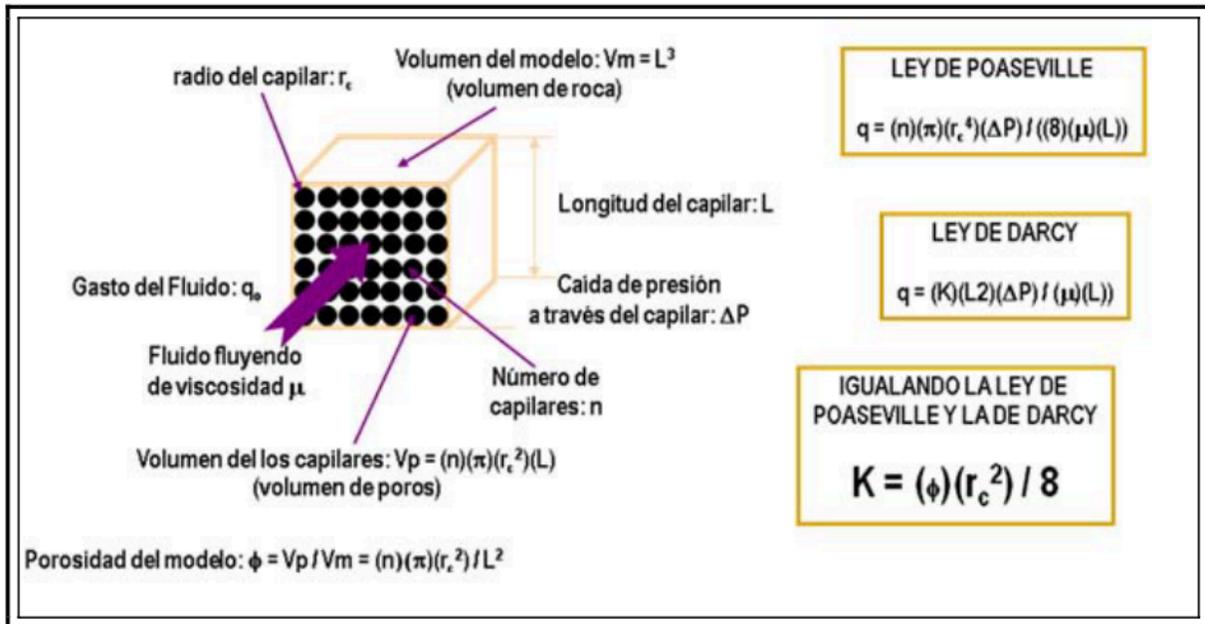


FIG.III.8 Modelo de medio poroso con tubos capilares.

III.5.2 Reducción de la permeabilidad relativa

Esta reducción puede ser ocasionada por el incremento de la saturación de agua cerca de la pared del pozo, como resultado de una alta invasión de filtrado o simplemente por la conificación o digitación del agua de formación.

La reducción de la permeabilidad relativa a los hidrocarburos, y consecuentemente de la productividad del pozo, depende de la saturación de agua y del incremento del radio de invasión del filtrado. Si este filtrado contiene surfactantes puede ocasionar un cambio en la mojabilidad de la formación y como resultado una disminución en la permeabilidad efectiva al aceite. Generalmente en forma natural, las rocas se encuentran mojadas por agua, en un medio mojado por aceite se puede presentar una reducción de la permeabilidad relativa al aceite hasta de un 60 %, y mayores porcentajes se presentan en formaciones de permeabilidad más baja.

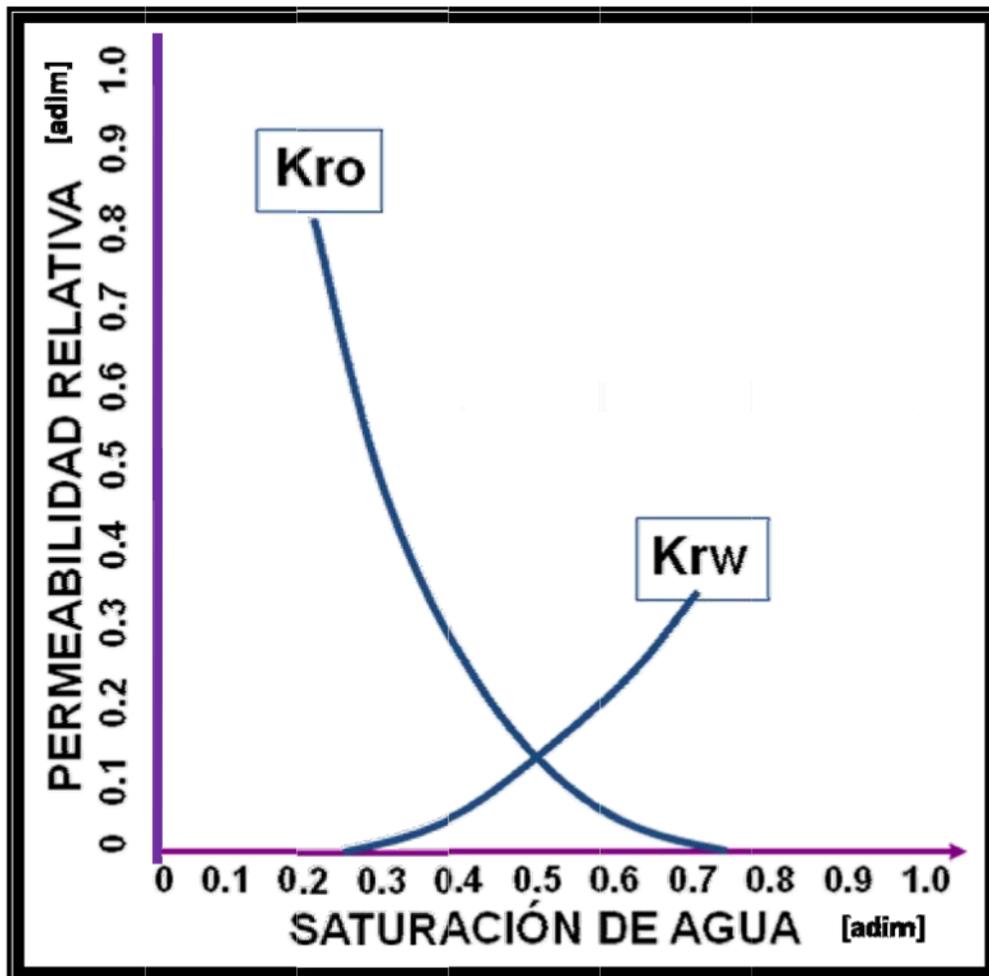


FIG.III.9 Reducción de la permeabilidad relativa con el incremento de S_w .

III.5.3 Alteración de la viscosidad de los fluidos del yacimiento

Este fenómeno puede ocurrir debido a incompatibilidad de fluidos que invaden la roca con los fluidos de formación pudiéndose crear emulsiones estables. La viscosidad de la emulsión y el radio de afectación de ésta impactaran a la productividad. Las emulsiones de agua en aceite son más viscosas que las emulsiones de aceite en agua, los surfactantes y los finos son agentes estabilizadores de las emulsiones. Para romper una emulsión es necesario romper su estabilidad.

III.6 Tipos de Daño

III.6.1 Daño por invasión de fluidos

La principal fuente de daño a la formación es el contacto de ésta con fluidos extraños. Los fluidos más comunes son: el fluido de perforación, los de cementación, el fluido de terminación o reparación así como también los fluidos de limpieza y estimulación.

Los daños ocasionados por la invasión de estos son:

- Hinchamiento de arcillas
- Migración y dispersión de sólidos
- Bloqueos de agua o de aceite
- Formación de emulsiones
- Cambios de mojabilidad
- Fluidos viscosos
- Precipitados diversos
- Crecimiento bacterial

III.6.1.1 Hinchamiento y migración de arcillas

Entre los daños que pueden ocasionar los limos y las arcillas, se puede incluir la invasión de la permeabilidad del yacimiento con fluidos de perforación, terminación o reparación, así como el hinchamiento y la migración (o ambas) de los finos de la formación. En la FIG.III.10 se muestran una microfotografía de las arcillas más comunes en las formaciones productoras de hidrocarburos

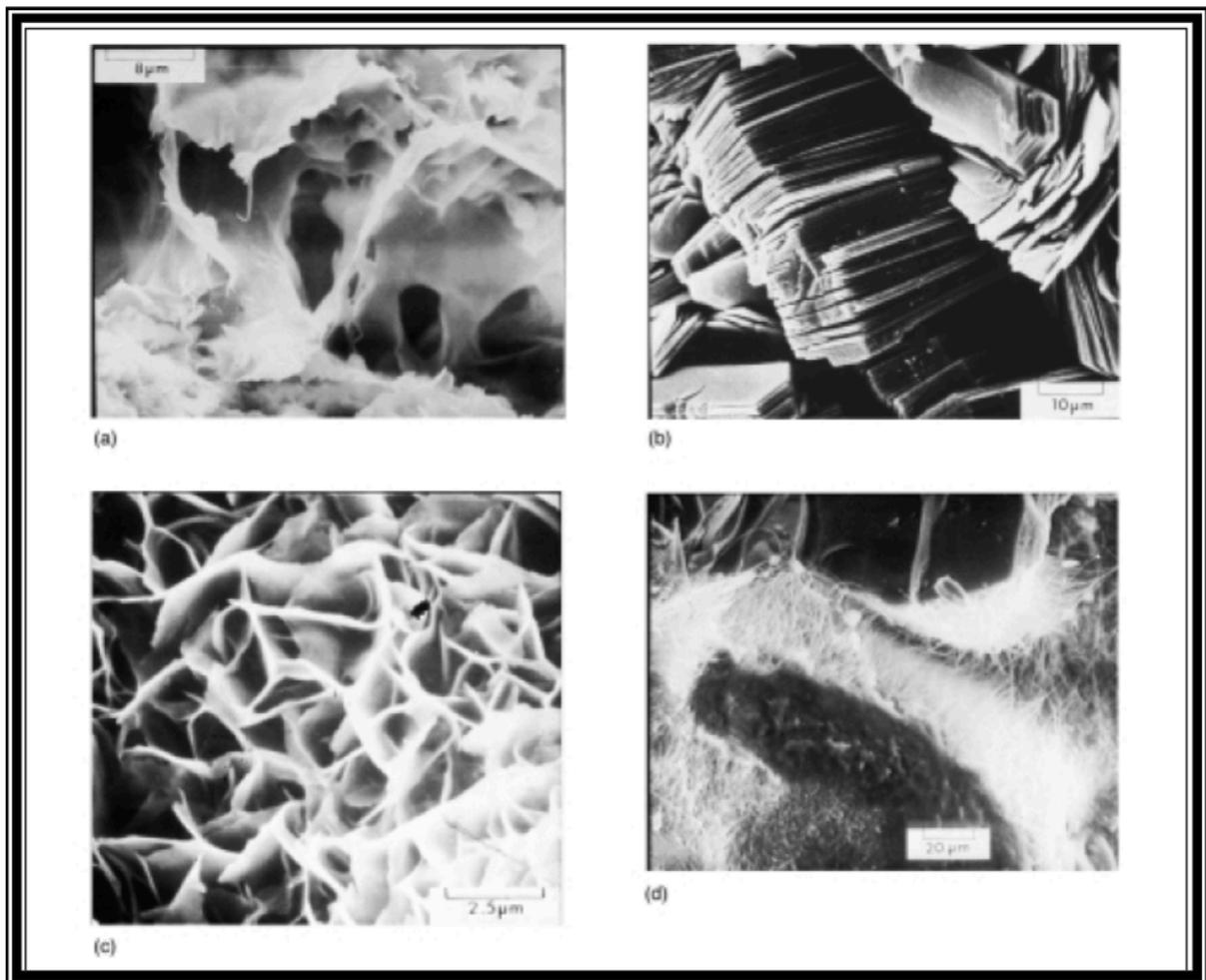


FIG.III.10 (a) Esméctica, (b) Caolinita, (c) Clorita, (d) Iilita.

Las arcillas u otros sólidos contenidos en los fluidos de perforación, terminación o reparación pueden invadir la formación cuando las partículas son más pequeñas que las aperturas de las gargantas de los poros. Cualquier incremento posterior del gasto de flujo a través de la zona invadida forzaría la migración de altas concentraciones de partículas. Es entonces cuando se podría fomentar la formación de puentes, lo cual reduciría la permeabilidad general de la red de poros. Las arcillas pueden migrar y rellenar los poros o estar adheridas a los granos de la roca como se muestra en la FIG.III.11.

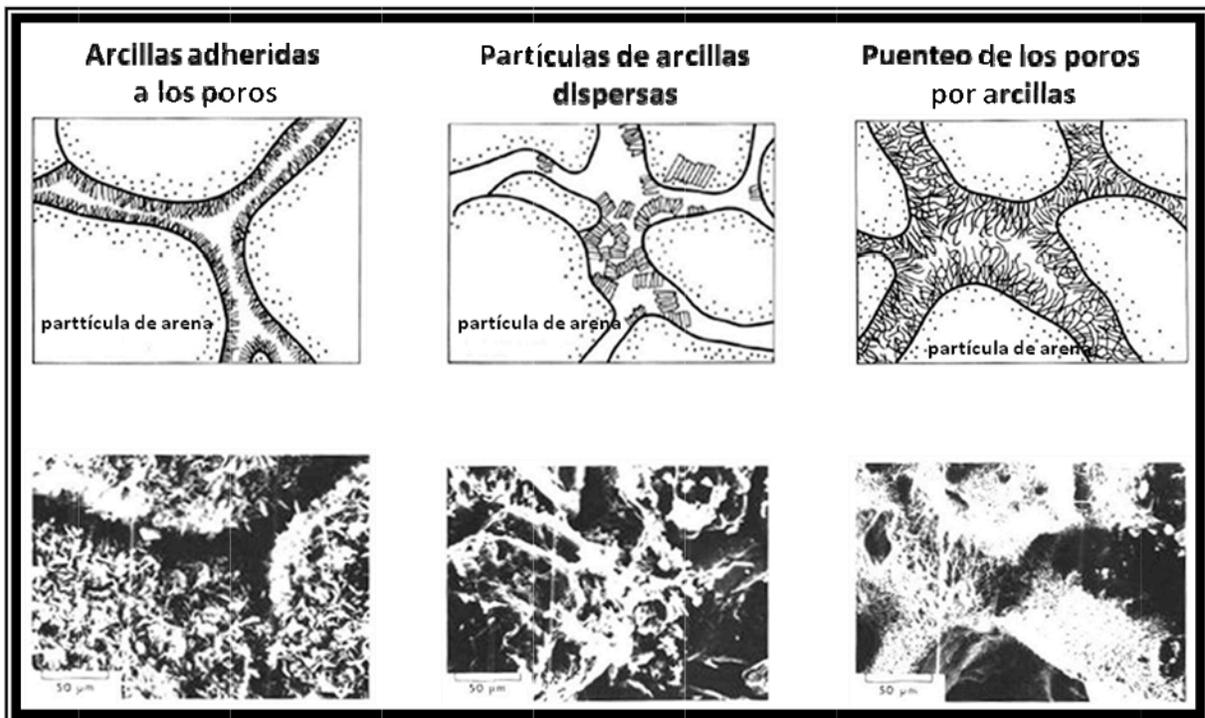


FIG.III.11 Arcillas que migran o se adhieren a los poros.

Cuando los filtrados a base de agua provenientes de los fluidos de perforación, terminación, reparación o tratamiento invaden la porosidad del yacimiento, pueden alterar el equilibrio que existe entre las arcillas y las aguas de la formación.

Normalmente, esto se debe a un cambio de salinidad que crea desequilibrios en las fuerzas que mantienen unidas a las arcillas (FIG.III.12). Las esmectitas se pueden hinchar, reduciendo así drásticamente la permeabilidad. Los agregados floculados de las arcillas migratorias se pueden dispersar, lo que posteriormente podría ser una causa de bloqueo en las gargantas de los poros. Es posible que esta alteración de las arcillas originales sea la causa generadora de daños más común e importante.

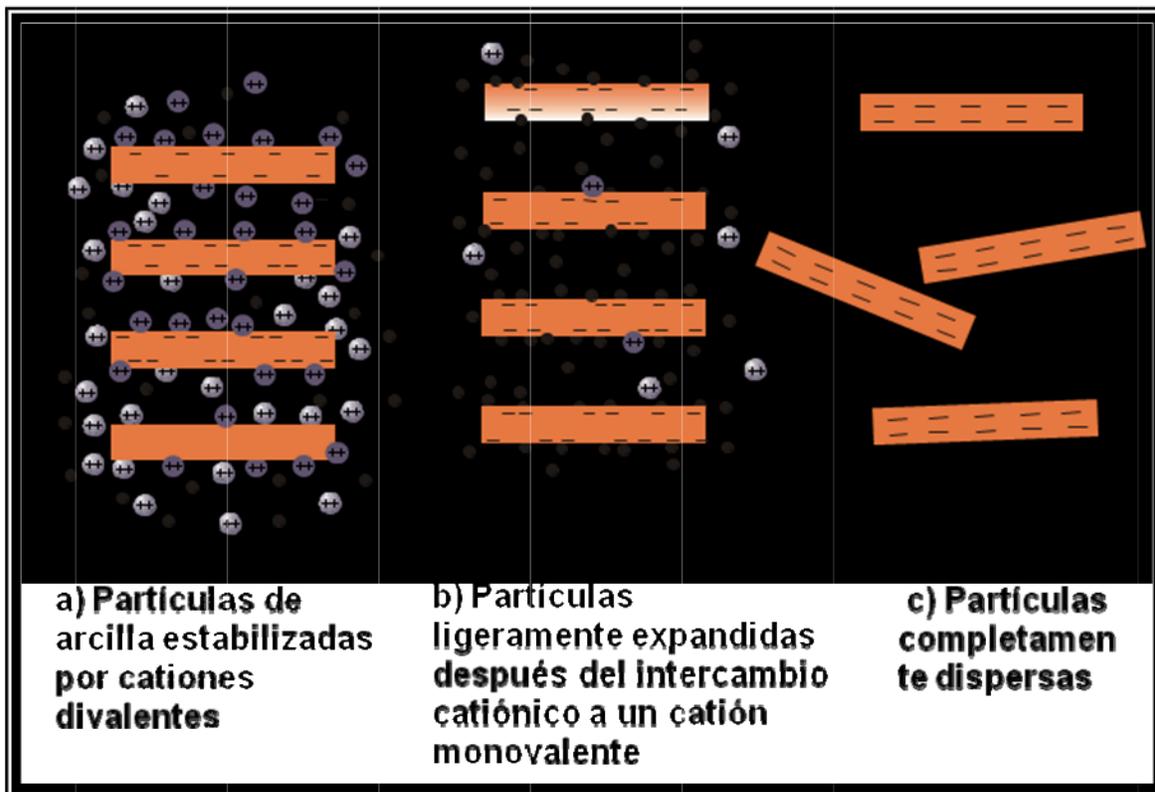


FIG.III.12 Mecanismo de hinchamiento y dispersión de las arcillas.

Durante la producción, las partículas pueden migrar con los fluidos producidos. Nuevamente, las partículas pueden formar puentes cerca de la vecindad del pozo, reduciendo así la productividad. Cuando las partículas responsables del daño provienen de las rocas del yacimiento, generalmente se les conoce con el nombre de finos.

Este término incluye arcillas (filosilicatos con un tamaño normalmente menor a 4µcras) y limos (silicatos o silicatos con aluminio con un tamaño que va de 4 a 64µcras). Estas partículas son solubles en mezclas de ácido fluorhídrico.

Los daños que causan los finos localizados en el área cercana a la vecindad del pozo se encuentran dentro de un radio de 3 a 5 pies. También es posible que los daños se presenten en los empaques de grava. En el caso de las areniscas, el daño se elimina utilizando ácido que contenga HF-HCl a diferentes concentraciones o en combinación con ácidos orgánicos o ácido fluobórico y sus variantes similares).

Por lo general, se utiliza un sistema de HCl para eliminar los daños causados por finos en formaciones carbonatadas. Ya que los finos no se encuentran disueltos, sino más bien dispersos en las fracturas naturales o en los agujeros de gusano de reciente creación, por lo general se recomienda el uso de nitrógeno en aquellos casos en los que se tenga una baja presión de fondo de pozo. El nitrógeno ayudará a la eliminación de los finos. En la tabla III.3 se presentan los minerales más comunes que componen las principales formaciones.

Mineral	Contenido (% en peso)		Composición Química
	Rocas Silíceas	Rocas Calcáreas	
Cuarzo	70	4	SiO ₂
Feldespatos Ortoclasa Albita Anorita Plagioclasa	8	2	Si ₃ AlO ₈ K Si ₃ AlO ₈ Na Si ₃ AlO ₈ Ca Si ₂₋₃ Al ₁₋₂ O ₈ (NaCa)
Micas Biotita Muscovita	1	Trazas	(AlSi ₃ O ₁₀) K (Mg, Fe) ₃ (OH) ₂ (AlSi ₃ O ₁₀) K (Al) ₂ (OH) ₂
Arcillas Caolinita Illita Smectita Clorita	7	1	Al ₄ (Si ₄ O ₁₀) (OH) ₈ Si _{4-x} Al _x O ₁₀ (OH) ₂ K _x Al ₂ (1/2Ca, Na) _{0.7} (Al, Mg, Fe) ₄ (Si, Al) ₈ O ₂₀ (OH) _{4n} H ₂ O (AlSi ₃ O ₁₀) Mg ₅ (Al, Fe) (OH) ₈
Carbonatos Calcita Dolomita Ankerita	10	92	CaCO ₃ Ca, Mg (CO ₃) ₂ Ca (Mg, Fe) (CO ₃) ₂
Sulfatos Yeso Anhidrita	Trazas	Trazas	CaSO ₄ · 2H ₂ O CaSO ₄
Otros Halita Oxidos de fierro	2	1	NaCl FeO, FeO ₃ , Fe ₃ O ₄

Tabla III.3 Minerales más comunes que componen las rocas sedimentarias.

III.6.1.2 Emulsiones

Una emulsión es una dispersión estable de dos fluidos inmiscibles (FIG.III.13). Esta dispersión constituye una fase separada en la formación; por lo general muestra una mayor viscosidad que los fluidos que la componen. Las emulsiones reducen la permeabilidad efectiva del fluido de producción en las áreas cercanas a la vecindad del pozo y esto es lo que genera los daños. El efecto recibe el nombre de bloqueo por emulsiones. Las emulsiones de tres fases son poco comunes – aceite/agua/aceite, agua/aceite/agua, aceite/agua/gas, por ejemplo.

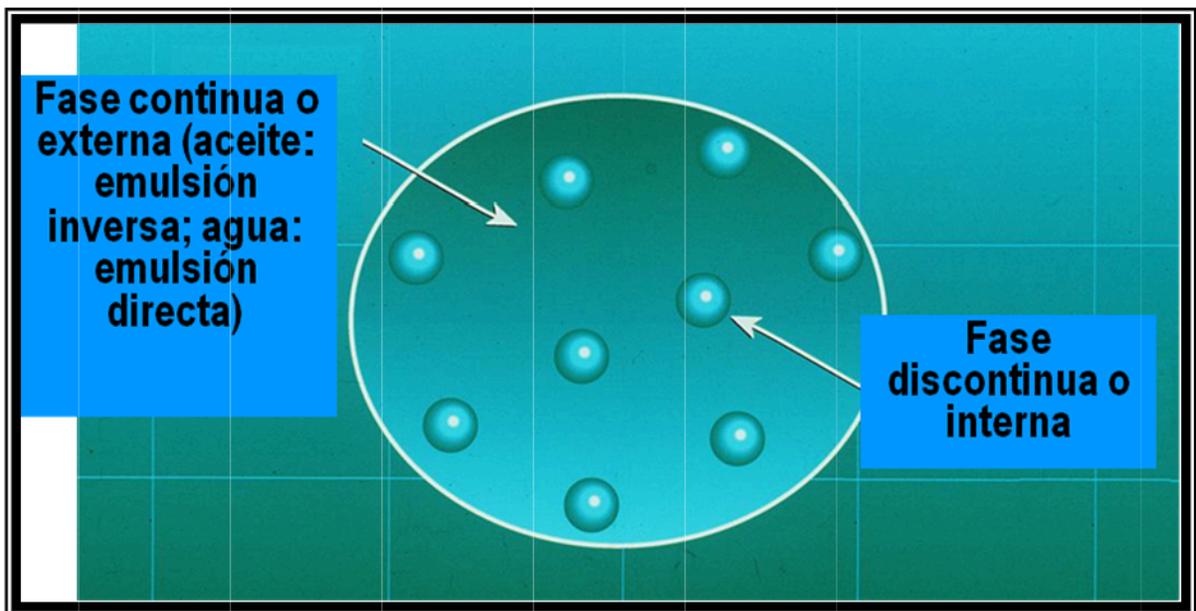


FIG.III.13. Conceptualización esquemática de una emulsión.

Por lo general, la mezcla de aceite y fluidos base agua en el yacimiento resulta en la formación de emulsiones. Las emulsiones tienen alta viscosidad, particularmente las emulsiones agua-en-aceite (aceite como fase continua). Generalmente, se forman durante la invasión de filtrados generados durante las etapas de perforación y terminación, o cuando se inyectan fluidos de tratamiento en el yacimiento. Los filtrados de pH alto de los lodos o lechadas de cemento o los filtrados de pH bajo de los tratamientos ácidos pueden emulsionar algunos aceites de la formación. De igual manera, los filtrados de los hidrocarburos contenidos en los fluidos de perforación y estimulación a base de aceite pueden formar emulsiones con algunas salmueras de la formación. Las emulsiones se pueden estabilizar con materiales activos en superficies (surfactantes) o con finos externos u originales. Por lo general, se utilizan solventes mutuos con desemulsificantes o sin ellos para tratar dichos problemas. Los desemulsificantes pueden funcionar muy bien en el laboratorio, en los separadores o en los tanques, ya que hay un gran número de gotas en contacto por unidad de volumen; sin embargo, existe la posibilidad de que no funcionen por sí solos en un medio poroso debido a los fenómenos de transporte masivo que se experimentan para llevar el producto a donde se le requiere. Otro motivo por el cual tal vez no funcionen solos es el mecanismo involucrado en el rompimiento de las emulsiones, que debe provocar la unión de las gotitas para después separar la fase. Para romper una emulsión hay que eliminar su estabilidad.

La estabilidad depende de:

- La película de las gotas:
- Un surfactante estabilizador.
- Existencia de sedimentos.
- Viscosidad:
- De los fluidos individuales.
- De la emulsión.

III.6.1.3 Cambio de mojabilidad

El cambio de mojabilidad parcial o total en aceite de una formación reduce la permeabilidad relativa y efectiva al aceite. Esto puede ocurrir como resultado de la adsorción de los materiales activos en superficies de los fluidos de perforación, reparación o terminación a base de aceite. Este daño se puede eliminar inyectando solventes (mutuos) para eliminar la fase mojable en aceite de los hidrocarburos y después inyectar surfactantes mojables en agua. Nuevamente, los surfactantes por si solos no pueden funcionar. La fase aceitosa, que por lo general se trata de asfáltenos o parafinas precipitados y que es responsable de la mojabilidad en aceite, debe eliminarse primero con un solvente. Lo mismo se aplica para los surfactantes oleofílicos (que se ven atraídos por el aceite) adsorbidos. Posteriormente, se puede inyectar un surfactante de alta mojabilidad en agua para su adsorción en los minerales de la roca. De esta forma se evita que nuevos precipitados de hidrocarburos se peguen a la superficie del mineral y lo vuelvan mojable en aceite. La vida del tratamiento se incrementa increíblemente.

Normalmente, los cambios de mojabilidad son difíciles de diagnosticar con base en la información disponible. Por ello, es importante conocer el historial del pozo, los fluidos de control y los fluidos anulares.

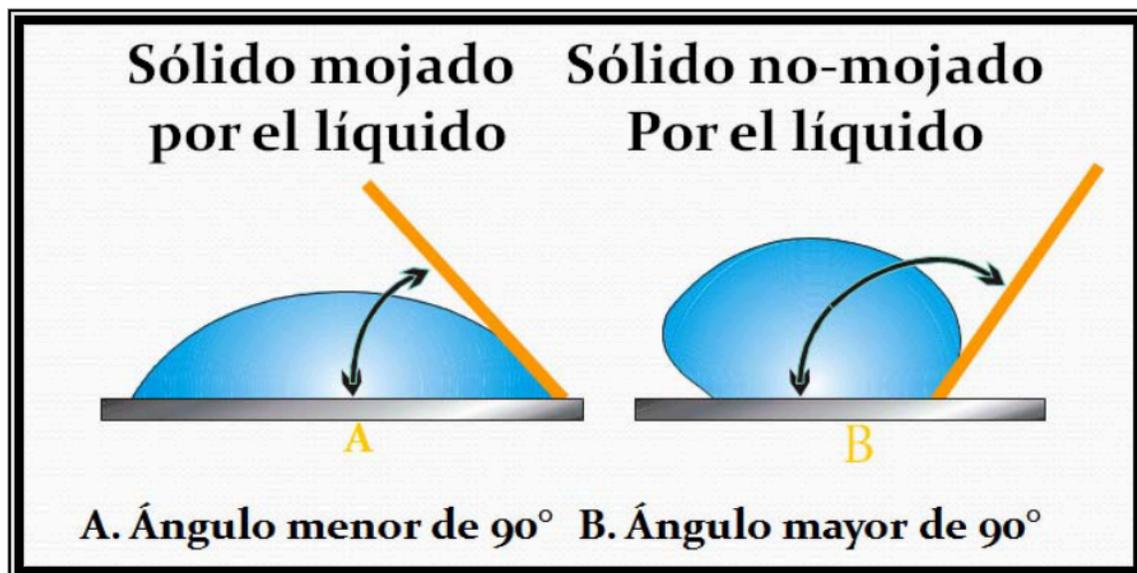


FIG.III.14. Mojabilidad de un sólido.

III.6.1.4 Depósitos orgánicos

Los depósitos orgánicos son precipitaciones de hidrocarburos pesados (parafinas o asfaltenos). Por lo general se localizan en la tubería de producción, en la vecindad del pozo, en los disparos o en la formación; sin embargo, se pueden encontrar depósitos en el equipo en superficie. Los depósitos orgánicos tapan físicamente las gargantas de los poros, los disparos y otras áreas. Los depósitos orgánicos también pueden hacer la matriz mojable en aceite, lo cual puede resultar en una reducción de la producción.

III.6.1.4.1 Parafinas

Las parafinas son hidrocarburos alifáticos saturados (C₁₈-H₃₈ a C₆₀-H₁₂₂), lineales o ramificados, que cuentan con las siguientes características:

- Peso molecular moderado.
- Pronunciados puntos de fusión.
- Cristales en forma de agujas – partículas granulares.
- Sólidos frágiles que van de blandos a resistentes.
- Solubilidad limitada en aceites crudos.
- Producen flamas limpias al quemarse.

La solubilidad de las ceras parafínicas en otros hidrocarburos de aceite crudo es limitada y depende del peso molecular. Debido a la solubilidad limitada, los ambientes fríos pueden hacer que la cera se cristalice y precipite. La temperatura a la cual comienzan a formarse los cristales de cera recibe el nombre de punto de opacidad. Por encima del punto de opacidad, las ceras son solubles y el aceite tiene una apariencia clara. Justo en el punto de opacidad, se comienzan a formar los cristales de cera, por lo que el aceite tiene una apariencia opaca. Si la temperatura baja más allá de este punto, la parafina puede comenzar a precipitarse.

La precipitación puede ocurrir en la formación, en la vecindad del pozo o en las líneas y equipo en superficie. Estos depósitos pueden generar graves restricciones en la producción o el taponamiento completo del pozo.

Punto de opacidad

El punto de opacidad es la temperatura a la cual las moléculas de parafina cambian de un estado líquido a un estado sólido.

Punto de curado

El punto de curado es la temperatura a la cual los precipitados de moléculas de parafina ya no cuentan con la propiedad de adhesión (ya no son “pegajosas”).

III.6.1.4.1.1 Factores que rigen la solubilidad y depositación de la parafina

Las parafinas son cristales, por lo que están sujetas a factores depositacionales de cristalización. A continuación se enlistan los factores que rigen la solubilidad y la depositación de la parafina:

- ❖ Temperatura
- ❖ Proporción solvente-a-soluto.
- ❖ Presión ejercida sobre la solución.
- ❖ Cantidad de gas en solución.
- ❖ Presencia de agua, arena y otros compuestos orgánicos.
- ❖ Acción de las resinas y asfáltenos.
- ❖ Rugosidad de la superficie.

III.6.1.4.2 Asfáltenos

Los asfaltos son los componentes negros de los aceites crudos y están constituidos de compuestos de anillos aromáticos, policíclicos, condensados y de alto peso molecular; su fórmula general es C_nH_{n-1} . La estructura molecular es muy compleja; por lo general contiene oxígeno, azufre, nitrógeno y varios metales. Los pesos moleculares varían desde unos miles hasta aproximadamente 100,000 unidades de peso molecular (MWU por su abreviatura en inglés). A diferencia de las parafinas, los asfáltenos no cuentan con un punto de fusión bien definido; en su caso se define un punto de ablandamiento – la temperatura a la cual los sólidos se convierten en una masa suave con apariencia de alquitrán.

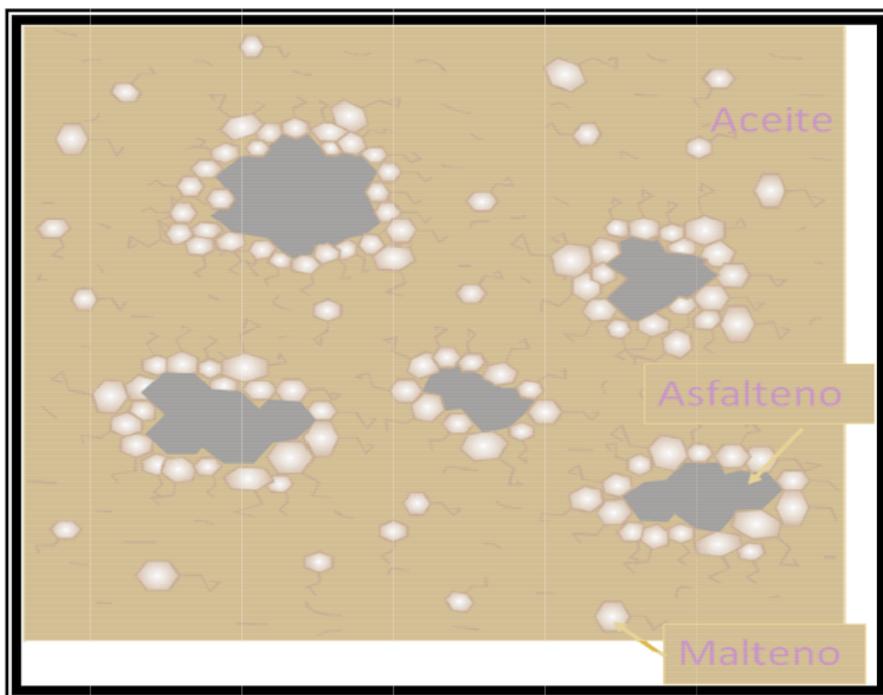


FIG.III.17 Asfáltenos en equilibrio micelar.

La fracción de asfáltenos de cualquier crudo es la porción que se precipita con un solvente de peso molecular bajo (n-pentano). La fracción de asfáltenos de cualquier sustancia con apariencia de asfalto es la fracción insoluble en solventes de peso molecular bajo (n-pentano); la fracción soluble recibe el nombre de máltenos (FIG.III.17).

Los asfáltenos tienen las siguientes características:

- ✓ De 6 a 20 anillos aromáticos.
- ✓ Gravedad específica de 1.2.
- ✓ Tamaño de las micelas de 30 a 60 Å.
- ✓ Amplio punto de ablandamiento.
- ✓ Sólido negro que va de pegajoso a duro.
- ✓ Dispersión coloidal en aceites crudos.
- ✓ Lifóbico (no es soluble ni se precipita) en destilados o condensados.
- ✓ Lifílico (soluble) en aromáticos, tetracloruro de carbono y bisulfuro de carbono.
- ✓ Producen una flama negra y tiznada cuando se queman.

Las dispersiones coloidales de asfáltenos se impregnan con moléculas de maltenos adsorbido, lo cual le da a la superficie una alta carga negativa. Estas moléculas de maltenos son menos aromáticas y más parafínicas, y estabilizan o peptizan la dispersión de asfáltenos. Estas láminas condensadas y peptizadas tienden a apilarse.

Cuando la superficie de carga negativa entra en contacto con especies con alta carga positiva, como los ácidos, se produce una neutralización irreversible. Esta neutralización despeptiza la micela del asfálteno, ocasionando la floculación y la precipitación de los asfáltenos. A continuación se enlistan otros factores que pueden causar la desestabilización de la micela peptizada o estabilizada:

- Fluidos con pH muy alto.
- El potencial de gasto líquido causado por el movimiento a través del medio poroso o turbulencia – la turbulencia alrededor de la junta articulada de la tubería de producción, por ejemplo.
- Cambios drásticos de la temperatura.
- Adición de líquidos orgánicos de tensión superficial baja – menos de 25 [dinas/cm²] a 75 [°C] (24[°C]). El pentano es un ejemplo clásico.
- Volatilización de las cadenas de carbono ligero del crudo (punto de burbuja).

III.6.1.4.2.1 Clasificación de los asfáltenos

Los asfáltenos se pueden clasificar con base en su solubilidad en varios solventes. A continuación se muestra dicha clasificación:

- Resinas neutrales: materiales que son solubles en pentano.
- Asfáltenos: materiales que son solubles en benceno, pero que no son solubles en éter de petróleo.
- Ácidos asfaltogénicos: materiales que son solubles en benceno y álcalis.
- Carboides (carbono libre): materiales que son insolubles en benceno.
- Carbenos: materiales que son solubles en benceno, pero que no son solubles en tetracloruro de carbono.

III.6.1.4.2.2 Tipos de depósitos de asfáltenos

Se pueden formar dos tipos de depósitos de asfáltenos. El tipo de depósito dependerá del ambiente al que se encuentre expuesta la micela del asfáltenos.

Depósitos con apariencia de carbón duro (resistente)

Los depósitos con apariencia de carbón duro tienen su origen en partículas con carga eléctrica y en el potencial de gasto líquido que resulta del movimiento o la precipitación de los asfáltenos justo por debajo del punto de burbuja del aceite crudo.

Lodos y emulsiones de película rígida

Los lodos y las emulsiones de película rígida son el resultado de la acidificación con HCl, la inyección de bióxido de carbono, la adición de solventes con baja tensión superficial y el aceite crudo parafínico. Por lo general, estos depósitos están compuestos de resinas naturales y ácidos asfaltogénicos, y tienen la apariencia de una masa lodosa y fangosa.

III.6.1.4.3 Mecanismos de formación de los depósitos orgánicos.

Aunque los mecanismos de formación de los depósitos orgánicos son numerosos y complejos, el mecanismo principal es un cambio de temperatura o presión en la vecindad del pozo, o cerca de éste, durante la etapa de producción. Cuando se producen caídas de presión, se pueden liberar los gases disueltos, lo cual genera un enfriamiento. Las fracciones pesadas del hidrocarburo no son solubles en el aceite, por lo que comienzan a cristalizarse. El enfriamiento de la vecindad del pozo y la inyección de fluidos fríos para realizar algún tratamiento tienen un efecto mucho más pronunciado. La pérdida de calor a medida que el aceite fluye hacia arriba a través de la tubería de producción puede tener importantes efectos de enfriamiento. La mezcla de crudos (crudos ligeros y pesados) puede resultar en un proceso de depositación.

No se deben confundir los depósitos orgánicos con los lodos, otro tipo de depositación. Este último se produce debido a una reacción entre algunos aceites crudos y ácidos inorgánicos muy fuertes. Los lodos no se pueden disolver

Por lo general, los solventes orgánicos vuelven a solubilizar los depósitos. Se puede personalizar la mezcla de solventes para resolver problemas particulares; sin embargo, los solventes aromáticos son fluidos eficientes y de propósito general. Muy a menudo, el agregar un poco de alcohol al proceso de disolución de asfáltenos puede resultar benéfico.

III.6.1.5 Bacterias

Las bacterias son microorganismos, con un diámetro de aproximadamente 0.5 micras, que viven en el agua. Se multiplican rápidamente, pueden duplicar su población en 20 minutos en un amplio rango de condiciones; esto reduce la permeabilidad y daña la formación.

Las bacterias se clasifican con base a sus requerimientos de oxígeno: aeróbicas (las que necesitan oxígeno) y anaeróbicas (pueden existir en la ausencia de oxígeno). Las bacterias anaeróbicas crecen en el fondo del pozo a temperaturas que pueden llegar a los 150°F (66°C). Las bacterias anaeróbicas pueden entrar al sistema por medio de los líquidos de terminación o reparación.

Las bacterias que causan más problemas se clasifican en las siguientes categorías:

- **Bacterias sulfato reductoras (SRB):** Estas bacterias utilizan los iones de sulfato del agua para llevar al cabo sus funciones metabólicas; esto ocasiona una reducción de los iones de sulfato, los cuales se convierten en iones de sulfuro, mientras que se crea sulfuro de hidrógeno como producto secundario. Este proceso resulta en altos niveles de corrosión y picaduras, un aumento del carácter corrosivo de las aguas dulces, el taponamiento del yacimiento y la posible descomposición térmica del sulfuro.

- Bacterias de hierro (manganeso): A medida que van creciendo, estas bacterias forman un escudo de hidróxido férrico (de manganeso) alrededor de ellas. Los iones metálicos los obtienen del agua aun cuando las concentraciones sean de partes por millón. Estas bacterias son aeróbicas, pero sólo necesitan trazas de oxígeno para poder vivir. Prefieren las aguas frescas y templadas, pero también se les puede encontrar en salmueras. Son causantes de problemas de corrosión y taponamiento.
- Bacterias mixógenas: Este tipo de bacterias puede producir densas masas de fango, lo cual puede ocasionar problemas de corrosión y taponamiento. Prefieren las aguas de baja salinidad y son anaeróbicas.
- Los daños generados por bacterias pueden encontrarse en pozos de inyección de agua, pozos de desechos o pozos geotérmicos.

III.6.1.6 Estudios de laboratorio

Los estudios de laboratorio tienen los siguientes objetivos:

- ❖ Identificar los daños.
- ❖ Analizar la roca.
- ❖ Analizar los fluidos de la formación.
- ❖ Seleccionar el diseño y el fluido de tratamiento óptimos.

Para realizar el estudio en el laboratorio, se requiere contar con núcleos de la formación, muestras de los fluidos de la formación y, en algunas ocasiones, muestras del material dañino (depósitos orgánicos o incrustaciones). Una vez que se tienen estos elementos, se realizan diferentes análisis para obtener la información necesaria para el diseño del tratamiento de la matriz.

- Análisis del núcleo
- Pruebas de solubilidad
- Estudio petrográfico
- Difracción de rayos X
- Observación con lentes binoculares
- Análisis de lámina delgada

Capítulo IV

Fracturamiento hidráulico.

CAPÍTULO IV

Fracturamiento hidráulico.

IV.1 La energía y el fracturamiento.

El fracturamiento de una formación como un proceso de estimulación de un pozo involucra la aplicación de una energía, en forma de pulsos de presión, que permite romper la roca de la formación. Existen diversas formas de aplicar la energía de presión requerida, tanto por cuanto al medio de generación de la energía como al periodo de tiempo implicado en su aplicación. De estos dos factores, generación y tiempo, dependen los resultados del proceso de estimulación.

En lo general se tienen tres formas de generación de energía:

- i) Por la inyección de un fluido desde la superficie. Esta forma de generar la energía de presión da lugar al método de estimulación conocido como fracturamiento hidráulico.

En este caso la energía se genera con equipos de bombeo de alta presión desde la superficie. Estos equipos inyectan al pozo un fluido a altos ritmos de bombeo, almacenándose la energía en el pozo, hasta alcanzar una presión suficientemente alta que causa la falla bajo tensión de la roca adyacente al pozo. En estas condiciones, la energía se administra en un periodo de tiempo del orden de segundos y el fenómeno de aplicación se considera estático, comparado con los otros procesos, propiciándose en lo general una sola fractura en la roca. Las FIGS.IV.1.1 y IV.1.2 muestran la aplicación de la energía con respecto al tiempo.

- ii) Por la generación de gas propelente. En este caso, una herramienta es bajada al pozo, en forma similar a los disparos con línea de acero. A través de un pulso eléctrico, se propicia la reacción química de un material. Esta reacción genera un gas propelente a una velocidad controlada por su química. El gas propelente produce un pulso de presión controlado, de tal magnitud que su valor es superior a los esfuerzos ínsitu del subsuelo. Este pulso de presión se trasmite a velocidades del orden de milisegundos y al ser aplicado al intervalo productor crea fracturas múltiples radiales al eje del pozo, las cuales se extienden alrededor de su vecindad (FIG.IV.1.3). El fenómeno de aplicación se considera para este caso como dinámico y se muestra en las FIGS. IV.1.1 y IV.1.2.
- iii) Por la detonación de un explosivo. Al igual que en el caso anterior se lleva al subsuelo una carga explosiva y se hace detonar. La enorme energía generada produce pulsos de presión extremadamente altos, con velocidades de 5000 a 8000 metros por segundo, que son controlados por procesos termodinámicos. En lo general los explosivos producen el rompimiento no controlado de la roca y aunque ha sido el método de fracturamiento más antiguo, actualmente no se aplica (FIGS IV.1.1 y IV.1.2).

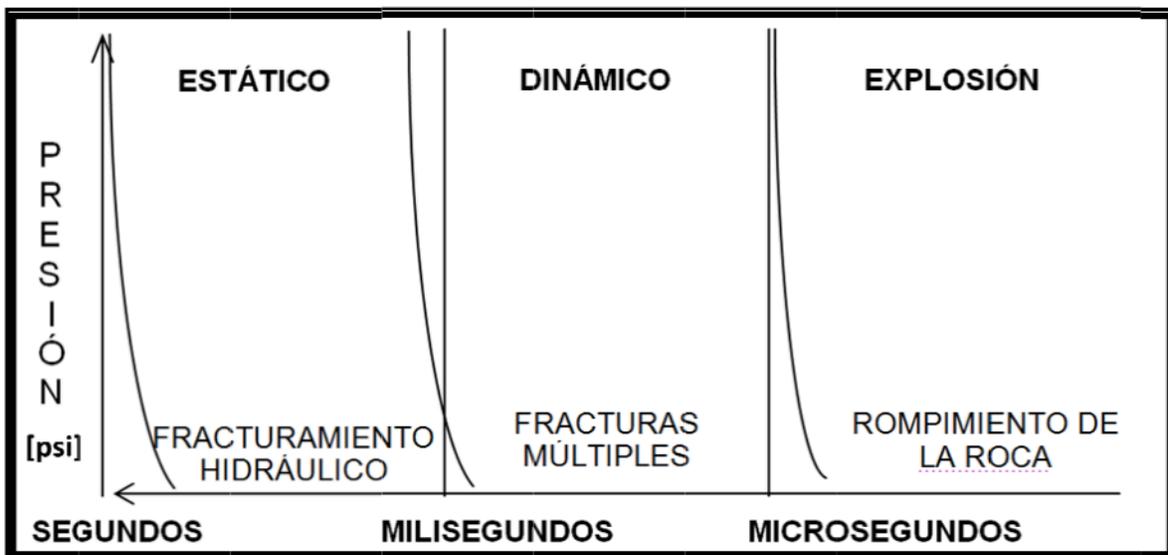


FIG. IV.1.1 Tiempo de transmisión de presión

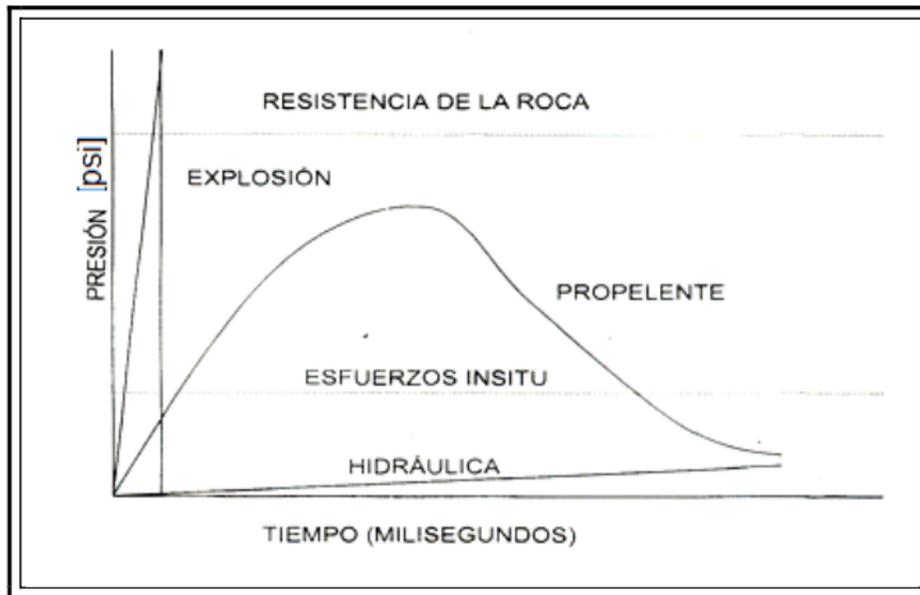


FIG. IV.1.2 Procesos de generación de energía para fracturar rocas

IV.2 El fracturamiento hidráulico su importancia y aplicaciones.

El fracturamiento hidráulico se define como el proceso de estimulación de pozos que consiste en la inyección contra la formación de un fluido a alta presión, generándose esfuerzos de tensión en la pared del pozo en tal magnitud, que se propicia el rompimiento de la roca. La fractura creada se propaga o extiende en la formación a medida en que se continúa bombeando el fluido.

Una vez generada la fractura, debe de mantenerse abierta, para lo cual junto con el fluido fracturante se inyectan pequeñas partículas sólidas, (conocidas como sustentantes o apuntalantes), o en su caso se inyecta ácido que produce un grabado en las paredes de la fractura generada. Los sustentantes o el grabado proporcionan un canal altamente conductivo para facilitar el flujo de los fluidos del yacimiento al pozo. Los fluidos fracturantes que transmiten la presión para crear y extender la fractura, y en su caso, transportan el agente sustentante, son generalmente fluidos complejos base agua, aceite, dióxido de carbono o ácido.

Estos fluidos pueden energizarse con nitrógeno o ser utilizados como espumas. También se utilizan combinaciones de fluidos como el caso de geles con alcoholes, nitrógeno y bióxido de carbono, o el bióxido de carbono con nitrógeno; conocidos, en algunos casos como binarios.

Una fractura hidráulica cambia el patrón de flujo de los fluidos; la FIG. IV.2.1, presenta esquemáticamente el patrón de flujo creado. El patrón natural de flujo es radial circular, con la consecuente distribución de presión, que implica que la mayor caída de presión se produce en la zona vecina al pozo (matriz crítica de la formación). En el caso de una fractura el patrón de flujo es elíptico, fluyendo los fluidos en forma lineal perpendicularmente a las caras de la fracture. El patrón de flujo se ve completamente modificado (FIG.IV.2.1), produciendo una muy diferente distribución de presión, con menor caída de presión y en consecuencia optimizando la energía disponible del yacimiento.

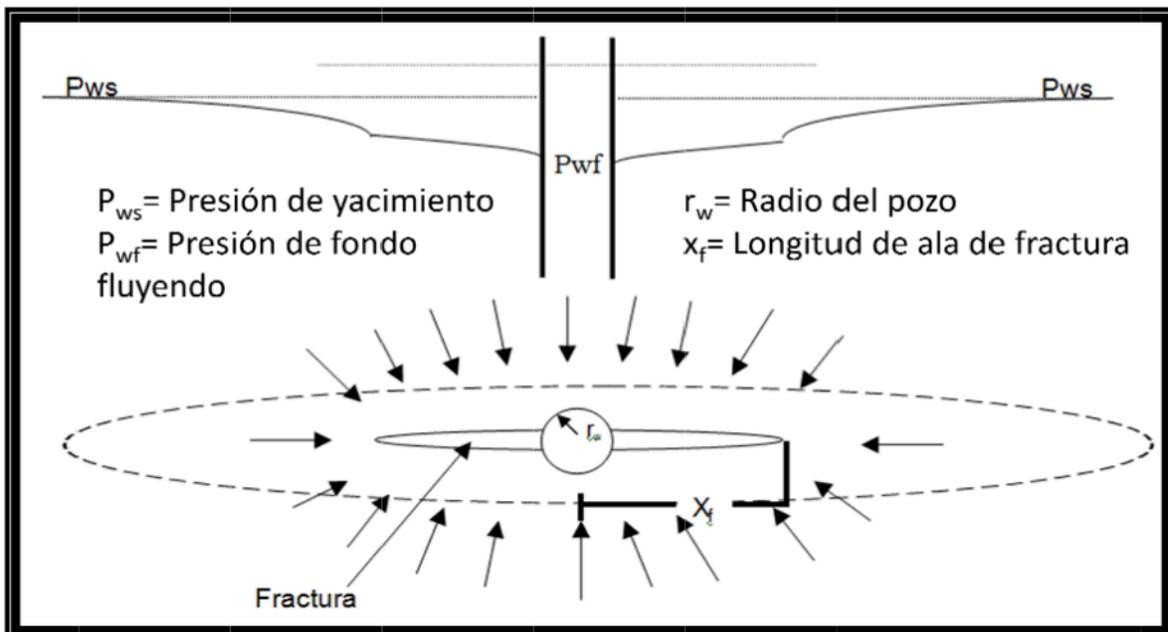


FIG.IV.2.1 Distribución de presión y patrón de flujo en un pozo fracturado.

El fracturamiento se ha empleado en pozos petroleros y geotérmicos con las siguientes ventajas:

- En formaciones de muy baja permeabilidad se ha podido tener recuperaciones comerciales de hidrocarburos.
- Recuperación a producción de intervalos severamente dañados.
- Recuperación acelerada de las reservas.
- Incremento de las reservas recuperables.
- Conexión del pozo con sistemas naturales aislados (permeables y / o fracturados).
- Incremento del área de drenaje efectivo.
- Aumento en la estabilidad del agujero.
- Incremento en la eficiencia de proyectos de recuperación mejorada.
- Mejorar el almacenamiento en el subsuelo.

El fracturamiento hidráulico se ha aplicado en todo tipo de formaciones y yacimientos; así como en todo tipo de pozos, verticales, desviados, horizontales o múltiples.

En lo general, serán buenos candidatos a estimular por fracturamiento hidráulico los pozos severamente dañados y los que se encuentran en formaciones compactas, con las condicionantes de tener suficiente permeabilidad y presión para permitir el flujo de fluidos y tener reservas para producir económicamente. En pozos con daño severo, se crea un canal de alta conductividad a través de la región dañada. En yacimientos de baja permeabilidad, el canal conductivo generado por el fracturamiento incrementa sustancialmente la comunicación del pozo con la formación. En algunos casos, en yacimientos naturalmente fracturados o no consolidados, se puede analizar la aplicación y ventajas del fracturamiento.

El fracturamiento hidráulico como método de estimulación no es aplicable en todos los pozos petroleros, lo cual aunado a que conlleva una considerable inversión, hace necesario un estudio y análisis de ingeniería en todos los casos para decidir si el pozo de interés es candidato a fracturar. Si no se realizan los estudios aludidos, se corre el riesgo, no solo de no recuperar la inversión, sino dañar el pozo irreversiblemente y en casos extremos perderlo. Aun realizando todos los estudios no puede asegurarse el éxito del

fracturamiento; esto debido a la complejidad misma del proceso y a la naturaleza de los propios factores implicados (características del yacimiento y formaciones adyacentes, aquellas del pozo y de los propios materiales utilizados, entre otros).

El éxito de un fracturamiento hidráulico depende, entre otros factores, de:

- a) La selección apropiada del candidato
- b) La determinación de las propiedades críticas del yacimiento
- c) La selección del modelo de fractura
- d) La selección de tipo y cantidad de fluidos y agentes sustentantes
- e) El programa de bombeo y su control durante el fracturamiento en el pozo.

En general serán buenos candidatos para fracturamiento hidráulico:

- Pozos severamente dañados
- Yacimientos de baja y muy baja permeabilidad, con suficientes reservas

En algunos casos serán candidatos pozos en yacimientos naturalmente fracturados o no consolidados de buena permeabilidad.

En general, no serán candidatos al fracturamiento:

- Pozos en yacimientos con reservas limitadas
- Yacimientos de baja presión
- Yacimientos donde se puede interaccionar con zonas de agua y/o gas.
- Formaciones con severa incompatibilidad con los fluidos de fracturamiento.

Para realizar los estudios de ingeniería en fracturamiento hidráulico, es necesario contar con información mínima de la formación de interés. La siguiente tabla IV.1 presenta esta información, mostrando la influencia de cada parámetro en la determinación de un pozo candidato a fracturar.

Parámetro	Símbolo	Unidades	Factor de ponderación de los parámetros
Relación Permeabilidad - Viscosidad	K/μ	md/cp	0.25
Porosidad	ϕ	%	0.05
Factor de daño	s	adimensional	0.2
Espesor neto del intervalo	h	pies	0.1
Saturación de Agua	s_w	%	0.1
Profundidad de la formación	D	pies	0.05
Gradiente de presión de la formación	g_p	lb/pg ² /pie	0.1
Área de drenaje	A	ácre	0.05
Condición del agujero	W_d	adimensional	0.1

Tabla IV.1 Parámetros Utilizados para Selección de Candidatos

IV.3 Mecánica de rocas y el fracturamiento hidráulico.

Para comprender el proceso del fracturamiento hidráulico de las formaciones, es necesario recurrir a la Mecánica de Rocas y entender los conceptos que rigen el comportamiento de las rocas sujetas a campos de esfuerzo. En este conocimiento está basada la comprensión de fenómenos tan trascendentes como son la estabilidad de los pozos y su fracturamiento, entre otros.

IV.4 Conceptos básicos.

IV.4.1 Esfuerzos.

Considérese un plano cualquiera, sujeto a una fuerza "F" (FIG IV.3), aplicada en un ángulo α

La fuerza "F" somete al plano de área "A" a dos esfuerzos definidos por:

$$\text{Esfuerzo Normal, } \sigma = \frac{F \cos \alpha}{A}$$

Siendo $F \sin \alpha$ la componente de la fuerza perpendicular al plano.

$$\text{Esfuerzo Cortante, } \tau = \frac{F \cos \alpha}{A}$$

Siendo $F \cos \alpha$ la componente de la fuerza en la dirección del plano.

Los esfuerzos normales y cortantes son vectores debido a sus características de tener una magnitud, una dirección y un sentido. Sus unidades son $\left[\frac{F}{L^2} \right]$.

En el caso de que la fuerza "F" esté dirigida hacia el plano, estos esfuerzos generados son de Compresión y si están en sentido contrario se denominan esfuerzos de Tensión. En mecánica de rocas, los esfuerzos de compresión son tomados por convención como positivos y los de tensión como negativos.

En el caso de que una fuerza sea aplicada perpendicularmente a un plano, no existe componente en la dirección del plano y por tanto, no genera esfuerzo cortante. En este caso, el esfuerzo se denomina Esfuerzo principal.

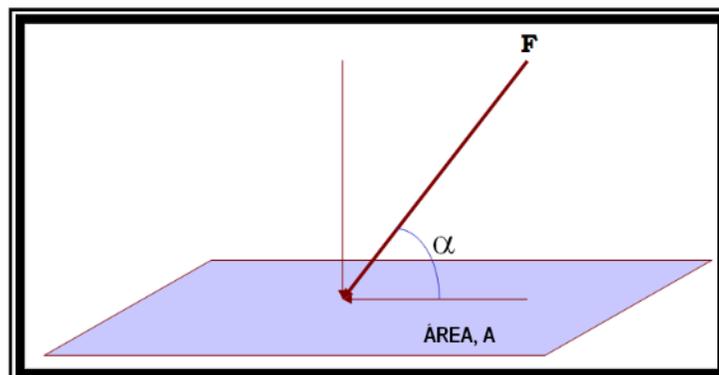


FIG. IV.3 Plano sujeto a una fuerza "F"

IV.4.2 Deformaciones.

Cuando un cuerpo está sujeto a un esfuerzo, el cuerpo sufre una deformación, que puede medirse en unidades de longitud o de ángulo, dependiendo de la posición relativa de los puntos que se alteran por efecto del esfuerzo aplicado.

En el caso de las rocas en yacimientos de hidrocarburos, la relación entre los esfuerzos y las deformaciones, está influenciada por los siguientes factores:

- Composición y litología de la roca
- Grado de cementación y cementante
- Fluidos contenidos en la roca
- Compresibilidad de la matriz de la roca y de sus fluidos
- Porosidad y permeabilidad
- Presión y temperatura del yacimiento

En el caso de la FIG IV.4, si el cuerpo cilíndrico de roca está sujeto a un esfuerzo $\frac{F}{A}$, (α), se tienen dos deformaciones; una en sentido axial o longitudinal αL , y otra en sentido radial o transversal, αr .

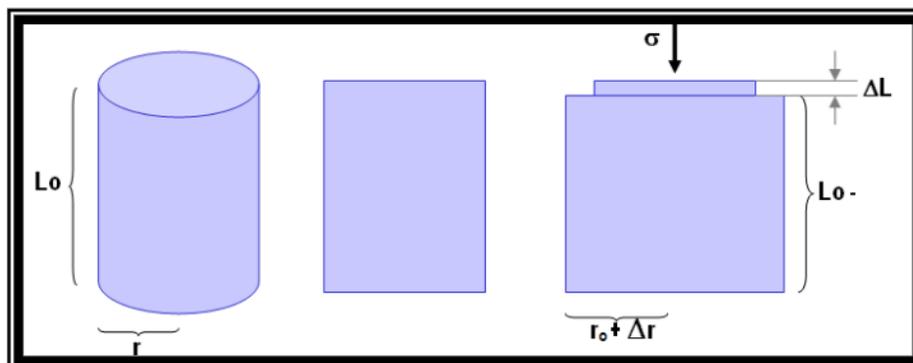


FIG.IV.4. Comportamiento de un núcleo de roca sujeto a un esfuerzo.

Por definición la "Deformación unitaria" es la relación entre la deformación absoluta sufrida por el cuerpo entre su dimensión inicial; en consecuencia la deformación unitaria es de carácter adimensional. En el caso de la FIG. IV.4.

$$\text{Deformación unitaria} = \frac{\text{Dimensión final} - \text{Dimensión inicial}}{\text{Dimensión inicial}}$$

$$\delta = \frac{(L_0 - \Delta L) - L_0}{L_0} = -\frac{\Delta L}{L_0}$$

$$\varepsilon = \frac{(r_0 + \Delta r) - r_0}{r_0} = \frac{\Delta r}{r_0}$$

Donde: δ es la deformación unitaria longitudinal o axial

ε es la deformación unitaria transversal o radial

El signo resultante de cada deformación unitaria, se omite para fines matemáticos, siendo físicamente indicativo el efecto de disminución de la dimensión, en caso negativo, o de su aumento, en caso positivo.

La Relación de Poisson es un parámetro de trascendente importancia, pues caracteriza los diferentes materiales y se constituye en una variable independiente, propiedad del material en estudio. La Relación de Poisson ν , se define como la relación entre la deformación unitaria transversal y la deformación unitaria longitudinal:

$$\nu = \frac{\varepsilon}{\delta}$$

Donde

ε = Deformación unitaria transversal

δ = Deformación unitaria longitudinal

ν = Relación de poisson

Esta cantidad es adimensional y su rango de variación está entre $0 < \nu < 0.5$. En materiales o rocas duras su Relación de Poisson toma valores inferiores a los de rocas suaves. La tabla IV.2 se presentan valores típicos de este parámetro.

TIPO DE ROCA	(ADIM.)
ARENISCAS	0.15 - 0.25
CALIZAS	0.20 - 0.30
MARGAS	0.40 - 0.45
ROCA DE SAL	0.30 - 0.40

Tabla IV.2 Valores típicos de la Relación de Poisson

IV.4.3 Relaciones esfuerzo-deformación.

Si una muestra de roca, como el de la FIG. IV.4, se somete a esfuerzos crecientes, el cuerpo sufre deformaciones directamente proporcionales a la magnitud del esfuerzo. En la FIG. IV.5 se muestra la curva esfuerzo-deformación para una roca sometida a diferentes esfuerzos. En esta gráfica se observa de 0 a σ_a un comportamiento no lineal debido al cierre de fisuras preexistentes en la muestra, tendiendo a endurecerse la roca.

A medida que el esfuerzo se incrementa, se presenta un comportamiento lineal, de σ_a a σ_b región en la que se define otra propiedad básica de los materiales, el Modulo de Elasticidad o Modulo de Young, "E". Este módulo está dado por la Ley de Hooke:

$$\sigma = E\delta$$

Donde:

σ = Esfuerzo

E = Módulo de Young

δ = Deformación

Los materiales que siguen este comportamiento se les conoce como elásticos. Aquellos materiales que se alejan de la Ley de Hooke se les conocen como de comportamiento plástico. Las areniscas, las calizas y las dolomías son de comportamiento más elástico que plástico. Las margas, lutitas, areniscas muy arcillosas y la roca de sal, tiene comportamientos mas plásticos que elásticos.

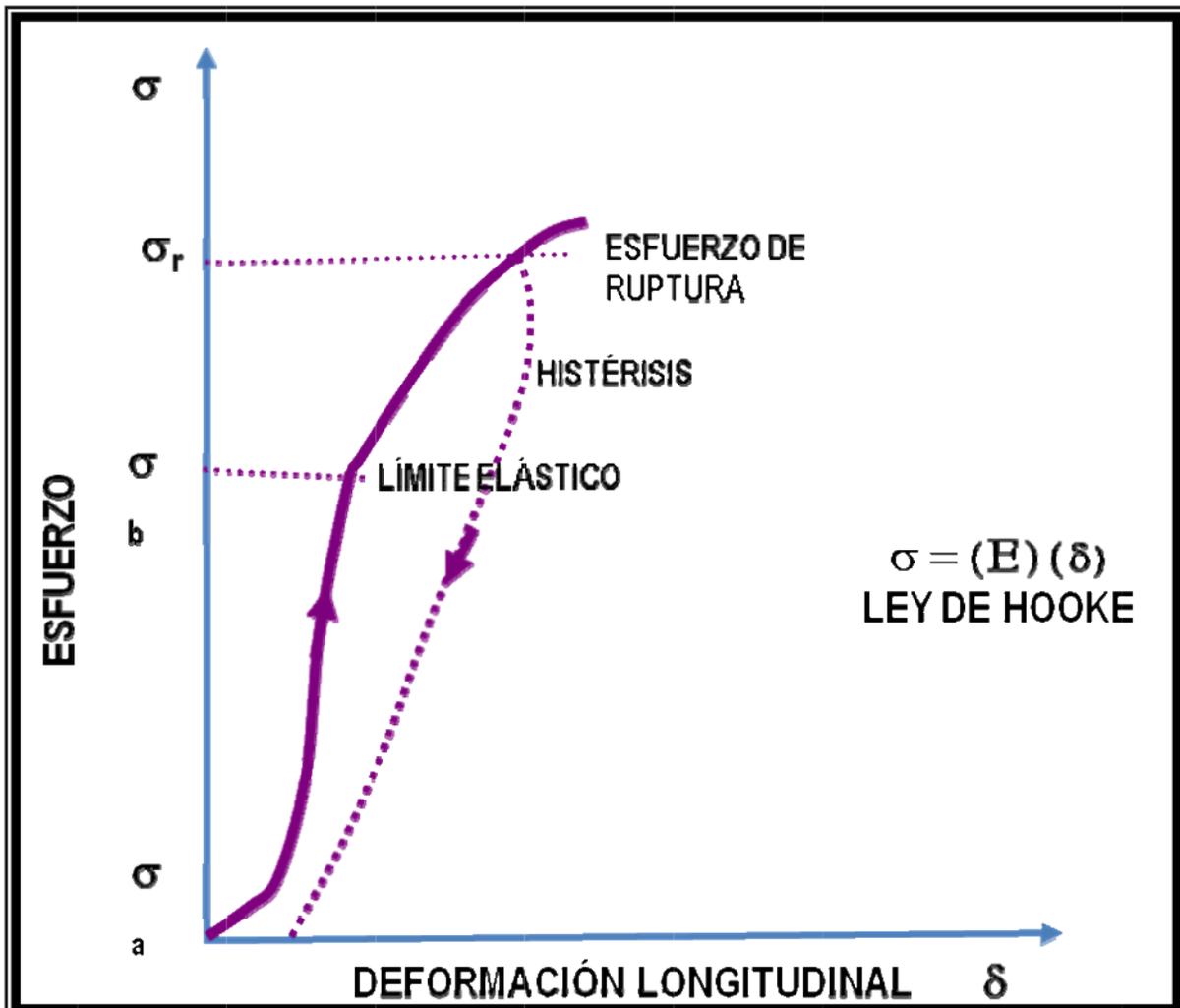


FIG. IV.5 Curva típica esfuerzo-deformación.

El módulo de Young es una medida de la dureza de la roca o de su resistencia a deformarse. Este parámetro es una propiedad intrínseca de los materiales y sus dimensiones están dadas por $\left[\frac{F}{L^2} \right]$, aún cuando no tiene nada que ver con el esfuerzo o la presión. La tabla IV.3 presenta valores típicos del módulo de elasticidad de algunas rocas.

TIPO DE ROCA	VALORES DE E(KG/CM ²)
ARENA POCO CONSOLIDADA	10 000 - 50 000
ARENISCA ARCILLOSA	50 000 - 100 000
MARGA Y CALIZA-SUAVE	60 000 - 100 000
ARENISCA CONSOLIDADA	200 000 - 300 000
ARENISCA MUY CONSOLIDADA	300 000 - 500 000
CALIZA DURA Y MUY DURA	500 000 - 1000 000

Tabla IV.3 Valores típicos del modulo de elasticidad.

Regresando a la FIG. IV.5, a medida que se incremente el esfuerzo más allá de σ_b , un daño irreversible se produce, reflejado en una deformación permanente del espécimen. A esta magnitud de esfuerzo σ_b , se le denomina Límite elástico.

En caso de continuar aumentando el esfuerzo, se alcanzará un valor σ_r al cual la roca falla y se produce su ruptura. Si el esfuerzo fue compresional, σ_r será la Resistencia a la Compresión de la roca, R_c . En caso de que el esfuerzo fuese tensional, σ_r , será la Resistencia a la Tensión de la roca, R_t . Las Tablas IV.4 y IV.5 presentan valores típicos de estas resistencias.

TIPO DE ROCA	RC (KG/CM ²)
MARGAS	25 - 50
CALIZAS SUAVES	100 - 200
ARENISCAS POCO CONSOLIDADAS	300 - 400
ARENISCAS CONSOLIDADAS	600 - 700
ARENISCAS MUY CONSOLIDADAS	1000
CALIZAS DURAS Y MUY DURAS	1500 - 2000

Tabla IV.4 Valores típicos de la resistencia a la compresión.

TIPO DE ROCA	RT (KG/CM ²)
ARENISCA CONSOLIDADA	30 - 50
CALIZA SUAVE	10 - 15
CALIZA DURA Y MUY DURA	100 - 150

Tabla IV.5 Valores típicos de la resistencia a la tensión.

En el caso de que el esfuerzo de ruptura se alcance inmediatamente después de presentarse el límite elástico, se dice que el material tiene un tipo de Falla frágil. En caso contrario, el tipo de Falla es dúctil.

Si el esfuerzo se libera, en general la roca exhibe una trayectoria diferente al proceso de carga, debiéndose a la energía disipada por un proceso irreversible que propició la creación de nuevas micro fisuras en la roca.

Para cuerpos elásticos la ecuación $\sigma = E\delta$ se generaliza para un espacio tridimensional, FIG. IV.6, de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$\varepsilon_i = \frac{1+\nu}{E}\sigma_i - \frac{\nu}{E}(\sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3)$$

Donde:

$i = 1, 2, 3$ (en los ejes x,y,z)

ε_i = deformación unitaria en el eje i

O en función del esfuerzo:

$$\sigma_i = 2G \left(\varepsilon_i + \frac{\nu}{1-2\nu} (\varepsilon_x + \varepsilon_y + \varepsilon_z) \right)$$

Donde $i = x, y, z$, y G es el Módulo de Rigidez o Módulo de Corte, dado por:

$$G = \frac{E}{2(1+\nu)}$$

G = Módulo de Rigidez

E = Módulo de Young

ν = Relación de poisson

$\varepsilon_x + \varepsilon_y + \varepsilon_z$ Será la disminución de volumen del cubo por unidad de volumen.

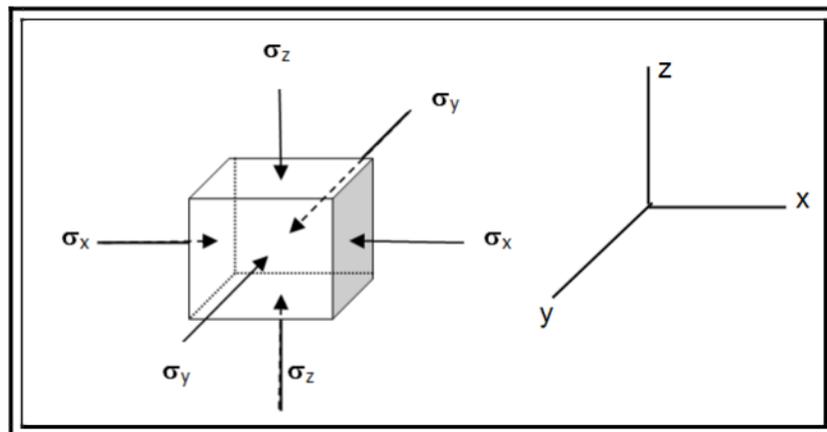


FIG. IV.6 Esfuerzos en sistema tridimensional.

Los conceptos anteriormente definidos, el Módulo de Elasticidad y la Relación de Poisson, constituyen las propiedades mecánicas fundamentales de todo material. Estos parámetros pueden estimarse de registros sínicos, conociendo la densidad del material ρ . El concepto se basa en el hecho de que una onda sínica viaja a través de un material y su rapidez depende de las características del material.

Una emisión sínica produce dos tipos de ondas, una compresional o longitudinal, y la otra una onda de corte o transversal, FIG. IV.7. La velocidad de propagación de cada onda es diferente, dependiendo de la litología de la roca. La velocidad de la onda compresional, V_L , en las rocas varía de 1.5 a 8 [km/seg], valores menores para las rocas suaves y mayores par las rocas duras. En el caso de la velocidad de la onda de corte V_r , es más lenta y del orden de la mitad de V_L . Si V_L y V_r se conocen, es posible determinar las propiedades mecánicas del material, aplicando las ecuaciones siguientes.

$$V_L = \sqrt{\frac{E}{\rho} \frac{1-\nu}{(1+\nu)(1-2\nu)}}$$

$$V_r = \sqrt{\frac{E}{2\rho(1+\nu)}}$$

Donde:

E = Módulo de Young

ν = Relación de Poisson

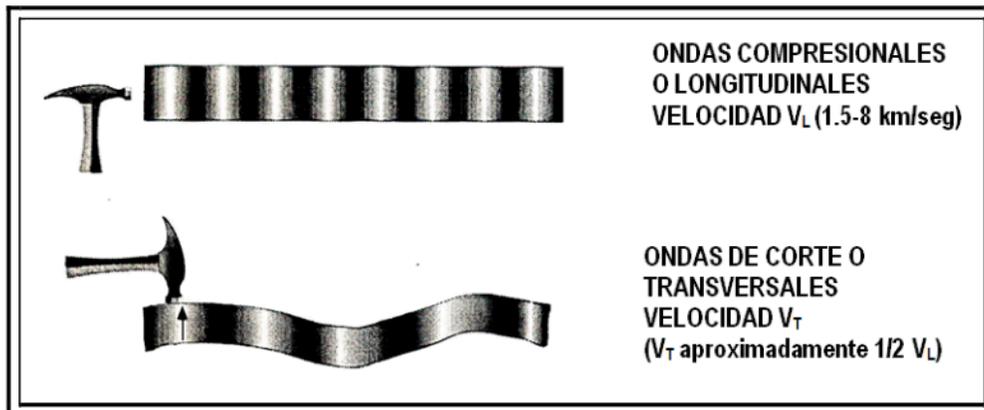


FIG. IV.7 Propagación de ondas longitudinales y transversales en un medio elástico.

Las propiedades mecánicas de las rocas y las ecuaciones que las interrelacionan son válidas entre más homogéneo, isotrópico y elástico sea el material en estudio y son sólo aproximadas para rocas de formación, FIG. IV.8, FIG. IV.9, FIG. IV.10.

Los valores de E y ν obtenidos de registros sínicos, difieren de los obtenidos en laboratorio y en general son valores mayores. La diferencia se explica por la presencia de micro fisuras de la roca que en el caso del método ultrasónico o condiciones dinámicas, no se ven alteradas, como sucede en el caso de pruebas en laboratorio o estáticas.

La correlación entre estos valores se obtiene aplicando los dos procedimientos; es decir, efectuando experimentación de laboratorio en celdas triaxiales, simulando las condiciones reales de la formación y correlacionando con los valores obtenidos de los registros. Una correlación típica de este fenómeno se presenta en la FIG.IV.11. En lo general se ha observado que el módulo de Young dinámico es del orden de dos veces el módulo de Young estático.

Algunas características importantes para el fracturamiento del Módulo de Young, E , son las siguientes:

- a) El Módulo de Young es una medida de la dureza o rigidez de la roca
- b) El Módulo de Young afecta la amplitud de la fractura
- c) El Módulo de Young puede obtenerse de pruebas de laboratorio en núcleos de roca o de registros sísmicos
- d) Las mediciones sísmicas son dinámicas
- e) Las mediciones de laboratorio son estáticas
- f) Los modelos de fractura requieren valores estáticos del Módulo de Young

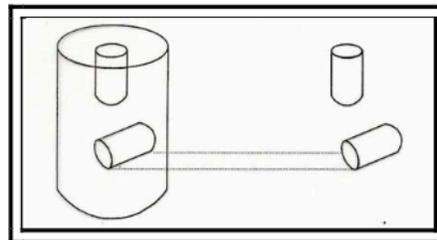


FIG. IV.8 Material isotrópico las propiedades mecánicas medidas en ambos núcleos son las mismas.

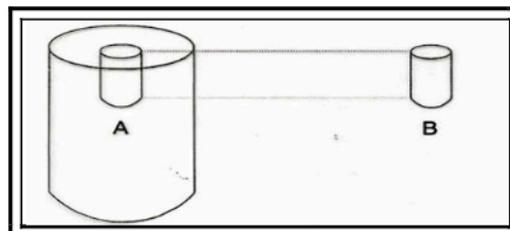


FIG. IV.9 Material homogéneo las propiedades físicas del núcleo A son las mismas determinadas en el núcleo B.

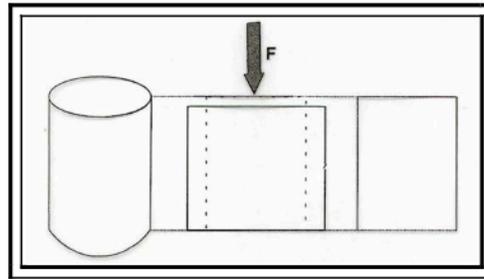


FIG. IV.10 Material elástico si la deformación producida por la fuerza F, desaparece al cesar la aplicación de esta fuerza.

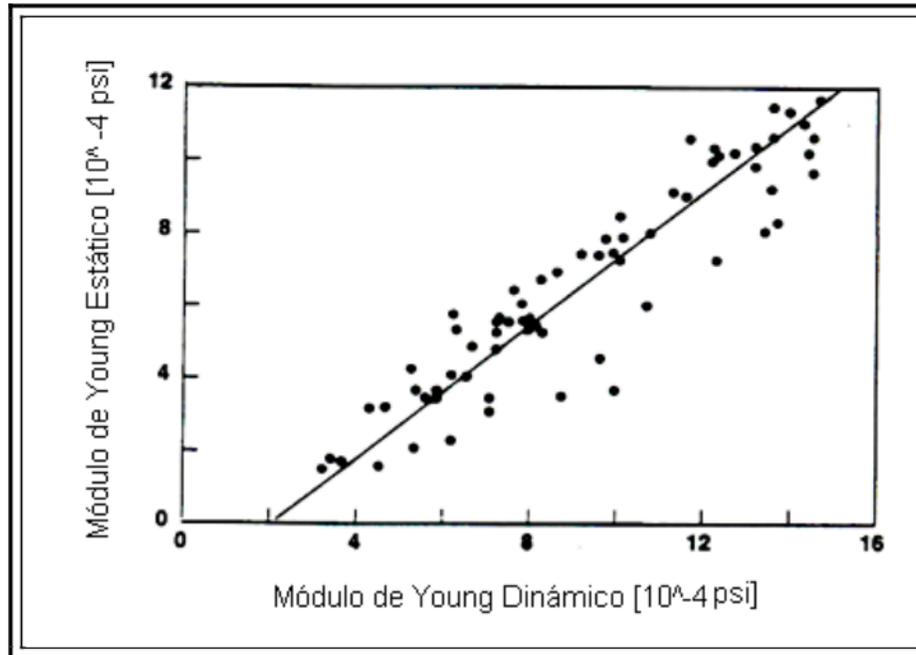


FIG. IV.11 Relación entre los valores del módulo de Young estático y dinámico.

IV.4.4 Resistencia de incrustación S_{Res} .

Esta propiedad mecánica es de interés en el proceso del fracturamiento hidráulico, siendo un parámetro para la selección del agente sustentante y para el diseño de fracturamiento con ácido.

La resistencia de incrustación de una roca se obtiene de una prueba de laboratorio que consiste en someter a una carga un núcleo de formación, de preferencia con 3.5 [pg] de diámetro y 6 [pg] de longitud. La carga se trasmite a través de una esfera de acero de 0.05 [pg] de diámetro que se monta en una placa superior de una prensa hidráulica. El núcleo de roca se coloca y fija en la placa inferior de la prensa y se aplica una carga medible hasta que la esfera de acero penetre en la roca una profundidad de 0.0125 [pg]. Cuando esta penetración se alcanza se registra la carga W_p . La huella de la incrustación se examina y se mide el diámetro, d_i , del área proyectada en la superficie de la roca. La resistencia de incrustación (S_{Res}) está dada por la carga medida, W_p , entre el área proyectada de la incrustación: (FIG.IV.12)

$$S_{Res} = \frac{4W_p}{\pi d_i^2}$$

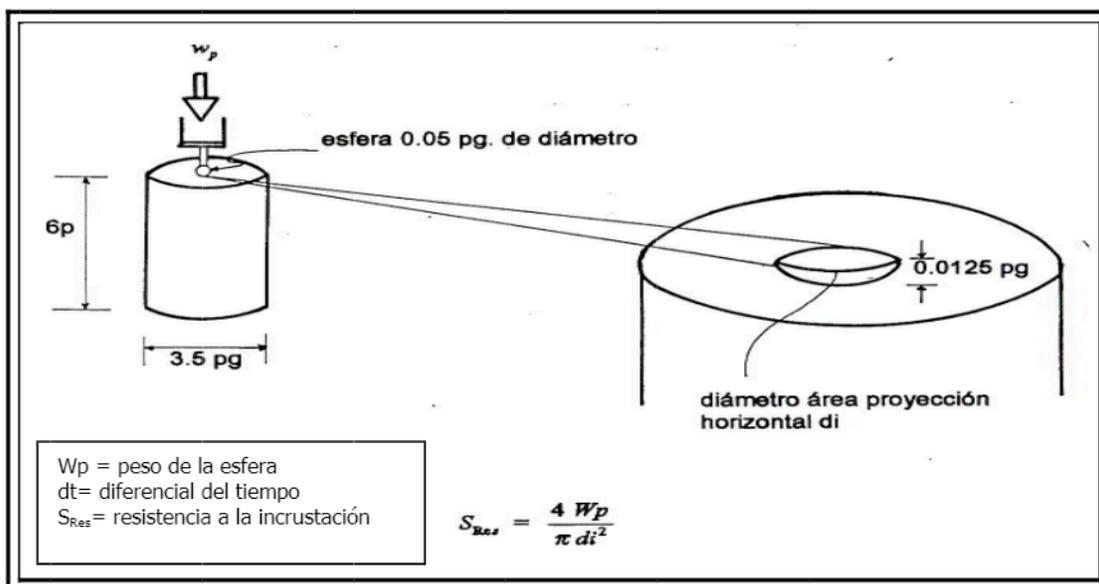


FIG. IV.12 Determinación en laboratorio de la resistencia a la incrustación de una roca

IV.4.5 Tenacidad de fractura o factor de intensidad de esfuerzo, K_C .

Esta propiedad de un material es una medida de su resistencia a la propagación de una fisura, bajo la acción de esfuerzos a los que se somete el material. Esta característica permite el análisis del crecimiento vertical y la propagación de una fractura. La tenacidad de fractura está directamente relacionada con la energía requerida para crear mayor superficie de fractura y su valor depende de la geometría de la fractura y del esfuerzo aplicado.

En Mecánica de Rocas en medios elásticos, K_C , está definido para el extremo de una fisura de forma elíptica o parabólica como proporcional al esfuerzo que causa la extensión de una fisura por la raíz cuadrada de su longitud. Las unidades de esta propiedad son

$$\left[\frac{F}{L^2} - L^{1/2} \right].$$

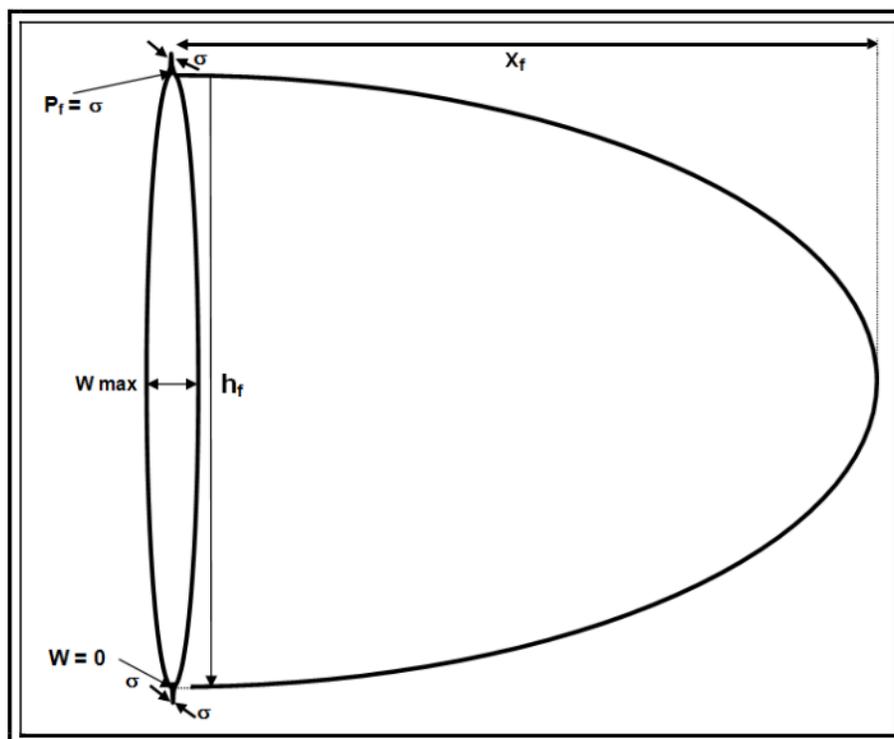


FIG. IV.13 Representación esquemática de una fractura

En el caso de una fractura de longitud x_f y de altura h_f en un material homogéneo (FIG. IV.13):

$$K_c = 1.25 \Delta P (h_f)^{1/2}$$

Donde:

$$\Delta P = P_f - P_{cif}$$

P_f = Presión en la fractura

P_{ci} = Presión en $x_f = 0$

K_c = Factor de intensidad de esfuerzo

h_f = altura de la fractura

Para una fractura tipo “penny-shaped” o radial de radio R (FIG. IV.14):

$$K_c = 0.8 \Delta P (R)^{1/2}$$

Donde:

$$\Delta P = P_f - P_{cif}$$

P_f = Presión en la fractura

P_{ci} = Presión en $x_f = 0$

K_c = Factor de intensidad de esfuerzo

R = Radio de la fractura

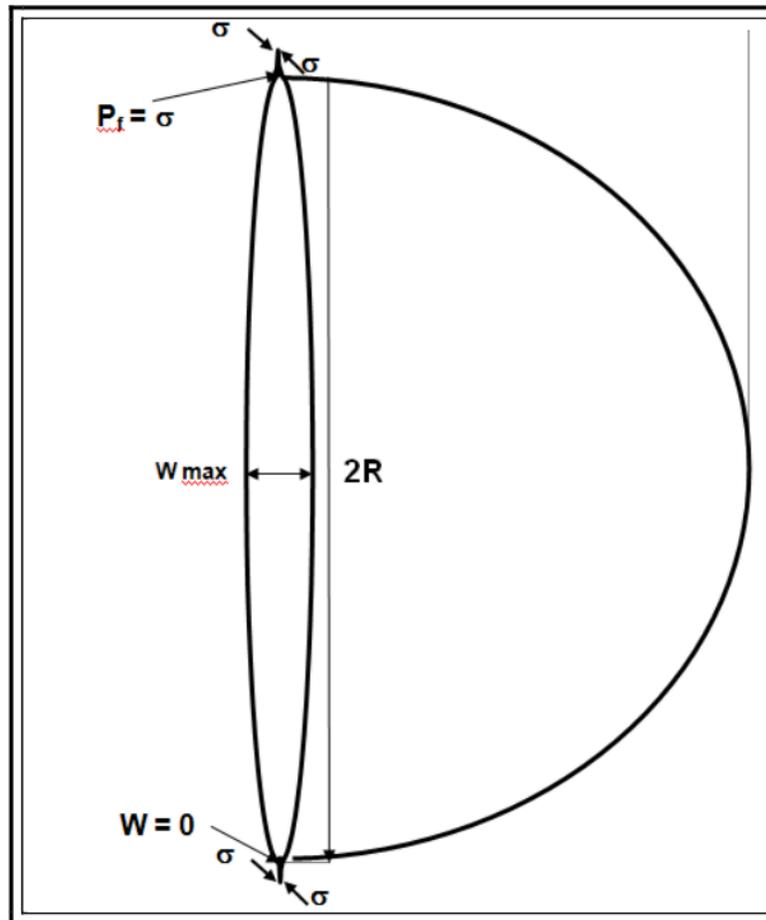


FIG. IV.14 Representación esquemática de una fractura tipo “penny-shaped”

Una fractura se propagará si el factor de intensidad de esfuerzos alcanza un valor crítico, conocido como “Factor de intensidad de esfuerzo crítico”, K_{IC} . Valores típicos de este parámetro para areniscas están entre 0.44 y 1.76 [KPa / m^{1/2}] y para rocas calcáreas 0.44 a 1.04 [KPa / m^{1/2}] (otros autores dan este rango 500 a 2000 [psi / (pg)^{1/2}] equivalente a 0.55 a 2.2 [KPa / m^{1/2}]-

La evaluación del factor de intensidad de esfuerzo crítico, K_{IC} , se obtiene experimentalmente a través del método de prueba del "Anillo Modificado".

Este experimento consiste en cortar de un núcleo de roca un anillo en cuyo centro se hace un agujero y diametralmente opuesto se cortan dos superficies, de acuerdo con la FIG. IV.11. El anillo es comprimido a un ritmo de desplazamiento constante y se registra el esfuerzo y el desplazamiento. La FIG. IV.12 es la curva de carga-desplazamiento, en la cual se identifican tres regiones. En la región 0-A, el incremento de carga alcanza el valor σ_A , al cual se inicia la fisura en la pared del agujero y por tanto se obtiene K_{IC} . En la región de A - B se produce propagación inestable de la fractura debido al campo tensional que se genera en las cercanías del agujero.

Finalmente en la tercera región, más allá del punto B, la fisura crece establemente en un régimen de esfuerzo confinado. Si esta prueba se efectúa bajo presiones confinantes, simulando condiciones de pozo, se obtienen valores superiores de K_{IC} y más adecuados de aplicar al fracturamiento hidráulico.

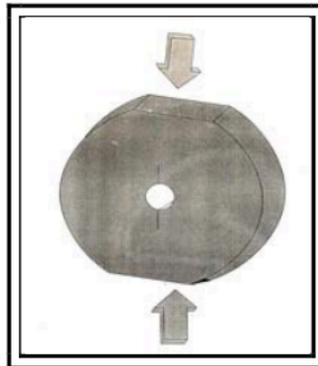


FIG. IV.15 Prueba del anillo modificado

Para ilustrar el uso del factor de intensidad de esfuerzo crítico considérese una fractura radial (Penny-Shaped) de radio R . Para este caso, el esfuerzo requerido para extender la fractura está dado por:

$$\sigma = \frac{K_{IC}}{2\sqrt{\frac{R}{\pi}}}$$

Donde:

K_{IC} = Factor crítico de intensidad de esfuerzo

R = Radio de la fractura

σ = Esfuerzo para continuar extendiendo la fractura

Si de una prueba de laboratorio se determinó que $K_{IC} = 435.11 [psia-\sqrt{m}]$ y la fractura tiene un radio de $R = 20 [m]$, el exceso de esfuerzo requerido para continuar extendiendo la fractura será:

$$\sigma = \frac{435.11}{2\sqrt{\frac{20}{\pi}}} \quad \text{De donde } \sigma = 86 [psi]$$



FIG. IV.16 Curva de esfuerzo-desplazamiento obtenida en una prueba de anillo modificado

IV.4.6 Teoría de la elasticidad.

El análisis del comportamiento mecánico de las rocas sujetas a esfuerzos conduce a un tratamiento matemático de problemas cuya solución generalmente está basada en ciertas suposiciones. En mecánica de rocas la teoría de la elasticidad permite la solución de múltiples problemas; sin embargo, para su aplicación debe considerarse que los materiales son isotrópicos, homogéneos y elásticos. Como se consignó en las FIGS. IV.8, IV.9 y IV.10.

Un material es isotrópico si sus propiedades elásticas no cambian con la dirección del cuerpo.

Se considera un material homogéneo si el más pequeño elemento del mismo tiene iguales propiedades físicas del cuerpo total.

Un material se considera elástico si las deformaciones producidas por fuerzas externas desaparecen cuando estas fuerzas dejan de actuar sobre el material.

En esencia, las rocas no son materiales completamente isotrópicos, homogéneos y elásticos y en algunos casos, varían considerablemente, por lo que las soluciones a problemas aplicando las leyes clásicas de la elasticidad, pueden alejarse de la realidad. En la mayoría de los casos de rocas productoras de hidrocarburos, la aplicación de la teoría de la elasticidad conduce a soluciones muy razonables de los problemas de mecánica de rocas y cualquier desviación que no permita su aplicación, hace el problema prácticamente sin solución. Por ejemplo, al comportamiento de esfuerzo-deformación de medios considerados isotrópicos, homogéneos y elásticos está caracterizado por el Módulo de Young y la Relación de Poisson. Si no se asumen estas condicionantes, se requieren 21 parámetros independientes para identificar mecánicamente el material y el problema se vuelve matemáticamente sin solución.

IV.7 Esfuerzos insitu.

IV.7.1 Esfuerzos principales totales.

El Petróleo se presenta ampliamente extendido en la Tierra en fase gaseosa, líquida, semisólida o sólida. El petróleo es una mezcla de compuestos de hidrocarburos (hidrógeno y carbono), con cantidades menores de nitrógeno, oxígeno y azufre como impurezas, entre otros componentes no hidrocarburos. La ocurrencia del petróleo se presenta generalmente asociada a cuencas sedimentarias, por lo que el estudio de las mismas y su relación con el fracturamiento hidráulico constituyen el fundamento para entender el proceso.

Durante el tiempo geológico, las cuencas sedimentarias o depresiones de la corteza terrestre, fueron rellenadas de sedimentos, pudiendo posteriormente haber experimentado diversas modificaciones, como elevaciones (subsidiencias), erosiones (discordancias), afallamientos, etc.

En condiciones naturales una cuenca sedimentaria, como la mostrada en la FIG. IV.17, se va formando por la aportación de sedimentos, propiciándose que cualquier elemento en cualquier posición se encuentre sujeto al peso de los sedimentos que lo sobre yacen, generándose un esfuerzo vertical Σ_1 , dado por:

$$\Sigma_1 = g \int_0^D \rho_s dD$$

Donde ρ_s es la densidad de los estratos sobre yacentes. El registro de densidad proporciona los valores de densidad y su integración permite calcular Σ_1 . Si se considera ρ_s como la densidad promedio de los sedimentos superpuestos y D la profundidad en la que se encuentra el elemento considerado, el esfuerzo Σ_1 está dado por:

$$\Sigma_1 \left(\frac{Kg}{cm^2} \right) = \frac{1}{10} \rho_s \left(\frac{g}{cm^3} \right) D(m)$$

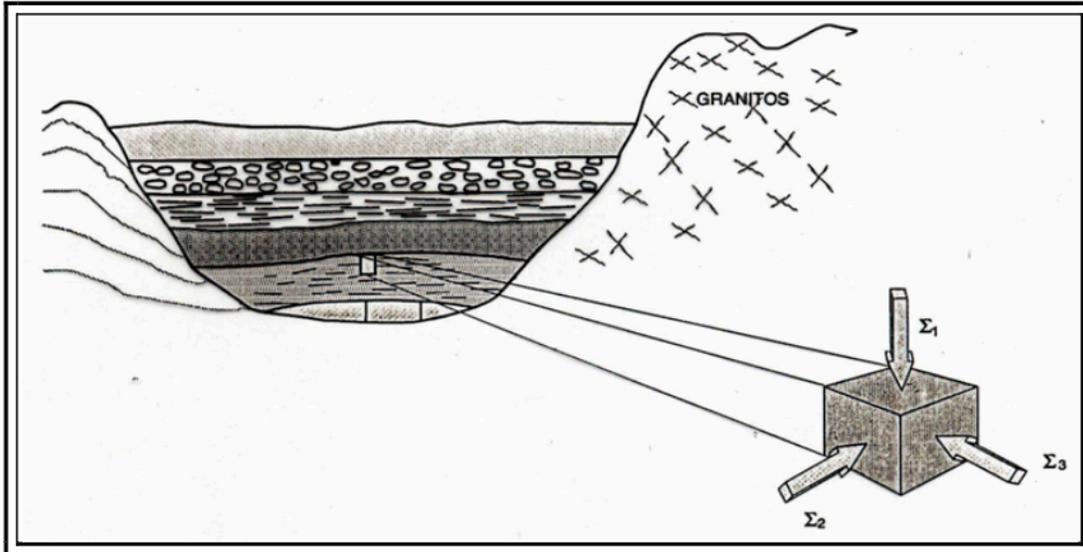


FIG. IV.17 Cuenca sedimentaria y generación de esfuerzos

En general el esfuerzo Σ_1 , también conocido como esfuerzo de sobrecarga, presión de sobrecarga, esfuerzo geostático o simplemente sobrecarga, tiene valores comunes entre

0.23 y 0.275 $\left[\frac{Kg}{cm^2} /m \right]$ $\left(0.99 \text{ a } 1.19 \left[\frac{psi}{pie} \right] \right)$, siendo un valor típico el de 0.25

$\left[\frac{Kg}{cm^2} /m \right]$ 1.1 [psi/pie].

Bajo las mismas condiciones naturales, el esfuerzo generado por el peso de los sedimentos induce esfuerzos horizontales, que dependen del comportamiento elástico de la roca y de las condiciones laterales de frontera.

En el caso del elemento analizado de la FIG. IV.17 dentro de una cuenca no sujeta a fuerzas tectónicas, los esfuerzos horizontales, Σ_2 y Σ_3 , en una misma litología serán iguales en ambas direcciones, por lo que su interacción en el desplazamiento o

deformación lateral es nula. Bajo esta consideración y de acuerdo con la ecuación

$$\varepsilon_i = \frac{1+\nu}{E} \sigma_i - \frac{\nu}{E} (\sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3)$$

Donde:

$i = 1, 2, 3$ (en los ejes x,y,z)

ε_i = deformación unitaria en el eje i

Y en términos de Σ_1 , Σ_2 y Σ_3 , se tiene:

$$\Sigma_2 = \Sigma_3 = \frac{\nu}{1-\nu} \Sigma_1$$

Los esfuerzos Σ_1 , Σ_2 y Σ_3 se les conoce como esfuerzos principales totales, dado que son únicos y en cada plano en que actúan son esfuerzos normales, no generadores de esfuerzos cortantes.

Los esfuerzos horizontales en regiones inactivas tectónicamente, pueden estimarse del esfuerzo de sobrecarga y son iguales ente sí, dependiendo su valor del tipo de roca.

El estado natural de esfuerzos raramente se da, existiendo amplia evidencia de distorsión de estos esfuerzos. En lo general, la presencia de plegamientos, afallamientos (ver FIG. IV.18) y otras deformaciones, manifiestan la presencia de efectos tectónicos resultado de movimientos de la corteza terrestre. Las fuerzas tectónicas introducen un componente de esfuerzo que debe adicionarse vectorialmente a los esfuerzos principales totales. La resultante de estos efectos conduce a la condición de que los esfuerzos principales horizontales son en general diferentes, $\Sigma_2 \neq \Sigma_3$.

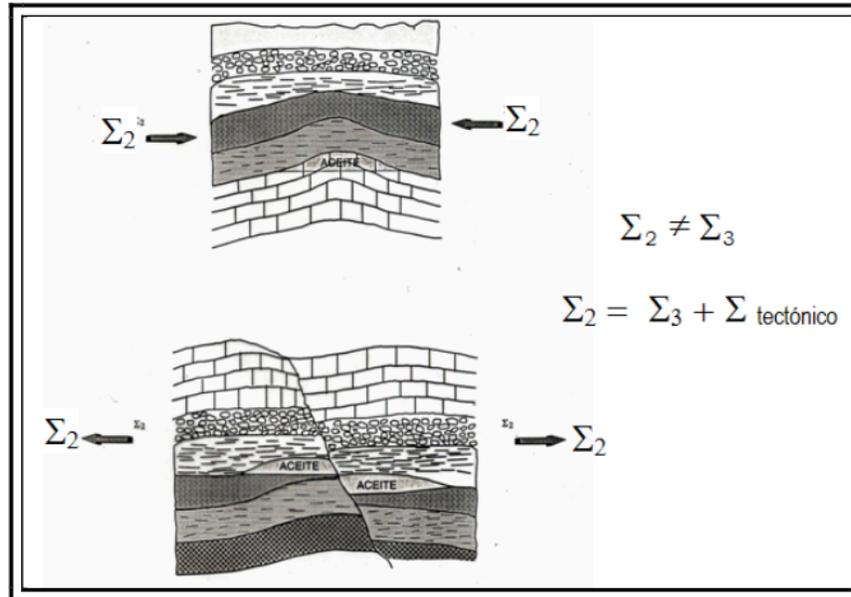


FIG. IV.18 Evidencia de deformaciones de los estratos de rocas sedimentarias

En tales consideraciones, se puede convenir en que Σ_2 será el esfuerzo principal horizontal mayor y Σ_3 el menor de los dos. Esto conduce a considerar que la aplicación de la ecuación $\Sigma_2 = \Sigma_3 = \frac{\nu}{1-\nu} \Sigma_1$ sólo permite la estimación aproximada del menor de los esfuerzos Σ_3 . En caso de estimarse el esfuerzo tectónico, Σ_{Tect} , al que está sujeta el área de estudio, se tendrá:

$$\Sigma_2 = \Sigma_3 + \Sigma_{Tect}$$

También es importante considerar que los cambios en la elevación original de la superficie terrestre en el tiempo geológico (por erosión, por ejemplo), da origen a la modificación del esfuerzo Σ_1 ; sin embargo, los esfuerzos horizontales pueden permanecer sin cambio,

dependiendo esto de la deformación no elástica de la roca. En la FIG. IV.19 se aprecia esta condición.

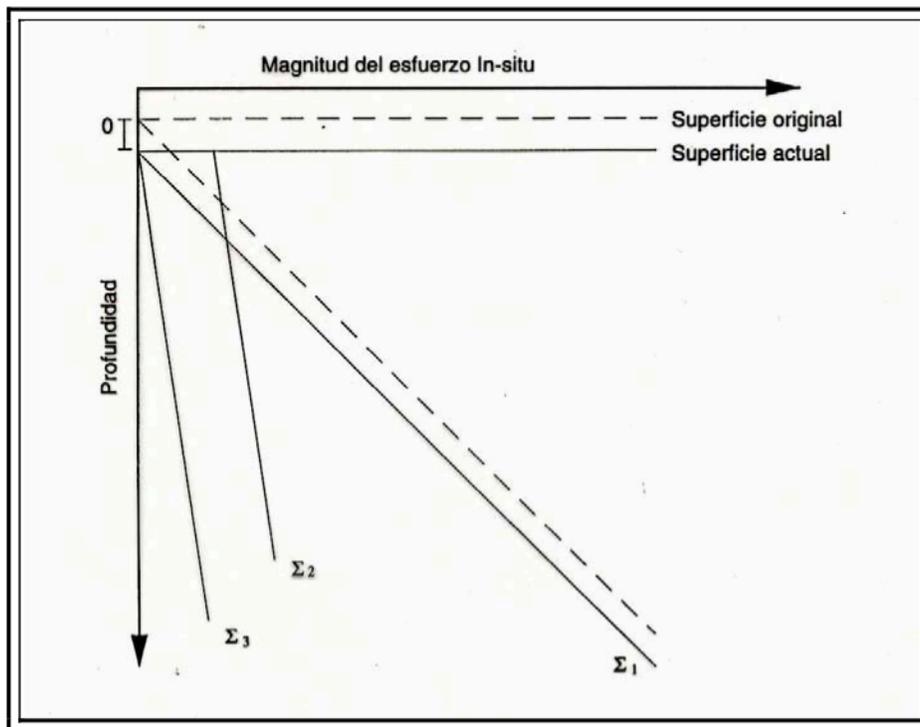


FIG. IV.19 Efecto de la subsidencia de la superficie terrestre en los esfuerzos principales totales

IV.7.2 Esfuerzos principales efectivos.

En la discusión de la sección anterior no se hizo la consideración de que las rocas de interés en el fracturamiento hidráulico son porosas, permeables y contienen fluidos a presión. Lo expuesto en la sección IV.11.1 considera la roca compacta sin poros y lo discutido debe modificarse dado que los fluidos en los poros soportan parte del esfuerzo de sobrecarga aplicado al elemento de la FIG. IV.18, siendo la matriz de la roca es decir su "esqueleto" la que soporta otra parte.

Bajo esta consideración, esquematizada en la FIG.IV.20, el estado de esfuerzo natural a que está sometido un elemento de la roca se convierte en un estado de esfuerzos principales efectivos y todas las conclusiones antes establecidas, se transfieren a estas nuevas condiciones.

Esto puede hacerse de acuerdo con la ley de Terzaghi dada por la expresión:

$$\sigma_1 = \Sigma_1 - \alpha P_p$$

Donde σ_1 es el esfuerzo principal efectivo vertical y α es un parámetro experimental, denominado constante poroelástica de Biot que toma valores para calizas aproximado a 1.0 y para areniscas de 0.7 a 1.0. Esta constante es una medida de la eficiencia de la presión del fluido para contrarrestar el esfuerzo total aplicado. En la ecuación de Terzaghi, P_p es la presión del fluido en los poros.

De la ecuación $\sigma_1 = \Sigma_1 - \alpha P_p$, el esfuerzo principal efectivo vertical siempre podrá estimarse y los esfuerzos principales efectivos horizontales sólo se conocerán si se considera el área tectónicamente relajada, y en una perfecta isotropía horizontal. Bajo estas condiciones, se tendrá para un medio poroso en función de los esfuerzos principales efectivos y aplicando la ecuación $\varepsilon_i = \frac{1+\nu}{E} \sigma_i - \frac{\nu}{E} (\sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3)$

Donde:

$i = 1, 2, 3$ (en los ejes x,y,z)

ε_i = deformación unitaria en el eje i

Y dado que $\sigma_2 = \sigma_3$, por tanto $\varepsilon_1 = \varepsilon_2 = \varepsilon_3 = 0$:

$$\sigma_2 = \sigma_3 = \frac{\nu}{1-\nu} \sigma_1$$

En caso contrario, si $\sigma_2 \neq \sigma_3$, únicamente es posible estimar el valor del esfuerzo principal efectivo horizontal mínimo σ_3 , a través de la propia ecuación $\sigma_2 = \sigma_3 = \frac{\nu}{1-\nu} \sigma_1$. En cualquier caso el esfuerzo σ_3 es determinado al realizarse un fracturamiento.

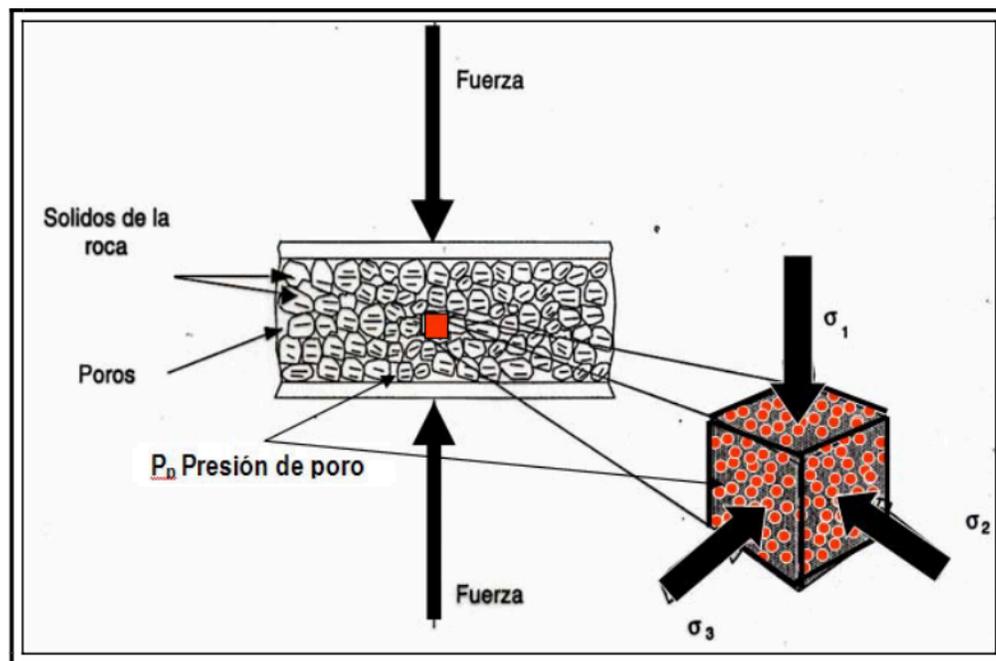


FIG.IV.20 Efecto de los esfuerzos aplicados en un medio con presión de poro.

IV.4.8 Esfuerzos alrededor del pozo.

La perforación de un pozo trae como consecuencia la modificación del estado natural de esfuerzos, induciendo una distorsión local, que en general resulta en una concentración de esfuerzos.

El problema planteado fue resuelto por Kirsch a través de la aplicación de la teoría de la elasticidad. Si se asume que la roca es de comportamiento elástico y esta representada por un gran bloque, comparativamente con el tamaño de un agujero en el centro del

bloque, el cual está sujeto a los esfuerzos σ_1 , σ_2 y σ_3 y que el agujero es perforado en la dirección de σ_1 , se resuelve el problema para la determinación del estado de esfuerzos de cualquier elemento, en función de coordenadas polares y de los esfuerzos efectivos, tangencial (σ_α), radial (σ_r) y cortante ($\tau_{r\alpha}$). La FIG IV.21 presenta este esquema, bajo el cual los esfuerzos efectivos a los que está sujeto el elemento considerado, están dados por las siguientes ecuaciones:

$$\sigma_\alpha = \frac{\sigma_2 + \sigma_3}{2} \left(1 + \frac{r_w^2}{r^2} \right) - \frac{\sigma_2 - \sigma_3}{2} \left(1 + \frac{3r_w^4}{r^4} \right) \cos 2\alpha$$

$$\sigma_r = \frac{\sigma_2 + \sigma_3}{2} \left(1 - \frac{r_w^2}{r^2} \right) + \frac{\sigma_2 - \sigma_3}{2} \left(1 + \frac{3r_w^4}{r^4} - \frac{4r_w^2}{r^2} \right) \cos 2\alpha$$

$$\tau_{r\alpha} = \frac{\sigma_3 - \sigma_2}{2} \left(1 - \frac{3r_w^4}{r^4} + \frac{2r_w^2}{r^2} \right) \text{sen} 2\alpha$$

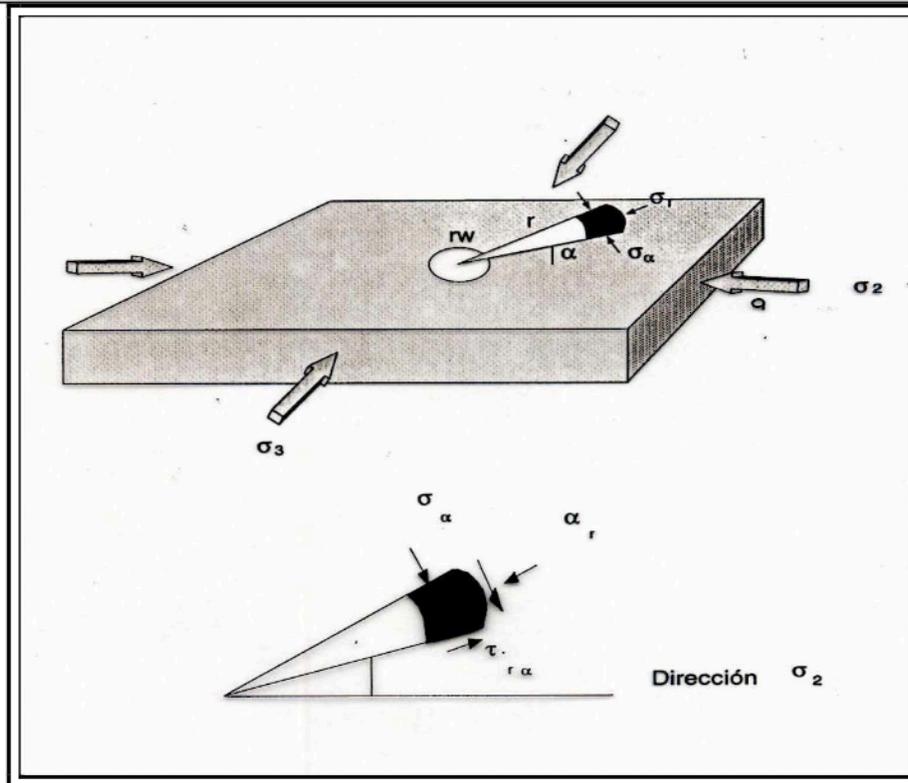


FIG. IV.21 Esfuerzos principales efectivos en una capa de formación

La aplicación de estas ecuaciones para cualquier elemento, permitirá obtener el estado de esfuerzos alrededor del pozo.

Para los elementos de roca que se encuentran en la pared del agujero, los esfuerzos radial y cortante son nulos. Sin embargo el esfuerzo tangencial, σ_α , tiene los siguientes valores:

$$\text{Para } r = r_w: \quad \sigma_\alpha = \sigma_2 + \sigma_3 - 2(\sigma_2 - \sigma_3)\cos 2\alpha$$

Para diferentes posiciones, σ_α varía dependiendo del ángulo α . Dado que el $\cos 2\alpha$ es una función periódica los valores de σ_α para los elementos diametralmente opuestos toman la misma magnitud. Determinando estos valores se tiene:

r_w	α	σ_α	σ_r	$\tau_{r\alpha}$
$r = r_w$	0°	$3\sigma_3 - \sigma_2$	0	0
$r = r_w$	45°	$\sigma_3 + \sigma_2$	0	0
$r = r_w$	90°	$3\sigma_2 - \sigma_3$	0	0

Tabla IV.6 Valores de los esfuerzos efectivos alrededor del pozo

Dado que por convención $\sigma_2 > \sigma_3$, los elementos con el mínimo esfuerzo radial estarán posicionados a 0° y 180° y aquéllos con el máximo esfuerzo radial estarán a 90° y 270° , como se presenta en la FIG.IV.23.

En las condiciones expuestas, si se aplica una presión hidráulicamente en el interior del agujero, suficientemente alta, ésta al transmitirse en todas direcciones propiciará que la roca falle en el punto de mayor debilidad, presentándose las siguientes alternativas, tal como se muestra en la FIG.IV.17.

Si $\sigma_1 < \sigma_\alpha \text{ min}$, la roca fallará en un plano perpendicular al mismo esfuerzo σ_1 , generándose una fractura horizontal.

Si $\sigma_1 > \sigma_\alpha \text{ min}$ la roca fallará en un plano perpendicular al mínimo esfuerzo σ_3 , creándose una fractura vertical.

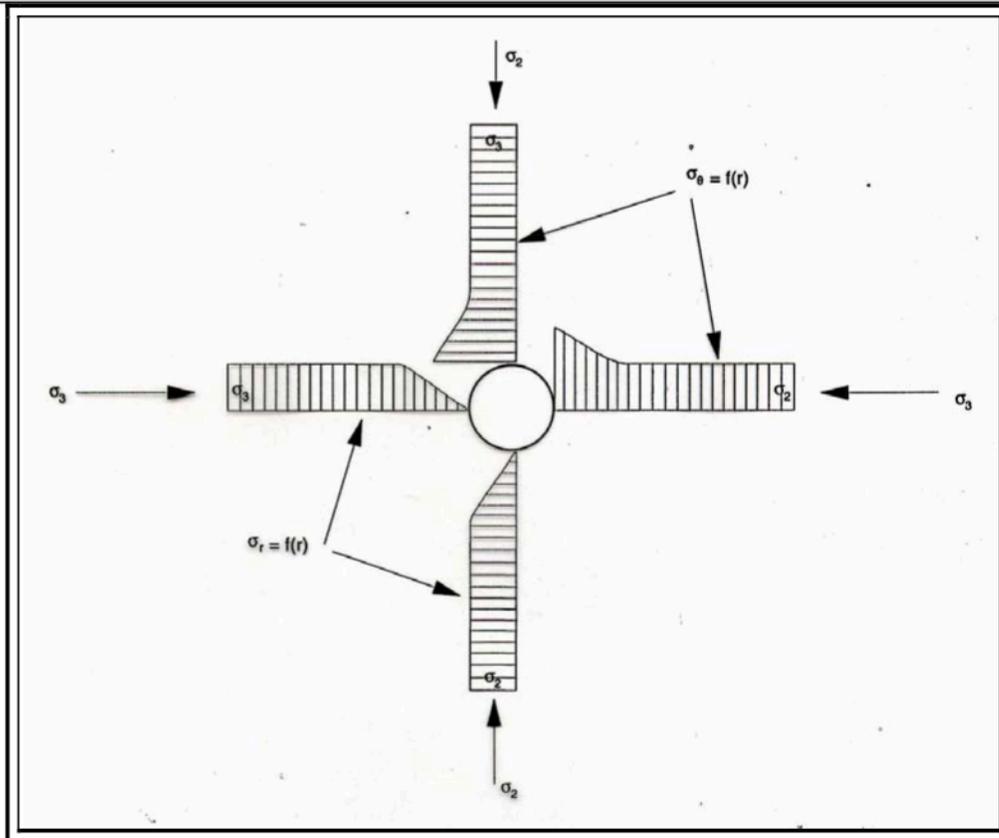


FIG. IV.22 Diagrama de esfuerzos efectivos alrededor del pozo

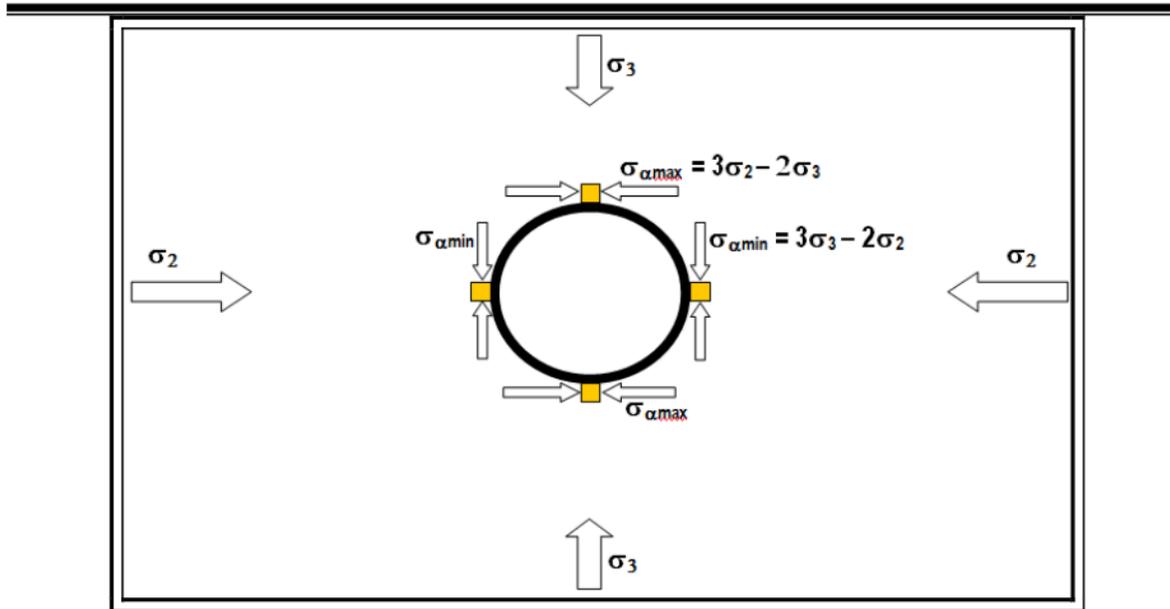


FIG. IV.23 Esfuerzos efectivo alrededor del pozo

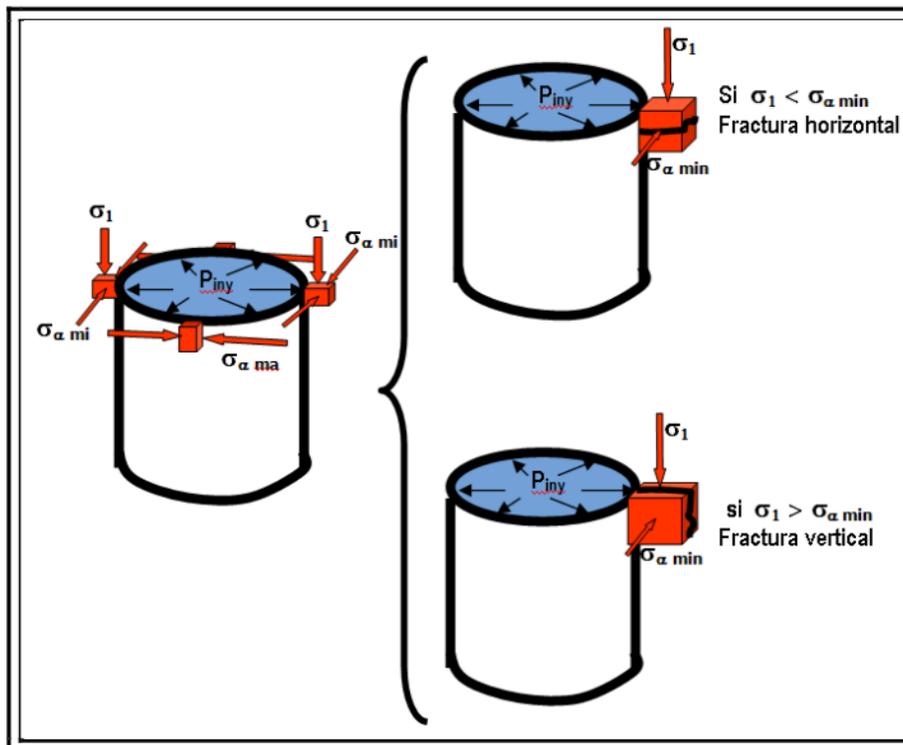


FIG. IV.24 Orientación de fracturas

Es conveniente señalar que las inferencias anteriores son deducidas para una roca de comportamiento elástico.

Es de importancia fundamental conocer la magnitud, dirección y sentido de los esfuerzos a los que está sujeto cualquier elemento en el subsuelo, debido a que este estado de esfuerzos determina el grado de contención de la fractura y la magnitud de la presión requerida para generarla. Para determinar este estado se cuenta con varios métodos. Algunos métodos se basan en mediciones indirectas que permitan determinar las propiedades mecánicas de las formaciones. También se utilizan las mediciones efectuadas en núcleos, de pruebas que simulan las condiciones *In situ*. Otros métodos, los más recientes y exactos, se basan en técnicas de campo como el microfracturamiento, que está fundamentado en la creación de una fractura con pequeños volúmenes de fluidos y el análisis de las mediciones de presión durante el micro o minifracturamiento. Asimismo, con este procedimiento es posible determinar al azimut de la fractura.

Un fluido bombeado desde la superficie, genera una presurización del pozo, la cual ejerce esfuerzos de tensión de tal magnitud que la roca se rompe en el punto más débil, creándose una fractura la cual se propagará a medida que se sigue inyectando el fluido, creciendo tanto en longitud como en altura y amplitud. En la mayoría de los casos, el menor de los esfuerzos será el $\sigma_{\alpha\min}$, por lo que en lo general las fracturas serán sensiblemente verticales.

En la FIG.IV.25 se presenta una ilustración del campo de esfuerzos para las formaciones atravesadas por el pozo y en la FIG.IV.26 su relación con el desarrollo de una fractura vertical.

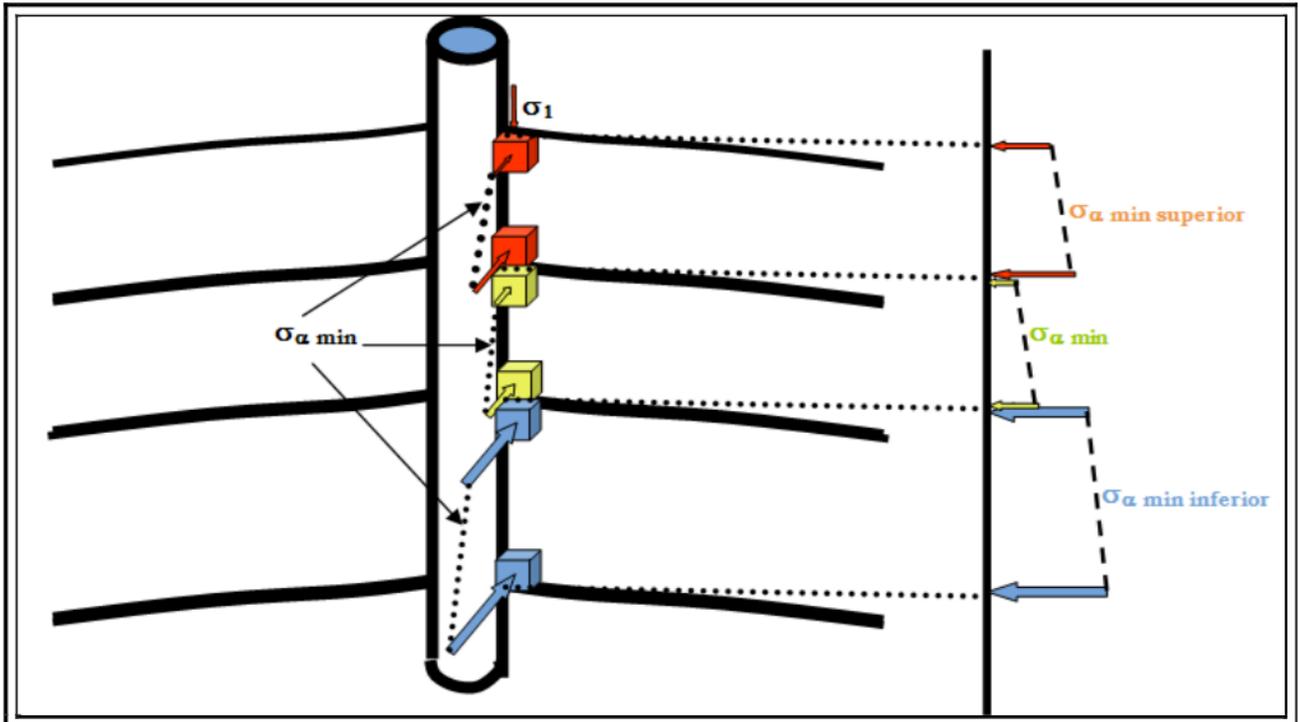


FIG. IV.25 Campo de esfuerzos en la vecindad de un pozo

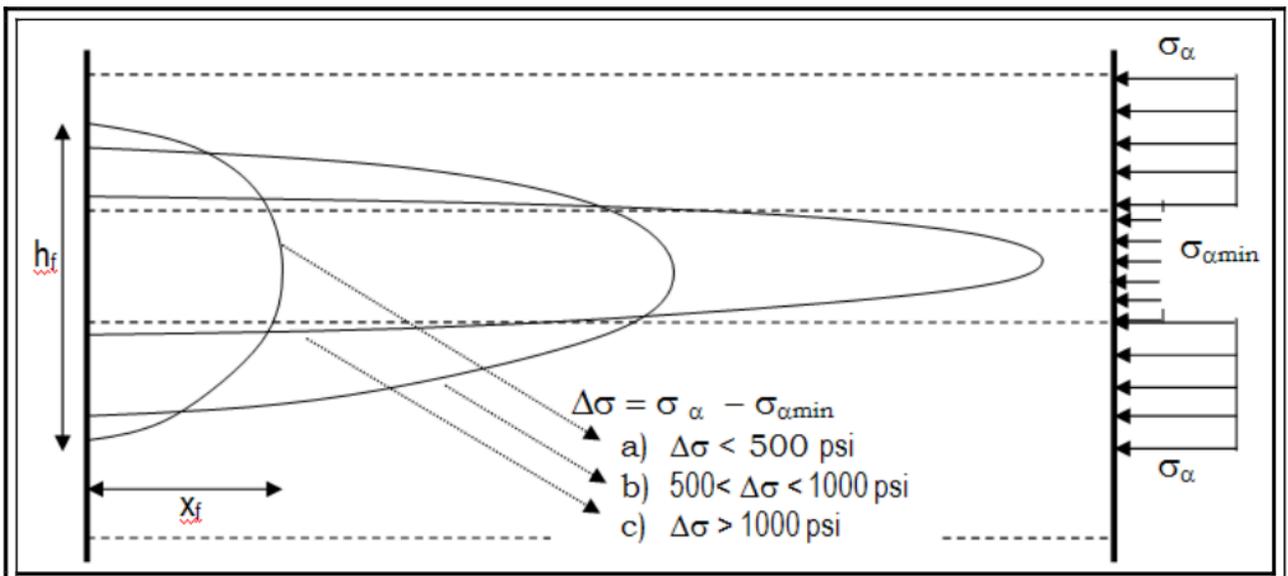


FIG. IV.26 Crecimiento de las dimensiones de fractura como función del contraste de esfuerzos

El gasto de inyección y la presión deben mantenerse controlados a un nivel tal que no permita que la fractura se desarrolle más allá de la zona deseada; es decir, que no propicie la migración de la fractura hacia zonas indeseables.

Si por condiciones del contraste de esfuerzos, la fractura probablemente se desarrolle sin control en su altura, el fracturamiento no será recomendable, cuando existan interacción con zonas de agua y/o gas.

Si durante un fracturamiento la presión tiende a disminuir, es indicativo que la fractura crece en sentido vertical, es decir en altura, y por ende el contraste de esfuerzos en las formaciones inferior y/o superior no representan barreras para el crecimiento de la fractura caso a). Por lo contrario si la presión tiende a aumentar la fractura se está confinando entre las formaciones adyacentes caso c) como se observa en la FIG.IV.26.

IV.5 Presión, orientación y gradiente de fractura.

IV.5.1 Presión de Fractura, P_f .

La presión de fractura requerida, P_f , para iniciar una fractura debe ser lo suficientemente elevada para en primera instancia vencer los esfuerzos mínimos confinantes en la pared del agujero. Además se deberá también vencer la propia resistencia de la roca a la tensión. En caso de fractura vertical esta tensión será en sentido horizontal, R_{TH} . Si la fractura se desarrolla horizontalmente esta tensión está referida al sentido vertical, R_{TV} .

La energía de presión se trasmite al inyectar al pozo un fluido, llamado fluido fracturante. Esta energía se disipa en forma de ondas por lo que el valor de presión de fractura depende, además de los esfuerzos confinantes y la resistencia a la tensión, de los siguientes factores:

- a) Condiciones de Frontera. Este factor se refiere al amortiguamiento o no de la onda de presión en la cima y/o la base de la formación a fracturar.

Si la cima y/o la base se comportan idealmente rígidas (caso denominado deformación plana), la energía de presión se confina en la formación a fracturar y se requerirá menor presión. En caso contrario, si la cima y/o la base son deformables (esfuerzo plano), la energía de presión se disipa y se requerirá una mayor presión para iniciar la fractura.

Analizando las condiciones generales de las formaciones a fracturar, es común que la roca sello tenga condiciones de mayor plasticidad que la formación por fracturar. En consecuencia, esta condición es la más frecuentemente encontrada y por tanto se está en el caso de esfuerzo plano.

b) Penetración del Fluido. Si el fluido fracturante no penetra al medio poroso, caso de fluido no penetrante, es debido a que la permeabilidad de la formación K , es muy baja y/o el fluido es de alta viscosidad μ ; es decir, este caso se presenta cuando la movilidad del fluido es despreciable, $\frac{K}{\mu} < 10^{-11}$ [cgs]. En esta circunstancia la presión requerida para iniciar la fractura es más elevada que en el caso contrario, cuando $\frac{K}{\mu} > 10^{-11}$ [cgs] el cual se conoce como caso de fluido penetrante.

En lo general para favorecer la iniciación de la fractura se prefiere usar un fluido de baja viscosidad y como la formación debe tener cierta permeabilidad, el caso más común es que el fluido sea penetrante.

c) Entrada de Fluido. Adicionalmente la onda de presión puede aplicarse a través de un intervalo perforado o en agujero abierto, por lo que la entrada de fluido será radial circular.

En esta condición se tiene un requerimiento menor de energía de presión para iniciar la fractura, que en el caso en que la entrada de fluido sea esférica, como sería la circunstancia de tener pocas perforaciones o el pozo terminado en la cima del yacimiento. El primer caso, es el más común.

Tomando en consideración todos los factores que intervienen en la presión de fracturamiento, esta puede estimarse y para el caso general de esfuerzo plano, fluido penetrante y entrada radial circular, estará dada por las expresiones:

Para fractura horizontal, la presión necesaria será:

$$P_{fH} = \sum_1 + R_{TV}$$

O en términos del esfuerzo efectivo:

$$P_{fH} = (\sigma_1 + R_{TV}) + aP_p$$

Para fractura vertical, caso de fluido no penetrante, la presión requerida según Terzaghi:

$$P_{fV} = 3\sum_3 - \sum_2 + R_{TH} - aP_p$$

Y en términos de esfuerzos efectivos:

$$P_{fV} = 3\sigma_3 - \sigma_2 + R_{TH} + aP_p$$

Para el caso de fluido penetrante, la presión para fracturar verticalmente es más compleja y está dada por:

$$P_{fV} = \frac{3\sum_3 - \sum_2 - 2\eta P_p + R_{TH}}{2(1-\nu)}$$

Donde:

$$\eta = \frac{\alpha(1-2\nu)}{2(1-\nu)}$$

Y en términos de esfuerzos efectivos:

$$P_{fV} = \frac{3\sigma_3 - \sigma_2 + \frac{\alpha P_p}{1-\nu} + R_{TH}}{2(1-\nu)} \quad [\text{psi}]$$

IV.5.2 Orientación de Fractura.

Las fracturas inducidas hidráulicamente presentan en lo general dos orientaciones, dependiendo de la dirección que requiere la menor cantidad de energía de presión. Esta dirección es perpendicular a la dirección del mínimo esfuerzo principal.

Dado que solo a profundidades someras y por condiciones geológicas, es posible encontrar que los esfuerzos horizontales son mayores que el esfuerzo de sobrecarga, es a estas profundidades, del orden de 300 a 600 [m] que pueden encontrarse fracturas horizontales. En lo general, se ha demostrado que las fracturas son verticales.

En cualquier caso, si para una determinada formación a fracturar se calculan P_{fH} y P_{fV} , se puede predecir la orientación de la fractura; es decir:

Si $P_{fH} < P_{fV}$ La fractura será horizontal

Si $P_{fH} > P_{fV}$ La fractura será vertical

En las FIGS.IV.23 y IV.24 se presentan las formas geométricas de los dos tipos de fractura, incluyendo las dimensiones que las caracterizan.

II.5.3 Gradiente de Fractura, G_f .

Este concepto, ampliamente utilizado, difiere del concepto general de gradiente, como en el caso del gradiente térmico o el gradiente de presión. Esto es debido a su propia definición:

$$G_f = \frac{P_f}{D}$$

Donde P_f es la presión de fractura y D es la profundidad de la formación.

Para el caso general de fracturas verticales, la presión depende del comportamiento mecánico de la roca y en consecuencia el gradiente es una característica de la formación y sólo es aplicable para la misma formación; es decir, cada formación tendrá un gradiente diferente.

Es también importante hacer notar que dado que para fracturas verticales la presión de fractura es función de la presión de poro, el gradiente también variará para una misma formación, dependiendo de su presión de poro. Esto significa que para un yacimiento de reciente explotación el gradiente de fractura será mayor que para el mismo yacimiento en explotación avanzada.

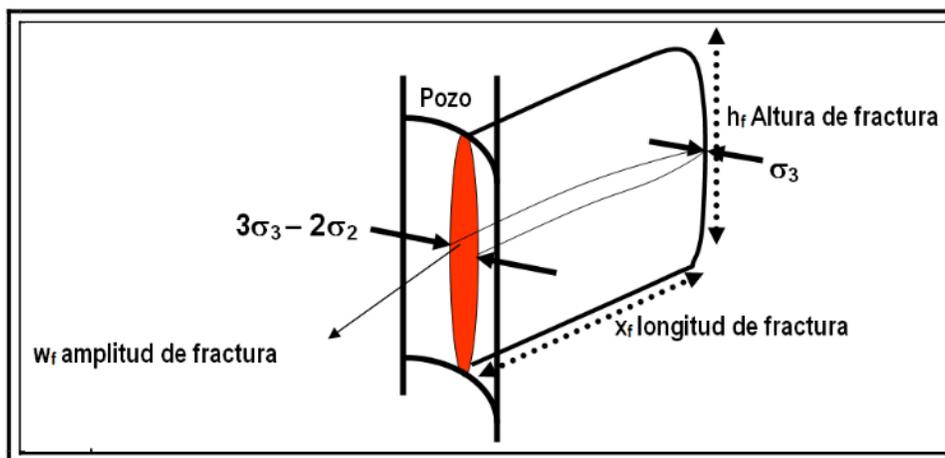


FIG. IV.27 Modelo geométrico de una fractura vertical

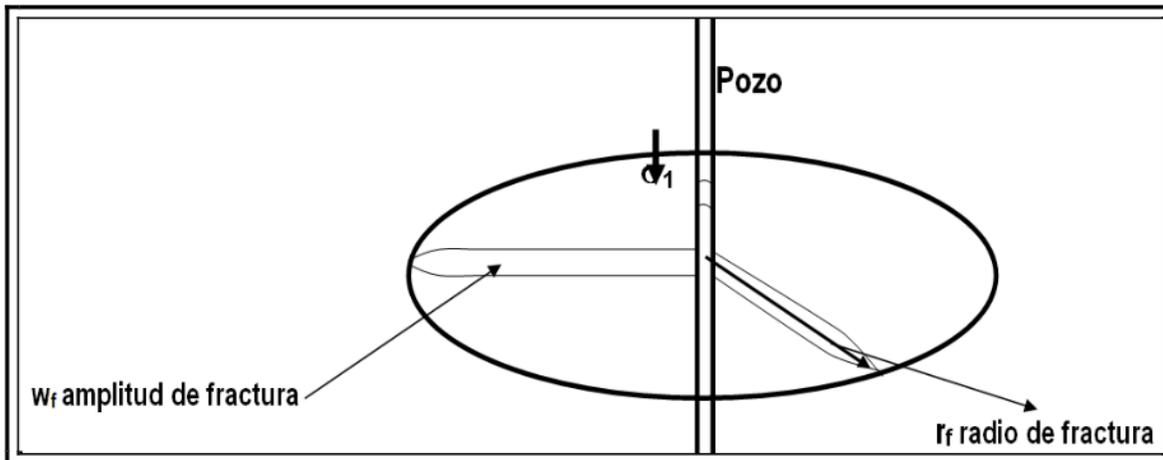


FIG. II.28 Modelo geométrico de una fractura horizontal

IV.6 Modelos de simulación de la propagación de una fractura.

Para simular la propagación de una fractura inducida hidráulicamente deben considerarse un conjunto de leyes que gobiernan los aspectos de: balances de materia, de cantidad de movimiento y de energía mecánica; de mecánica de rocas y de mecánica de fluidos. La combinación de las ecuaciones correspondientes a estas leyes, con condiciones de frontera apropiadas, conducen como resultado a una formulación matemática muy compleja, cuya solución requiere elaborados programas de cómputo, a la fecha no se cuenta con soluciones analíticas a estas ecuaciones.

Actualmente se tienen modelos de la primera generación (útiles en consideraciones aproximadas de diseño, por su simplicidad y rapidez de cálculo) y los modelos de la segunda generación. Estos modelos de segunda generación son los empleados para el diseño de un fracturamiento.

IV.6.1 Modelos de fracturamiento bidimensionales (primera generación), 2D.

Estos modelos difieren de los de la segunda generación por considerar la altura de la fractura constante e independiente del tiempo y de la posición del punto considerado.

Existen dos grupos de modelos 2D. El primer grupo, aplicable para cuando $X_f < h_f$, considera que la fractura se produce con deslizamiento entre las capas superior e inferior de la zona fracturada; es decir, este grupo no toma en cuenta la deformación en el eje Z. De acuerdo a la FIG.IV.29 la fractura es elíptica en el plano X-Y y es rectangular en el plano Y-Z. El desarrollo de este modelo se debió a Khristianovich y Zheltov. Posteriormente este modelo fue mejorado por Geertsma y de Klerk, siendo el que es utilizado para diseños previos y se conoce con las siglas "KGD".

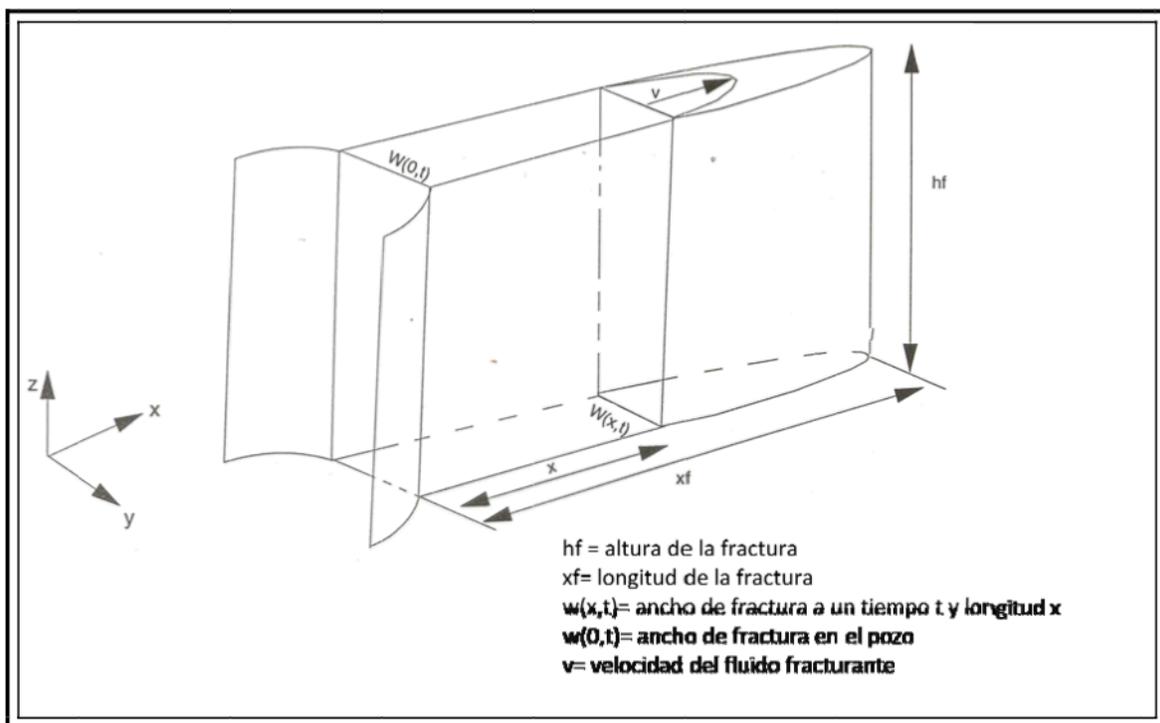


FIG. IV.29 Modelo de fractura KGD

El segundo grupo de modelos 2D, aplicable para cuando $X_f > h_f$, considera la deformación en el eje Z. La FIG.IV.30 presenta la concepción geométrica de estos modelos en los que la fractura es elíptica en el plano Y-Z. Los autores originales de este modelo fueron Perkins y Kern, posteriormente complementado por Nordgren, modelo conocido con las siglas "PKN".

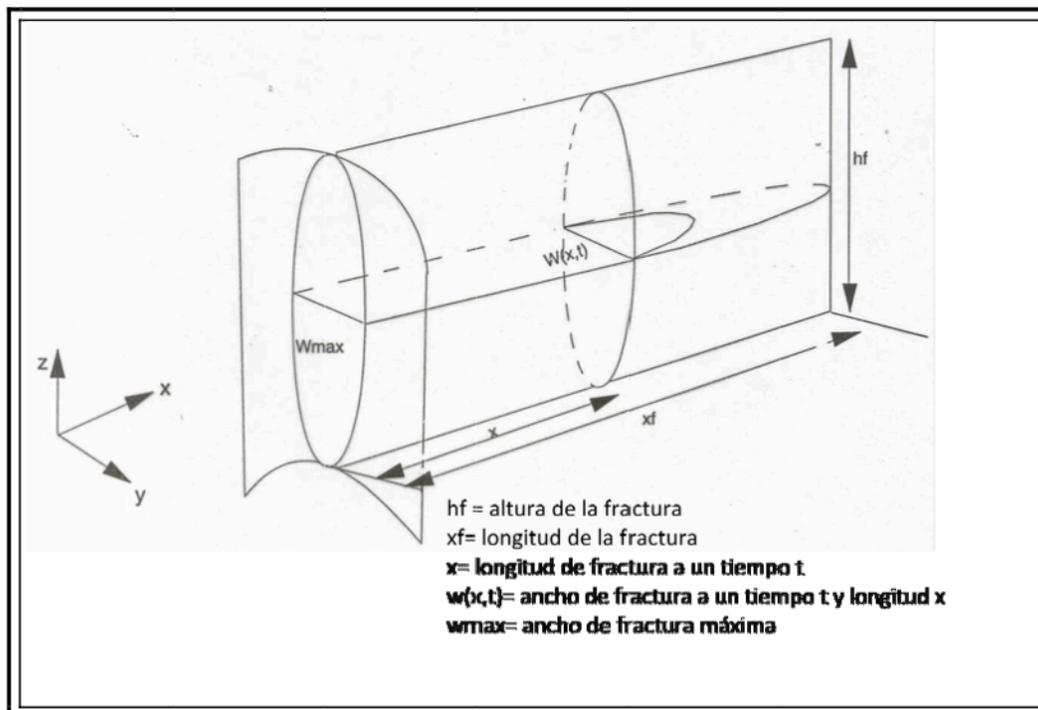


FIG. IV.30 Modelo de fractura PKN

Los resultados arrojados por estos modelos 2D, son diferentes entre sí y en realidad ninguno de los dos grupos puede considerarse estrictamente correcto, debido principalmente a las suposiciones de la altura de fractura constante y el flujo del fluido en la fractura solo en la dirección X.

IV.6.2 Modelos de fracturamiento tridimensionales (segunda generación).

Tratando de eliminar suposiciones importantes de los modelos 2D, se desarrollaron los primeros modelos tridimensionales (pseudo-3D) que en base a los dos grupos antes citados, *KGD* y *PKN*, los modificaron considerando la altura de fractura variable, función del tiempo y la distancia x . Sin embargo, a causa de que estos modelos continuaron considerando que el fluido fluye unidireccionalmente a lo largo de la fractura y las deformaciones no se incluyen con rigor, a estos modelos se les conoce como "Pseudo-tridimensionales". En estos modelos, la migración de la fractura depende del contraste de esfuerzos entre la formación de interés y las formaciones adyacentes.

Los últimos modelos tridimensionales (3D) consideran variable la altura de fractura y flujo de fluido en dos direcciones, por lo que la presión en la fractura es función de la posición del punto considerado y del tiempo.

Estos modelos 3D dividen la fractura en elementos discretos, cada uno de los cuales está gobernado por sistemas de ecuaciones que se resuelven aplicando diferencia finitas y métodos numéricos. En lo general estos modelos 3D requieren información exhaustiva de la formación a fracturar y de las formaciones adyacentes (superiores e inferiores). Para aplicar estos modelos es necesario estimar los valores de los parámetros requeridos de cada capa de roca que puede ser afectada por el fracturamiento (permeabilidad, módulo de elasticidad, relación de Poisson, factor de intensidad de esfuerzo crítico, presión de poro, perfil de esfuerzos, espesores brutos y netos, temperaturas, coeficiente de pérdida, entre otros). La FIG.IV.31 representa la geometría considerada en estos modelos.

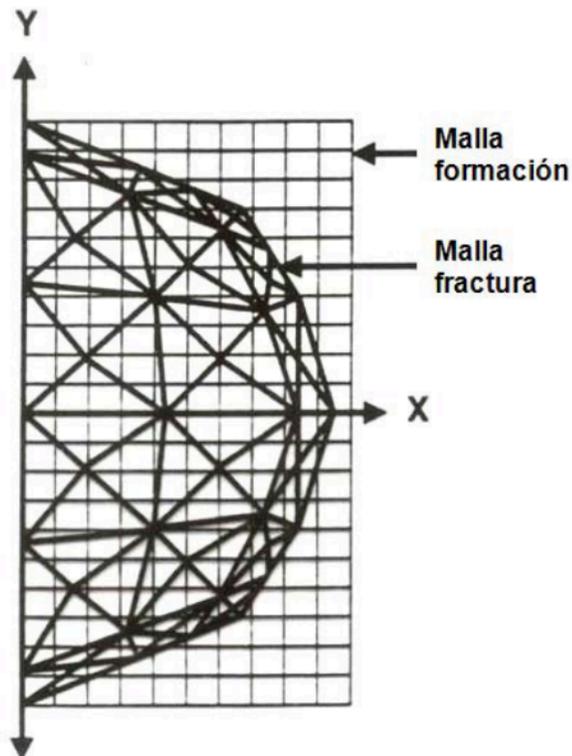


FIG. IV.31 Elementos de discretización para simular el desarrollo de una fractura

En la tabla IV.7 se presentan algunas de las características de los modelos de simulación disponibles para estimar el desarrollo de fracturas.

Característica	Modelos 2D	Modelos pseudo 3D	Modelos 3D
Geometría	supuesta	supuesta	calculada
Longitud	calculada	calculada	calculada
Amplitud	calculada	calculada	calculada
Altura de fractura	supuesta y constante	calculada	calculada
Flujo de fluido	unidireccional	unidireccional	bidireccional
Transpone de sustentante	unidireccional	unidireccional	más realista
Presión neta	Incierta	realista	más realista

Tabla IV.7 Características relativas entre los modelos de fractura

Capítulo V

Fluidos fracturantes.

Capítulo V

Fluidos fracturantes.

El fluido fracturante es un elemento crítico en el fracturamiento hidráulico. De sus características depende la eficiencia del tratamiento y más aún, la posibilidad de crear y extender la fractura. Como se indicó anteriormente, el primer volumen de fluido inyectado debe ser de baja viscosidad, con lo que se puede favorecer la creación de la fractura; sin embargo, atrás de este pequeño volumen punta de lanza, debe emplearse un fluido que favorezca la extensión de la fractura. Esto se logra con fluidos con propiedades químicas y mecánicas especiales.

En lo general, el fracturamiento se inicia con la inyección desde la superficie de estos fluidos, aprovechando el propio fluido del pozo, de no ser dañino, para iniciar la fractura. En estas circunstancias, únicamente se discutirán como fluidos fracturantes los señalados como especiales.

En un fracturamiento convencional con sustentante, las funciones básicas del fluido fracturante son:

- Generar la energía suficiente de presión para crear una fractura en la formación
- Mantener abierta y propagar la fractura
- Transportar desde la superficie el agente sustentante y distribuirlo dentro de la fractura creada

Consecuentemente, para que el fluido cumpla eficientemente estas funciones, requiere de las siguientes propiedades:

1. De fácil preparación.
2. Prácticos en su manejo con seguridad.
3. Apropiaada viscosidad a condiciones de fractura.
4. Capacidad de suspensión del agente sustentante
5. Baja pérdida de fluido en la formación.
6. Reducidas pérdidas de presión por fricción.

-
7. Fácilmente eliminables de la fractura al término del tratamiento.
 8. Compatibles y no dañinos a la formación y a la propia fractura.
 9. Económicos.

Debido a que las formaciones a fracturar varían considerablemente en sus características y condiciones (tipo de roca, composición, permeabilidad, temperatura, presión, etc.), se han desarrollado muchos tipos de fluidos fracturantes, los cuales se han acondicionado con aditivos para mejorar su comportamiento.

V.1 Reología de los fluidos fracturantes.

El estudio del flujo y la deformación de la materia, particularmente el flujo plástico de sólidos y el flujo de líquidos no newtonianos, constituye la rama de la ciencia llamada reología, la cual toma su nombre de las palabras "rheo" flujo y "logos" estudio.

Las propiedades reológicas llegan a ser un factor importante dentro de las operaciones de fracturamiento hidráulico, principalmente cuando se manejan gastos altos de inyección o fluidos de alta viscosidad; además debe notarse que la reología de los fluidos fracturantes es compleja y particularmente la de los fluidos tipo emulsiones y viscoelásticos, motivo por el que se hace necesario conocer su reología y aplicarla correctamente, ya que influirá grandemente en la potencia hidráulica requerida para efectuar la estimulación.

Por ser un parámetro importante en la clasificación de los fluidos, a continuación se define el concepto de ritmo de corte,

El ritmo de corte, γ , es la diferencia de velocidades entre dos capas adyacentes de fluido, dividida entre la distancia que hay de una capa a otra, matemáticamente se puede definir, como la derivada de la velocidad, v , con respecto a la distancia y , es decir:

$$\gamma = \frac{dv}{dy}$$

En la FIG. V.1 se presentan los diferentes comportamientos reológicos de los fluidos, en función del esfuerzo de corte y el ritmo de corte.

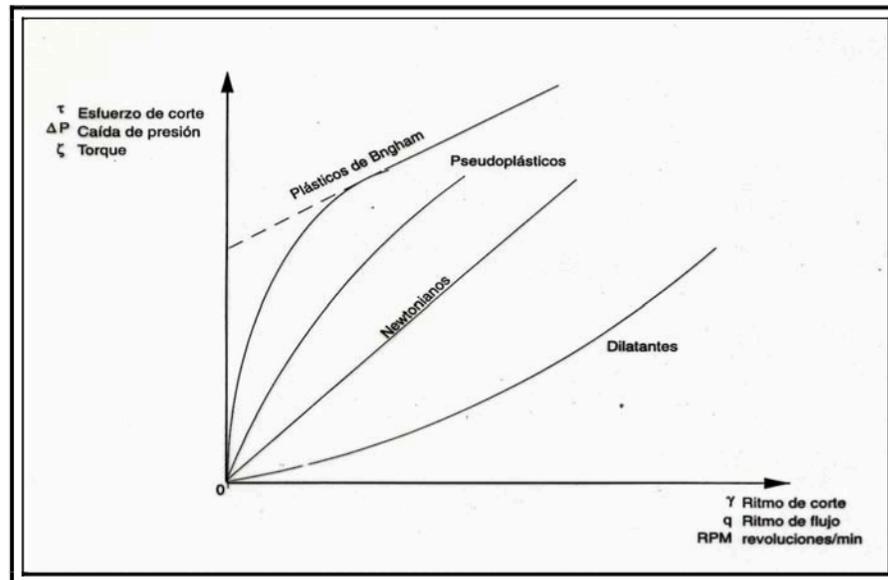


Fig. V.1 Reograma que caracteriza el comportamiento de flujo de los fluidos

Para calcular el ritmo de corte en una fractura se requiere el conocimiento de la amplitud, w , y altura de la fractura h . Debido a que estos factores generalmente son desconocidos, usualmente el ritmo de corte en la fractura es muchas veces supuesto, estando en un rango de 10 a 170 $[\text{seg}^{-1}]$. Este ritmo de corte en tubulares es del orden de 1000 – 5000 $[\text{seg}^{-1}]$.

Las mediciones de laboratorio usualmente se conducen en ritmos de corte del orden de 170 a 600 $[\text{seg}^{-1}]$ por lo que los parámetros reológicos, índice de consistencia, n' , é índice de comportamiento de flujo, k' , difieren del comportamiento promedio del ritmo de corte en la fractura, del orden de 40 $[\text{seg}^{-1}]$.

La ecuación empírica para determinar el ritmo de corte en donde q_i es el gasto de inyección en la fractura, w es el ancho de la fractura y h es la altura de la fractura:

$$\gamma = \frac{40.464 * q_i (BPM)}{W^2 (pg) * h (pie)} \quad [\text{seg}^{-1}]$$

V.1.2 Fluidos Newtonianos.

Un fluido Newtoniano es aquél en el que manteniendo la presión y la temperatura constantes, exhibe una proporcionalidad directa entre los esfuerzos ejercidos y el ritmo de corte aplicado; en forma de ecuación esta relación queda definida como sigue:

$$\tau = \frac{\mu}{g_c} \left(-\frac{dv_r}{dy} \right)$$

donde, τ es el esfuerzo ejercido, g_c es el factor gravedad de conversión y la constante de proporcionalidad, μ , es la viscosidad absoluta del fluido, (dv_r/dy) , es la expresión del ritmo de corte para flujo laminar dentro de una tubería circular. Una gráfica de la ecuación

$\tau = \frac{\mu}{g_c} \left(-\frac{dv_r}{dy} \right)$ en coordenadas cartesianas produce una curva de flujo característica de todos los fluidos newtonianos como se muestra en la FIG. V.1, la cual es siempre una línea recta que pasa por el origen y que tiene como pendiente μ/g_c .

En otras palabras la curva de flujo para fluidos Newtonianos es únicamente definida por una propiedad física simple, por lo que para determinar las propiedades en flujo laminar, sólo se requiere calcular la viscosidad absoluta.

V.1.3 Fluido Plástico de Bingham.

En los fluidos plásticos de Bingham el esfuerzo de corte varía linealmente con el ritmo de corte. A diferencia de los fluidos Newtonianos, debe aplicarse una fuerza mínima para iniciar el movimiento. Esta fuerza es conocida como el punto de cedencia o valor de cedencia, τ_y .

Estos fluidos se caracterizan por dos constantes:

- a) Punto de cedencia o valor de cedencia (τ_y) , el cual corresponde a la fuerza más pequeña requerida para poner al fluido en movimiento.
- b) Viscosidad plástica (μ_p) , que es la relación entre el incremento del esfuerzo de corte y el correspondiente incremento en el ritmo de corte, es decir, es la pendiente de la curva obtenida al graficar el esfuerzo de corte como una función del ritmo de corte.

La ecuación teórica de flujo para estos fluidos es:

$$\tau = \tau_y + \mu_p \dot{\gamma}$$

V.1.4 Fluidos Pseudoplásticos y Fluidos Dilatantes.

Excluyendo los plásticos de Bingham y los Newtonianos, todos los otros modelos reológicos pueden ser clasificados como no Newtonianos, los fluidos de este tipo no tienen punto de cedencia, pero su viscosidad aparente, μ_a , es algunas veces una función no lineal del esfuerzo de corte y posiblemente de la duración del corte. Dentro de esta clasificación general, hay dos subgrupos principales definidos como fluidos pseudoplásticos y fluidos dilatantes. La viscosidad aparente de un fluido pseudoplástico disminuye con el incremento en el valor del esfuerzo de corte, como se muestra en la FIG.V.1, la pendiente de la curva característica de flujo, decrece continuamente y frecuentemente se aproxima a un valor constante a ritmos de corte altos. Un fluido dilatante muestra un comportamiento reológico opuesto al de un pseudoplástico, en el cual su viscosidad aparente se incrementa al aumentar el esfuerzo de corte.

V.1.5 Ley de Potencias.

Este modelo representa la relación del esfuerzo de corte, τ , y el ritmo de corte, $\dot{\gamma}$, para una gran variedad de fluidos no Newtonianos (presentado como caso particular a los fluidos Newtonianos). Para un amplio rango de ritmos de corte, este modelo está representado con la ecuación siguiente:

$$\tau = k' \dot{\gamma}^{n'} \quad \text{ó} \quad \tau = k' \left(-\frac{dv}{dy} \right)^{n'}$$

donde n' es adimensional y se conoce como índice de comportamiento de flujo y se emplea para evaluar el grado de comportamiento no Newtoniano de un fluido, valores de n' entre cero y la unidad, caracterizan a los fluidos pseudoplásticos, por otro lado, valores de n' mayores que la unidad, caracterizan a los fluidos dilatantes, si n' toma el valor de la unidad, este modelo toma la forma de la ecuación siguiente que define a los fluidos Newtonianos, donde:

$$k' = \frac{\mu}{g_c}$$

De lo anterior se observa que entre mayor sea la diferencia entre n' y la unidad, en cualquier dirección, indicará un mayor alejamiento de las características Newtonianas para un fluido dado.

Por otro lado, el coeficiente k' , $(lb_f \cdot seg^{n'} / pie^2)$ conocido como índice de consistencia, indicará en forma proporcional qué tan viscoso es un fluido.

Una manera de calcular los valores de las constantes reológicas (n' y k') en base a los resultados obtenidos de una prueba realizada con un viscosímetro Fann, es la siguiente:

De la ecuación constitutiva de la Ley de Potencias evaluada a 600 y 300 [rpm], resultan dos ecuaciones:

$$\begin{aligned}\tau_{600} &= k' \gamma_{600}^{n'} \\ \tau_{300} &= k' \gamma_{300}^{n'}\end{aligned}$$

Para obtener los valores de n' y k' se resuelven simultáneamente las ecuaciones, obteniéndose para el índice de comportamiento de flujo (n'), lo siguiente.

$$n' = \frac{\log(\tau_{600} / \tau_{300})}{\log(\gamma_{600} / \gamma_{300})}$$

En unidades prácticas de campo y en base a la lectura del viscosímetro y suponiendo $\tau = \theta$, se tiene:

$$n' = 3.32 \log(\theta_{600} / \theta_{300}) \quad [\text{adimensional}]$$

Despejando el índice de consistencia (k') de la Ley de Potencias se tendrá:

$$k' = \frac{\tau}{n'}$$

Y suponiendo que $\tau = \theta$, la ecuación anterior queda de la siguiente manera:

$$k' = \frac{\theta_{600}}{1022^{n'}} = \frac{\theta_{300}}{511^{n'}} = \left(\frac{\text{lb}_f - \text{seg}^n}{100 \text{ pie}^2} \right)$$

La viscosidad aparente, μ_a , está dada por:

$$\mu_a (cp) = \frac{47879k'}{\dot{\gamma}^{1-n'}}$$

La viscosidad aparente en la fractura estará dada por:

$$\mu_a (cp) = 47880 k' \left(\text{lb seg}^{n'} / \text{pie}^2 \right) \left[\frac{40.46 q_i (bpm)}{w(\text{pg})^2 h(\text{pie})} \right]^{n'-1}$$

Los valores de n' y k' son referidos a datos obtenidos de pruebas en probadores cilíndricos. Generalizando, se deben de utilizar los valores de n y k en las anteriores expresiones de la ley de potencia. Estos valores de n y k se relacionan con n' y k' por las siguientes expresiones:

$$k = k' \left[\frac{B^{2/n'} (B^2 - 1)}{n' (B^{2/n'} - 1) B} \right]^{-n'}$$

Donde B es la relación del radio interno de la copa del viscosímetro Fann entre el radio del bulbo, esto es:

$$B = r_{oup} / r_{bob}$$

El índice de consistencia generalizado, k , también está relacionado con los datos obtenidos con otros tipos de equipos. En el caso de viscosímetros capilares o de tubería, el valor de k se relaciona con el k'_{TP} por:

$$K'_{TP} = K \left(\frac{3n'+1}{4n'} \right)^{n'}$$

Para un viscosímetro de ranura, k'_{celda} está dado por:

$$K'_{celda} = K \left(\frac{2n'+1}{3n'} \right)^{n'}$$

Para una tubería, el flujo de fluidos bajo un comportamiento de la ley de potencia está dada por:

$$\gamma = \left(\frac{3n'+1}{4n'} \right) \frac{8v}{d}$$

y para una ranura o canal:

$$\gamma = \left(\frac{2n'+1}{3n'} \right) \frac{6v}{w}$$

Donde d es el diámetro de la tubería, v es la velocidad del fluido igual a q/A , w es la amplitud del canal.

Para el caso de espuma, Valkó en 1992 demostró que el índice de consistencia está dado por:

$$K = K_{espuma} \varepsilon^{1-n}$$

Definiendo la relación del volumen de expansión específica, ε , por:

$$\tau = \frac{\mu}{g_c} \left(- \frac{dv_r}{dy} \right)$$

K_{espuma} y n , son características de líquido – gas a una temperatura definida. En un pozo, la velocidad superficial de la espuma cambia con la profundidad, dado que la presión cambia a causa de la variación de la densidad.

La propiedad importante de la ecuación $\tau = \frac{\mu}{g_c} \left(-\frac{dv_r}{dy} \right)$, está en el hecho de que el cambio en K se compensa para variaciones de densidad y de aquí resultará en un factor de fricción constante a lo largo de la tubería en ambos flujos laminar y turbulento. Esta ecuación es conocida como la ley de potencia de volumen igualado.

Por experiencia, la viscosidad del fluido debe permanecer como mínimo de 170 [cp] @ 170 [seg⁻¹], para asegurar buen transporte del sustentante, por esta razón se utilizan en lo general los fluidos complejos.

Un fluido fracturante ideal, tiene baja viscosidad mientras se bombea en el pozo, conllevando bajas pérdidas de presión por fricción; en la fractura debe tener una máxima viscosidad para asegurar un eficiente transporte y distribución del sustentante y al final del tratamiento también debe tener una muy baja viscosidad, revertiendo el proceso, para facilitar su remoción de la fractura y en consecuencia la limpieza de la misma.

V.1.6 Fluidos Tixotrópicos y Fluidos Reopécticos.

Estos fluidos clasificados dentro de los no Newtonianos, se caracterizan porque sus propiedades reológicas cambian con relación al esfuerzo cortante y al ritmo de corte dentro de ciertos límites a los que son sometidos; es decir, dependen del tiempo de reposo a que están sujetos.

Los fluidos tixotrópicos generalmente definidos como geles, muestran el fenómeno de hacerse fluidos con el movimiento y al quedar en reposo van perdiendo progresivamente esta propiedad; este fenómeno es reversible, por lo que aumenta su resistencia al esfuerzo cortante (gelatinosidad), mientras se encuentran en reposo, pero cuando se someten a ritmos de corte constantes, la gelatinosidad se rompe y la curva de esfuerzo de corte contra ritmo de corte se asemeja a la curva de los fluidos pseudoplásticos.

Los fluidos reopécticos, son otros fluidos no newtonianos, que a diferencia de los tixotrópicos, su viscosidad aparente aumenta con el tiempo hasta cierto valor máximo a cualquier velocidad de corte constante.

V.2 Tipos de Fluidos Fracturantes.

En general, los fluidos fracturantes que se utilizan se clasifican atendiendo a diferentes características.

Con respecto al fluido base de preparación del fluido fracturante, se tienen:

V.2.1 Fluidos base agua

Este tipo de fluido es el más utilizado en la actualidad, ya que se obtiene de diversas fuentes de suministro, pero se debe tener cuidado dado que puede contener sólidos en suspensión que afecta el comportamiento del fluido mezclado con sus aditivos.

La no conveniencia de utilizar un fluido fracturante base agua es la presencia de material arcilloso en la roca, la distribución y contenido de la misma afecta la sensibilidad de la formación de fluidos acuosos; esta sensibilidad se manifiesta como expansión y dispersión- migración de las arcillas y consecuentemente una reducción del flujo de fluidos a través de los poros y fracturas inducidas.

Sin embargo hay muchas ventajas al utilizar fluidos fracturantes base agua, entre los cuales se tiene que:

- No se provoca incendios.
- El agua es fácilmente encontrada en la mayoría de las áreas, tiene bajo costo, puede ser tratada con reductores de fricción.
- Tiene baja viscosidad, por lo cual es fácil su bombeo.
- Tiene alta densidad relativa, la cual crea una alta carga hidrostática.

V.2.2 Fluidos base aceite

Estos fluidos fueron diseñados, por la necesidad de contar con fluidos de fracturamiento, para formaciones altamente sensibles a las soluciones acuosas. El fluido comúnmente utilizado como base es el petróleo crudo, por su fácil disponibilidad y bajo costo. Sin embargo, se presenta el problema de que hay mucha pérdida de carga en las tuberías, cuando se bombea a altos caudales, lo que genera un excesivo consumo de potencia, esto restringe el uso de estos fluidos a pozos poco profundos, y con bajo gradiente de fractura. Para disminuir la pérdida de carga por fricción en las tuberías, se desarrollan productos reductores de fricción, los cuales se adicionan en pequeñas cantidades y producen consideradas reducciones de la fricción generada a altos caudales.

Por otra parte, se presenta el inconveniente de la excesiva velocidad de asentamiento del agente apuntalante, sobre todo a alta temperatura, lo que aumenta la posibilidad de arenamiento y no permite obtener considerables anchos de fractura. Además de la alta pérdida de fluido por filtrado, no permite obtener una fractura de gran extensión.

Actualmente, se han diseñado fluidos base hidrocarburos gelificados, que generan propiedades similares a las descritas por los geles de base acuosa, estos fluidos tienen las siguientes ventajas:

- Excelente capacidad de acarreo de agente apuntalante.
- No daña las formaciones sensibles al agua.
- Son compatibles con los fluidos de formación.
- Poseen una pérdida de carga por fricción, hasta el 90 % menos que el fluido no gelificado.
- Se obtienen pérdidas de fluido por filtrado, sustancialmente menores.
- Mantienen una alta viscosidad, aun a altas temperaturas de fondo de pozo.

V.2.3 Fluidos base ácido

Los fluidos base ácido son, en lo general, empleados en fracturamiento de formaciones carbonatadas, que presentan buena permeabilidad.

Este tipo de fluido es utilizado frecuentemente cuando se tienen altas temperatura, y éstos se acondicionan para fracturamiento con ácido.

V.2.4 Fluidos base CO₂

Este fluido es utilizado en donde existen campos depresionados y además sensibles a la acción del polímero y es utilizado en los fluidos fracturantes convencionales, para ello se requiere el uso de fluidos con menor cantidad de polímero y que proporcionen energía adicional para recuperar la mayor cantidad de fluidos a superficie, obteniendo con esto una mejor conductividad retenida del paquete apuntalado. Para ello existen fluidos espumados con nitrógeno y dióxido de carbono (CO₂), siendo el CO₂ un medio energizado con baja disipación durante el tratamiento, de tal forma que la energía queda contenida en el fluido y al momento de iniciar el aforo del pozo esta energía es liberada permitiendo recuperar en mucho menor tiempo una mayor cantidad de los líquidos inyectados, en comparación con operaciones de fracturamiento con fluidos convencionales y energizados con nitrógeno.

Una de principales ventajas de utilizar Dióxido de Carbono para energizar el fluido de fractura es que durante los tratamientos éste se mantiene en forma líquida junto con el fluido polimérico. Esta ventaja permite tener una mayor columna en el fondo durante el tratamiento, disminuyendo las presiones de operación en superficie y reduciendo la posibilidad de arenamiento prematuro comparado con fluidos energizados con Nitrógeno. Al mismo tiempo esto permite considerar tratamientos energizados en pozos con mayor profundidad donde tratamientos con fluidos energizados con Nitrógeno son muy difíciles de completar.

V.2.5 Fluidos base alcohol

El metanol e isopropanol han sido usados por muchos años tanto como un componente de fluidos fracturantes base agua y base ácido, como exclusivamente un fluido fracturante en algunos casos. El alcohol reduce la tensión superficial del agua, ha sido frecuentemente usado para la remoción de obstrucciones de agua. En fluidos fracturantes, el alcohol ha encontrado amplio uso como estabilizador de temperatura.

Por otra parte el uso de fluidos base alcohol crea muchos inconvenientes, especialmente el peligro inminente sobre el personal que respira los vapores del alcohol y el peligro siempre presente de una combustión. En altas concentraciones, presentan dificultades en el control de la degradación del fluido base. Se requieren concentraciones altas de rompedores para completar la degradación.

El principal beneficio que muestra es una baja tensión superficial, miscibilidad con agua, remoción de bloqueadores de agua y compatibilidad con formaciones que son sensibles al agua.

Con relación a su consistencia los fluidos se clasifican en:

V.2.6 Fluidos Convencionales

Son caracterizados por geles lineales preparadas con polímeros y fluidos base agua, aceite o ácido. Estos fluidos convencionales, provienen del acondicionamiento de agua o un fluido base aceite (diesel, kerosina, crudo, etc.), con polímeros (agentes gelantes) que permiten incrementar la viscosidad, reducir las pérdidas de presión por fricción e incrementar la capacidad de acarreo de sustentante.

En general, un fluido convencional es la base para generar un fluido complejo. Esto se logra adicionando al fluido convencional un compuesto químico, denominado agente reticulante (crosslinking), que le incrementa considerablemente la viscosidad al fluido convencional.

V.2.7 Fluidos Complejos

Son caracterizados por su alta viscosidad, siendo en general geles lineales con agentes reticulantes, ya sea base agua, aceite o ácido, que permiten incrementar la viscosidad e incrementar la capacidad de acarreo del sustentante.

V.2.8 Fluidos emulsionados

Son preparados como dispersiones de fluidos base agua o ácido en aceite (emulsiones, poli-emulsión, micelares)

Una emulsión de aceite y agua tienen buen control de pérdida de fluido, mostrando una gran capacidad de acarreo de apuntalante y sirve para limpiar muy bien. Estos fluidos fracturantes, aunque proporcionan una poca de alta presión de fricción que comparados con los geles base agua, fueron en efecto rompedores en nuestra industria y continúan teniendo un amplio uso como funcionales sistemas de fluido fracturante en relación costo-efectividad.

Los dos tipos básicos de emulsiones son:

- ❖ Aceite externo: donde el aceite es la fase continua y el agua es emulsificada en aceite, en esta emulsión el fluido tiene propiedades de viscosidad y similares a la base aceite, como resultado proporcionan una alta presión de fricción en relación con la alta viscosidad.
- ❖ Agua externa: Es aquella en donde el agua es la fase continua y el aceite es la fase discontinua, debido a la baja viscosidad del agua en comparación con la del aceite, se presentan bajas presiones de presión por fricción; también hay una tendencia a lograr un reducción de fricción con los polímeros en la fase agua.

V.2.9 Fluidos espumados

Los fluidos espumados son preparados con fluidos convencionales o complejos como fase continua y N_2 o CO_2 como fase discontinua.

Las espumas son preparadas con un fluido convencional, y en algunos casos complejos, y nitrógeno, en relaciones de 1: 3, teniendo su más amplia aplicación en formaciones depresionadas, muy sensibles a los fluidos y profundidades relativamente someras, por su baja carga hidrostática.

Son simplemente una emulsión de gas en líquido, las burbujas de gas proveen una alta viscosidad y capaces de trasportar el sustentante, la formación de una espuma estable tiene propiedades de viscosidad similares a un fluido base agua gelado.

Los tratamientos fracturantes comunes son diseñados para lograr una calidad de espuma 70, 75-80. Esto significa que 70, 75 u 80% del fluido fracturante es gas; las burbujas son creadas por turbulencia cuando el líquido y el gas son mezclados, las emulsiones de gas en agua pueden ser estabilizadas con surfactantes que cubra las burbujas de gas.

Cuando se utiliza bióxido de carbono, lo que se forma en el punto de intersección no es una espuma gas/líquido verdadera, la emulsión resultante se convierte en una espuma solamente si el CO_2 líquido se convierte en un gas a condiciones de yacimiento. Sin embargo cuando el N_2 es utilizado para hacer espuma en un fluido, existe una espuma verdadera siempre que la calidad este entre el 60 y 90%.

Las desventajas que presenta este tipo de fluidos es que en las pequeñas variaciones en la velocidad de la mezcla de agua o gas pueden causar la pérdida de la estabilidad de la espuma. La espuma de N_2 no es muy densa; por lo tanto, la presiones de bombeo serán altas comparadas con las agua geladas, por otra parte es difícil tener altas concentraciones de arena en espumas fracturantes.

Su aplicación es en pozos poco profundos y de baja presión que requieren un fluido energizado o que son sensibles al agua, donde la espuma debe ser utilizada.

V.2.10 Fluidos Binarios.

En este caso se han empleado como fluidos fracturantes la combinación de geles lineales o complejas con o sin alcoholes, espumados con N_2 y/o CO_2 gaseoso y/o líquido.

Los fluidos binarios también han mostrado ser excelentes. Son empleados en formaciones sensibles al agua y consisten en geles lineales o complejas, con o sin alcohol, espumados con N_2 y/o CO_2 (gaseoso y/o líquido).

Los fluidos binarios espumados consisten de una mezcla de gases CO_2 y N_2 como fase interna y un gel base agua como fase externa. La relación de gas varía de 20 % de CO_2 / 35 % de N_2 a 45 % de CO_2 / 35 % de N_2 .

Estos son utilizados en yacimientos bajosaturados y/o sensitivos al agua ya que estos minimizan el contacto con los fluidos de la formación y suministran energía para la recuperación del fluido de tratamiento.

Las desventajas que presenta este tipo de fluidos es que en las pequeñas variaciones en la velocidad de la mezcla de agua o gas pueden causar la pérdida de la estabilidad de la espuma. La espuma de N_2 no es muy densa; por lo tanto, las presiones de bombeo serán altas comparadas con las agua geladas, por otra parte es difícil tener altas concentraciones de arena en espumas fracturantes.

Su aplicación es en pozos poco profundos y de baja presión que requieren un fluido energizado o que son sensibles al agua, donde la espuma debe ser utilizada.

Los factores que contribuyen a la reducción de los costos del tratamiento con CO_2/N_2 son que se tiene menores presiones por fricción de los fluidos, y un menor costo en los equipos utilizados.

V.2.11 Fluido fracturante especial CO₂ líquido.

Fracturamientos con CO₂ líquido ha mostrado ser de gran utilidad, cuando las espumas no son factibles de emplearse por restricciones de carga hidrostática. Este fluido permite una rápida y completa remoción de la fractura y no daña la formación.

V.3 Productos Químicos.

V.3.1 Polímeros.

Estos productos son macromoléculas orgánicas formadas por una o más estructuras unitarias unidas químicamente.

Muchos polímeros se encuentran en la naturaleza, como la goma guar derivada de la semilla de la planta guar, los cuales se clasifican como Polímeros naturales. Algunos de estos polímeros, como la celulosa no son solubles en agua o en aceite, por lo que su aplicación requiere un proceso para modificarlos, tomando el nombre de Polímeros modificados. La ligadura en estos polímeros es en general débil y los hace un tanto inestables, con la ventaja de romper tal ligadura más fácilmente para su fácil remoción de la fractura.

Otro tipo de polímeros son fabricados expreso, como la poliacrilamida (empleada solo como reductor de fricción) y son conocidos como Polímeros sintéticos. Estos polímeros se forman ligando las estructuras unitarias a través de los carbonos. Esta ligadura es fuerte, tendiendo estos polímeros a ser estables, pero limitando su aplicación al no ser fácilmente removidos de la fractura.

Los polímeros se emplean en rangos de 20 a 60 [lb/1000 gal] de fluido base, siendo una concentración común de 40 [lb/1000 gal] en fluidos mezclados en bache o en adición continua de polímero.

En general y más acentuado en polímeros de ligadura débil, estos compuestos son sensibles al pH del sistema, a los ácidos, al esfuerzo de corte y a la temperatura. Esto propicia que los fluidos fracturantes con polímeros se procuren evaluar a condiciones de tratamiento.

La degradación de la viscosidad del fluido es crítica en la primera porción inyectada dado a que estará entrando en zona virgen del yacimiento y por ende con mayor temperatura; asimismo, se tendrá la amplitud de la fractura más reducida haciendo mayor el esfuerzo de corte.

Otro efecto en desventaja de los polímeros, es el residuo sólido dejado al romperse la ligadura, en detrimento de su remoción de la fractura.

Las soluciones de polímeros con viscosidades de varios cientos de centipoises a condiciones de fractura, crean una movilidad desfavorable para su retorno a la superficie y para la producción del yacimiento. Esto se ve agravado debido a la pérdida de fluido en la formación, la cual puede deshidratar la lechada aumentando la concentración de polímero en la solución, pudiendo incrementarse su concentración inicial del orden de 20 - 60 [lb/1000 gal] a varios cientos de libras.

Para minimizar los efectos dañinos de los polímeros en los fluidos fracturantes, se han hecho y se siguen haciendo investigaciones tendientes a desarrollar mejores fluidos y sobre todo mejores rompedores de gel. Las espumas son los fluidos menos dañinos, aun cuando tienen restricciones en su empleo.

En lo general la recuperación de los fluidos inyectados no se da en un 100%, quedando un alto porcentaje del mismo en la formación y en la fractura.

Se encuentran en el mercado procedimientos con trazadores radioactivos que permiten identificar cada etapa del tratamiento y por muestreo y análisis del fluido de retorno se estiman los volúmenes recuperados. La tendencia en el mejoramiento de la tecnología del fracturamiento radica precisamente en la maximización del fluido de retorno y en la minimización del daño a la fractura y a la formación.

V.3.2 Agentes Reticulantes.

La adición de estos productos incrementan significativamente la viscosidad de las soluciones de polímeros a través de unir en una red tridimensional las moléculas de polímeros resultando compuestos de alto peso molecular y fluidos fracturantes complejos.

La mayoría de estos agentes reticulantes son compuestos de iones metálicos, como el boro, zirconio, cromo, titanio y aluminio, estos tres últimos menos empleados.

En general, los agentes reticulantes deben seleccionarse en función del polímero a reticular, la temperatura y el pH del sistema, factores de alta sensibilidad para la función del agente reticulante.

Por sus características, los agentes reticulantes que más se emplean son compuestos de borato y zirconio. Menos utilizados están compuestos de aluminio, de titanio, etc.

Las sales de borato maximizan la limpieza de la fractura, permiten una mayor resistencia a la degradación del fluido complejo por efecto del corte y son de menor costo; con el inconveniente de requerir altos pH por lo que no se emplean con CO₂. Los compuestos de zirconio tienen capacidades inferiores a las de los boratos, con la ventaja de poder emplearse con CO₂.

V.3.3 Controladores de pH.

Las funciones de estos aditivos son permitir la hidratación del polímero y su reticulación, aumentar la estabilidad de las geles a altas temperaturas, controlar el rompimiento del gel y ayudar a la estabilidad de las arcillas.

En el general, se utilizan ácidos (acético, fórmico, fumárico, cítrico, etc) o bases (bicarbonato o carbonato de sodio, etc.).

Los controladores de pH son imprescindibles debido a que los polímeros y los reticulantes requieren para su mecanismo de acción de medios de pH controlados, siendo aún más importantes para el trabajo de los boratos.

V.3.4 Estabilizadores.

Su función es prevenir la degradación de los polímeros a alta temperatura. Se usan comúnmente el metanol o el tiosulfato de sodio, los cuales reaccionan con radicales libres generados por la degradación térmica del polímero.

V.3.5 Rompedores de Gel.

En general, las altas temperaturas coadyuvan al rompimiento del gel; sin embargo, es necesario emplear un rompedor de gel en el fluido base el cual no actúa hasta que el gel este sin movimiento. Estos productos para geles base agua son enzimas (persulfatos) con efectos

similares a las bacterias que digieren al polímero. En el caso de fluidos base aceite, se utilizan ácidos y bases lentamente solubles. En general estos productos trabajan con el incremento de temperatura del fluido pero son materiales peligrosos y difíciles de manejar.

V.3.6 Surfactantes.

Estos aditivos, también llamados agentes activos de superficie, son compuestos orgánicos formados por dos grupos, uno afín al agua y otro al aceite. Esta característica les permite modificar la energía de superficie en cualquier interfase. Su empleo permite reducir las tensiones superficiales e interfaciales, alterando favorablemente las fuerzas retentivas en el medio poroso. Son aditivos requeridos para prevenir emulsiones estables, crear emulsiones, espumas, asegurar el mojado con agua y principalmente facilitar la remoción del fluido de la fractura. Son compuestos orgánicos aniónicos (sulfatos, fosfatos, sulfonatos, fosfonatos), catiónicos (cloruros de amonio), no iónicos (óxidos de polietileno, polipropileno), anfotéricos (sulfonatos, fosfatos de amina).

V.3.7 Estabilizadores de Arcillas.

Estos productos permiten evitar el daño a la formación al contacto con el fluido fracturante base agua, previniendo el hinchamiento y dispersión de las arcillas contenidas en la roca. En general se utiliza el cloruro de potasio disuelto en el fluido base o aminas cuaternarias, oxiclорuro de zirconio o hidrohialuminio.

V.3.8 Bactericidas.

En presencia de organismos sulfatoreductores, aeróbicos o anaeróbicos, en el fluido base agua los polímeros sufren una degradación debido a que tales organismos se alimentan de los polímeros.

En aguas contaminadas de bacterias es imposible que el gel se forme, en consecuencia, es necesario el uso de aminas cuaternarias, formaldeidos u otros productos, los cuales se añaden a los tanques antes que el agua sea vertida.

V.3.9 Aditivos de Pérdida de Fluido.

La eficiencia de un fracturamiento depende fundamentalmente de confinar el fluido inyectado en la fractura. Sin embargo, dado que la presión en la fractura es muy superior a la presión de poro, el fluido fracturante tiende a perderse en la formación. La Magnitud de esta pérdida depende de la permeabilidad de la roca y de la presencia de fracturas naturales. Para controlar la pérdida de fluido se emplean varios tipos de materiales; entre los más comunes está la harina de sílice, muy efectivo en formaciones con permeabilidades de 2 a 200 [mD]. También se emplean resinas solubles en aceite, considerablemente más costosas que la harina de sílice, con la ventaja de ser solubles y no dejar daño por partículas sólidas.

V.4 Consideraciones para la selección de un fluido fracturante.

Para seleccionar un fluido fracturante es recomendable disponer de muestras de la formación, de sus fluidos e información del yacimiento. Básicamente se requiere:

- Muestras de la formación
- Muestras de fluidos producidos
- Temperatura de la formación
- Presión media del yacimiento
- Porosidad de la formación
- Permeabilidad de la formación
- Profundidad del intervalo productor
- Requerimientos de rompimiento del gel
- Requerimientos de fractura (longitud, conductividad, resistencia del sustentante, etc.)

Con las muestras disponibles y la información del yacimiento y del pozo, se deben realizar (cuando menos para un pozo representativo del campo) las siguientes pruebas de laboratorio:

- Análisis petrográficos (tipo de formación, minerales distribución, cementante, espacio poroso y configuración del poro)
- Pruebas de inmersión (compatibilidad relativa con varios fluidos)
- Análisis por difracción de rayos X (compuestos químicos y mineralogía de la formación: cuarzo feldespato, calcita, dolomita, anhidrita, Kaolita, clorita, illita, smectita , etc.)
- Pruebas de flujo de fluido en formación (movimiento de finos y efectos de daño del fluido, así como su retención).
- Análisis petrofísicos: Porosidad y Permeabilidad (cantidad de fluido perdido potencialidad de retención del fluido)
- Pruebas de compatibilidad por emulsión (cantidades y tipos de surfactantes requeridos)
- Compatibilidad con fluido base aceite (cantidad y tipo de surfactante requerido)
- Rompimiento de gel.
- Pruebas de pérdida de fluido
- Capacidad de flujo de la fractura (conductividad y daño del empaque)

Capítulo VI

Agentes sustentantes.

CAPÍTULO VI

Agentes sustentantes.

Al término del tratamiento, se deja de ejercer la presión que mantenía abierta la fractura y por los esfuerzos a que esta sujeta la roca, la fractura se cerrará en un tiempo de cierre finito. En estas condiciones las paredes de la fractura se unen, dejando solo una fisura en la roca. Bajo estas condiciones no se propicia un canal conductivo por lo que se hace necesario generar un canal conductivo y así evitar que se junten las paredes de la fractura, al cierre de la misma.

Hay dos mecanismos que permiten mantener abierta la fractura y propiciar un canal altamente conductivo. El primero consiste en llevar a la fractura pequeñas partículas sólidas (conocidas como agentes sustentantes o apuntalantes), que permiten apuntalar las paredes de la fractura, creando un canal conductivo al término del tratamiento, El segundo mecanismo se basa en la disolución heterogénea de las paredes de la fractura con ácido que propicia que las paredes de la fractura queden irregularmente juntas al cierre de la misma.

Las funciones de los agentes sustentantes son:

- ❖ Prevenir el cierre de la fractura al término del tratamiento.
- ❖ Crear un canal de flujo de fluidos de alta conductividad.

Para cumplir con estas funciones los agentes sustentantes deben ser:

- Resistentes.
- Tamaño que permita su manejo y colocación en la fractura.
- Partículas esféricas y uniformes.

- Material inerte y libre de impurezas.
- De densidad no elevada.
- Disponible en grandes cantidades.
- De bajo costo.

VI.1 Tipos y características de sustentantes.

Desde el inicio del fracturamiento hidráulico convencional, muchos materiales se han empleado como sustentantes. La cáscara de nuez y las esferas de vidrio, plástico y aluminio fueron utilizadas. A las cáscaras de nuez, aluminio y de plástico se les conoció como elasto - plásticos por su comportamiento plástico. Actualmente la tecnología ha desarrollado otros sustentantes, todos ellos de comportamiento elasto - frágil,

El desarrollo de los sustentantes ha dependido básicamente de su resistencia para crear empaques en la fractura que minimicen la reducción de su permeabilidad, causada por falla del sustentante por los esfuerzos a que están sujetos en la fractura. Actualmente hay varios tipos de sustentantes. Las arenas naturales por su bajo costo, son las más comúnmente empleadas, especialmente en formaciones con bajo esfuerzo.

Dependiendo del esfuerzo y las características mecánicas de la formación, se han desarrollado sustentantes de mayor resistencia, entre los que más se utilizan están: las, las arenas naturales recubiertas de resinas, los sustentantes prefabricados de cerámica de resistencia intermedia y de resistencia alta como son la bauxita sintética o el óxido de zirconio en la tabla VI.1 se muestra los tipos de sustentantes más ampliamente utilizados y algunas de sus características.

SUSTENTANTE	MALLA	TAMANO (PG)	DENSIDAD (Lb/pie3)	POROSIDAD
Arena Blanca	12/20	0.0496	165	0.38
	16/30	0.0350	165	0.39
	20/40	0.0248	165	0.40
Arena café de Texas	12/20	0.0496	165	0.39
	16/30	0.0350	165	0.40
	20/40	0.0248	165	0.42
Arena resinada precurada	12/20	0.0496	160	0.43
	16/30	0.0350	160	0.43
	20/40	0.0248	160	0.41
Arena Cerámica	12/20	0.0496	160	0.38
	16/30	0.0350	160	0.37
	20/40	0.0248	160	0.37
Bauxita	12/20	0.0496	198	0.42
	20/40	0.0248	202	0.42
	20/40	0.0248	170	0.40
	16/20	0.0400	231	0.43
Oxido de Zirconio	20/40	0.0248	231	0.42
	40/70	0.0124	231	0.42
	20/40	0.0248	197	0.42

Tabla 6.1 Sustentantes típicos y características

Las propiedades de los sustentantes que afectan el éxito del fracturamiento, son las que a continuación se discuten. Estas propiedades deben de cumplirse para que un lote de sustentante sea aceptado para utilizarse en un fracturamiento, estando especificadas por normas API RP56.

VI.1.1 Granulometría (tamaño y distribución).

Se refiere al tamaño y distribución de las partículas. Por convención, el tamaño de los sustentantes se da en función de dos cantidades, cada una de ellas identifica el número de hilos por pulgada que forman una malla de acuerdo con el método estándar de la ASTM. En la FIG. VI.1 se muestra un conjunto de mallas para la determinación de la granulometría de una muestra de sustentante. Bajo este procedimiento, un sustentante malla 20/40 significa que cuando menos el 90% de las partículas pasan la malla 20 y se retienen en la malla 40. Los tamaños más utilizados en el fracturamiento son: 10/20, 12/20, 16/30, 20/40, 40/60 y 40/70.



FIG. VI.1 Juego de mallas y equipo para determinar el tamaño de un sustentante.

En la siguiente figura se presenta el análisis de la distribución de las partículas de un agente sustentante sometido a un conjunto de mallas.

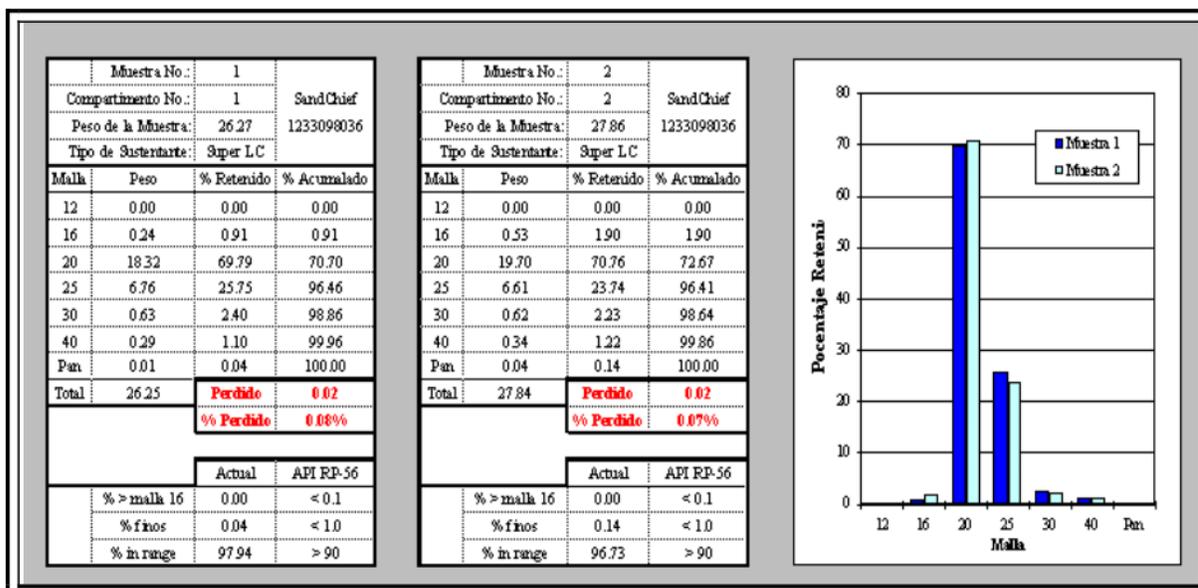


FIG VI.2 Distribución de una muestra de sustentante

VI.1.2 Forma.

Los sustentantes deben ser lo más redondo y esférico posible. Esta propiedad se mide a través de los factores de redondez y esfericidad, cuyos valores se consignan en las normas API, basándose en la comparación estadística de las partículas de sustentante con la gráfica propuesta por Krumbein, FIG.VI.3.

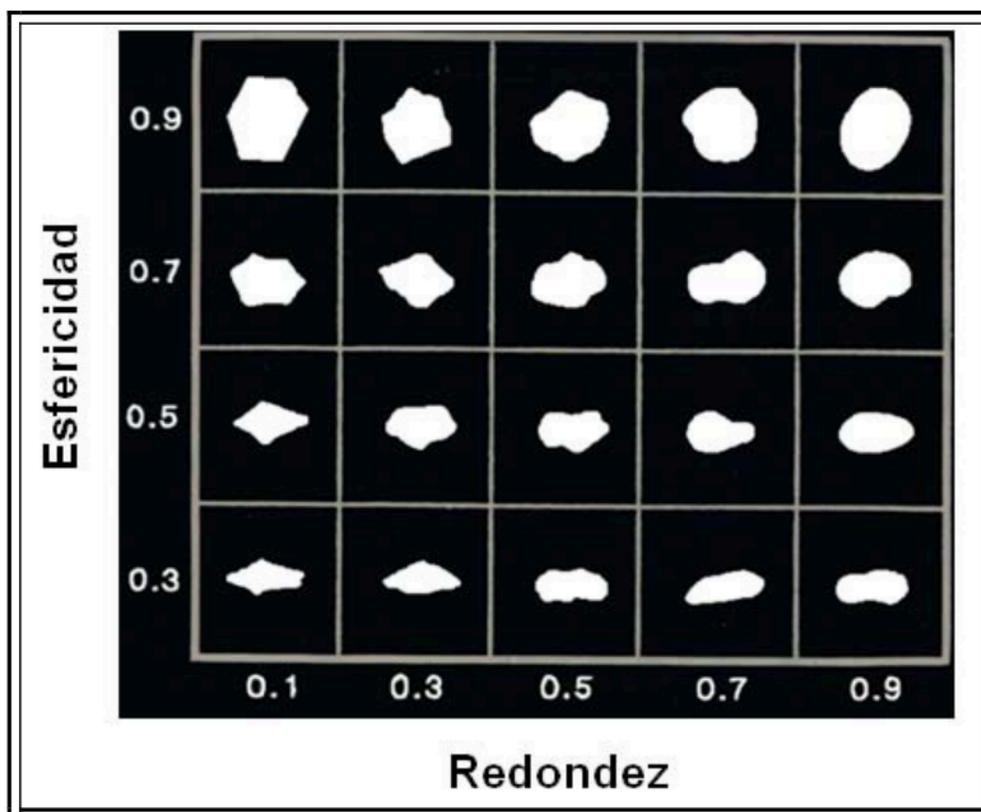


FIG. VI.3 Gráfica de Krumbein

VI.1.3 Calidad.

El sustentante debe estar libre de impurezas, como son finos, arcillas, solubles en HCl (carbonatos, óxidos de hierro, etc.) Las normas API dan las tolerancias; por ejemplo para contenido de finos y arcillas el sustentante debe contener no más del 1% en peso; de solubles en HCl no más del 2%.

VI.1.4 Densidad y porosidad.

Es deseable que los sustentantes tengan una densidad que permita su transporte y su distribución en la fractura, minimizando su asentamiento y una máxima porosidad para optimizar la permeabilidad del canal conductivo de sustentante. La tabla VI.1 presenta valores de estas propiedades.

VI.1.5 Propiedades Mecánicas.

Desde el punto de vista mecánico, el comportamiento de los sustentantes depende de la interacción de las características mecánicas de la formación, la de los propios sustentantes y el esfuerzo de confinamiento. Como resultado de esta interacción se pueden presentar tres casos, mostrados en la FIG.VI.4

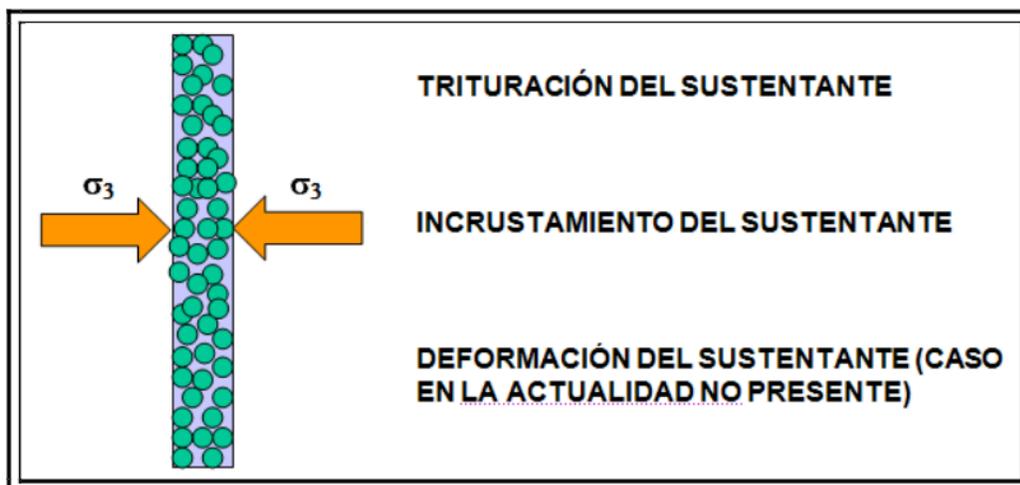


FIG. VI.4.- Comportamiento mecánico de los sustentantes

VI.1.5.1 Trituración del sustentante.

Caso en el cual, bajo el esfuerzo de confinamiento y formaciones duras, el sustentante se rompe (falla frágil) por su menor resistencia.

VI.1.5.2 Incrustación del sustentante en la formación.

En general, esto se presenta cuando la formación es suave y el sustentante tiene mayor resistencia bajo el esfuerzo confinante.

VI.1.5.3 Deformación.

Este caso solo se presenta en los sustentantes elasto – plásticos, los cuales no son actualmente utilizados.

En cualquier caso, hay dos pruebas que pueden realizarse en muestras de roca, bajo el esfuerzo confinante y con una partícula de sustentante a probar. Estas pruebas son la determinación de la carga crítica y la determinación de la presión de incrustación. La figura VI.5 y VI.6 muestran detalles de una prueba para la determinación de estos parámetros.

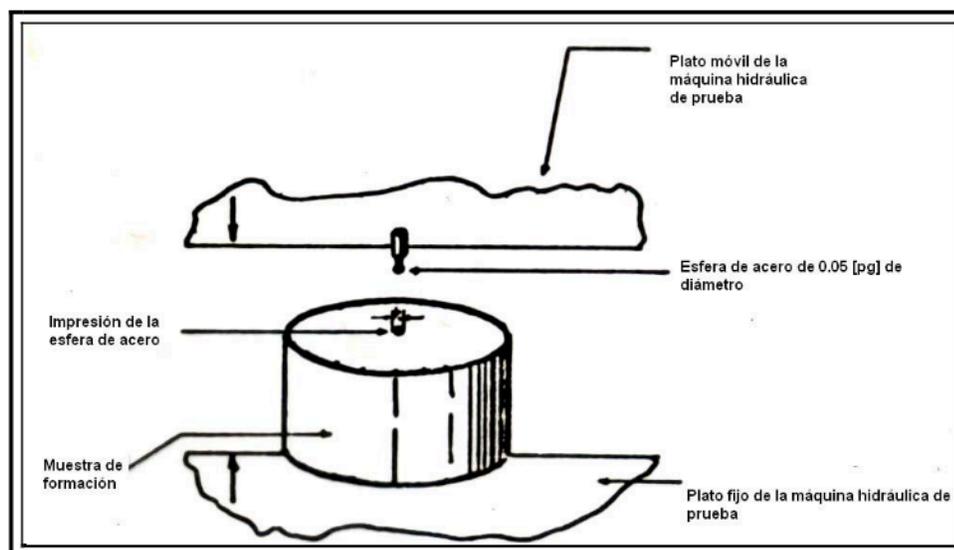


FIG. VI.5 Prueba para determinar la carga crítica y la presión de incrustación

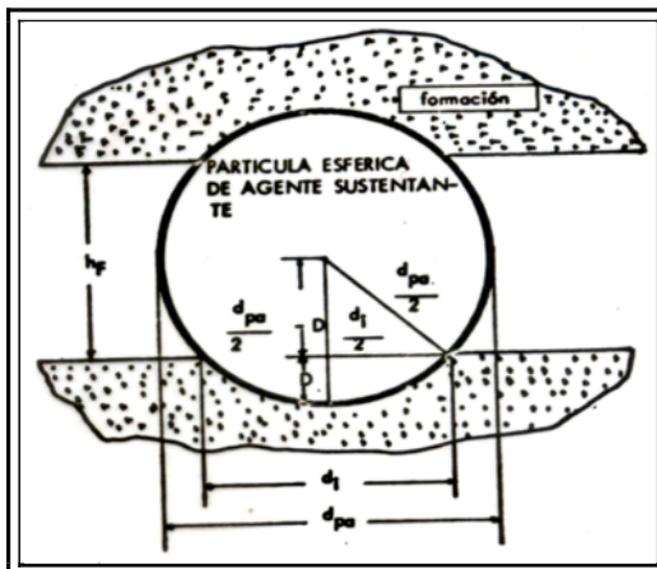


FIG. VI.6 Detalle de una prueba de incrustación

La carga crítica se determina por la fuerza F que produce la falla del sustentante dividida entre el diámetro de la partícula elevado al cuadrado.

$$\text{Carga crítica} = F / d_{ps}^2$$

La presión de incrustación está determinada por la fuerza aplicada entre el área proyectada de la huella de incrustación que deja el sustentante en la roca.

$$\text{Presión de incrustación} = F / d_i^2$$

Esta prueba es excelente para seleccionar el sustentante adecuado a las condiciones de la fractura. En la tabla VI.2 se dan los valores de presión de incrustación que permiten seleccionar un agente sustentante.

Pi (kg/cm ²)	Criterios
Pi < 100	Propensión al incrustamiento (pobre conductividad)
100 < Pi < 180	Agente sustentante recomendable
Pi > 180	Propensión al trituramiento (no recomendable)

TABLA VI.2 Valores de presión de incrustación

VI.1.6 Conductividad.

En última instancia, el éxito de un fracturamiento depende de la conductividad del empaque de sustentante a condiciones de la formación. En esta propiedad se manifiestan todas las características de la formación y del sustentante interactuando con las condiciones de la fractura y el esfuerzo confinante. Por ejemplo, si el sustentante tiene deficiencia en su redondez, hay mayor posibilidad de fragmentarse; estos fragmentos junto con impurezas del sustentante, como finos, o una distribución pobre del tamaño del sustentante con contenido de más pequeñas partículas, propician una disminución del espacio poroso, con la consecuente y drástica reducción de la permeabilidad del empaque.

La conductividad de la fractura se define por el producto de la amplitud de la fractura, w , por la permeabilidad del empaque de sustentante en la fractura, K_f .

$$\text{Conductividad de la fractura} = wk_f$$

La conductividad de la fractura, o la permeabilidad del empaque a condiciones de fractura, también representan un requerimiento fundamental en el diseño de una fractura, convirtiéndose en un parámetro de selección del sustentante y, más aún, en elemento fundamental para tomar la decisión de hacer o no un fracturamiento.

La conductividad de la fractura, wK_f , depende de los siguientes factores:

- ❖ Del tamaño y tipo del sustentante, FIGS.VI.7 y VI.8
- ❖ De su distribución y concentración en la fractura, FIG.VI.9
- ❖ De la presión de incrustación (propiedades mecánicas sustentante – formación – esfuerzo confinante)
- ❖ Del tiempo en que el sustentante ha permanecido en la fractura, FIG.VI.10
- ❖ De la presencia de residuos dañinos, tanto de sustentante como del fluido fracturante

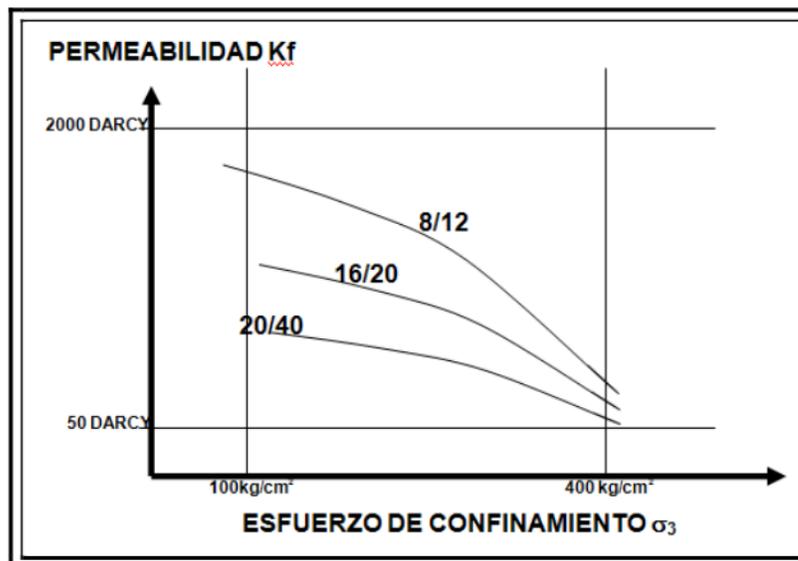


FIG. VI.7 Permeabilidad del empaque vs tamaño de la arena y esfuerzo de confinamiento

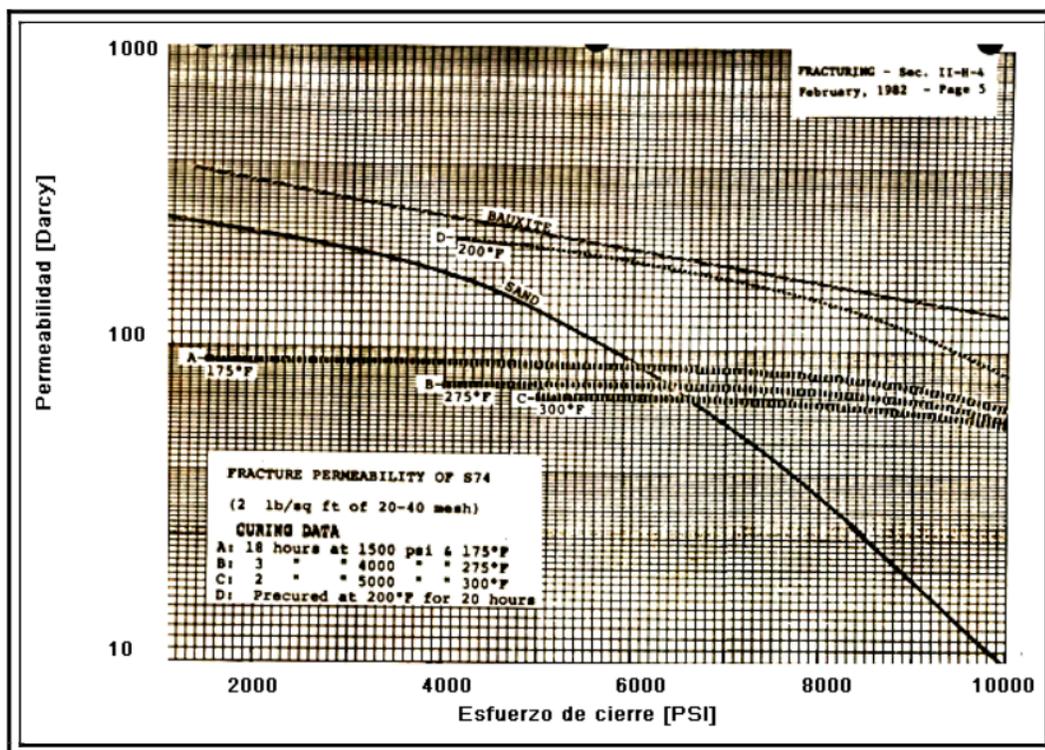


FIG. VI.8 Permeabilidad del empaque vs tipos de sustentante y esfuerzo de confinamiento

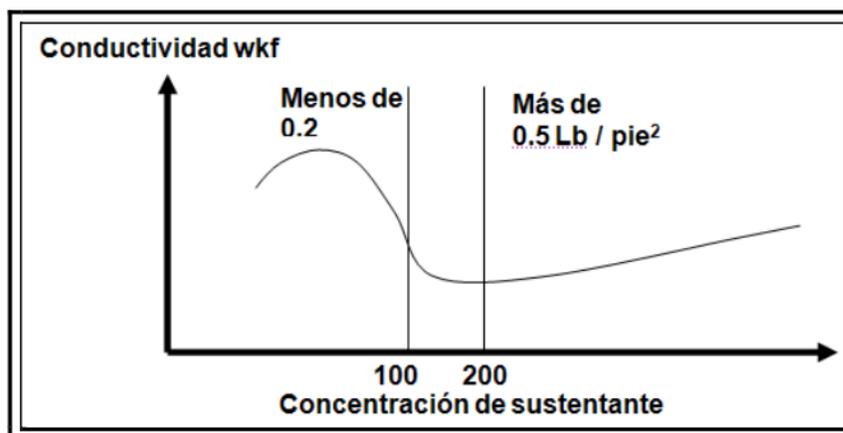


FIG. VI.9 Conductividad del empaque vs concentración de sustentante en la fractura

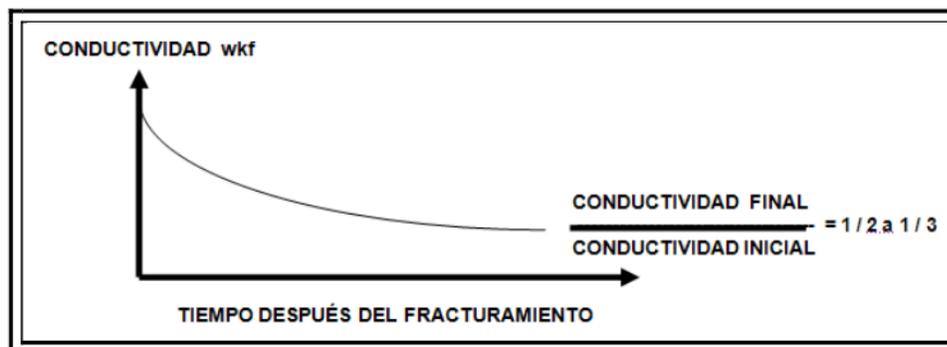


FIG. VI.10 Conductividad del empaque vs el tiempo después del tratamiento

La conductividad final de la fractura se ve fuertemente afectada por diversos efectos, por lo que los valores obtenidos en laboratorio deben corregirse. En el laboratorio se determina más que la conductividad, la permeabilidad de empaques de sustentante. Los valores de permeabilidad están disponibles de las compañías de servicio para cada tipo de sustentante y condiciones de prueba. Estos valores deben corregirse por los siguientes efectos:

- ❖ Daño por trituramiento
- ❖ Daño por incrustación
- ❖ Daño por residuos sólidos del fluido fracturante

Considérense los siguientes datos:

K_L : Permeabilidad del sustentante medida en el laboratorio

K_f : Permeabilidad del sustentante en la fractura

F_1 : Factor de daño debido al efecto del trituramiento del sustentante

F_2 : Factor de daño debido al efecto del incrustamiento del sustentante

F_3 : Factor de daño debido al residuo del fluido fracturante

Con los datos expuestos, el valor de la K_f estará dado por:

$$K_f = K_L \times F_1 \times F_2 \times F_3$$

En esta ecuación

$$F_1 = e^{-\sigma/D}$$

Donde: σ es el esfuerzo de cierre mínimo [miles de Lb/pg²]

D constante de trituración del apuntalante [Lb/pg²]

Valores de “D” están dados en la tabla V.3.

SUSTENTANTE	CONSTANTE DE TRITURACIÓN
ARENA NATURAL (baja resistencia)	6
ARENA CON RESINA POR CURAR (resistencia intermedia)	8
ARENA CON RESINA PRECURADA (resistencia intermedia)	10
CARBOLITA (resistencia intermedia)	17
ValuProp, InterProp (resistencia intermedia)	25
BAUXITA SINTÉTICA (alta resistencia)	35

TABLA VI.3 Valores de la constante de trituración

$$F_2 = e^{-\sigma/3E}$$

Donde: σ es el esfuerzo de cierre mínimo [miles de Lb/pg²]

E Módulo de Young o de Elasticidad [millones Lb/pg²]

En la ecuación VI.4 el factor F_3 , corresponde a la corrección por daño ocasionado por los residuos sólidos del fluido fracturante. Este factor varía entre 0.3 y 0.9 dependiendo de los tipos de polímeros y reticulantes empleados para dar la consistencia de gel compleja al fluido fracturante. Valores típicos de F_3 , son:

$F_3 = 0.3-0.4$ para un gel reticulado con ión metálico de Titanio o Zirconio

$F_3 = 0.45-0.65$ para gel reticulado con Boratos convencionales

$F_3 = 0.75-0.9$ para fluidos poliméricos con concentraciones bajas de Boratos

VI.2 Selección de los agentes sustentantes

La selección del sustentante que debe emplearse en un fracturamiento, depende fundamentalmente del tipo de formación, requerimientos del yacimiento, del estado de esfuerzos, las propiedades de los sustentantes disponibles y de su costo.

Las condiciones del yacimiento (tipo de roca, propiedades mecánicas, estado de esfuerzos, entre otras) están controlando los requerimientos de geometría conductiva y conductividad que requiere el pozo a fracturar.

Como regla general, los mejores sustentantes permiten mejores conductividades; sin embargo, estos son más costosos y no siempre serán los más apropiados. Si no se tuviera la posibilidad de alcanzar el menor valor requerido de conductividad con los sustentantes disponibles, no sería recomendable el fracturamiento.

Por el contrario, emplear un sustentante que proporcione mayor valor que el máximo requerido, significará un sobre diseño, sin redituar mayor productividad. Más aun, en algunos casos por inmejorables conductividades que se pudieran alcanzar, la respuesta de los pozos al fracturamiento sería tan pobre que no se pagaría la inversión del tratamiento.

La optimización de un fracturamiento requiere la evaluación de varios tipos de sustentante, tamaños y concentraciones para determinar el costo de las diferentes conductividades que se esperarían. La evaluación de cada alternativa se deberá analizar con modelos 3D y modelos de pronóstico de producción.

En la selección del sustentante se tienen que escoger el tipo de sustentante y su tamaño.

En lo general, con respecto al tipo de sustentante, se cuenta con:

- ❖ Arenas naturales
- ❖ Sustentantes recubiertos con resina (arenas naturales y otros)
- ❖ Sustentantes prefabricados de resistencia intermedia cerámica
- ❖ Sustentantes prefabricados de alta resistencia bauxita sintética y óxido de zirconio

Por cuanto al tamaño se dispone principalmente de sustentantes:

- ❖ Malla 12/20
- ❖ Malla 16/30
- ❖ Malla 20/40
- ❖ Malla 40/70, 40/60

Con respecto al tipo de sustentante la prueba de presión de incrustación y/o las correcciones por incrustación y trituramiento, permiten seleccionar los tipos de sustentantes apropiados para ser evaluados en los modelos 3D y de pronóstico de producción.

Por lo que concierne al tamaño del sustentante, se requiere considerar los siguientes factores:

- ❖ El diámetro del disparo deberá ser seis veces mayor al diámetro máximo de la partícula de sustentante.
- ❖ La amplitud dinámica de la fractura deberá ser tres veces mayor al diámetro máximo de la partícula de sustentante.
- ❖ Deberán emplearse sustentantes de más pequeño mallaje a presiones de cierre mayores.
- ❖ La conductividad de la fractura necesaria y suficiente para alcanzar condiciones óptimas de respuesta del yacimiento.

Existen varios criterios de selección de los sustentantes apropiados para las condiciones específicas de un yacimiento. Un criterio fue consignado en la tabla VI.2, basado en la Presión de Incrustación. Las compañías de servicio que proporcionan los sustentantes, también dan guías para su selección. En la FIG.VI.11 se presenta un ejemplo de guía de selección, en función de la variable crítica el esfuerzo de cierre de la fractura.

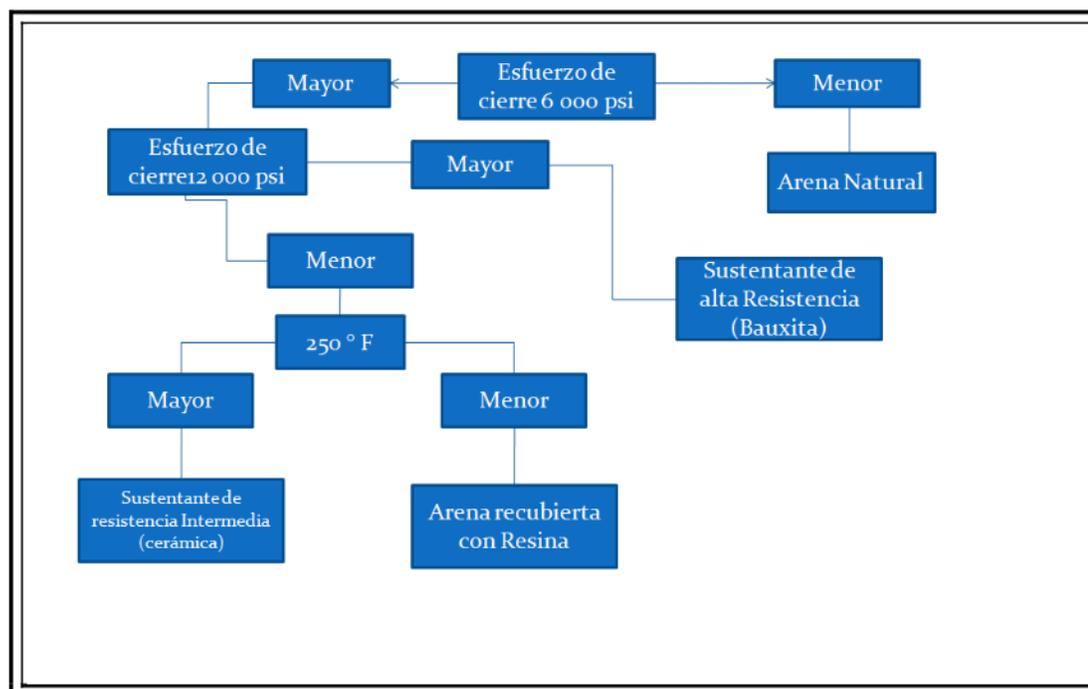


FIG. VI.11 Selección de sustentante basada en la presión de cierre

VI.3. Transporte y distribución del sustentante

El sustentante seleccionado debe ser transportado desde la superficie hasta la fractura creada en el intervalo de formación. En consecuencia el sustentante es mezclado con el fluido fracturante en cantidades controladas (libras de sustentante por galón de fluido fracturante), a través de dosificadores y del mezclador. Efectuada la mezcla y en forma continua los equipos de bombeo de alta presión la envían a un múltiple de recolección para de ahí ser bombeada al pozo. Esta mezcla de fluido fracturante – sustentante (conocida como lechada) viaja a través de la tubería del pozo hasta la fractura creada, entrando por las perforaciones del intervalo disparado y acomodándose en la fractura.

VI.3.1.- Velocidad de sedimentación del sustentante

El movimiento del sustentante en el trayecto descrito, es controlado por la velocidad con la que se asienta el sustentante, en equilibrio con los efectos combinados de gravedad, flotación y viscosos del fluido fracturante. Existen modelos que permiten analizar las variables que afectan el asentamiento del sustentante. A nivel ilustrativo se puede analizar el fenómeno a través del modelo mostrado en la siguiente figura:

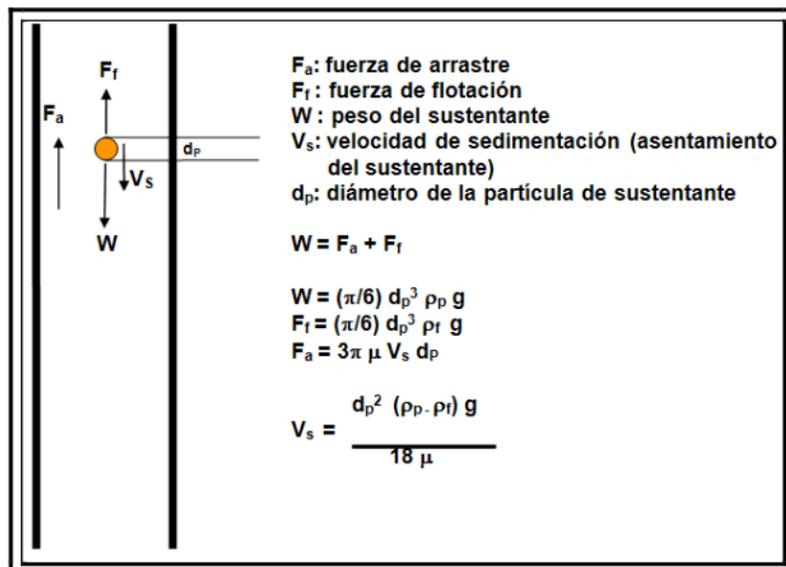


FIG. VI.12. Ley de Stokes para fluidos newtonianos

Donde:

ρ_p : Densidad del agente sustentante

ρ_f : Densidad del fluido fracturante

g : Factor de conversión por gravedad

μ : Viscosidad del fluido fracturante

En la FIG.VI.12 la velocidad de sedimentación o asentamiento de la partícula de sustentante es la velocidad con la que esta partícula cae en el seno del fluido, considerando que el fluido está prácticamente en reposo. Caso crítico cuando por problemas se tiene que suspender el bombeo. En esta ecuación tampoco se considera el efecto del choque entre partículas que caen a través del fluido fracturante. Esta ecuación es válida para Números de Reynolds, $NR_{e,p}$ menores de 2.

$$NR_{ep} = \frac{d_p v_s \rho_f}{\mu} < 2$$

Para el caso de $NR_{e,p}$ mayores de 2, para el cálculo de la velocidad de sedimentación se puede emplear el ábaco experimental de Schiller-Nauman mostrado en la FIG.VI.13.

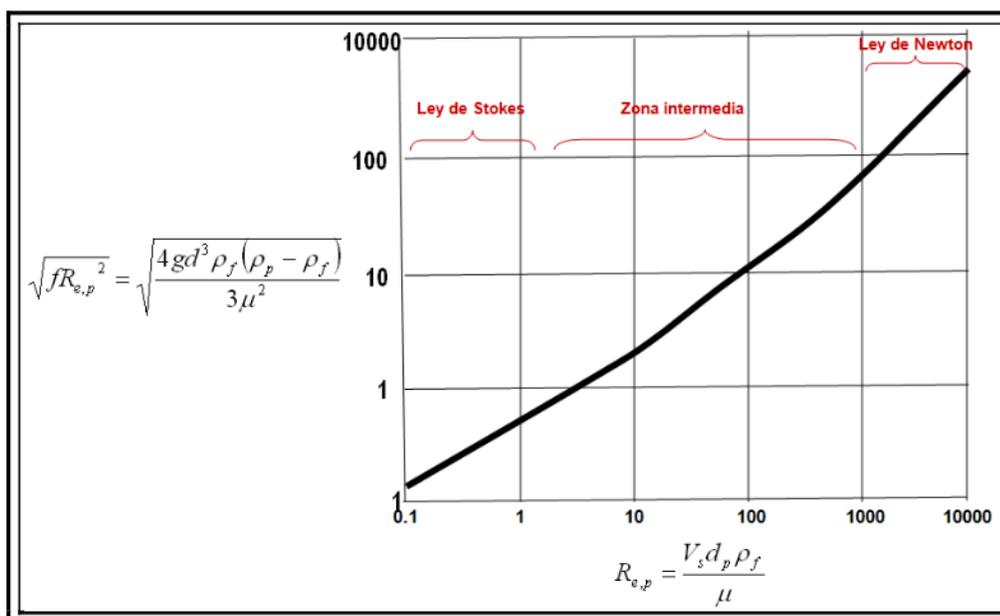


FIG. VI.13 Grafica para el cálculo de la velocidad de sedimentación

Adicionalmente a las variables descritas en la FIG.VI.12, en esta gráfica, f es el coeficiente de frotamiento del fluido y $Re_{e,p}$ es el Número de Reynolds de la partícula de sustentante.

Para un fluido No-Newtoniano y de acuerdo con la ley de Potencia, la viscosidad del fluido, μ , consignada en la FIG.VI.12, está dada por:

$$\mu = K (\dot{\gamma})^{n-1} = K (V_s / d_p)^{n-1}$$

Y la velocidad de sedimentación:

$$V_s = \frac{1}{n} \sqrt[n]{\frac{d_p^{n+1} (\rho_p - \rho_f) g}{18k(3)^{n+1}}}$$

Donde: K es el Índice de consistencia del fluido fracturante
 n es el Índice de comportamiento de flujo

Ecuación válida para una partícula. En el caso real de altas concentraciones de sustentante, la velocidad de sedimentación es una función compleja de la reología del fluido y de las interacciones entre las partículas de sustentante. En general la velocidad de sedimentación será mayor al formarse aglomerados de partículas, debiendo corregirse el Índice de consistencia según la siguiente ecuación:

$$k_s = k \left[1 + \frac{1.25\phi_p}{1 - 1.8n\phi_p} \right]$$

Donde: ϕ_p es la fracción en volumen del sustentante en la lechada fluido fracturante-agente sustentante.

Las ecuaciones anteriores son aplicables para calcular la distribución del sustentante en la fractura al término del tratamiento, cuando la fractura esta en proceso de cierre.

VI.3.2.- Distribución del sustentante en la fractura.

Como se mencionó anteriormente, los sustentantes permiten mantener abierta la fractura y proporcionan un canal de flujo de alta conductividad. El incremento de productividad de un pozo estimulado por fracturamiento hidráulico depende de la geometría final de la fractura sustentada y de su conductividad. La geometría final de la fractura sustentada es determinada por las velocidades de sedimentación del sustentante tanto durante la inyección del sustentante en la fractura como en el proceso de cierre.

En la FIG.VI.14 se presentan los factores implicados en el proceso de distribución del sustentante en la fractura.

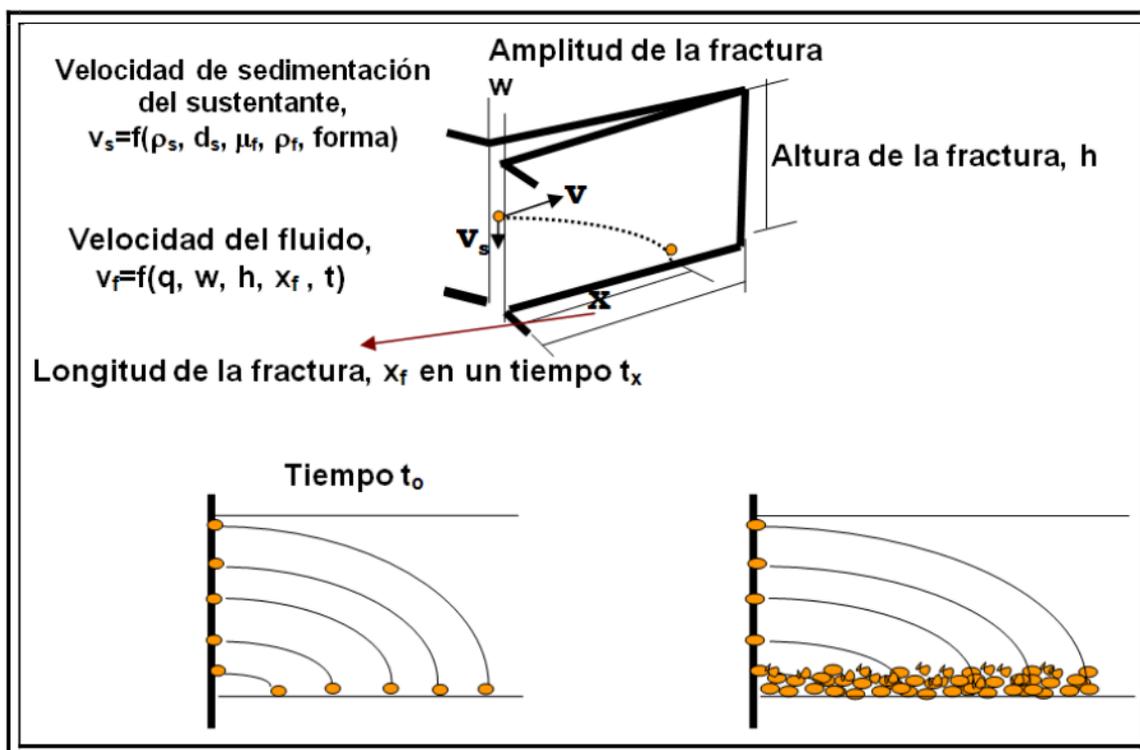


FIG. VI.14 Distribución del sustentante en la fractura

Como se observa en la FIG.VI.14 una partícula de agente sustentante al entrar en la fractura está sujeta a:

- ❖ La velocidad con la que la mezcla de fluido fracturante-sustentante entra en la fractura
- ❖ La velocidad de sedimentación de la partícula

Estas dos velocidades dan una resultante de la cual depende la trayectoria del sustentante en la fractura. Altas velocidades de sedimentación, propiciarán que el sustentante caiga al fondo de la fractura, llegándose a formar un banco en la parte inferior. Este caso se presentará si la viscosidad del fluido fracturante es baja, incrementando el riesgo de un puenteo del sustentante y en consecuencia el arenamiento prematuro en la fractura. Una velocidad de asentamiento baja propiciará que el agente sustentante se mantenga en suspensión, distribuyéndose en toda la fractura y en consecuencia proporcionando una fractura sustentada de mayores dimensiones, que asegurará mayor productividad.

El proceso de distribución del sustentante en la fractura se ha estudiado a través de modelos físicos como el mostrado en la FIG.VI.15, de los cuales se han deducido modelos para simular y permitir el cálculo de las dimensiones finales de la fractura sustentada.

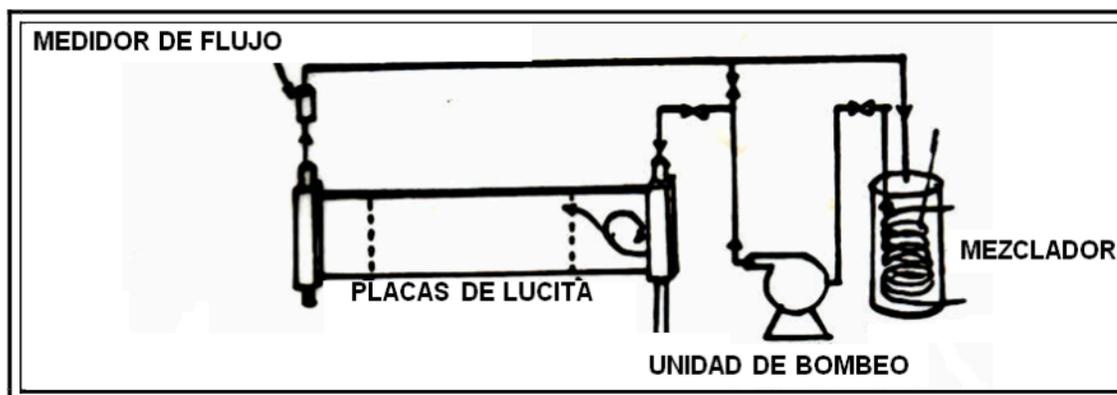


FIG. VI.15 Modelo para simular la distribución de sustentante en la fractura

Considerando la FIG.VI.14, se presentan diversos fenómenos de los cuales depende la sedimentación de los agentes sustentantes y en consecuencia su distribución en la fractura.

Durante el tratamiento, a medida que pasa el tiempo las dimensiones de la fractura aumentan. A mayor amplitud de fractura, considerando un gasto constante, la velocidad de flujo del fluido fracturante-sustentante disminuye al tenerse mayor área libre al flujo. Esto propicia que la resultante en cualquier punto de la fractura propicie que el agente sustentante se deposite en el fondo de la fractura a menor distancia del pozo. En contraste, alejándose del pozo la amplitud disminuye ocasionando que la velocidad de flujo aumente con el consecuente aumento de la resultante y por ende el sustentante tenderá a depositarse a mayor distancia del pozo.

Por otro lado, en cualquier punto existe pérdida del fluido fracturante a la formación, lo cual hace que el gasto de fluido disminuya y la resultante será menor ocasionando que el sustentante tienda a depositarse a menor distancia del pozo. Al perderse el fluido fracturante, la concentración de sustentante en la mezcla aumenta propiciado alteración de la velocidad de sedimentación, por las interferencias entre los agentes sustentantes, alterando la resultante y en consecuencia la trayectoria de las partículas de sustentante.

Así mismo, a medida que el fluido fracturante se caliente, por efecto de la temperatura y de los efectos de corte, la viscosidad del fluido disminuye, con el consecuente aumento de la velocidad de sedimentación, promoviendo que la resultante haga que el sustentante se pueda depositar más cerca del pozo.

De este análisis se aprecia que el proceso de distribución del sustentante en la fractura es un proceso muy complejo, el cual puede estudiarse de acuerdo con los siguientes casos:

- a) Si la viscosidad del fluido fracturante a condiciones de fractura es menor a 100 [cp]

En este caso la FIG.VI.16 presenta una conceptualización esquemática de lo que se puede esperar.

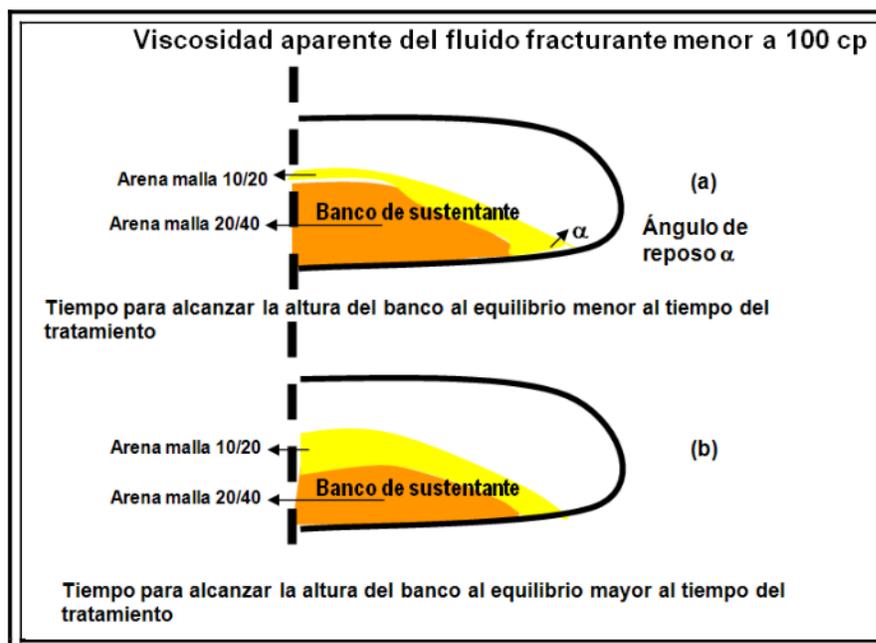


FIG. VI.16 Distribución del sustentante en la fractura con fluido fracturante de viscosidad aparente menor a 100 [cp]

En la FIG.VI.16 y con fines ilustrativos, se ha considerado el empleo de dos tipos de sustentante, el primero malla 20/40 y como bache final sustentante malla 10/20.

En este caso se puede considerar que la velocidad de sedimentación del sustentante es alta, lo cual permite que las partículas de sustentante se asienten en el fondo de la fractura (FIG.VI.14), promoviendo un banco de sustentante. En la entrada de la fractura, éste banco crecerá continuamente, disminuyendo el área libre al flujo, con el consecuente aumento de la velocidad de flujo de la mezcla. De acuerdo con la experimentación de laboratorio, el banco crecerá hasta una altura en la cual el área libre al flujo disminuye en tal magnitud que la velocidad de flujo hace que el sustentante sea arrastrado, no permitiendo su depositación y por tanto el banco cesará de crecer. En este punto se dice que el banco ha alcanzado una altura al equilibrio. El fenómeno, representado en la FIG.VI.16, se dará en un tiempo conocido como tiempo de equilibrio.

Si el tiempo de equilibrio es menor al tiempo total de bombeo de la mezcla fluido fracturante-sustentante, la distribución del sustentante en la fractura formará un banco con una altura máxima al equilibrio. En este caso, el sustentante que se introduce a la fractura posterior al tiempo de equilibrio, será transportado hacia la parte posterior del banco, produciéndose su acumulación. Esta situación hará crecer el banco en la parte posterior, tratando de guardar un equilibrio que se dará en un ángulo de reposo, α , del orden de 30° . Este caso, se representa esquemáticamente en la FIG.VI.16 (a).

Si el tiempo de equilibrio en que se alcanza la altura del banco al equilibrio es mayor que el tiempo total de bombeo de la mezcla fluido fracturante-sustentante, no se alcanzará a formar un banco al equilibrio. En este caso, el sustentante de la parte final del tratamiento se depositará arriba del banco de sustentante bombeado al principio, formándose un banco semejante al mostrado en la FIG.VI.16 (b).

b) La viscosidad del fluido fracturante a condiciones de fractura es mayor a 100 cp.

En este caso la FIG.VI.17 presenta una conceptualización esquemática de lo que se puede esperar.

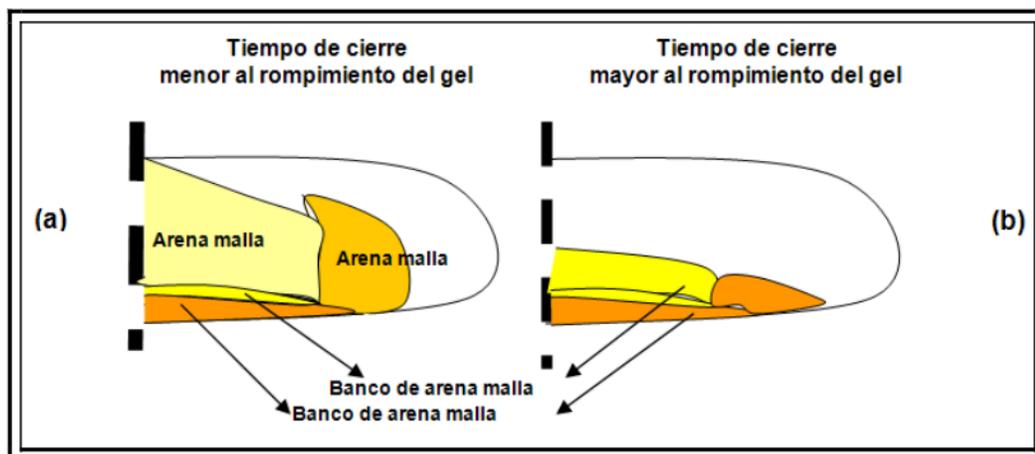


FIG. VI.17 Distribución del sustentante en la fractura con fluido fracturante de viscosidad aparente mayor a 100 cp y menor a 200 [cp]

En este caso se puede considerar que la velocidad de sedimentación del sustentante es baja, lo cual permite que las partículas de sustentante se mantengan suspendidas y solo algunas se depositarán, promoviendo un pequeño banco de sustentante. Bajo estas condiciones, se pueden dar dos fenómenos. El primero se presentará cuando al término del tratamiento, el tiempo de cierre de la fractura es menor al tiempo en que el estado de gel del fluido fracturante se rompe; caso en el cual la mayor parte de sustentante permanecerá en suspensión en el fluido fracturante y al actuar el esfuerzo de cierre, este sustentante quedará atrapado entre las caras de la fractura. En consecuencia un área mayor de la fractura creada quedará con apuntalante y proporcionará mejores condiciones de productividad (FIG.VI.17 (a)). Para que esto suceda la concentración de sustentante en el fluido fracturante debe asegurar que cuando menos quede atrapada del orden de una libra de sustentante por pie cuadrado de área de fractura [1 lb/pie²].

El segundo fenómeno se presentará cuando al término del tratamiento, el tiempo de cierre de la fractura es mayor al tiempo en que el estado de gel del fluido fracturante se rompe; caso en el cual el sustentante en suspensión en el fluido se asentará, acrecentando el banco de apuntalante, tal como se aprecia en la FIG.VI.17 (b).

b) La viscosidad del fluido fracturante a condiciones de fractura es mayor a 200 [cp].

En este caso la FIG.VI.18 presenta una conceptualización esquemática de lo que se puede esperar.

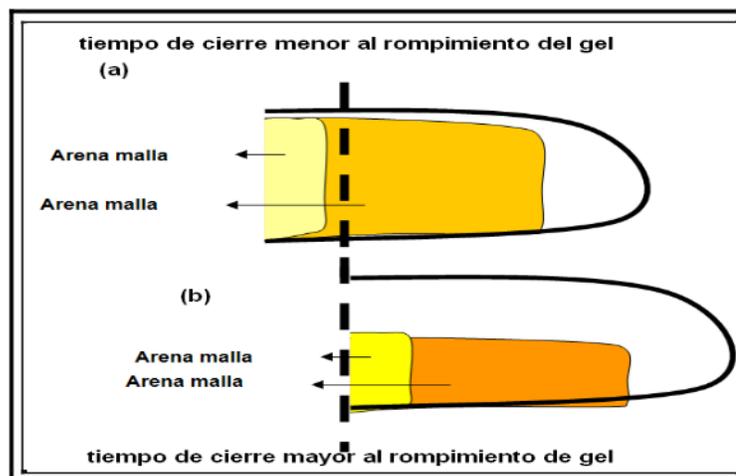


FIG. VI.18 Distribución del sustentante en la fractura con fluido fracturante de viscosidad aparente mayor a 200 cp.

En este caso se puede considerar que la velocidad de sedimentación del sustentante es prácticamente nula, lo cual permite que las partículas de sustentante se mantengan suspendidas en el fluido fracturante. Bajo estas condiciones, también se pueden dar dos fenómenos.

El primero se presentará cuando al término del tratamiento, el tiempo de cierre de la fractura es menor al tiempo en que el estado de gel del fluido fracturante se rompe; caso en el cual el sustentante permanecerá en suspensión en el fluido fracturante y al actuar el esfuerzo de cierre, este sustentante quedará atrapado entre las caras de la fractura. En consecuencia casi toda el área de fractura creada quedará con apuntalante, proporcionando las mejores condiciones de productividad (FIG.VI.18 (a)). Como en el caso anterior, para que esto suceda la concentración de sustentante en el fluido fracturante debe asegurar que cuando menos quede atrapada del orden de una libra de sustentante por pie cuadrado de área de fractura [1 lb/pe^2].

El segundo fenómeno se presentará cuando al término del tratamiento, el tiempo de cierre de la fractura es mayor al tiempo en que el estado de gel del fluido fracturante se rompe; caso en el cual el sustentante en suspensión en el fluido se asentará, formándose los bancos de apuntalante, tal como se aprecia en la FIG.VI.18 (b).

De lo anteriormente expuesto, se infiere que uno de los factores más importantes a tomar en consideración en el diseño de un fracturamiento hidráulico, radica en asegurar que el fluido sea capaz de transportar y mantener en suspensión al agente sustentante hasta que la fractura se haya cerrado.

El cálculo de la distribución del sustentante en la fractura es un proceso complejo, resolviéndose numéricamente, tomando en consideración la pérdida de fluido y la consecuente concentración del sustentante en la lechada, la geometría de la fractura, las ecuaciones de asentamiento del sustentante, la hidrodinámica del flujo de fluido fracturante-sustentante y los tiempos de cierre de la fractura y de degradación del fluido fracturante. Los modelos actuales 3D proporcionan el cálculo para determinar las condiciones finales de la fractura sustentada.

VI.3.3.- Geometría final de la fractura sustentada

Como se mencionó al principio de este capítulo, el resultado final del fracturamiento hidráulico está en función de la geometría final de la fractura debidamente sustentada.

Es entonces donde aplicamos el balance de materia, en este caso se refiere a la masa total de sustentante inyectada a la fractura, está distribuida de acuerdo con los diagramas esquemáticos mostrados en las FIGS.VI.16, VI.17 y VI.18.

En el caso de la FIG.VI.16, es posible calcular la altura del banco al equilibrio y el tiempo requerido para alcanzar esta altura. En cualquier caso planteado como (a) ó (b), se calcula la longitud del banco (longitud final de la fractura sustentada) en función de la cantidad de sustentante inyectado en la fractura y de la altura del banco creado al término del tratamiento.

Además de la altura y la longitud del banco, deberá calcularse la amplitud final de la fractura. Con estos parámetros será posible estimar la producción del pozo como resultado del fracturamiento.

En la conductividad de la fractura, previamente definida, wkf , la amplitud deberá calcularse a partir de la amplitud promedio de la fractura a condiciones dinámicas. Para ello se hace un balance de materia; es decir, la masa de sustentante a condiciones dinámicas será igual a la masa de sustentante en la condición final.

En la FIG.VI.19 se presenta esquemáticamente el balance de materia, considerando el sustentante que a condiciones dinámicas se encuentra en el área unitaria de fractura y que deberá permanecer a condiciones finales o estáticas en la misma área unitaria de la fractura.

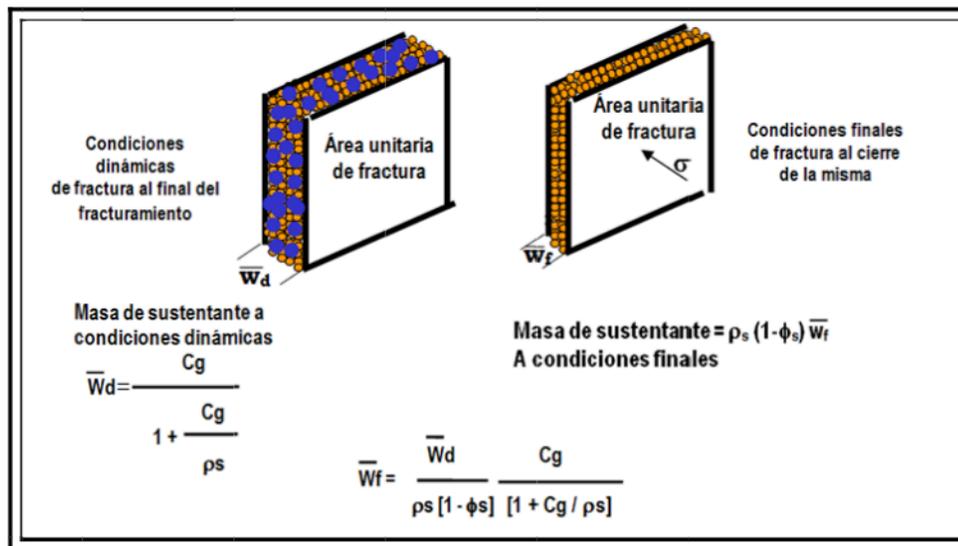


FIG. VI.19 Amplitud final de la fractura sustentada

En las expresiones anteriores:

$w_d(t)$: Amplitud dinámica de la fractura, función del tiempo

w_f : Amplitud final de la fractura

C_g : Concentración del sustentante, masa de sustentante por volumen de fluido fracturante

ρ_s : Densidad del sustentante

ϕ_s : Porosidad del empaque de sustentante, fracción

σ : Esfuerzo de cierre

Una vez calculada la amplitud final de fractura sustentada, se está en condiciones de estimar la longitud de la fractura sustentada. Para obtener esta longitud, se procede a calcular la altura del banco de sustentante.

En relación a los casos de las FIGS.VI.16 y VI.17 se puede emplear el procedimiento propuesto por Babcock y otros para estimar la altura del banco de sustentante. Con esta altura y de acuerdo con la forma geométrica del banco de sustentante, se estima la longitud final de fractura sustentada.

Con la amplitud, altura y longitud de fractura sustentada, se cuenta con las dimensiones finales de la fractura generada.

En el caso de la FIG.VI.18 (a) no se presenta un banco de sustentante, la altura sustentada de fractura será prácticamente la altura dinámica de la fractura, la longitud y la amplitud se calcularán por balance de materia, en forma similar a lo anteriormente mostrado. Así mismo, en el caso de la FIG.VI.18 (b), el sustentante se depositará formando un banco con dimensiones calculadas por balance de materia.

En cualesquiera de los casos, se debe considerar que la cantidad de sustentante por área de fractura debe ser cuando menos de 1 [lb/pie²] para que exista canal conductivo (algunos autores consideran fractura conductiva con un requerimiento de al menos 0.2 [lb/pie²]). Obviamente esta condición permite que esta área de fractura sustentada contribuya a la productividad del pozo.

Capítulo VII

Fluidos fracturantes Binarios.

Capítulo VII

Fluidos fracturantes Binarios.

VII.1 Introducción.

Diferentes gases y líquidos pueden usarse para componer la espuma fracturante. Generalmente las espumas incluyen nitrógeno, dióxido de carbono y agua con surfactantes adecuados. La espuma y el sustentante son bombeados a la formación a tal presión que causa la ruptura de la formación. Sin embargo, al contrario de sistemas fracturantes anteriores, el uso de espumas incrementa la limpieza de los pozos debido al hecho de que la espuma se remueve fácilmente del pozo porque cuando la presión es liberada o reducida el gas contenido en la espuma se expande. Varios sistemas fracturantes de espuma son conocidos en el campo.

Generalmente, al hacer una espuma, se hace primero un gel fracturante de salmuera, ácido o aceite, a este fluido se le agrega un agente gelante, por ejemplo un polímero y un surfactante apropiado. La salmuera puede contener hasta un 20% de alcohol, por ejemplo, metanol. Además, el gel fracturante puede ser activado con el uso de agentes reticulantes. Después de hacer el gel, se añade un agente espumante y el gel con el agente espumante se añade a una fase energética como dióxido de carbono o nitrógeno o una combinación de dióxido de carbono y nitrógeno para crear una espuma. Diferentes sistemas para la adición de la fase energética a la fase gel se conocen en campo, en donde el dióxido de carbono se añade mientras el gel es bombeado hacia abajo en el pozo y posteriormente en la formación.

Las betaínas son agentes espumantes que pueden ser usados para varios propósitos principalmente usados en aplicaciones de espuma para fracturar. Las betaínas son particularmente aplicables a cualquier yacimiento generalmente clasificado como "sensible al agua", es decir, un yacimiento que sea lento al regresar fluidos de tratamiento a base de agua, o incluso que cambie su mojabilidad, a mojado por agua. Tales yacimientos comúnmente se caracterizan por tener baja permeabilidad, y cantidades considerables de arcilla o esquistos. Las betaínas ofrecen un desempeño superior en pozos de alta temperatura, en donde otros agentes espumosos se degradan.

Originalmente, las espumas fracturantes eran hechas utilizando un polímero seco que era mezclado con agua y el agente espumante antes de añadir la fase energética. Sin embargo, el uso de un polímero seco, por ejemplo un agente gelante no conducía a sistemas fracturantes en donde el agua era gelificada mientras se bombeaba, es decir, el polímero seco se limitaba más a mezclar primero el polímero con agua, hasta que se formaba un gel y después bombear el gel para añadirlo a la fase energética y subsecuentemente introducirlo a la formación. Este método requería más energía proveniente de las bombas de la superficie debido a la viscosidad incrementada del gel, además el desecho el gel premezclado creaba un problema.

En respuesta a los problemas mencionados, un sistema de polímero mezclado fue introducido al mercado. El sistema de polímero mezclado utiliza el 50% de diesel y 50% de goma guar o un polímero a base de guar. El sistema de polímero mezclado puede incluir otros hidrocarburos líquidos además de diesel; por ejemplo, keroseno, nafta, aceites minerales ligeros y similares. Este sistema proporciona la ventaja de poder proveer el polímero del agente gelatante en forma líquida al fluido acuoso mientras el fluido acuoso es bombeado en la formación. Si el trabajo de fracturamiento debe detenerse, entonces se detiene el suministro del polímero, así, el ejecutor del trabajo no tiene que enfrentar problemas de desecho del gel no utilizado. Aún más, es un sistema que incrementa la viscosidad mientras es bombeado así mismo disminuye la energía requerida para el funcionamiento de las bombas en la superficie. Sin embargo, se descubrió que el polímero mezclado no era compatible con geles fracturantes que utilizan una betaína alcalina, por ejemplo, cocobetaína como agente espumoso. Fue específicamente descubierto que el diesel y otros hidrocarburos líquidos usados en el sistema son muy eficientes al reducir la espuma y hacían el uso del polímero mezclado con la betaína indeseado debido a la falta de estabilidad de la espuma producida.

Por lo tanto, existe una necesidad de un agente espumante que sea compatible con el sistema de polímero mezclado utilizando un hidrocarburo como el diesel y desémulsificantes como componente. Los fluidos binarios proporcionan agentes espumantes que son compatibles con un sistema de polímero mezclado y proporciona una espuma que tiene las propiedades deseadas a alta temperatura, esfuerzos de corte y presión.

VII.2 Fluidos Binarios

El gel fracturante está compuesto de polímero mezclado en diesel que se inyecta en salmuera para ser usado para fracturar una formación. Preferentemente, el agente espumante está compuesto de betaína alcalina, un metal alcalino o sulfonato de amonio alfa-olefina, un solvente hidrofílico y agua.

Los fluidos binarios proporcionan un método para facturar una formación utilizando un primer componente, un gel fracturante, compuesto por diesel y un polímero mezclado con salmuera. El gel fracturante puede ser activado si es deseado con agentes reticulantes. Simultáneamente, al inyectar el gel fracturante, en un pozo añadiendo un agente espumante compuesto de solvente, betaína, un sulfonato de alfa-olefina y agua. Después de la adición del primer y segundo componente y mientras son inyectados el primer y segundo componente en el pozo se añade un tercer componente, una fase energética de bióxido de carbono o nitrógeno o una mezcla de los dos. Aún más, después de inyectar el primer, segundo y tercer componente en el pozo, mantener una presión en la formación por un periodo de tiempo suficientemente largo para fracturar la formación. Los fluidos binarios son una espuma de 70% de calidad con una vida de al menos una hora a 1,000 [psi] y 225° [F].

Los fluidos binarios son un compuesto de espuma fracturante que contiene (1) de 0.2% a 3% por volumen de mezcla, compuesta de 50% a 70% por volumen de polímero y de 30% a 50% por volumen de diesel, (2) de aproximadamente 0.1% a 2% por volumen de agente espumante compatible con la mezcla, (3) de 10% a 40% por volumen de salmuera, o una mezcla de salmuera y alcohol, y (4) de 50% a 90% por volumen de fase energética.

La composición de la espuma fracturante esta formada de un componente de polímero mezclado, salmuera, o salmuera y alcohol, un agente espumante y una fase energética.

La fase líquida de un fluido binario es una mezcla de hidrocarburo líquido y un polímero. Por ejemplo, hidrocarburos líquidos tales como keroseno, nafta, aceite mineral ligero, diesel y similares y las mezclas de los mismos son útiles. El hidrocarburo líquido que se utiliza es preferentemente diesel. El diesel y el polímero están presentes en cantidades iguales de porcentaje en peso del componente de polímero mezclado.

Para lograr esta mezcla es necesario el uso de un concentrador de arena (FIG.VII.1), accesorio en el cual entra una mezcla de fluido fracturante con apuntalante, ahí se le extrae líquido a la mezcla aumentando la concentración de sustentante en el fluido, e inmediatamente después se le adiciona la fase gaseosa a la calidad deseada, reduciendo de nuevo la concentración del sustentante a la indicada para ser bombeada al pozo.

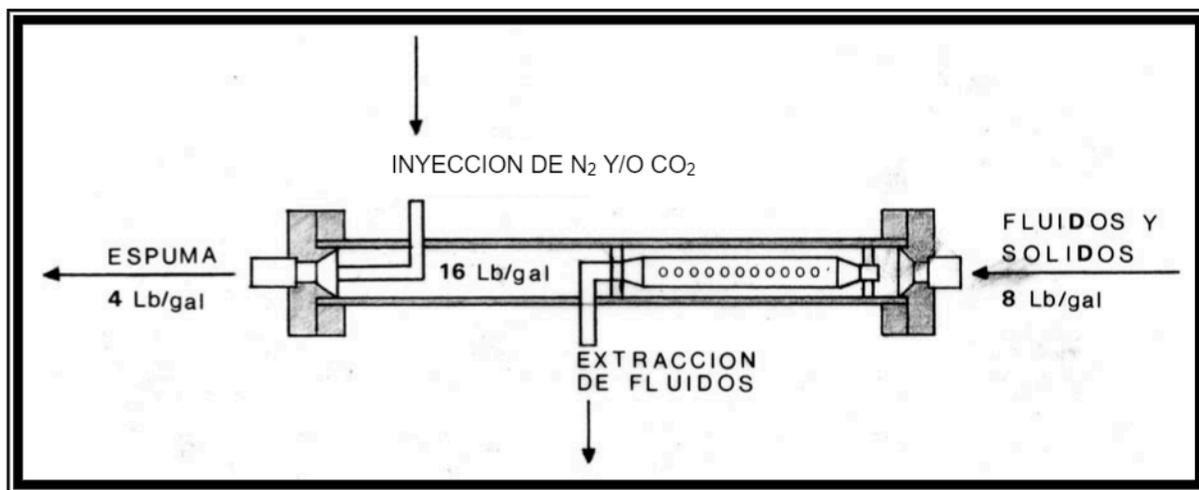


FIG.VII.1 Concentrador de arena.

El polímero utilizado incluye polisacáridos solubles que tengan pesos moleculares de al menos 100,000. Ejemplos de polisacáridos utilizables en los fluidos binarios incluyen gomas galactómanas, gomas glucómanas y sus derivados. Las gomas galactómanas y glucómanas solubles también pueden reaccionar con constituyentes hidrofílicos para producir polímeros derivados también utilizables.

Se prefieren los polisacáridos que tengan pesos moleculares de más de 2000,000. Los polisacáridos solubles de mayor preferencia tienen pesos moleculares en el rango de 200,000 hasta 3 millones. Ejemplos de tales polisacáridos incluyen goma guar, goma de algarroba, goma cara, goma xantham y derivados del guar, tales como guar de carboximetil de sodio, guar de hidroxietil, guar de hidroxipropil, y guar de hidroxipropil de sodio. Derivados de la celulosa tales como hidroxipropilcelulosa, carboxipropilcelulosa y carboximetilhidroxipropilcelulosa también son utilizables. Los polímeros preferidos son goma guar, guar de hidroxipropil y guar de carboxymethylhidroxipropil de sodio; el agente gelante preferido es guar de carboximetilhidroxipropil.

El agente espumante para un fluido binario es nitrógeno o bióxido de carbono, ya que muestra excelente estabilidad en presencia de hidrocarburos líquidos y/o desemulsificantes. Se ha descubierto que el uso de algunos de estos agentes espumantes por si solos no producen una espuma de suficiente estabilidad en presencia de solventes de hidrocarburos líquidos y/o desemulsificantes. El agente espumante está compuesto de un solvente soluble en agua una alquilobetaína, un sulfonato de alfa-olefina (para fluidos base aceite) y agua.

El solvente del agente espumante puede ser cualquiera de los alcoholes de bajo peso molecular de 120 o menos, como metanol, etanol, propanol, isopropanos, isobutanol y similares. Además, el solvente puede ser cualquier glicol, poliglicol, éter de glicol, éter de poliglicol, ester de glicol, ester de poliglicol, éter-éster de glicol, éter-éster de poliglicol, o una mezcla de cualquiera de los solventes mencionados. Los solventes más usados para los agentes espumantes son etanol, metanol y propanol, de preferencia presentes en cantidades desde 5% hasta 20% por peso del total de la composición del agente espumante.

Las betaínas del agente espumante tienen la fórmula general $RN^+(CH_3)_2CH_2COO^-$ en donde R es una cadena de hidrocarburos saturados o insaturados que contiene de 6 a 22 átomos de carbono derivados de fuentes naturales o sintéticas.

Las betaínas están presentes en una cantidad de aprox. 10% a aprox. 40% por peso del total de la composición del agente espumante. La betaína preferida es dodecil-betaína (lauril betaína) o cocobetaina (una mezcla de betaínas saturadas e insaturadas que tienen de 8 a 18 átomos de carbono) derivada de aceite de coco natural.

El sulfonato de alfa-olefina se deriva de una alfa-olefina que tenga de 3 a 40 átomos de carbono y de preferencia que tenga de 10 a 22 átomos de carbono presentes en cantidad desde 1% a 20% por peso del total de la composición del agente espumante. El sulfonato de alfa-olefina puede ser amonio, sodio o sulfonato alfa-olefina de potasio y similares. Un ejemplo de un sulfato de alfa-olefina utilizado es una solución de sulfonato de alfa-olefina de sodio.

Muchos otros ejemplos de sulfonatos de alfa-olefinas disponibles y apropiados se venden bajo diferentes nombres comerciales.

Otra realización del agente espumante está compuesto de una sal de amonio o un sulfato de éter alquilo y lauramido dietanolamina (DEA). Un ejemplo de una sal de sulfato de éter alquilo, el sulfato de éter alquilo está presente en una cantidad de 304 hasta 404 por peso del total de la composición del agente espumante.

El componente fase energética se compone de bióxido de carbono y nitrógeno. Si solamente se usa bióxido de carbono como fase energética, se utiliza un gasto para mantener un 60% hasta un 90% de calidad. Preferentemente, se utiliza un gasto suficiente para mantener un 70% de calidad de espuma.

La calidad de espuma, se refiere a la proporción de fase gaseosa en el total de fases líquidas y gaseosas. Si se utiliza nitrógeno como el componente de fase energética, entonces se utiliza un gasto suficiente para mantener de un 60% a un 90% de calidad de espuma. Preferentemente, se utiliza un gasto de nitrógeno para mantener un 70% de calidad de espuma. Si se utiliza una mezcla de bióxido de carbono y nitrógeno, es preferible una proporción de 5:2 bióxido de carbono a nitrógeno, con un gasto suficiente para mantener una calidad de espuma del 70%.

Como resultado de retención del fluido de estimulación se presenta que debido al fluido retenido, no todo el polímero presente en la estimulación se recupera o se extrae del pozo. Otro efecto que ocurre cuando dióxido de carbono y nitrógeno se combinan dentro del mismo sistema, es la reducción de las pérdidas de presión por fricción mientras se realiza el bombeo. Mientras que la diferencia no es dramática, puede ser significativa cuando se realiza el trabajo a través de tuberías de diámetro pequeño y a grandes profundidades.

En la práctica, se pueden usar diferentes materiales como sustentante. Por ejemplo, arena natural, perlas de vidrio, bauxita aglomerada, gravas finas y similares. El sustentante se mezcla con el gel antes o después de que se añade el agente espumoso y antes de introducir el componente de fase energética. La cantidad de sustentante utilizado puede variar para proporcionar la concentración deseada de apuntalante por unidad de área en la fractura.

El método para fracturar una formación consiste de: (1) mezclar aceite de diesel u otro hidrocarburo líquido con un polímero o una mezcla de polímeros en una mezcladora a razón de 1:1 para formar una pasta (mezcla); (2) bombear agua o salmuera (o una mezcla de agua y salmuera o salmuera y alcohol) en la cabeza del pozo; (3) mientras el agua o la salmuera es bombeada en el pozo, se añade el diesel/mezcla de polímeros a la salmuera o agua, generando así un gel fracturante; (4) mientras el gel fracturante es bombeado en el pozo, se añade un agente espumante; (5) después de añadir el agente espumante al gel, se añade una fase energética compuesta de dióxido de carbono, nitrógeno o dióxido de carbono y nitrógeno a la mezcla del gel fracturante y el agente espumante; (6) después de añadir la fase energética, se inyecta la mezcla del gel fracturante en el agujero del pozo y subsecuentemente en la formación; (7) se debe mantener suficiente presión sobre la cabeza del pozo hasta fracturar la formación, posteriormente se libera la presión para recuperar la mezcla inyectada. Si es deseado, el gel fracturante puede ser entrelazado con agentes reticulantes conocidos en el campo. Aún más si es deseado, se puede añadir un sustentante a la mezcla del gel con el agente espumante antes de añadir la fase energética.

El equipo generador de espuma, como se muestra en la FIG.VII.3, fue utilizado para probar agentes espumantes en condiciones de hasta 1000 [psi] y 225 [°F] para ver si los agentes espumantes eran compatibles con geles fracturantes que contuvieran hidrocarburos líquidos o desemulsificantes. El equipo consiste de un conducto que contiene un fluido base compuesto de gel fracturante de polímero mezclado en diesel y/o desemulsificantes mezclados con un agente espumante y con un 2% de solución acuosa de cloruro de potasio y un agente reticulante.

Después de añadir el agente reticulante, se suministro nitrógeno y después bióxido de carbono. La mezcla del gel fracturante con la fase energética pasa por un intercambiador de calor en donde se calienta la mezcla a la temperatura deseada. Posteriormente, se conduce la mezcla a una mezcladora de lecho fijo donde se mezcla la lechada con la fase gaseosa para formar una espuma.

Después de la mezcladora, se conduce la espuma a un intercambiador de calor por el cual se circula la mezcla hasta que la presión, temperatura y el gasto alcancen los valores precalculados y el sistema se equilibre. Después de esto, se carga el otro intercambiador de calor y se cierra.

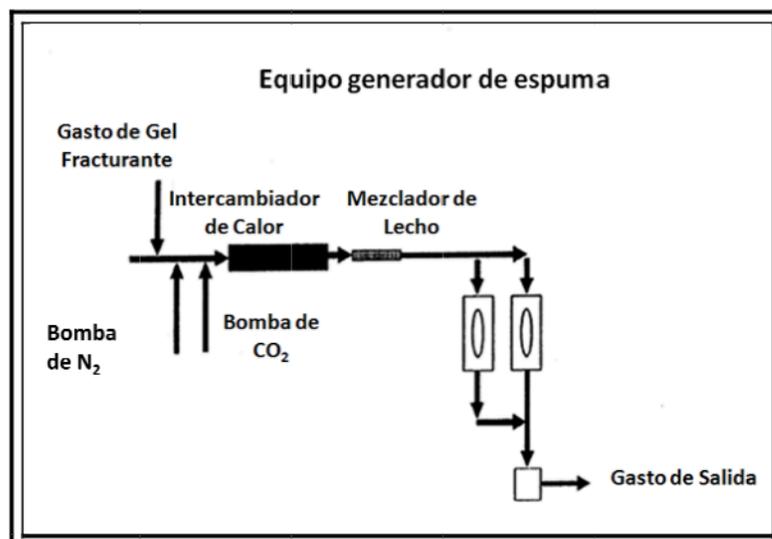


FIG.VII.3 Diagrama del equipo generador de espuma para probar los agentes espumantes.

Estos intercambiadores de calor son conductos con válvulas en cualquiera de los dos extremos, las cuales pueden abrirse y cerrarse. Los intercambiadores de calor soportan una temperatura de 250[°F] y una presión de 2500 [psi].

Se han llevado a cabo pruebas a (1)160[°F] y 700 [psi] con un polímero guar 40 [libras/1000 galones] en solución acuosa de cloruro de potasio de 2% (KCl), con un gasto de bombeo de 40 ml por minuto (ml/min), el gasto del bióxido de carbono de 0.017 [lb/min], el gasto del nitrógeno fue de 2.96 pies cúbicos estándar por minuto [pies cúbicos / min], y (2) a 225[°F/ 1000 galones] en 2% solución acuosa de KCl, gasto de bombeo de 40 [ml/min], un gasto de dióxido de carbono de 0.018 [lb/min] y un gasto del nitrógeno de 3.05 [pies cúbicos estándar /min]. Las velocidades de los gastos fueron calculados para asegurar un 70% de calidad de espuma, un 50% de CO₂, un 20% de N₂, un 30% de líquido.

El polímero utilizado fue (1) un producto seco, libre de diesel (ver Experimento 1 de la Tabla VII.1) fue una mezcla 1:1 de diesel (ver Experimentos 2-16 en la Tabla VII.1). En un experimento típico, todos los agentes espumantes se bombearon a través de intercambiador de calor hasta que la temperatura, presión y gasto alcanzaron valores precalculados y el sistema se equilibrio.

Tabla VII.1
Tiempo de vida media de una espuma binaria con calidad del 70%
Elaboración de diferentes composiciones de espumas

Experimento #	Gel	Composición de la espuma (Concentración en % volumen)		Temperatura	
				700 [psi] 160[°F]	1000[psi] 225[°F]
1	Sin diesel	Cocobetaine (0.7%)	Dem (0.1%)	3:00 hr	20 min
2	Diesel	Cocobetaine (0.7%)		33 min	
3	Diesel	Cocobetaine (0.7%)	Dem (0.1%)	5 min	0
4	Diesel	Cocobetaine (1.0%)	Dem (0.1%)		0
5	Diesel	Cocobetaine (1.5%)	Dem (0.1%)	> 2:00 hr	1:10 hr
6	Diesel	AOS (0.1%)	Dem (0.1%)	33 min	
7	Diesel	AOS (0.7%)		3:10 hr	
8	Diesel	AOS (0.7%)	Dem (0.1%)	2:20 hr	30 min
9	Diesel	Mazon 41 (0.7%)	Dem (0.1%)	> 3:30 hr	1:30 hr
10	Diesel	Steol CA-460 (0.56%)	Dem (0.1%)	3:30 hr	1:50 hr
11	Diesel	Ninol 30-LL (0.14%)			
12	Diesel	Cocobetaine (0.5%)	Dem (0.1%)	> 3:00 hr	1:50 hr
13	Diesel	AOS (0.2%)			
14	Diesel	Cocobetaine (0.58%)	Dem (0.1%)		2:15 hr
15	Diesel	AOS (0.12%)			
16	Diesel	Cocobetaine (0.3%)	Dem (0.1%)		1:05 hr
		AOS (0.1%)			
		Cocobetaine (0.54%)	Dem (0.1%)		2:00 hr
		AOS (0.16%)			
		Cocobetaine (0.62%)	Dem (0.1%)	3:20 hr	2:20 hr
		AOS (0.18%)			

AOS - C-14-C-16, ALFA-OLEFINA SULFONATO (SOL. 40%)
 MAZON 41- SULFATO DE ALKIFENOXIPROPILENO (SOL. 60%)
 NINOL 30- LL - DIETHANOLAMINA LAURICA (SOL.100%)
 AOS-12 -C -12 SULFONATO ALFA-OLEFINA (SOL.40%)
 STEOL CA-460- SULFATO DE AMONIO LAURICO (SOL.60%)
 DEM - DESEMULSIFICANTE (10%)

Tabla VII.1 Pruebas realizadas.

Se midieron la calidad de la espuma y el tiempo medio de vida (T1/2). La cantidad de la espuma se midió de la siguiente manera:

$$\text{Calidad de la espuma} = \frac{\text{Volumen de gas N}_2 \text{ y CO}_2 @ P,T}{\text{Volumen de líquido y gas @ P,T}}$$

Fueron probados diferentes agentes espumantes en un generador binario de espuma bajo las condiciones mencionadas en la tabla VII.1. Los análisis de los resultados indican que el diesel y en menor cantidad los desemulsificantes, inhiben severamente el desempeño de los agentes espumantes.

Resultados de un sólo experimento de agente espumante (Nos. 1-9) comparados con los resultados obtenidos de una mezcla de varios agentes espumantes (Nos. 10-16) indican claramente la superioridad de las mezclas contra los mismos componentes aplicados de manera individual y separada. Por ejemplo en el experimento 5, se tuvo que aplicar un 1.5% de concentración de cocobetaina para alcanzar la misma estabilidad en la espuma. T_{1/2} s 1:10 [hr/1000 psi 225°F] cuando se usó 0.4% de una mezcla (0.3% cocobetaina, 0.1%AOS) en el experimento no. 14.

La espuma generada con los agentes espumantes demuestra poca dependencia de la temperatura y la presión, es decir, la temperatura y la presión tienen efectos menores en la desestabilización de la espuma. La Tabla VII.1 ilustra que 8 agentes espumantes no son sensibles al diesel o a desemulsificantes y son compatibles con ellos, por ejemplo, tienen un tiempo medio de vida de al menos una hora a 1000 [psi] y 225[°F] en presencia de diesel y/o desemulsificantes. Las pruebas en la Tabla VII.1 ilustran que se generaron espumas muy estables usando un 50% de diesel y 50% de guar mezclado en solución acuosa de cloruro de potasio (salmuera artificial) con el agente espumante.

VII.3 Propiedades del Nitrógeno y el Bióxido de carbono

Tanto el CO₂ como el N₂ pueden ser utilizados para espumar diferentes fluidos. Una compañía de servicios petroleros tiene patentes por el uso exclusivo de las espumas de CO₂ con más de 53% de calidad de espuma, otra compañía está autorizada para utilizar esas espumas con el pago de derechos. La espuma binaria (N₂ + CO₂) no está sujeta a esta patente, siempre y cuando el contenido de CO₂ < 53%.

El Nitrógeno es un gas inerte y es usado frecuentemente ya que es muy versátil. El CO₂ es más soluble en agua, por lo que se necesita más CO₂ para crear la espuma. El CO₂ puede tener una ventaja en ciertas aplicaciones: mayor presión hidrostática (presión de tratamiento más bajo), más expansión durante el retorno (que ayuda en la limpieza) y puede remover y prevenir el bloqueo por agua.

El CO₂ no es compatible con ciertos sistemas. El CO₂ interferirá con el mecanismo de reticulación.

Propiedades	Nitrógeno	CO ₂
Presión Hidrostática	Baja	Alta
Reactividad Química	Inerte	Reactivo
Solubilidad en Agua	Baja	Moderada
Solubilidad en Petróleo	Baja	Alta
Reducción de la Tensión superficial	No	Buena
Compresibilidad	Alta	Baja
Temperatura	100 °F (38 °C)	20 a 40 °F (-7 a 4 °C)

Tabla VII.2 Principales diferencias entre el N₂ y CO₂.

VII.3.1 Propiedades del Nitrógeno

En la Tabla VII.3 se muestra un resumen de las principales propiedades del N₂.

PROPIEDAD.	VALOR.
Fórmula	N ₂
Peso molecular	28.06
Color y olor	gas incoloro e inodoro líquido incoloro
Densidad del líquido	50.45 lb/pie ³
Densidad del vapor	0.280 lb/pie ³
Densidad del gas	0.0724 lb/pie ³ (70°F, 14.7 lb/pg ²)
Punto de ebullición	-320.45°F
Punto de congelamiento	-345.75°F
Punto triple	-346°F, 1.82 lb/pg ²
Temperatura crítica	-233°F
Presión crítica	492 lb/pg ²
Densidad crítica	19.41 lb/pie ³
Calor específico (Cp)	0.248 BTU/lbm-°F (70°F, 14.7 lb/pg ²)
Relación de calores específicos	1.40 (70°F, 14.7 lb/pg ²)
Calor latente de fusión	10.98 BTU/lbm
Calor latente de vaporización	85.67 BTU/lbm (68°F)
Calor latente de sublimación	182.07 BTU/lbm (68°F)
Viscosidad del gas	0.0165 cp (32°F)

Tabla VII.3 Principales propiedades del N₂.

Al estar sujeto el N_2 a cambios de presión y temperatura es importante conocer cuál será su comportamiento y una herramienta muy útil para esto es el diagrama de fase del N_2 .

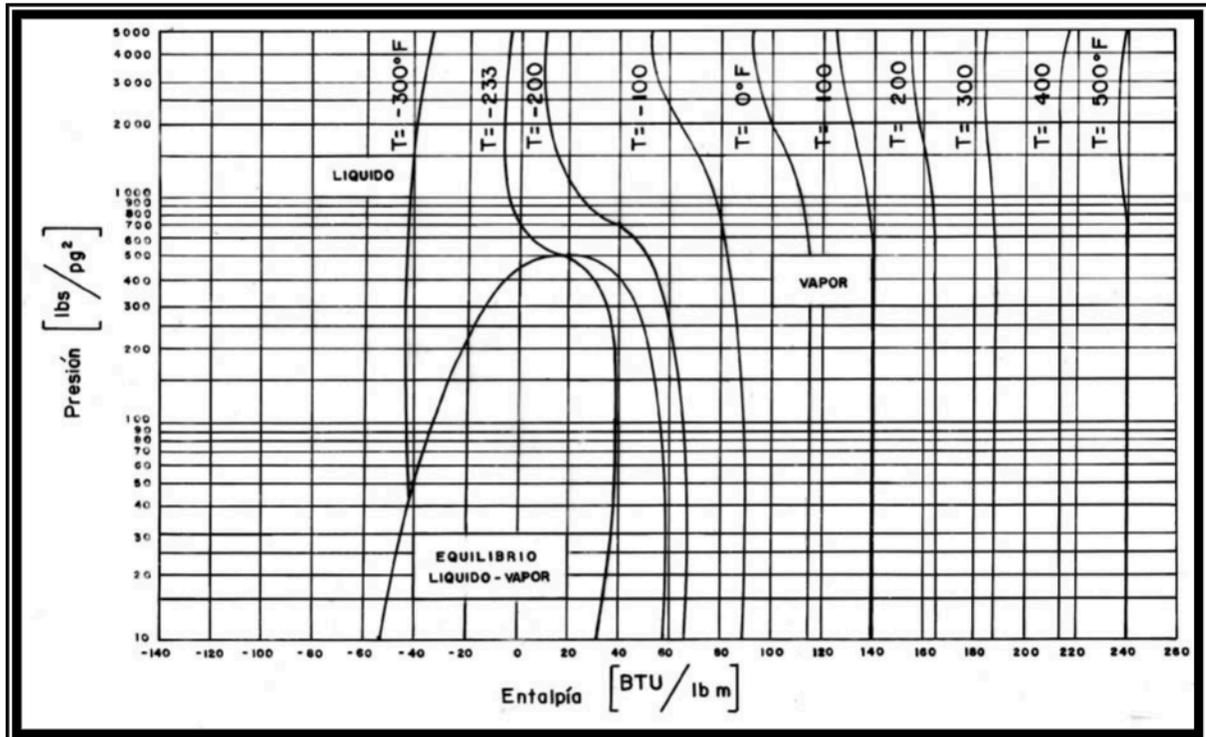


FIG.VII.4 Diagrama de fase del N_2 .

El factor de compresibilidad o factor de desviación del nitrógeno se aleja más del comportamiento ideal a altas presiones y menores temperaturas.

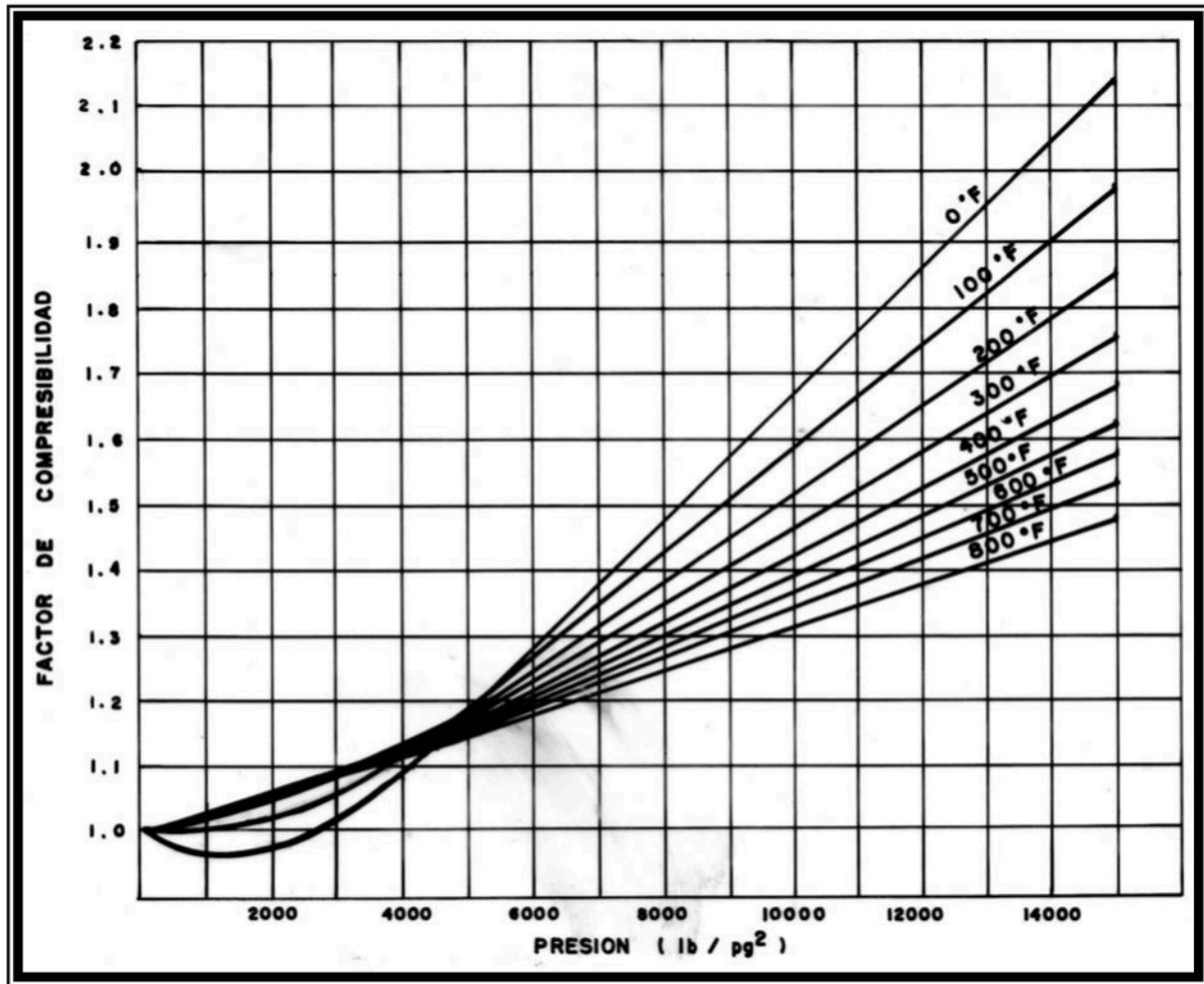


FIG.VII.5 Gráfica del factor de compresibilidad del N₂ vs presión y temperatura.

La viscosidad del nitrógeno aumenta con la presión y la temperatura, y si a este fenómeno le agregamos una buena calidad de la espuma fracturante, podemos obtener un mejor fluido que transporte el sustentante y una mejor colocación del sustentante en la fractura.

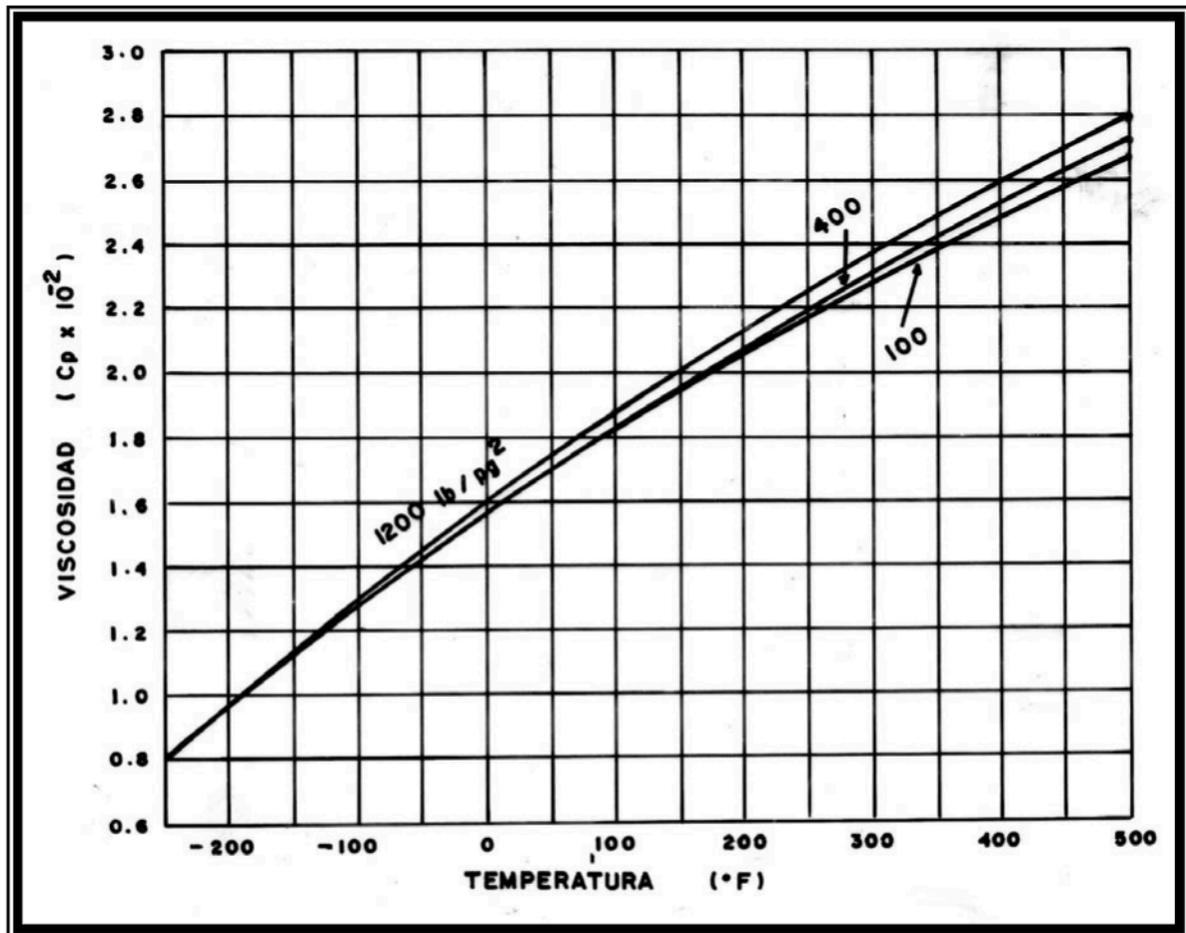


FIG.VII.6 Gráfica de viscosidad del N₂ vs temperatura y presión.

El nitrógeno no es muy soluble en líquido, por lo cual es menor la cantidad que se necesita para la generación de la espuma binaria, esto se ve reflejado en un menor costo del tratamiento.

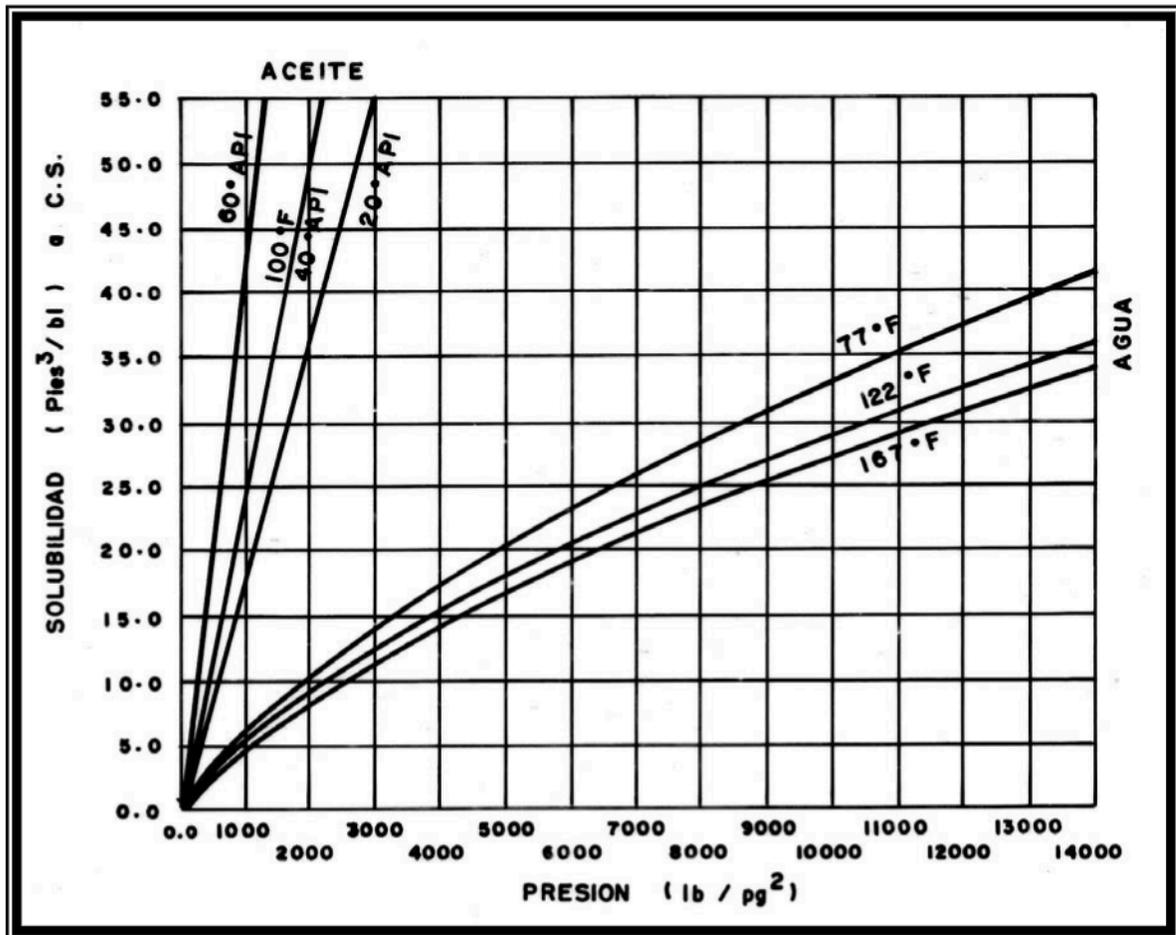


FIG.VII.7 Solubilidad del N₂ en aceite y agua vs presión y temperatura.

VII.3.2 Propiedades del Bióxido de Carbono

En la Tabla VII.4 se muestra un resumen de las principales propiedades del CO₂.

PROPIEDAD.	VALOR
Fórmula	CO ₂
Peso molecular	44.01
Color y olor	gas incoloro e inodoro líquido incoloro sólido blanco y opaco
Densidad del sólido	97.656 lb/pie ³ (-110°F)
Densidad del líquido	63.69 lb/pie ³ (0°F)
Densidad del gas	0.1234 lb/pie ³ (32°F)
Punto de fusión	-69.9°F, 75.1 lb/pg ²
Punto de ebullición	-109.3°F
Punto triple	-69.9°F, 75.1 lb/pg ²
Temperatura crítica	87.8°F
Presión crítica	1066.3 lb/pg ²
Densidad crítica	28.9855 lb/pie ³
Calor específico del gas	0.1989 BTU/lbm-°F (60°F)
Calor específico del líquido	0.53 BTU/lbm-°F (0°F)
Relación de calores específicos	1.3
Calor latente de fusión	85 BTU/lbm (-69.9°F)
Calor latente de vaporización	122 BTU/lbm (0°F)
Calor latente de sublimación	246 BTU/lbm (-110°F)
Viscosidad del gas	0.015 cp (32°F)
Viscosidad del líquido	0.14 cp (0°F)
Tensión superficial (líquido)	8.23 dinas/cm (0°F)
Conductividad térmica del gas	0.0085 BTU/hr-pie-°F (32°F)
Conductividad térmica del líquido	0.11 BTU/hr-pie-°F (0°F)

Tabla VII.4 Principales propiedades del CO₂.

En el estado crítico es donde se bombean todos los trabajos por lo que las propiedades del CO₂ deben ser consideradas tanto para el estado líquido como el gaseoso.

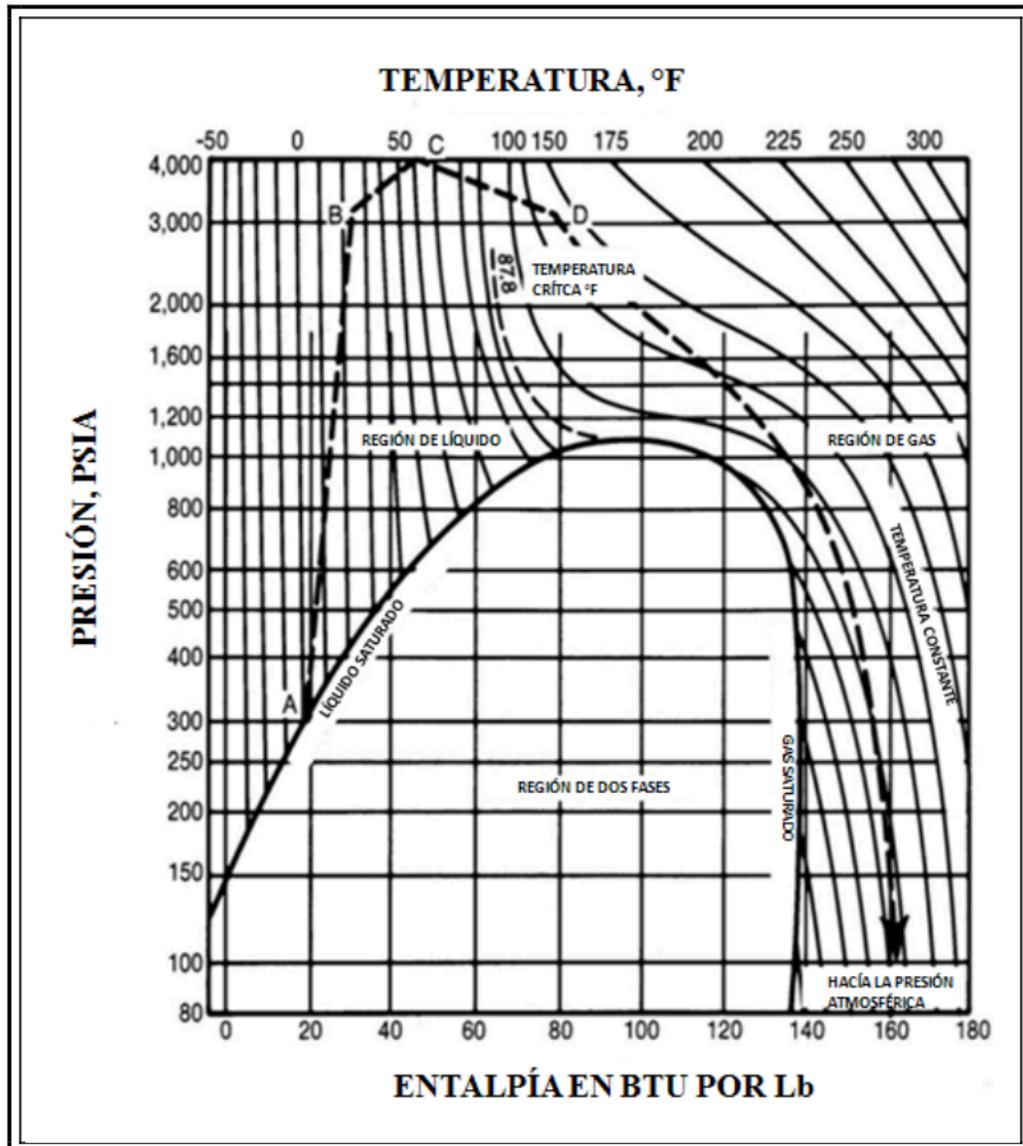


FIG.VII.8 Diagrama de fase del CO₂ y sus cambios de fase en cada paso de la operación de fracturamiento(A en el transporte, B en las bombas, C en formación, D retorno a la atmósfera).

La compresibilidad del CO₂ es menor a la del N₂ pues debido a su alta solubilidad se incorpora al líquido y disminuye su compresibilidad.

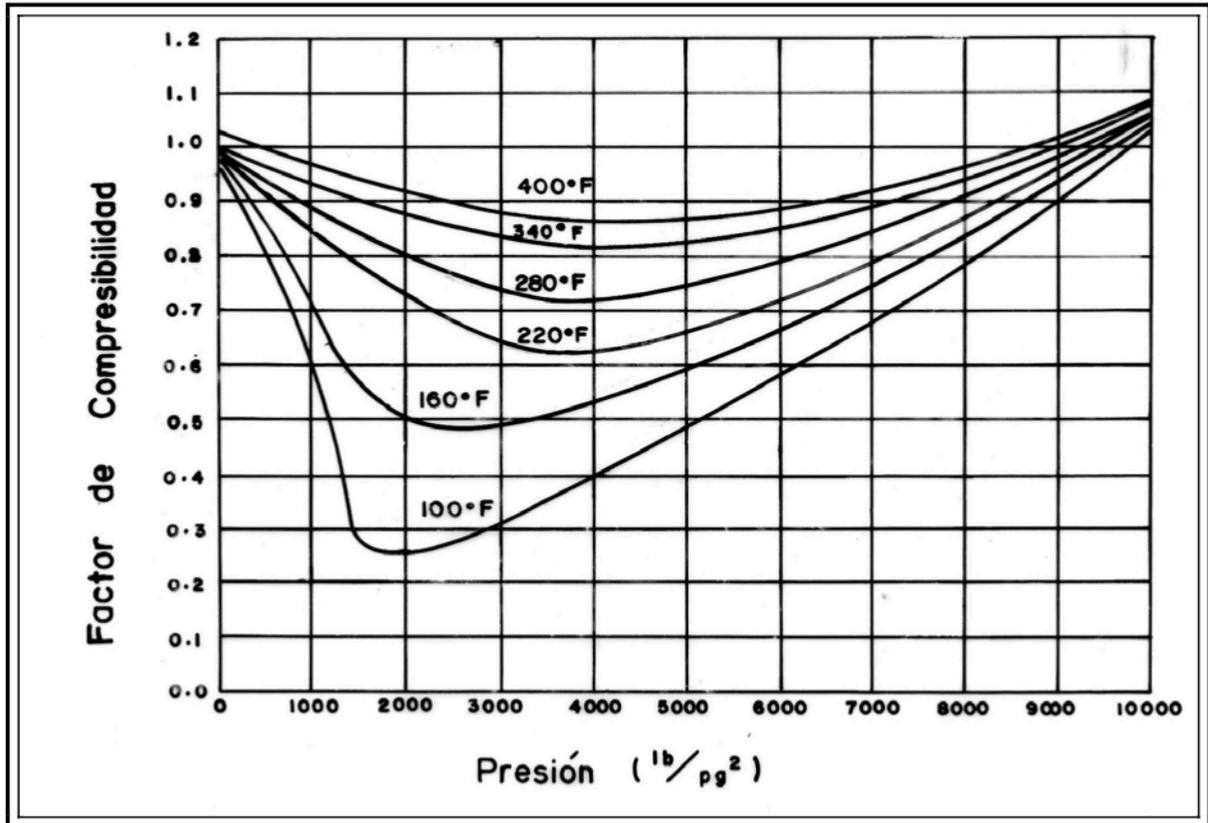


FIG.VII.9 Gráfica del factor de compresibilidad del CO₂ vs presión y temperatura.

Al igual que para el N₂, el incremento de la viscosidad del CO₂ ayuda a tener una mejor espuma fracturante, y debido a su alta solubilidad, su viscosidad aumenta en mayor razón que la viscosidad del N₂.

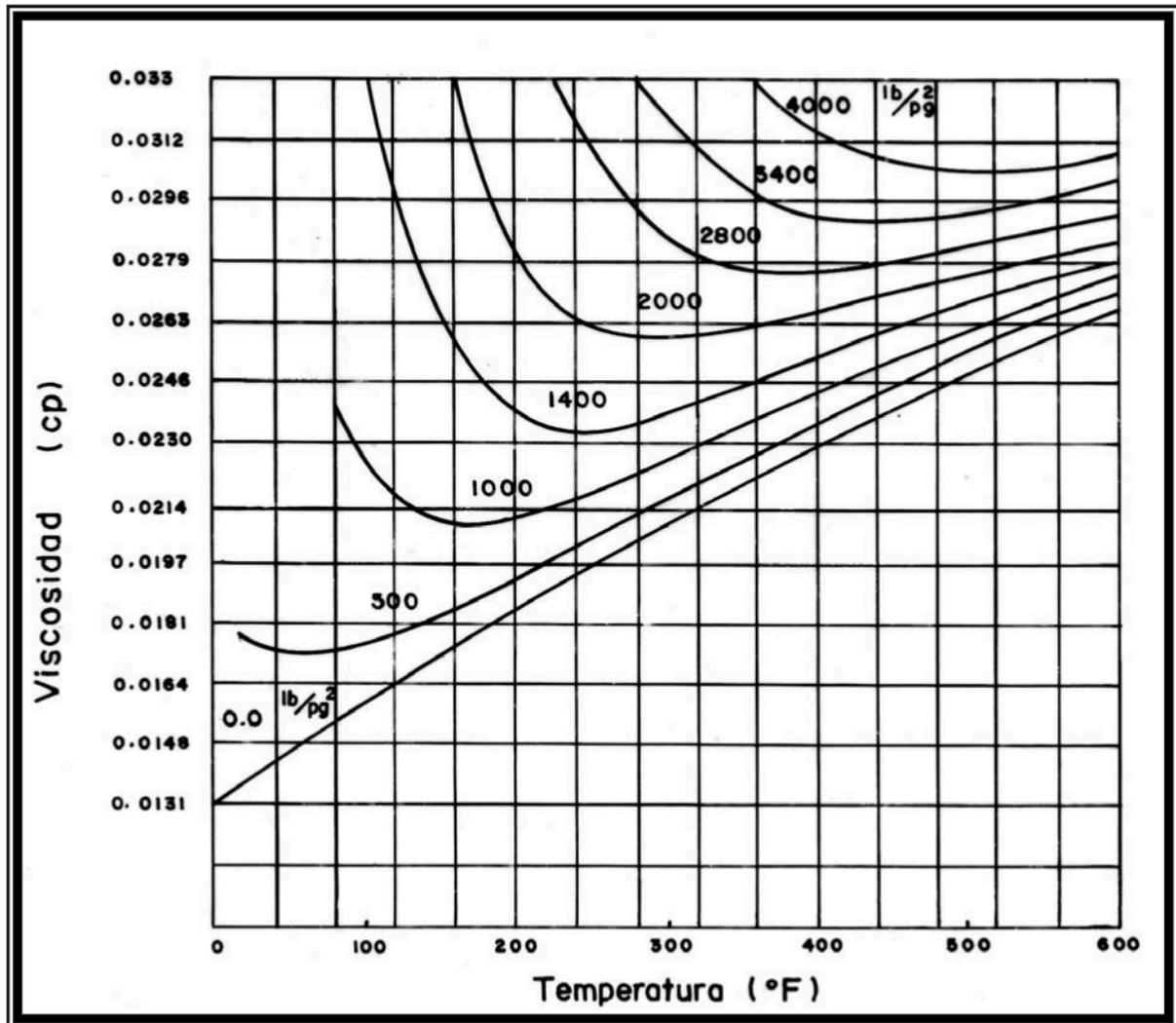


FIG.VII.6 Gráfica de viscosidad del CO₂ vs temperatura y presión.

La FIG.VII.11 muestra la cantidad de gas disuelto en la fase líquida. Esta es la pérdida de gas adicional a la solución que se contabilizan en el cálculo de la calidad de la espuma.

Los simuladores comerciales consideran solubilidad del gas para el cálculo de la estabilidad de la espuma. El total de volumen de gas necesario para la calidad es la suma del volumen de gas en la condición de la fractura y pérdida de volumen de gas a la fase líquida.

La solubilidad del CO₂ es menor en agua que en aceite, por lo que al utilizar un fluido binario donde la fase de líquido sea base agua, los requerimientos de CO₂ serán menores que en un fluido base aceite.

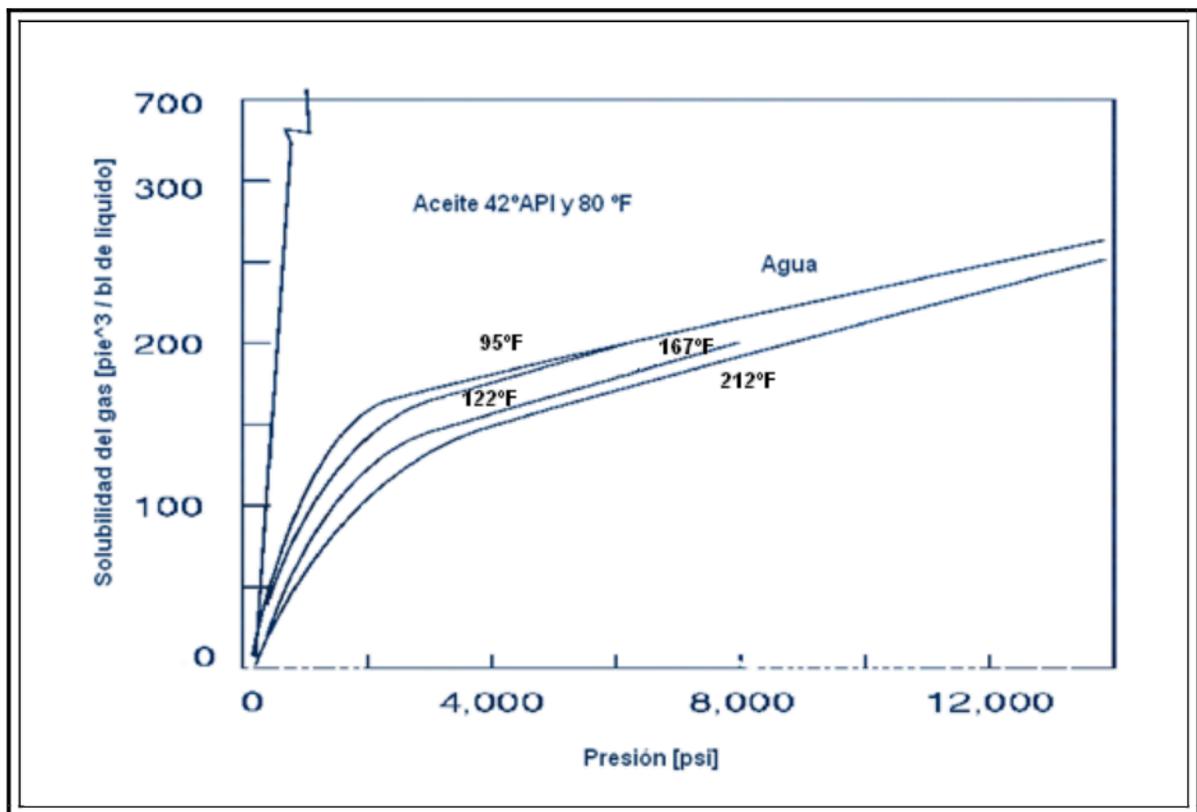


FIG.VII.11 Solubilidad del CO₂ en aceite y agua vs presión y temperatura.

Agentes de CO_2 , pueden ayudar al menor uso de aditivos para control de PH, esto es muy útil, pues los reticulantes y los polímeros necesitan de PH ácidos para poder activarse. Y con el uso de CO_2 se tienen PH ácidos. En el caso de fracturas ácidas espumadas también ayudaría a disminuir la posible precipitación del ion ferroso que precipita al aumentar el PH del ácido gastado.

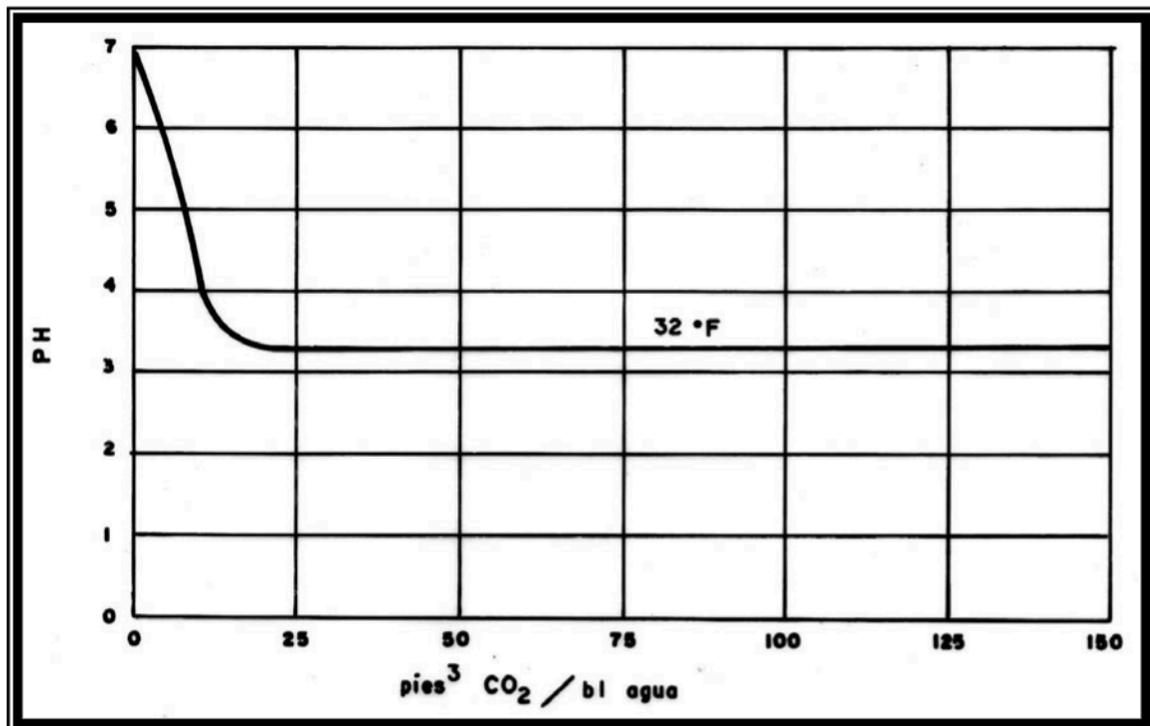


FIG.VII.12 Efecto del CO_2 en el PH del agua.

VII.4 Ventajas y desventajas de los fluidos fracturantes binarios

Fluidos Fracturantes Convencionales		Fluidos Fracturantes Binarios	
Ventajas	Desventajas	Ventajas	Desventajas
Menor costo	Baja eficiencia del fluido fracturante	Maximizan el retorno de Fluido	Mayores requerimientos de equipo
Fácil preparación	Necesitan mayor carga polimérica para obtener viscosidad	Minimiza el daño a la formación	Mayor costo
Menores requerimientos de equipo	Requiere aditivos de pérdida de filtrado	No requiere aditivos de pérdida de filtrado	Mayores pérdidas de presión por fricción
Menores perdidas de presión por fricción	Mayor degradación del fluido a condiciones de fractura	Mayor viscosidad del fluido a condiciones de fractura	Baja carga Hidrostática
Alta carga hidrostática	Deficiente colocación del agente sustentante	Mejor colocación del agente sustentante	Mayores requerimientos de potencia
Menores requerimientos de potencia	Incompatibles con formaciones sensibles al agua (si la base de la fase líquida es agua)	Compatibles con formaciones sensibles al agua (si la base de la fase líquida es aceite)	
	Mayor factor de retención de la permeabilidad del empaque de sustentante	No existe retención de la permeabilidad del empaque de sustentante	
	El gel lineal necesita ser reticulado para obtener la viscosidad deseada	El gel lineal puede o no ser activado según sea requerido	
		En fracturamientos ácidos aumenta el tiempo en que reacciona el ácido con la formación	

En las siguientes figuras FIGS. VII.13, VII.14 se muestran el acomodo y la diferencia de requerimientos de equipos en los fracturamientos convencionales y los fracturamientos con fluidos binarios respectivamente.

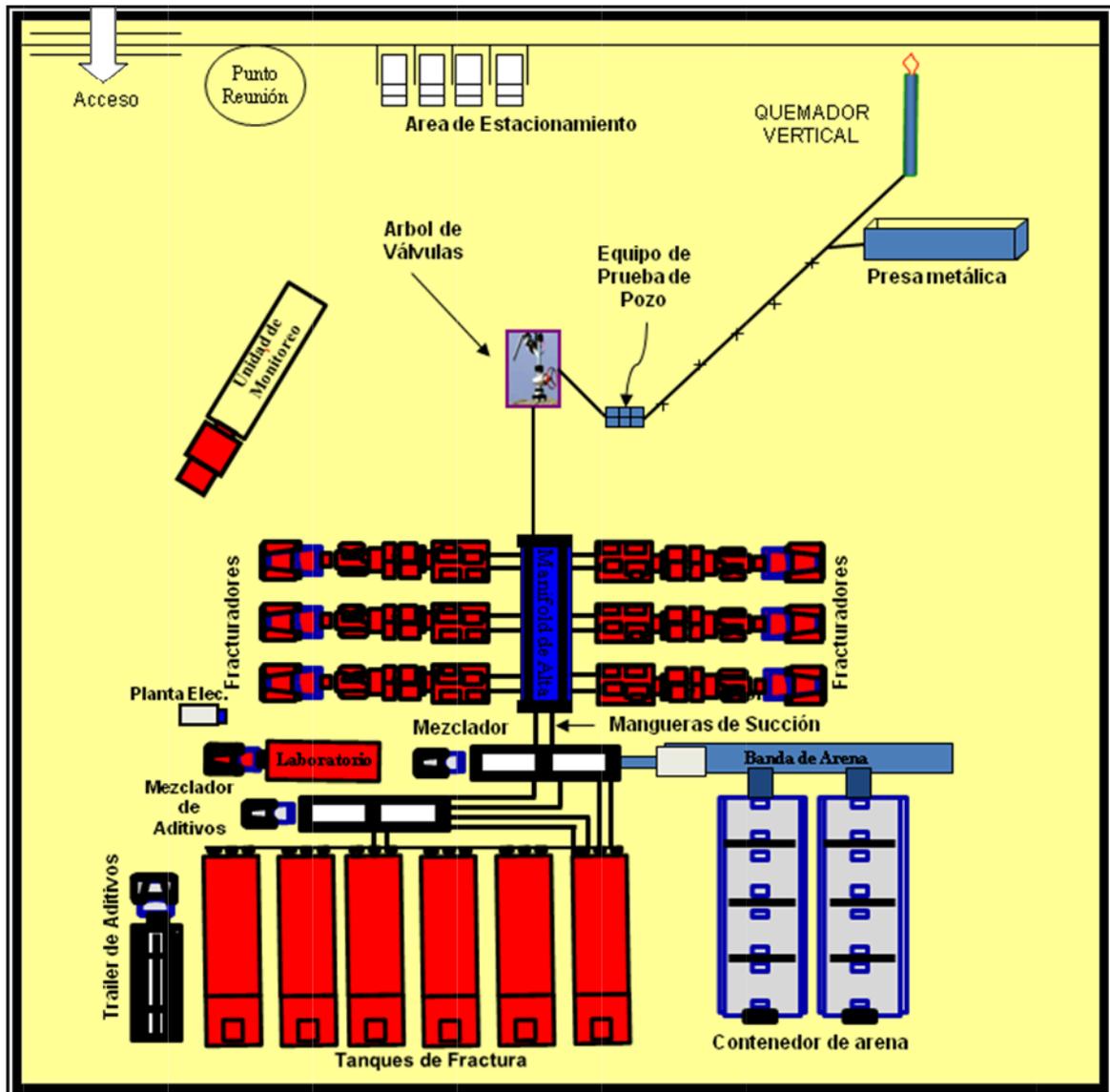


FIG.VII.13 Distribución de los equipos en un fracturamiento hidráulico convencional.

En un fracturamiento con fluidos binarios son requeridos equipos adicionales como:

- Carro tanque (pipa) con CO₂
- Carro tanque (pipa) con N₂
- Equipos de bombeo criogénico
- Concentrador de arena

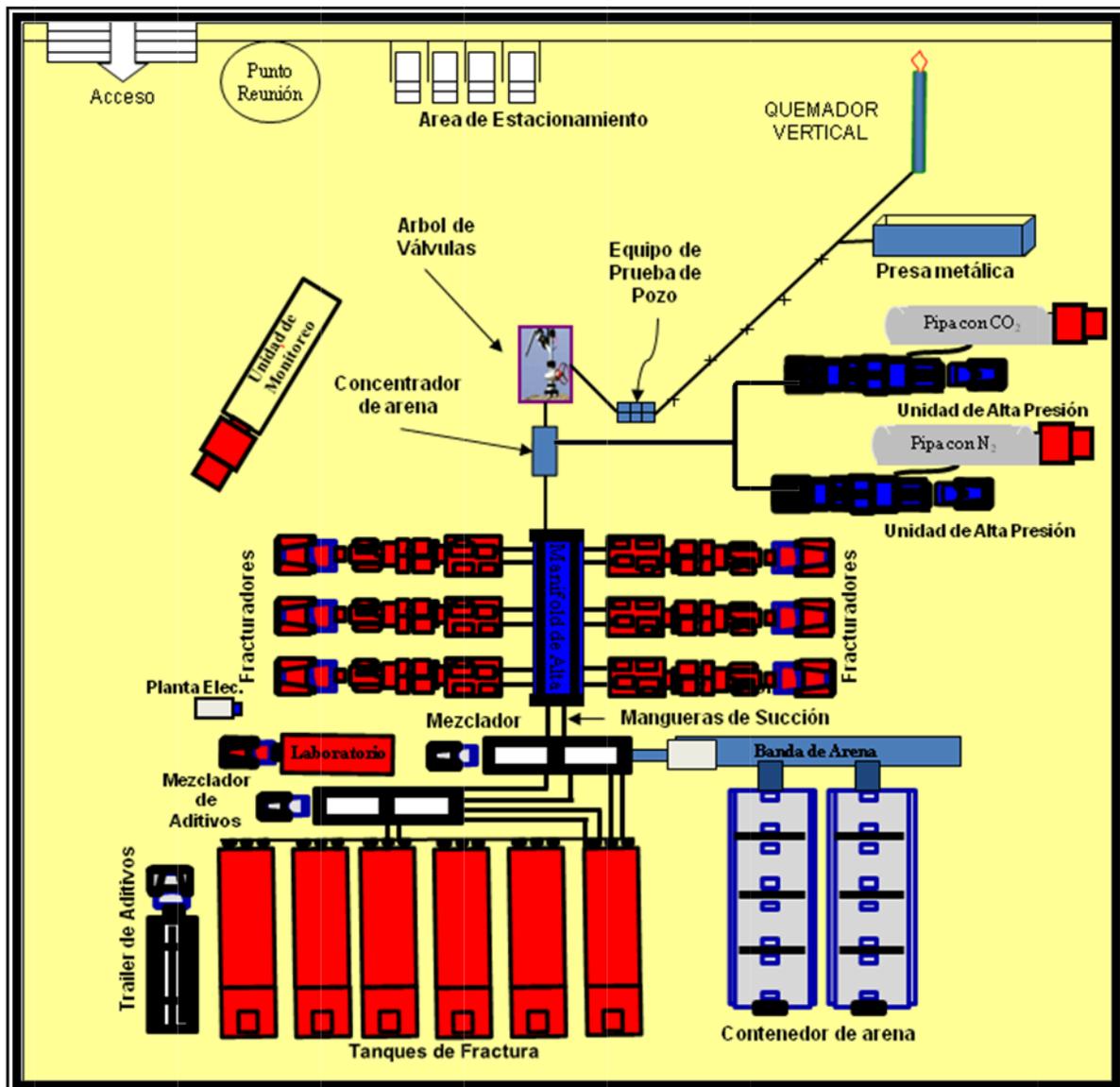


FIG.VII.14 Distribución de los equipos en un fracturamiento hidráulico con fluidos binarios.

VII.5 Aplicaciones de espumas binarias lineales vs espumas binarias activadas.

La espuma binaria es una combinación de bióxido de carbono y nitrógeno dispersa en un líquido y estabilizada por un surfactante. Estos surfactantes son llamados “espumantes”. La fase líquida del fluido de fracturamiento espumado es generalmente agua gelificada. El contenido de bióxido de carbono y de nitrógeno puede variar, pero típicamente se mantienen dentro de los valores mencionados a continuación:

Espuma binaria con una calidad del 70% = 50% CO₂ + 20% N₂

Espuma binaria con una calidad del 80% = 50% CO₂ + 30% N₂

La espuma binaria lineal debe ser utilizada en pequeñas zonas contenidas, en las cuales la longitud de fractura es crítica. Espumas lineales típicamente crearan fracturas de altura y anchos menores que los generados por fluidos activados, no obstante generan longitudes de buen tamaño. Es muy recomendable cuando se utiliza en una sola zona, de baja permeabilidad y que presenta muy buenos límites tanto arriba como abajo de la zona a tratar.

La espuma Binaria activada debe ser utilizada cuando estamos en presencia de grandes intervalos o cuando fracturamos intervalos múltiples. Este fluido generalmente afectara un mayor porcentaje de la zona de interés debido a la mayor de viscosidad del sistema. Las espumas activadas parecen ser más efectivas que las espumas lineales cuando se trabaja en una zona profunda, con un gradiente de fractura alto, y que además sean candidatos firmes a presentar arenamientos prematuros debido a tortuosidad, fracturas múltiples, etc.

Los tratamientos con espuma binaria exitosos han sido documentados en varias formaciones en donde se han aplicado. La gran mayoría de estos tratamientos se han aplicado en los Estados Unidos de Norteamérica y Canadá, siendo muy pocos los casos reportados en el resto de los países. Dentro de los Estados Unidos de Norteamérica, hay documentados muchos casos en los estados de Nueva México, Texas y Oklahoma.

Como un ejemplo, en formaciones al Sureste del estado de Nueva México, formaciones que pueden ser clasificadas como “Arenas compactas de gas”, se han aplicado esta técnica y ha tenido mucho éxito. En diversas formaciones se han documentado trabajos con esta tecnología desde inicios del año 1990.

Otro ejemplo son los yacimientos al norte del condado de Chaves (Estados Unidos). Estos yacimientos consisten en areniscas rojas de tipo lenticular con intercalaciones de lutitas siliclasticas rojas. El espesor de estas formaciones varía en un rango de 400 a 650 [pies]. La porosidad promedio de las arenas productivas varía desde 12% a 14%. La mínima porosidad definida como productiva es del 9%. Aquí la porosidad posee un fuerte componente de microporosidad. Areniscas lenticulares en la parte superior de la formación es la zona considerada productiva. El promedio de espesores de la zona productiva propiamente dicha, esto es, el espesor neto efectivo varía desde 10 a 80 [pies], siendo el promedio de 30 [pies]. Las arenas están compuestas de areniscas tipo arkosicas de color rojo (feldepastos y cuarzo son los materiales primarios constituyentes de cada grano). Hematita, arcilla (ilita, tipo fibrosa, y clorita), anhidrita y dolomita ferrica son los materiales cementantes intergranulares que predominan. Estas formaciones son consideradas como “compactas” (tight) con un promedio de permeabilidad “insitu” de 0.0067 [mD].

Otras formaciones están desarrolladas desde areniscas deltaicas fluviales y areniscas depositadas progresivamente. Las areniscas son cuarzíticas y de una granulometría considerada muy fina. Las porosidades varían desde un rango de 2% hasta 16%, en un promedio del 10%. Permeabilidad promedio es de 10 [mD]. El cementante intergranular consiste de sílice y cuarzo, kaolinita y dolomita. En la zona de presencia de carbonatos se observan porosidades desde 1 a 7%. Poros del tipo vugular son comunes. El espesor promedio es de 300 [pies] e incluye roca productiva y no productiva.

Estos yacimientos siguen siendo la aplicación más comprobada para la espuma Binaria. A lo largo de los años ha existido mucha dificultad para estimular dichas formaciones, debido a que en la mayoría de los casos los potenciales posteriores al tratamiento fueron menores a los experimentados en las pruebas de DST (Drill Stem Test, por sus siglas en inglés, es un procedimiento para probar la formación geológica circundante por medio de la barrena de

perforación). Lo anterior ha dado como resultado la experimentación con diferentes tipos de tratamientos. Con el paso del tiempo las espumas Binarias han probado ser uno de los fluidos de estimulación más eficientes debido a su capacidad inherente para mejorar la limpieza inicial de la perforación y la recuperación de producción. El éxito obtenido en las formaciones mencionadas puede atribuirse a la suposición de que el problema básico en éstas no es simplemente el daño a la perforación en sí, sino que se sospecha que es el daño hecho por la invasión de fluidos que alteran la permeabilidad relativa. Esta formación es una arenisca de grano medio a fino con importantes componentes de feldespato, tanto plagioclasto como feldespato K. Los granos de cuarzo se cementan con el sobrecrecimiento del cuarzo e incluso un poco más por los minerales de carbonato. Las arcillas promedian menos de 5% por volumen y pueden estar formados de caolonita, illita y pequeños porcentajes de esmectita. La porosidad puede variar de 4 – 15% con zonas productivas con un promedio mayor a los 8%. La permeabilidad es variable y puede ir de 0.02 a 324 [mD] con los pozos de mayor permeabilidad fluyendo naturalmente sin estimulación.

La falta de una adecuada caracterización del yacimiento hace que éste sea uno de los yacimientos más difíciles de estimular.

La similitud entre estos yacimientos es clara. Como en el caso de todas las áreas de gas compactas el aspecto más complicado del diseño de la estimulación es la viabilidad del yacimiento.

Para examinar los resultados de los tratamientos de fracturamiento de las espumas Binarias, se estudiaron muestras de la formación. Los pozos que se incluyeron en las muestras se seleccionaron con base en la existencia confiable de producción pre y post fractura.

Capítulo VIII

Aplicación.

CAPÍTULO VIII

En este capítulo se aborda el análisis de la información y se lleva a cabo un prediseño, optimizando factores de los cuales depende el éxito de un fracturamiento hidráulico como son: la selección apropiada del candidato, la determinación de las propiedades críticas del yacimiento, la selección del modelo de fractura, la selección de tipo y cantidad de fluidos y agentes sustentantes, el programa de bombeo y su control durante el fracturamiento en el pozo.

En la FIG:VIII.1 se muestra un diagrama de optimización de un fracturamiento hidráulico lo cual es una buena base para poder comprender todo los pasos involucrados en dicho proceso.

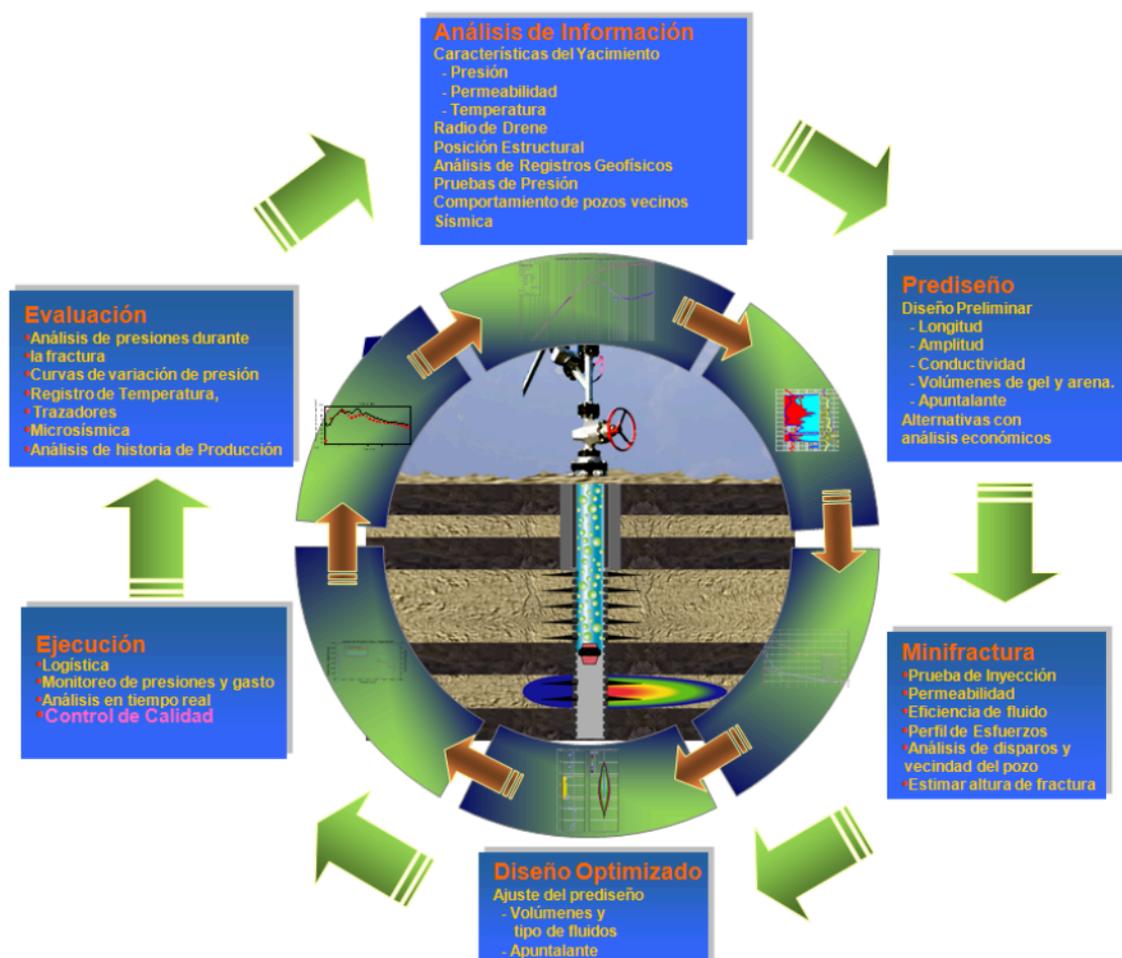


FIG. VIII. 1 Diagrama de optimización del fracturamiento hidráulico.

VIII. 1. Selección del pozo candidato.

Para determinar si un pozo es candidato a fracturar es necesario contar con toda la información disponible como pueden ser pruebas de presión-producción, estado mecánico del pozo, registros geofísico y petrofísico, pruebas de laboratorio, etc

Por lo general serán buenos candidatos para fracturamiento hidráulico:

- Pozos severamente dañados
- Yacimientos de baja y muy baja permeabilidad, con suficientes reservas

En algunos casos serán candidatos:

- Pozos en yacimientos naturalmente fracturados
- Pozos en yacimientos no consolidados de buena permeabilidad.

Sin embargo, no serán candidatos al fracturamiento:

- Pozos en yacimientos con reservas limitadas
- Yacimientos de baja presión
- Yacimientos donde se puede interaccionar con zonas de agua y/o gas.
- Formaciones severamente incompatibles con los fluidos de fracturamiento

Todo esto siempre va estar en función de la relación costo-beneficio que vamos a tener.

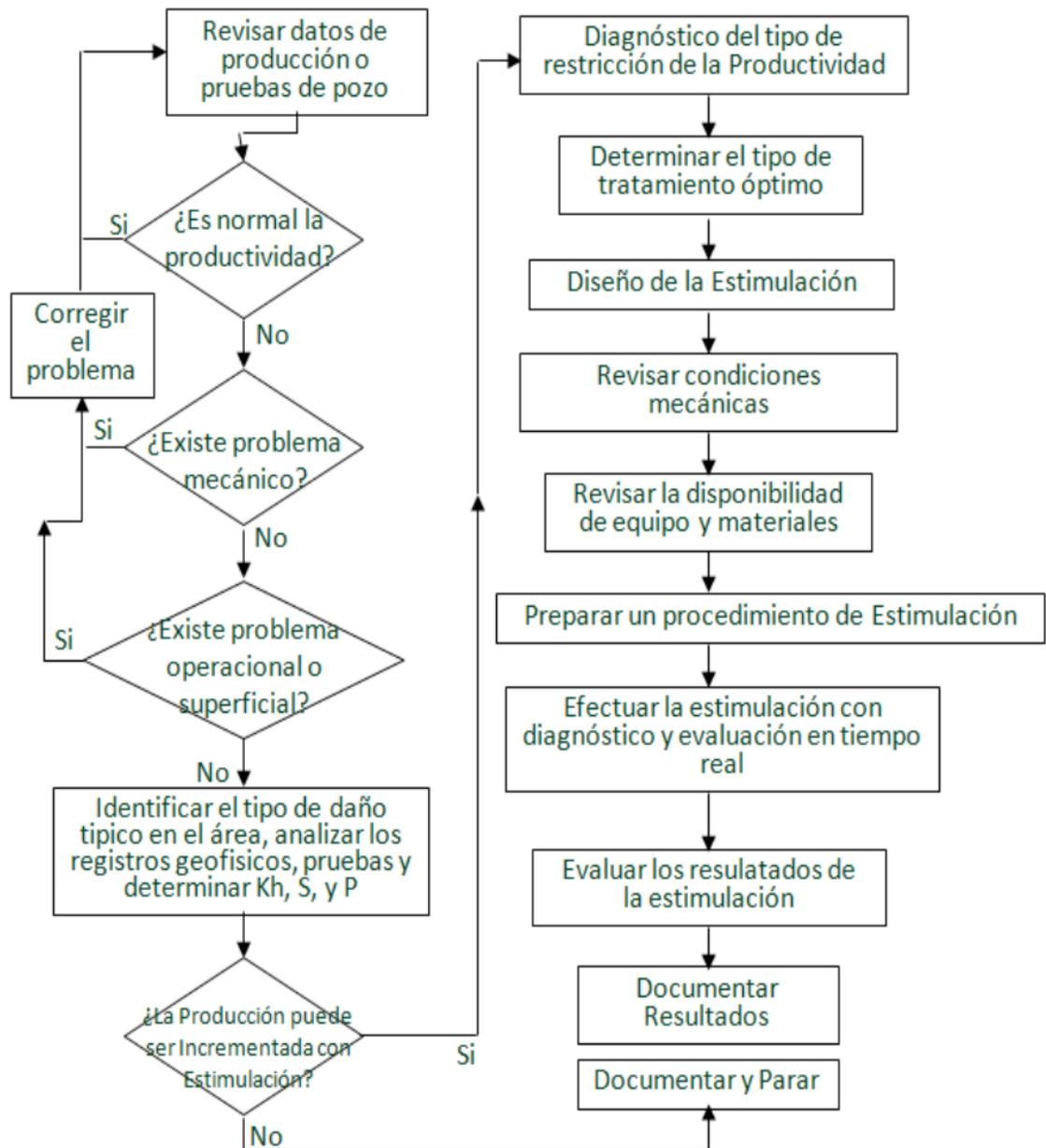


FIG. VIII.2 Diagrama de flujo de selección del candidato.

VIII.2. Características del yacimiento MOO y del pozo A-875.

Con ayuda de registros y pruebas de presión y producción

VIII.2.1. Tipo de yacimiento.

Tipo de yacimiento	
Tipo de yacimiento	Aceite negro
Temperatura de yacimiento	77 [°c]
Densidad del aceite	28 °API
RGA	199 [pie³/bl]
Presión de burbuja	2356 [psi]
Presión del yacimiento	2675 [psi]

VIII.2.2. Tipo de terminación.

Tipo de terminación del pozo A-875	
Pozo	A-875
Plataforma	A
Tipo de trabajo	Terminación con fractura y flujo natural
Des. Cabezal	11"x7-1/16"x2-9/16", 5M
Presión	200 [kg/cm²] @ 1895 (MD)
Producción inicial esperada	786 BOPD
Gradiente de fractura	0.154 a 0.184 [kg/cm²/m]
Yacimiento	MOO
Campo	A
Profundidad total	2189 [m]
Taponamiento	2171.98 [m] (cople flotador)
Elevación mesa rotaria	5.5 [metros]
Registros disponibles	DIL-GR-BHC-LDL-CNL-USIT
Máxima desviación	43.22° @ 935 [metros] (MD)
Temperatura	77 [°c]
Revest. Producción	5-1/2", 17 lb/ft, N-80, BCN
Fluido de terminación	Salmuera al 2% KCL

VIII.2.3. Detalle de tuberías

TUBERIA DE REVESTIMIENTO DE SUPERFICIE

TAMAÑO	PESO	GRADO	TUBOS	PUESTO A	OBSERVACIONES
10-3/4"	40.5	J-55	1	4 m	Revestimiento

TUBERIA DE REVESTIMIENTO INTERMEDIO

TAMAÑO	PESO	GRADO	TUBOS	PUESTO A	OBSERVACIONES
7-5/8"	26.4	J-55	20	283.33m	Revestimiento, BCN
7-5/8"	-	-	-	283.74 m	Collar Flotador
7-5/8"	26.4	J-55	1	297.73 m	Revestimiento, BCN
7-5/8"	-	-	-	298.00 m	Zapata Guía

TUBERIA DE REVESTIMIENTO DE PRODUCCION

TAMAÑO	PESO	GRADO	TUBOS	PUESTO A	OBSERVACIONES
5-1/2"	17.0	N-80	155	2171.98 m	Revestimiento, BCN
5-1/2"	-	-	-	2172.37 m	Cople Flotador
5-1/2"	17.0	N-80	1	2186.56 m	Revestimiento, BCN
5-1/2"	-	-	-	2187.00 m	Zapata Guía

APAREJO DE PRODUCCIÓN

No.	DESCRIPCION APAREJO DE TERMINACION	DE	DI	LONG.	DESDE	HASTA
		PLG	PLG	M	M	M
	Diferencia de mesa			2.50	0.00	2.50
	Bajo mesa rotaria			3.00	2.50	5.50
1	Colgador de tubería de producción			0.30	5.50	5.80
1	Tramos de 2-7/8" 8 HRR, 6.5 lb/ft, N-80			8.65	5.80	14.45
1	Madrina de 2-7/8" 8 HRR, 6.5 lb/ft, N-80			1.24	14.45	15.69
178	Tramos de 2-7/8" 8 HRR, 6.5 lb/ft, N-80	2.875	2.441	1683.71	15.69	1699.40
1	Zapata Conector - Soltador (ON/OFF TOOL) S/N	4.500	2.437	0.40	1699.40	1699.80
1	Niple conector con perfil de asiento "F"	3.640	2.313	0.20	1699.80	1700.00
1	Empacador Semipermanente 5-1/2" Baker MOD. WL N/S: 100736684 S/N 12	4.500	2.373	1.50	1700.00	1701.50
1	Guía de reentrada para cable	3.688	2.438	0.20	1701.50	1701.70

VIII.2.4. Estado mecánico.

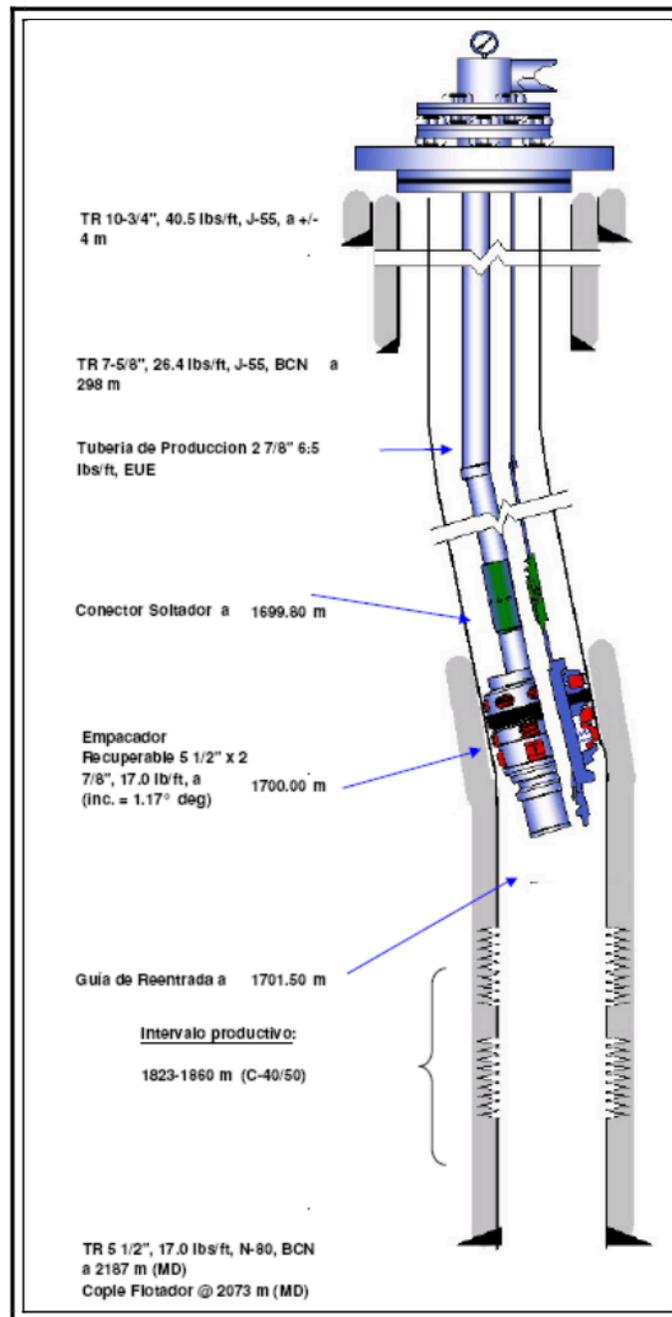


FIG. VIII.3 Estado mecánico del pozo A- 875

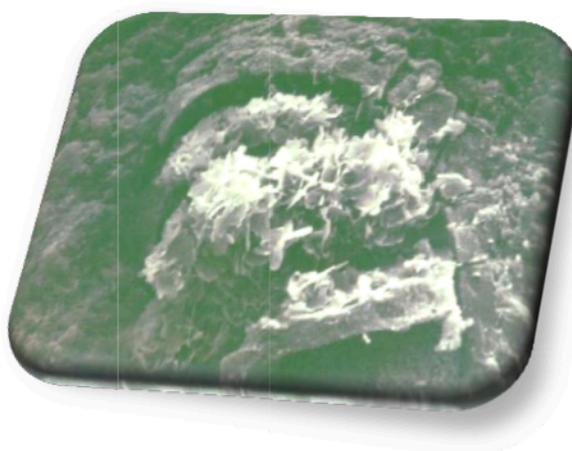
VIII.2.5 Informativa adicional en base a las experiencias en pozos de la misma región.

- Son formaciones lenticulares y someras.

- Con baja presión.

- Baja permeabilidad.

- La productividad es baja.



- No tiene casquete de gas. **FIG.VIII.4 Fotografía de un núcleo de la zona de interés**

- No tiene empuje hidráulico.

- La formación presenta lutitas y areniscas con porcentajes variables de cuarzos y limolitas con alto contenido de arcillas y cementadas con calcita, tiene poca porosidad y baja permeabilidad.

- Por su alto contenido de arcillas es sensible a los fluidos base agua.

En base a la información anteriormente presentada, se realizó la siguiente propuesta.

VIII.3 Selección del fluido fracturante.

Con ayuda de la FIG.VIII.5 se hace el análisis en base a las características antes mencionadas del yacimiento MOO.

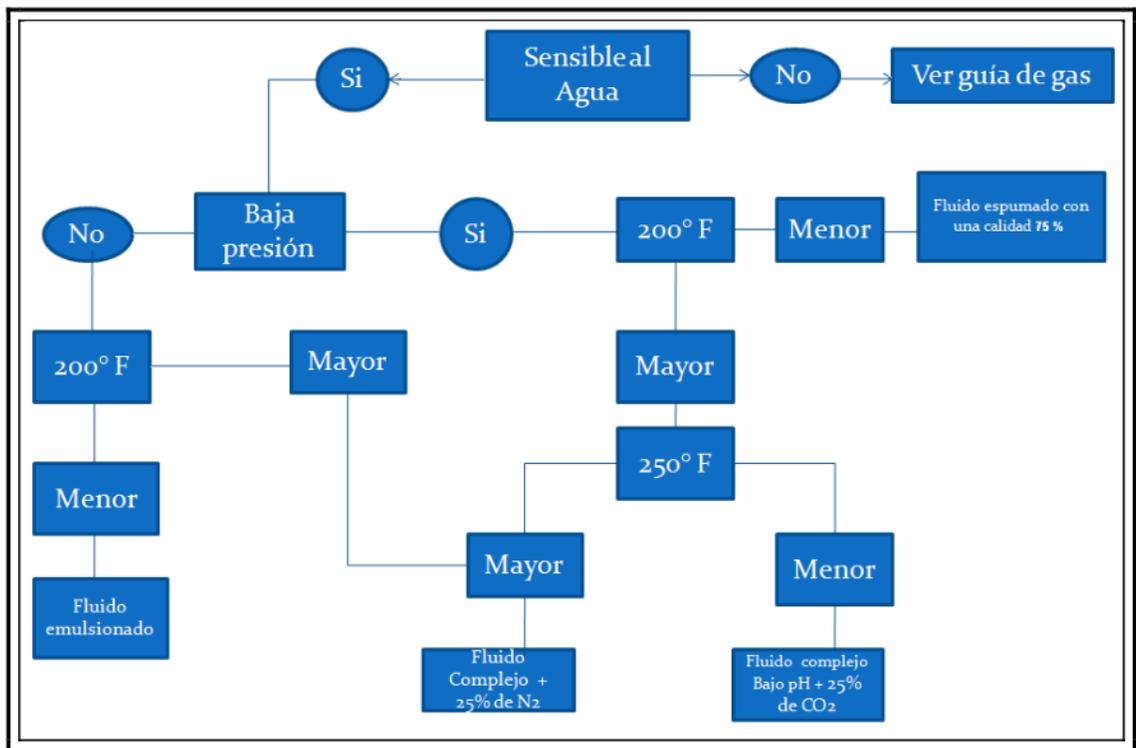


FIG.VIII.5 Diagrama de selección del fluido fracturante en base a las características del yacimiento.

Para este caso se tiene:

Un yacimiento sensible al agua con baja presión de yacimiento ($P_{yac} = 2675$ [psi]) y con una temperatura menor a los $200^\circ F$ ($T_{yac} = 171^\circ F$).

La figura VIII.6 muestra un resumen gráfico de este proceso de selección.

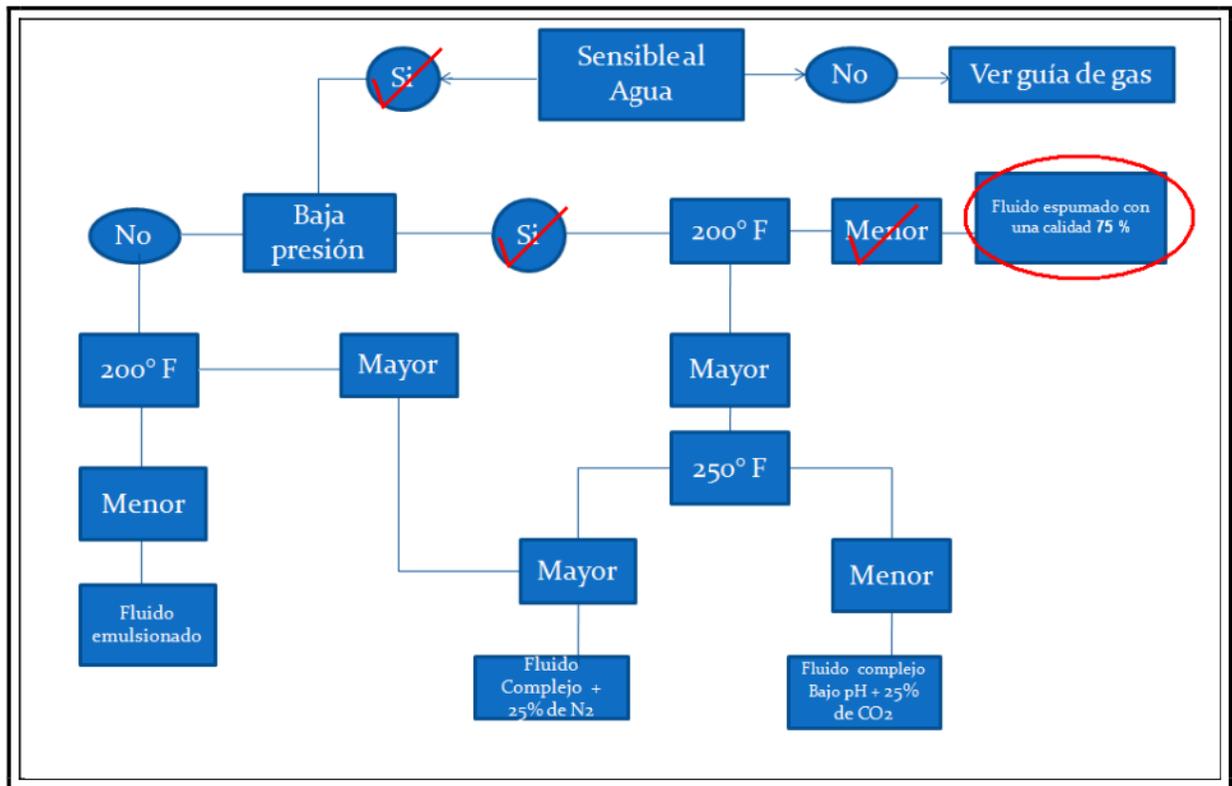


FIG VIII.6 Selección del fluido más conveniente para este yacimiento.

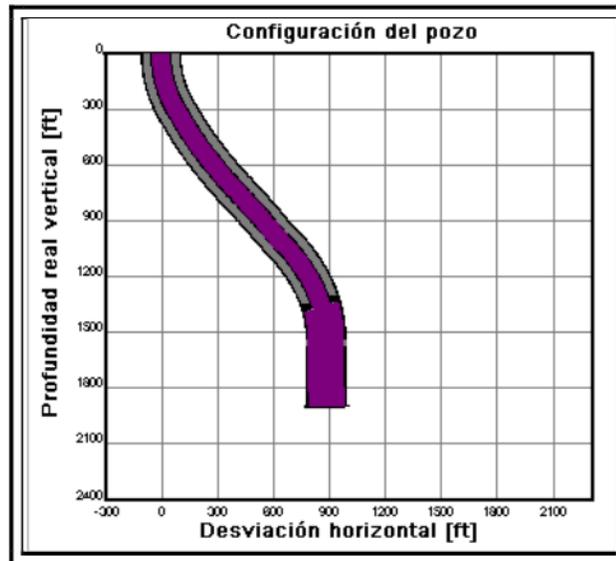
VIII.4 Propuesta para el pozo A-875.

Utilizando un software comercial se realizó la comparativa entre la utilización de un fluido convencional y un fluido binario.

The image shows a screenshot of a software application window with a tabbed interface. The 'Well' tab is selected. Below the tabs, there are sub-tabs for 'Well Completion', 'Tubular', 'Perforation', and 'Hole Survey'. The 'Well Completion' sub-tab is active. The form contains three sections: 'Hole', 'Temperatures', and 'Packer'. Each section has input fields for specific data points.

Section	Field	Value
Hole	Total Measured Depth	2189.0 m
	Hole Size	8.75 in
	Treatment Pumped Through	TUBING
Temperatures	Bottom Hole Static Temperature	171 degF
	Surface Temperature	80 degF
Packer	Packer Measured Depth	5380.6 ft
	Packer Bore Internal Diameter	in

Primeramente es necesario especificar la información básica del pozo, tal como: la profundidad, la orientación, el diámetro, la temperatura en fondo y superficie, la profundidad a la que se encuentra en empacador si es que se tiene y si el tratamiento va a ser por la tubería de producción o tubería de revestimiento, en este caso es por la tubería de producción.



Se especifican las características de la tubería de producción y de revestimiento, como las profundidades a las que se encuentran, diámetro interno, diámetro externo, peso de la tubería, grado de la tubería, presión de colapso y presión de ruptura respectivamente.

Well	Zone	Res Fld	Fluid	Prop	Prod Ctrl	Sensitivity Analysis	Execute
Well Completion Tubular Perforation Hole Survey							
Tubing:							
	MD m	OD in	ID in	Weight lb/ft	Grade	Collapse Pressure psi	Burst Pressure psi
1	1640.0	2.875	2.441	6.5	N80	11165	10566
2							
3							
Casing:							
	MD m	OD in	ID in	Weight lb/ft	Grade	Collapse Pressure psi	Burst Pressure psi
1	2000.0	5.500	4.892	17.0	N80	6280	7740
2							
3							
4							

Se introducen las características de la zona disparada como cima y base de los disparos, densidad de los disparos, números de disparos, diámetro del disparo, longitud de los disparos, así mismo es importante señalar si se realizaron los disparos bajo o sobrebalance.

Well Completion Tubular Perforation Hole Survey									
	Top MD	Top TVD	Bottom MD	Bottom TVD	Shot Density	Total Number	Entrance Diameter	Tunnel Length	Method
	m	m	m	m	shot/m		in	in	
1	1823.0	1543.0	1860.0	1580.0	13.00	481	0.32	8.00	UNDERBALANCE
2									

Se introduce tipo de litología, profundidad a la que se encuentra y propiedades mecánicas de la roca tales como el módulo de Young, la relación de Poisson, esfuerzos, Gradiente de Fractura; y para el intervalo de interés se debe de proporcionar el espesor neto, numero de disparos y la zona en la que se va a tener pérdida de fluido.

Intro Admin Well Zone Res Fld Fluid Prop												
Summary Detailed All Zones												
Name	Top TVD	Rock Type	Gross Height	Leakoff Height	Net Height	Number of Perfs	Perf Dia	Fracture Gradient	In-situ Stress	Young's Modulus	Poisson's Ratio	
	m		m	m	m		in	psi/ft	psi	psi		
1 SHALE	1400.7	SHALE	102.0	0.0	0.0	0	0.320	0.800	3810	1.851E+06	0.34	
2 SHALE	1502.7	SHALE	17.2	0.0	0.0	0	0.320	0.810	4016	2.670E+06	0.35	
3 SHALE	1519.9	SHALE	18.4	0.0	0.0	0	0.320	0.790	3963	2.196E+06	0.34	
4 DIRTY-SANDSTO	1538.3	DIRTY-SANDSTONE	30.1	27.0	27.0	329	0.320	0.700	3567	3.094E+06	0.27	
5 CLEAN-SANDSTO	1568.3	CLEAN-SANDSTONE	11.8	11.0	11.0	152	0.320	0.640	3306	4.258E+06	0.21	
6 DIRTY-SANDSTO	1580.2	DIRTY-SANDSTONE	19.0	17.0	17.0	0	0.320	0.710	3703	3.940E+06	0.28	
7 SHALE	1599.1	SHALE	32.7	0.0	0.0	0	0.320	0.760	4028	2.284E+06	0.32	
8 SHALE	1631.9	SHALE	28.3	0.0	0.0	0	0.320	0.810	4374	2.955E+06	0.35	
9 SHALE	1660.2	SHALE	137.5	0.0	0.0	0	0.320	0.800	4538	2.166E+06	0.35	
10												

Se requieren datos de presión del yacimiento, porosidad, permeabilidad, factor de intensidad de fractura, espaciamento entre pozos, saturaciones de agua y aceite.

Reservoir Pressure psi	Permeability md	Porosity %	Fracture Toughness psi.in0.5	Spacing acres	Gas Saturation %	Oil Saturation %	Water Saturation %
2675	0.048	7.5	100	40	0.0	12.5	87.5
2675	0.01	4.8	1000	40	0.0	7.1	92.9
2675	0.327	6.3	100	40	0.0	23.0	77.0
2675	9.061	11.3	700	40	0.0	54.4	45.6
2675	23.857	15.4	1200	40	0.0	78.6	21.4
2675	1.724	8.7	700	40	0.0	43.3	56.7
2675	0.18	6.0	100	40	0.0	29.8	70.2
2675	0.01	4.1	1000	40	0.0	8.1	91.9
2675	0.323	6.4	100	40	0.0	29.2	70.8

Es indispensable contar con información básica de la formación como: la densidad de la roca, la composición mineralógica, la compresibilidad de la roca, la compresibilidad total, capacidad calorífica, la conductividad térmica y la resistencia a la incrustación de la roca. Algunas propiedades de la roca pueden ser calculadas en base a otras y algunas más se pueden asignar de acuerdo al tipo de roca.

Specific Gravity	Percent Limestone %	Percent Dolomite %	Embedment Strength psi	Rock Compressibility 1/psi	Total Compressibility 1/psi	Heat Capacity Btu/lbm/dF	Thermal Conductivity BTU/ft/h/dF
2.30	0.0	0.0	60000	5.47E-6	8.69E-6	0.239	1.156
2.30	0.0	0.0	60000	6.57E-6	9.70E-6	0.239	1.156
2.30	0.0	0.0	60000	5.90E-6	9.29E-6	0.239	1.156
2.50	0.0	0.0	60000	4.62E-6	8.55E-6	0.239	1.156
2.65	0.0	0.0	60000	4.06E-6	8.39E-6	0.239	1.156
2.50	0.0	0.0	60000	5.15E-6	8.89E-6	0.239	1.156
2.30	0.0	0.0	60000	6.01E-6	9.52E-6	0.239	1.156
2.30	0.0	0.0	60000	7.05E-6	1.02E-5	0.239	1.156
2.30	0.0	0.0	60000	5.86E-6	9.36E-6	0.239	1.156

Se describen las propiedades de los fluidos del yacimiento indicando el tipo de pozo, la temperatura en el fondo del pozo, la relación gas –aceite inicial, punto de burbuja, densidad del aceite, si la presión del yacimiento se encuentra por debajo de la presión de saturación se requiere información sobre la composición del gas libre así mismo es necesario también proporcionar información sobre la composición del agua de formación.

Hasta este último paso el procedimiento para el análisis de los dos fluidos es el mismo, por lo que a continuación se presentan los resultados obtenidos para cada caso.

VIII.4.1 Diseño con fluido convencional.

Esta es la cedula de bombeo para el fluido convencional.

Well	Zone	Res Fld	Fluid	Prop	Schedule	Execute	Summary	Eng Rep	PropNET	Treat. Plts	Cond. Plts
Simulation Type											
PSG...		Frac. Geometry Model		P3D		Flush To Depth		5894.9 ft			
Design		Shut-In Time		450.0 min		Flush Underdisplacement Volume		2.0 bbl			
Real Data		Flush Fluid		1 2% KCL Water		Flush Volume		43.1 bbl			
Stage Name	Pump Rate bbl/min	Fluid #	Fluid Name	Gel Conc. lb/mgal	Fluid Volume gal	Prop. #	Prop. Conc. PPA	Prop. Mass lb	Slurry Volume bbl	Pump Time min	
1	PAD	17.0	3	YF120LG	20.0	20000	0	0.0	0	476.2	28.0
2	1.0 PPA	17.0	3	YF120LG	20.0	4000	4	1.0	3999	99.4	5.8
3	2.0 PPA	17.0	3	YF120LG	20.0	5000	4	2.0	9998	129.5	7.6
4	3.0 PPA	17.0	3	YF120LG	20.0	7000	4	3.0	20995	188.6	11.1
5	4.0 PPA	17.0	3	YF120LG	20.0	9000	4	4.0	35992	251.9	14.8
6	5.0 PPA	17.0	3	YF120LG	20.0	10000	4	5.0	49989	290.3	17.1
7	6.0 PPA	17.0	3	YF120LG	20.0	12000	4	6.0	71984	360.9	21.2
8	7.0 PPA	17.0	3	YF120LG	20.0	12000	4	7.0	84001	373.5	22.0
9	FLUSH	17.0	1	2% KCL W	0.0	1810	0	0.0	0	43.1	2.5
10											
<input checked="" type="checkbox"/> Display Fracture Geometry During Execution				Totals :		80810		277000	2213.5	130.2	
				% PAD Clean :		25.3		% PAD Dirty :		21.9	
Detail Input...		Near Wellbore Effects...		Friction Table...		Proppant Plot		Surface Schedule...			

Gráfica del índice de comportamiento de flujo para un fluido convencional.

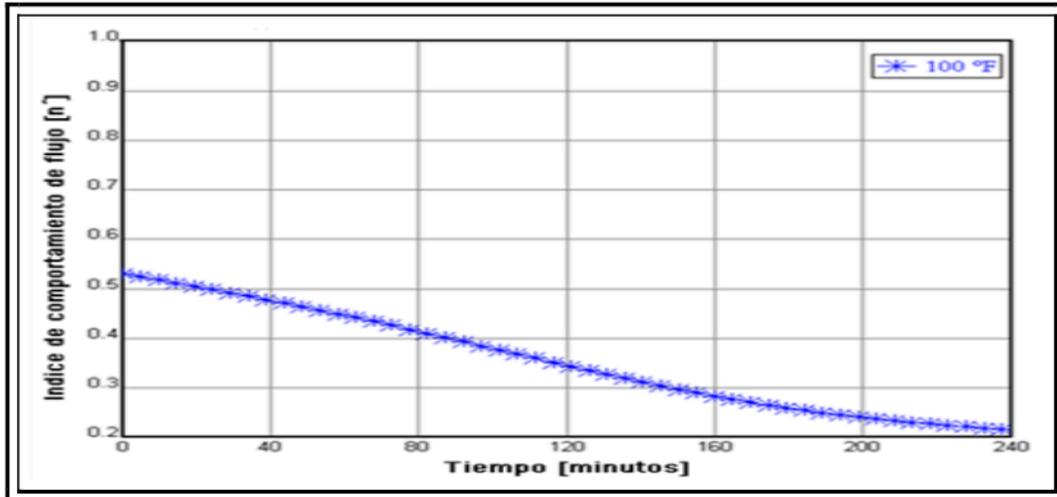


FIG VIII.7 Índice de comportamiento contra tiempo.

Comportamiento del índice de consistencia para el fluido convencional.

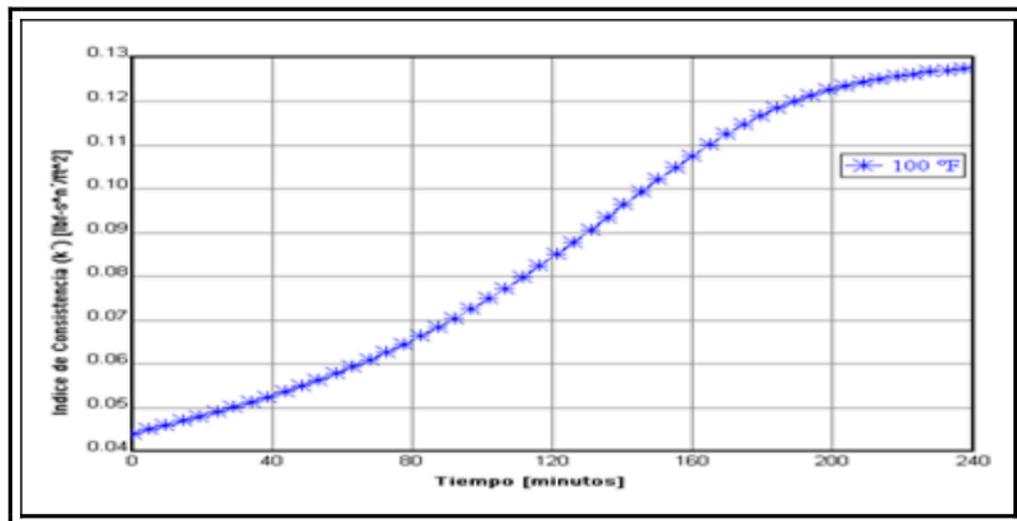


FIG VIII.8 Índice de consistencia contra tiempo.

Comportamiento de la viscosidad aparente para el fluido convencional.

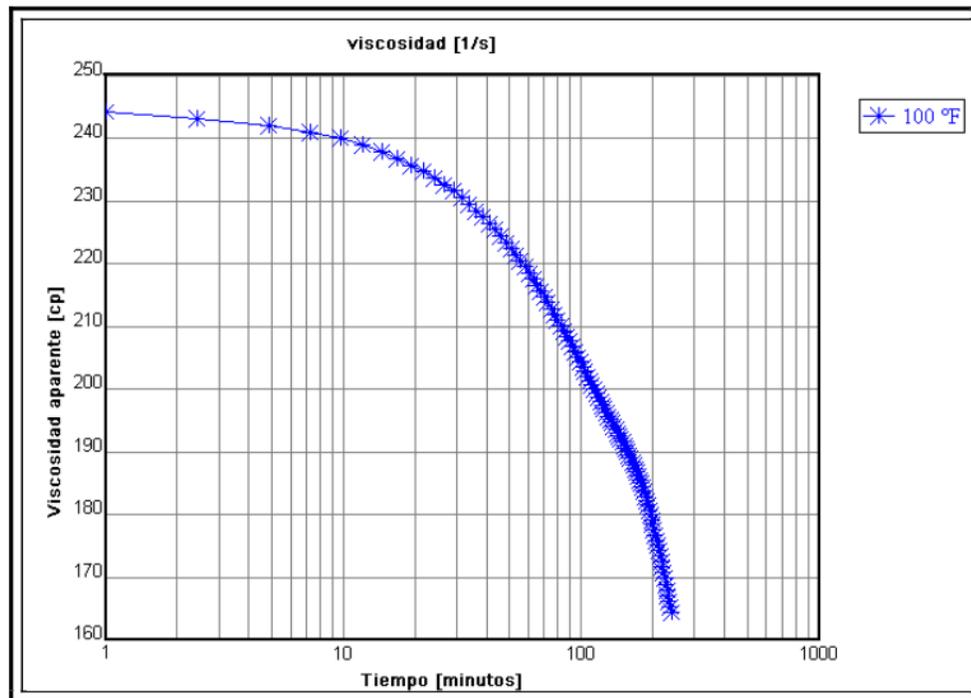


FIG VIII.9 Viscosidad aparente contra tiempo.

Para el tiempo de bombeo del tratamiento (130 [min]), la viscosidad aparente del fluido cae hasta aproximadamente 190 [cp], la cual no es la más óptima para poder lograr el mejor acomodo del sustentante en la fractura

Se realiza una corrida en el programa y se obtienen los siguientes resultados.

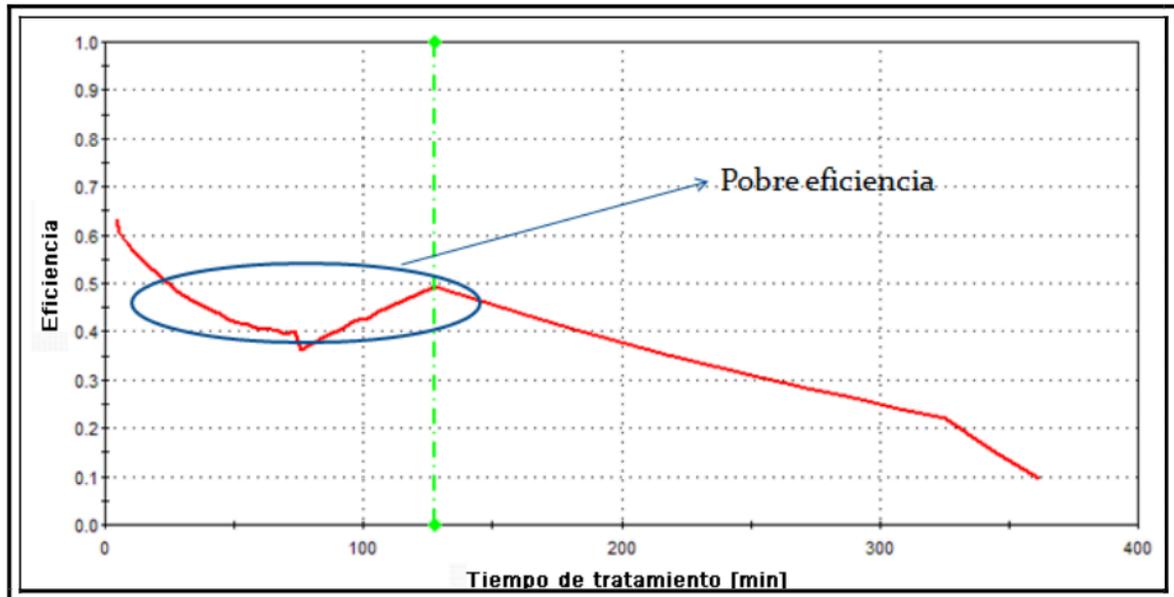


FIG VIII.10 Eficiencia de fluido convencional contra tiempo.

Debido a la caída de la viscosidad se tiene una pobre eficiencia del fluido; tener una viscosidad más baja en el fluido fracturante provocara una mayor pérdida de fluido, esto se ve reflejado en un mayor daño a la formación.

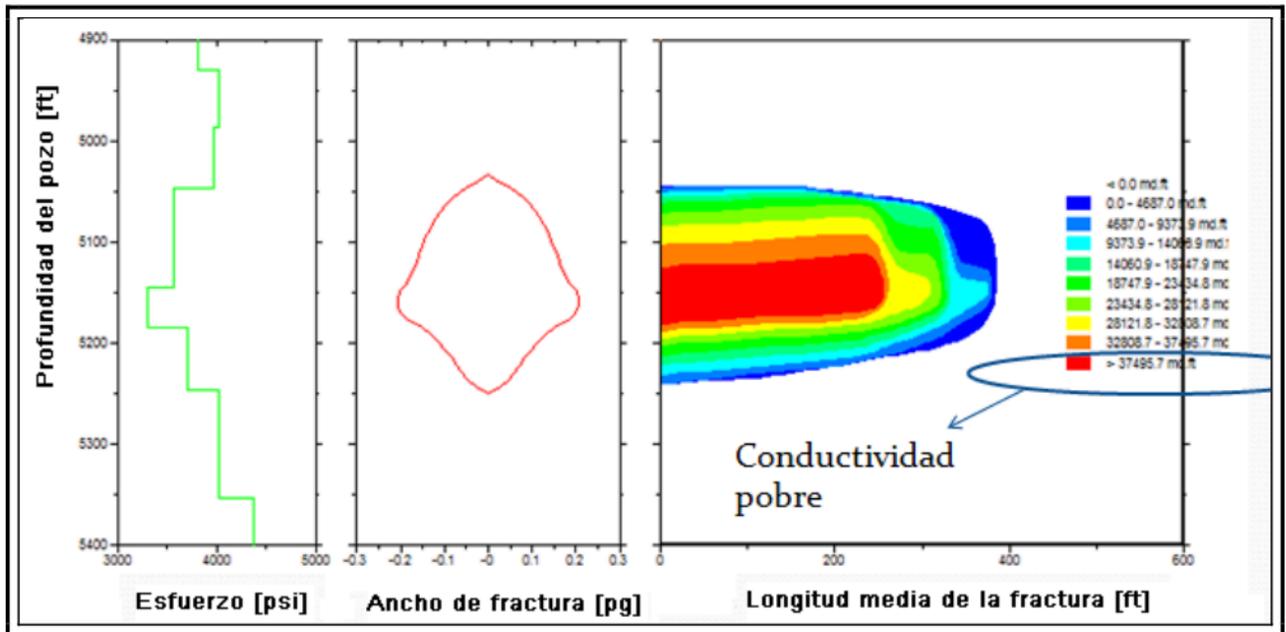


FIG VIII.10 Dimensiones de la fractura.

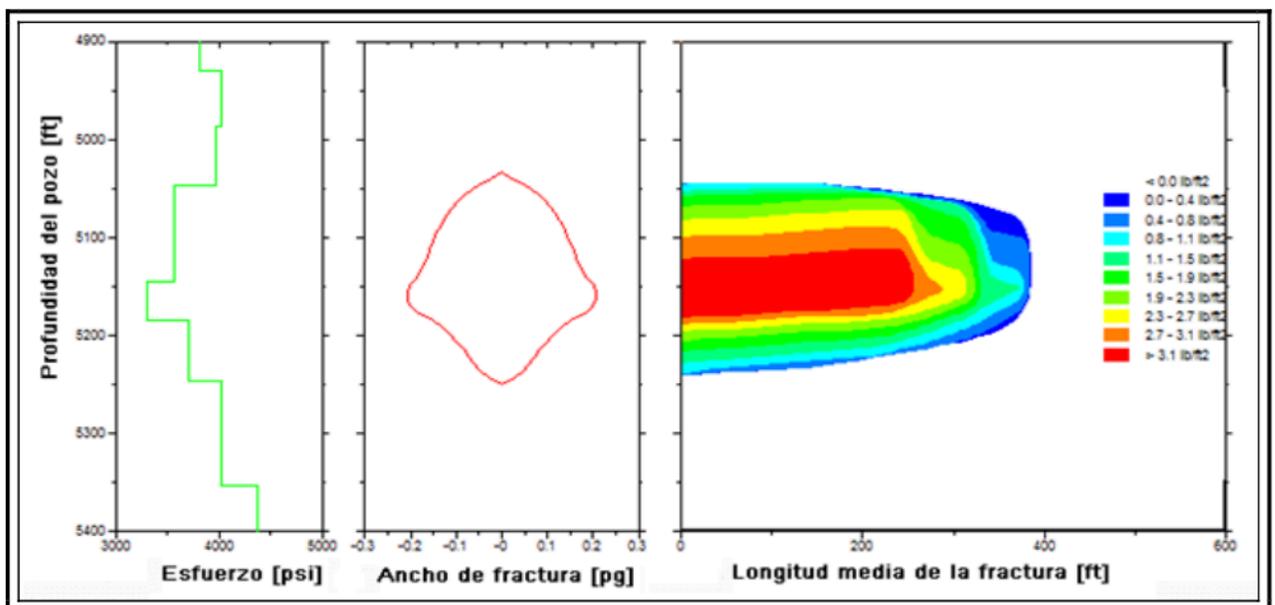


FIG VIII.11 Concentración del sustentante en la fractura.

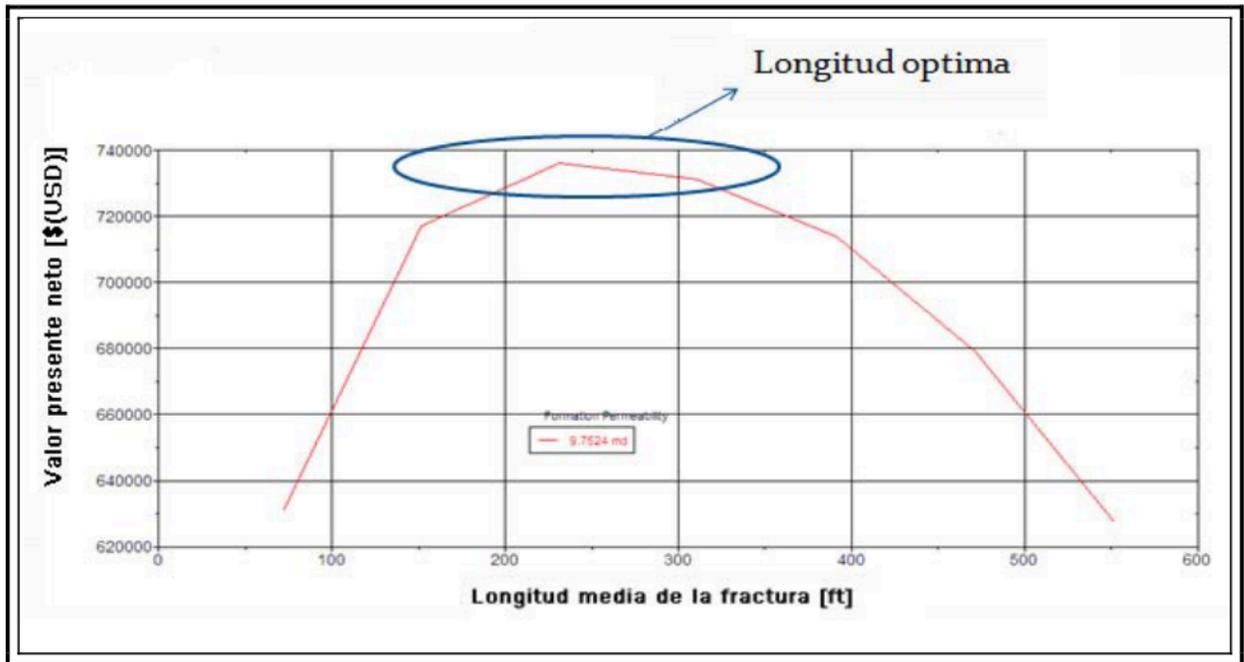


FIG VIII.12 Optimización de la longitud de fractura.

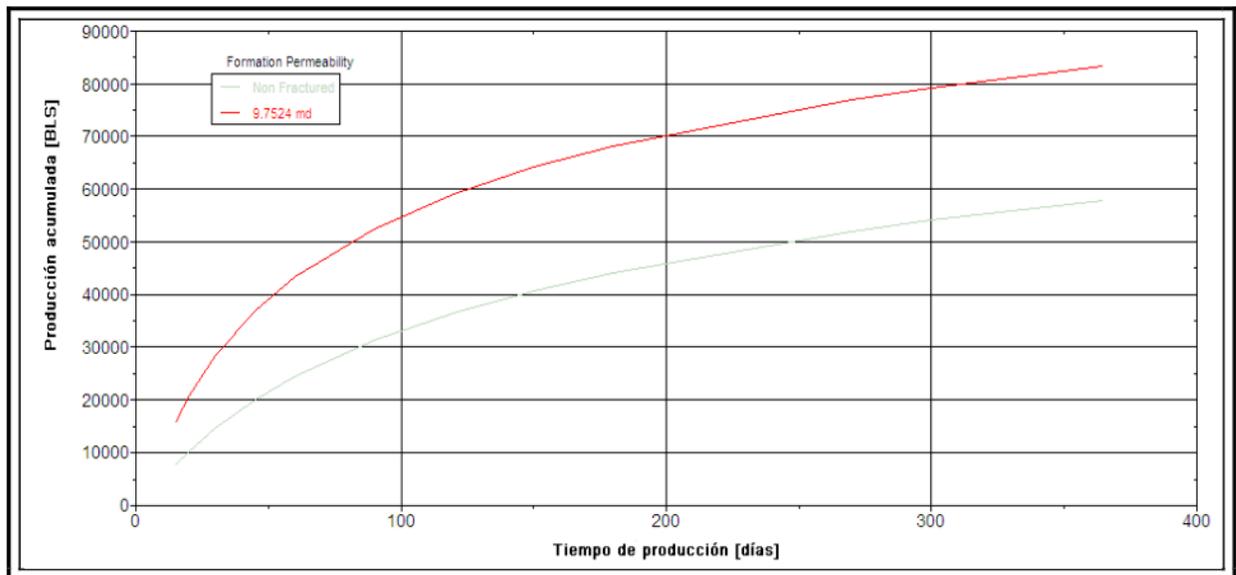


FIG VIII.13 Producción acumulada Vs Longitud de fractura.

La respuesta de un pozo a un fracturamiento se da en función del incremento de productividad; es decir, el cociente del índice de productividad del pozo fracturado entre el índice del pozo antes del fracturamiento. Se realiza el análisis de la respuesta esperada del pozo al someterlo al fracturamiento hidráulico convencional.

Utilizando la correlación de Cinco-Ley y Samaniego, quienes introdujeron un concepto de conductividad de fractura dado por:

$$F_{CD} = \frac{k_f w}{k x_f}$$

Donde:

F_{CD} = Factor de conductividad adimensional

k_f = Permeabilidad de la fractura

w = Amplitud de la fractura

k = Permeabilidad de la formación

x_f = Longitud de la fractura

Se determina la respuesta esperada de nuestro yacimiento:

$$F_{CD} = \frac{37495.7[md - pie]}{(1.59[md])(253[pie])} = 93.21$$

Con este valor entrar a la gráfica de la Relación entre la conductividad de la fractura F_{CD} y obtener el efecto de daño (Skin) equivalente en una fractura.

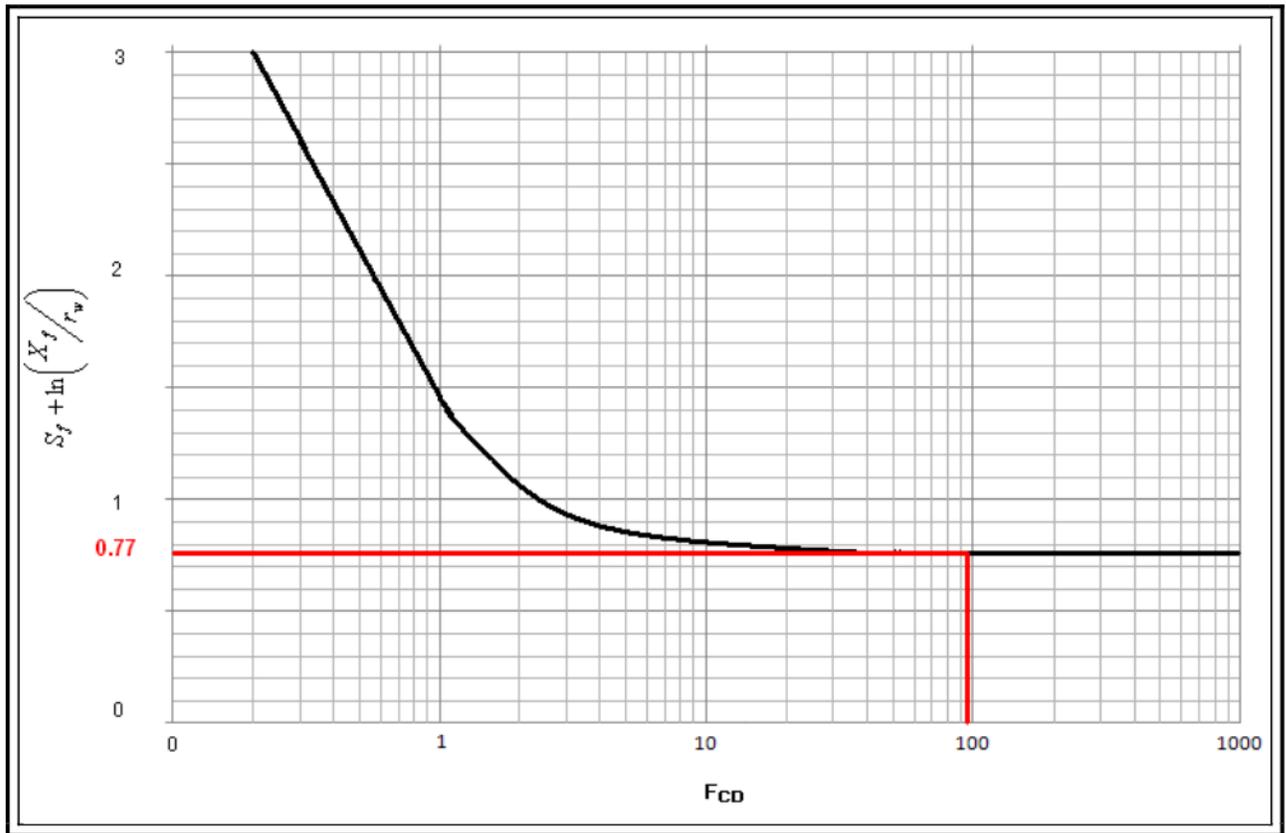


FIG. VIII.14 Relación entre la conductividad de la fractura FCD y el efecto Skin equivalente en una fractura (Tomada de Cinco – Ley y Samaniego 1981).

$$S_f + \ln\left(\frac{x_f}{r_w}\right) = 0.77$$

$$S_f = 0.77 - \ln\left(\frac{253}{0.729}\right) = -5.079$$

Donde:

S_f = Factor de daño

r_w = Radio del pozo

Calculando la respuesta del pozo

$$\frac{J}{J_o} = \frac{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{\left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + s_f\right]}$$
$$\frac{J}{J_o} = \frac{\ln\left(\frac{531}{0.729}\right)}{\ln\left(\frac{531}{0.729}\right) - 5.079} = \frac{6.59}{1.512} = 4.35$$

Donde:

J= Índice de productividad del pozo antes de la fractura

J_o= Índice de productividad del pozo despues de la fractura

r_e= Radio de drene

Con base en el análisis anterior se concluye que la utilización de un fluido convencional aportaría hasta 4 veces más producción que si se incorporara a producción el pozo sin fracuturamiento.

VIII.4.2 Diseño con fluido Binario y comparativa.

El fluido binario que se propone tiene las siguientes características.

Database Properties Additive Acid

Current Fluid
 Index 4 Name BINARIO 75% New Insert Delete

Rheology (Power Law)
 n' 0.26
 K' 2.33E-1 lbf.sⁿ/ft²
 Visc. 369.168 cP @ 100 1/s
 Edit Rheology Table...

Leakoff
 Input Selection User (Ct)
 Ct 5.6E-4 ft/min^{0.5}
 Spurt 0.0 gal/100ft²
 Edit Leakoff Table...

Friction

	Rate	Pressure
Low	5.0 bbl/min	210.0 psi/1000ft
Pivot	10.0 bbl/min	569.0 psi/1000ft
High	20.0 bbl/min	999.0 psi/1000ft

 Interpolate From Friction Tables
 ID 2.441 in OD 0.000 in Use Defaults
 Edit Friction Table... Plot...

Fluid Comment

Base Fluid Sp Gr	0.80	N2 Quality	40.0 %	Unit Cost (NPV)	2.00 \$/gal
Fluid Surface Temp	80 degF	CO2 Quality	35.0 %	Retained Factor	1.00

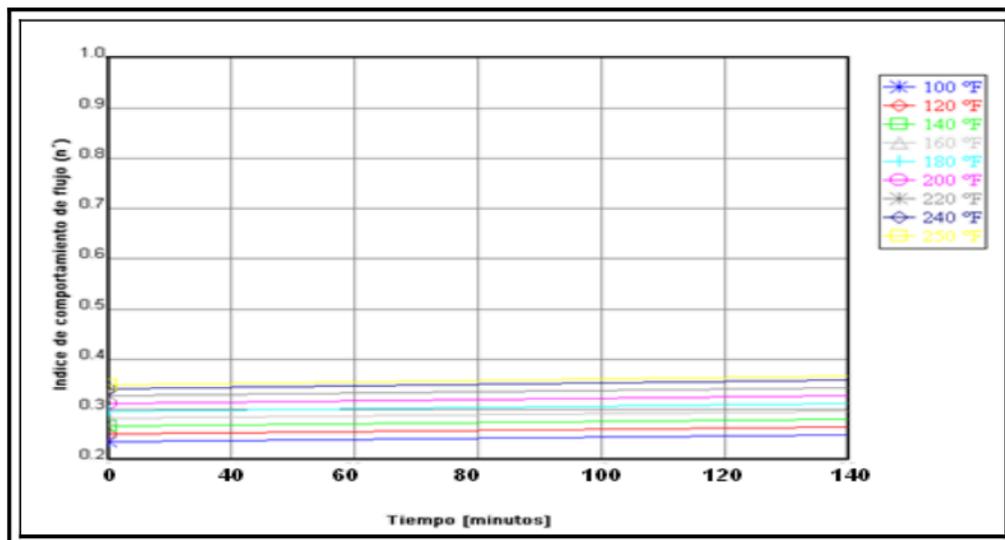


FIG VIII.15 Índice de comportamiento contra tiempo.

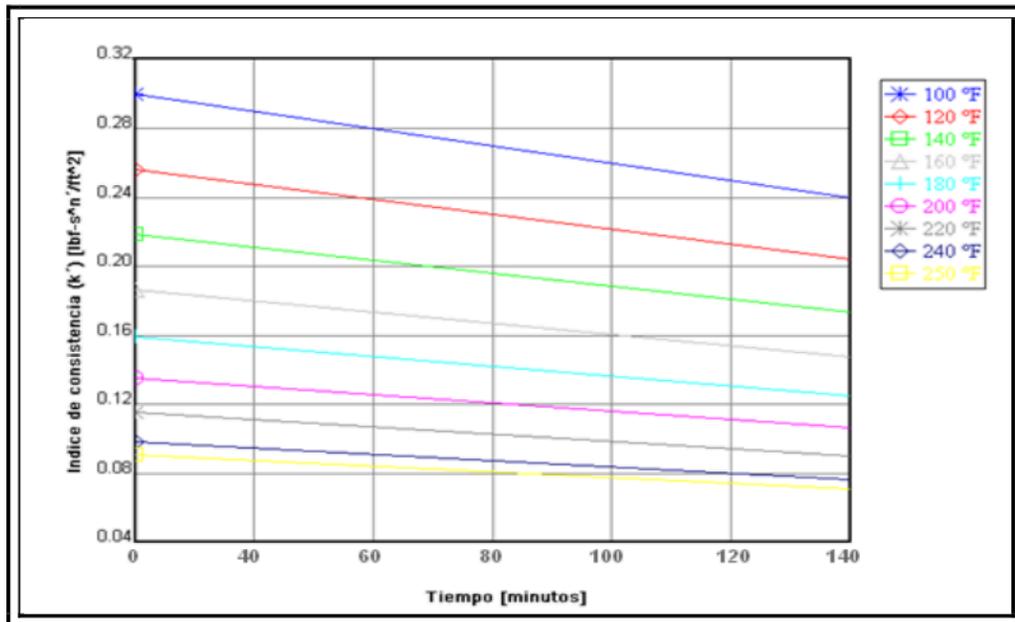


FIG VIII.16 Índice de consistencia contra tiempo.

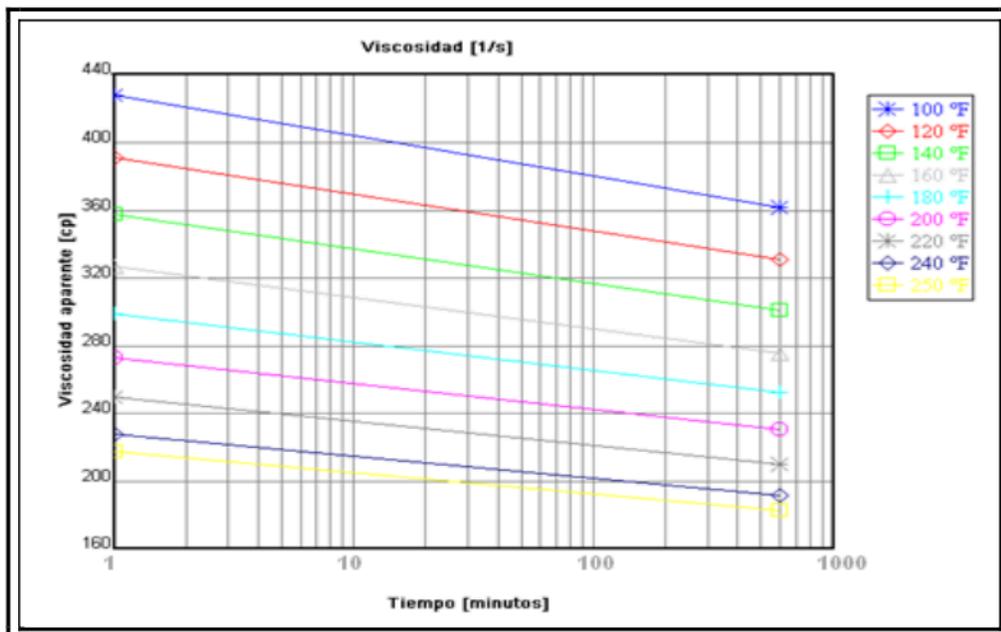


FIG VIII.17 Viscosidad aparente contra tiempo.

Aditivos sugeridos para el fluido binario.

Well Zone Res Fld Fluid Prop Schedule Execute Summary Eng Rep PropNET Treat. Plts

Database Properties Additive Acid

Current Fluid
Index: 4 Name: BINARIO 75% [New] [Insert] [Delete]

	Additive Type	Additive Name	Solid Conc. lb/mgal	Liquid Conc. gal/mgal	Include in Pricing
1	ACTIVATR	J887, ACTIVATOR SOLUTIC	0.00	1.00	<input checked="" type="checkbox"/>
2	SURFACT	G8, HYDROCARBON FOAM	0.00	1.00	<input checked="" type="checkbox"/>
3	GEL	B68, OIL GELLING AGENT	0.00	20.00	<input checked="" type="checkbox"/>
4	BREAKER	J134L, ENZYME BREAKER	0.00	0.50	<input checked="" type="checkbox"/>
5					<input type="checkbox"/>
6					<input type="checkbox"/>
7					<input type="checkbox"/>
8					<input type="checkbox"/>

Fluid Pricing Conversion: [Dropdown]

Retained Factor
Eff. Gel Conc. [0.0 lb/mgal]
Breaker Correlation [USER_DATA]
Retained Factor [1.00]
[Plot Retained...]
[Additive Database...]
[Copy From...]

Se utilizo el mismo tipo y cantidad de sustentante que el diseño convencional.

Well Zone Res Fld Fluid Prop Schedule Execute Summary Eng Rep PropNET Treat. Plts

Database Properties Plot

Proppants
Index: 4 Name: 8/12 C-Lite [New] [Insert] [Delete]

Properties

Type: Ceramic Bulk Density: 13.23 lb/gal
 Mesh Size: 8/12 Non-Darcy Flow Coef. B/Exp A: 0.75 1.45
 Mean Diameter: 0.079 in Prop Fric. Coef Laminar/Turbulent: 1.00 0.70
 Specific Gravity: 2.73 Contains PropNET:
 Unit Cost: 1.25 \$/lb Pricing Conversion: POR, Priced on Request

Pack Data

BH Static Temperature: 171 degF
 Pack Porosity: 35.0 %
 Propped Fracture Conc: 1.00 lb/ft2
 Stress on Proppant: 3256 psi
 Average Young's Modulus: 3.584E+06 psi
 Permeability: 2786492 md
 Retained Factor: 100 %
 Retained Permeability: 2786492 md

Permeability Values
 Use StimLab Correlations

	Pressure psi	Permeability md
1	0	5603911
2	1000	5203632
3	2000	4740109
4	3000	3232656
...

Cedula de bombeo

Well	Zone	Res Fld	Fluid	Prop	Schedule	Execute	Summary	Eng Rep	PropNET	Treat. PIts	Cond. PIts
Simulation Type											
PSG...		Frac. Geometry Model		P3D	Flush To Depth		5894.9 ft				
Design		Shut-In Time		450.0 min	Flush Underdisplacement Volume		2.0 bbl				
Real Data		Flush Fluid		1	2% KCL Water		Flush Volume		43.1 bbl		
Stage Name	Pump Rate bbl/min	Fluid #	Fluid Name	Gel Conc. lb/mgal	Fluid Volume gal	Prop. #	Prop. Conc. PPA	Prop. Mass lb	Slurry Volume bbl	Pump Time min	
1	PAD	17.0	4	BINARIO	0.0	20000	0	0.0	0	476.2	28.0
2	1.0 PPA	17.0	4	BINARIO	0.0	4000	4	1.0	3999	99.4	5.8
3	2.0 PPA	17.0	4	BINARIO	0.0	5000	4	2.0	9998	129.5	7.6
4	3.0 PPA	17.0	4	BINARIO	0.0	7000	4	3.0	20995	188.6	11.1
5	4.0 PPA	17.0	4	BINARIO	0.0	9000	4	4.0	35992	251.9	14.8
6	5.0 PPA	17.0	4	BINARIO	0.0	10000	4	5.0	49989	290.3	17.1
7	6.0 PPA	17.0	4	BINARIO	0.0	12000	4	6.0	71984	360.9	21.2
8	7.0 PPA	17.0	4	BINARIO	0.0	12000	4	7.0	84001	373.5	22.0
9	FLUSH	17.0	1	2% KCL W	0.0	1810	0	0.0	0	43.1	2.5
10											
Display Fracture Geometry During Execution				Totals :		80810		277000	2213.5	130.2	

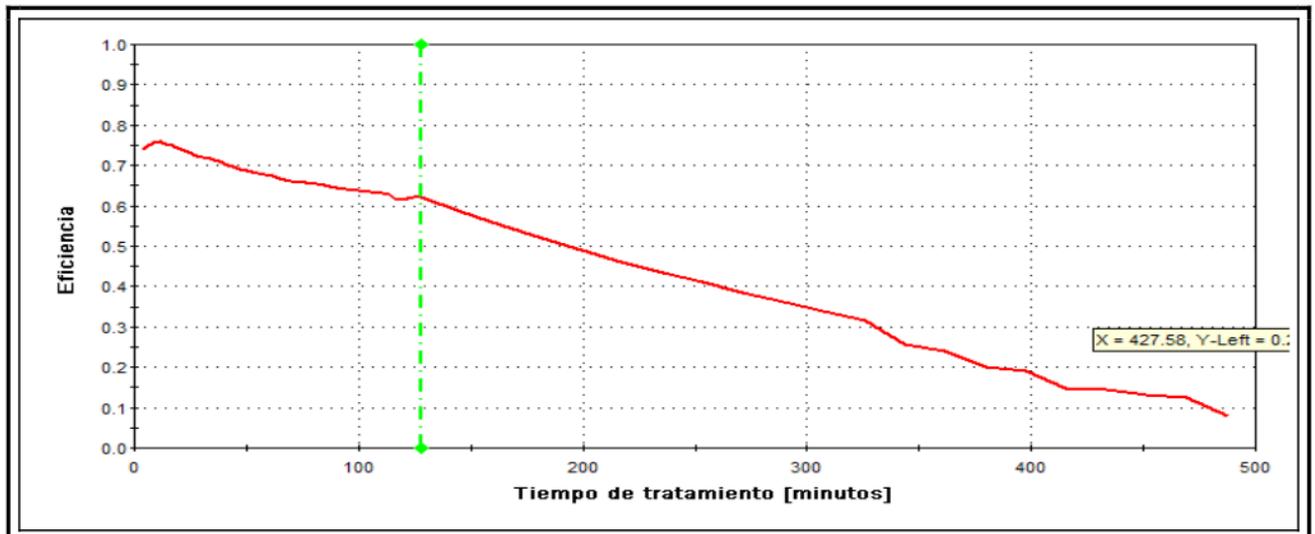


FIG VIII.18 Eficiencia de fluido binario contra tiempo.

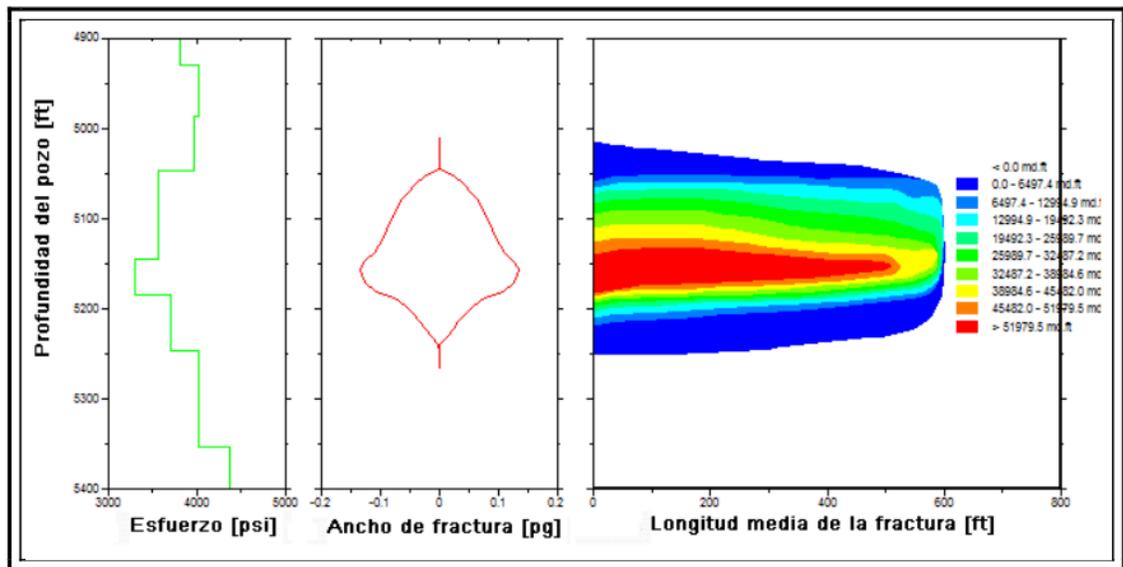


FIG VIII.19 Conductividad de la fractura.

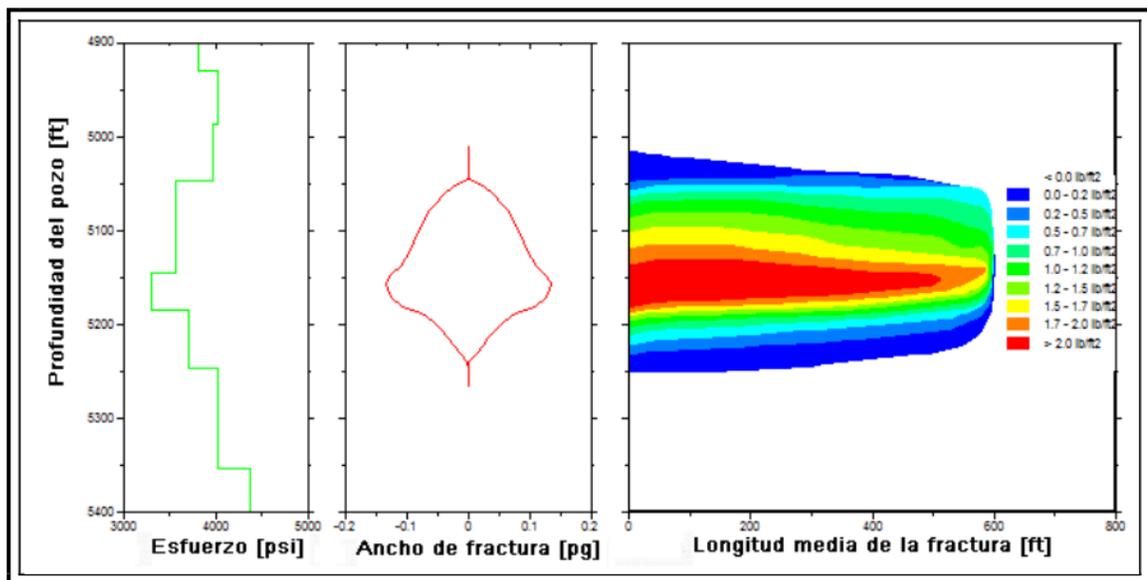


FIG VIII.20 Concentración del sustentante en la fractura.

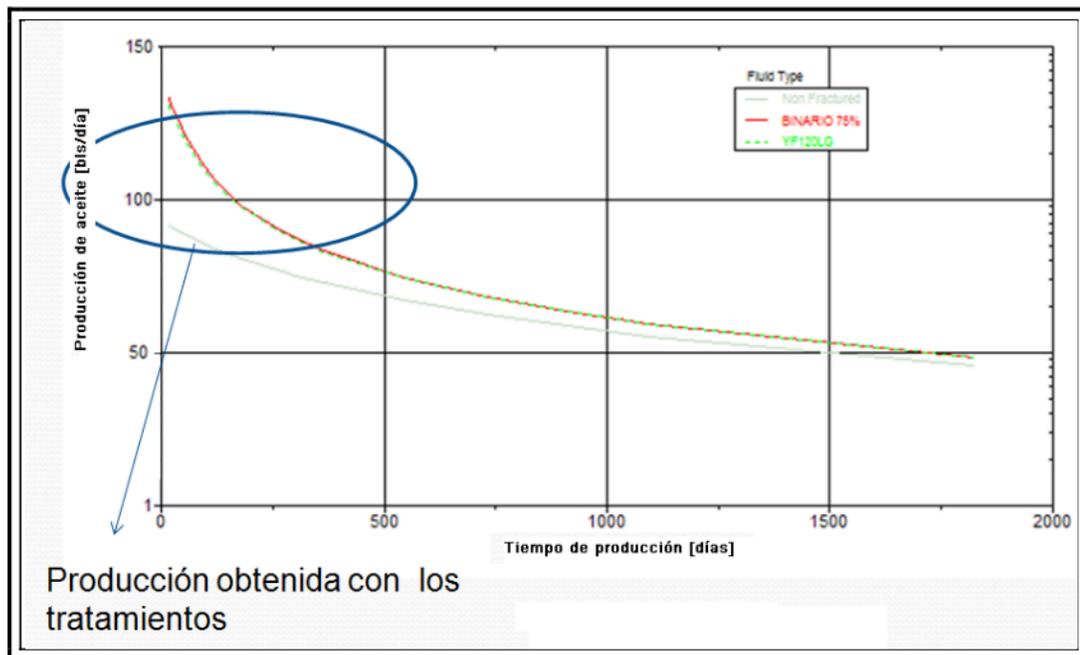


FIG VIII.21 Declinación de la producción.

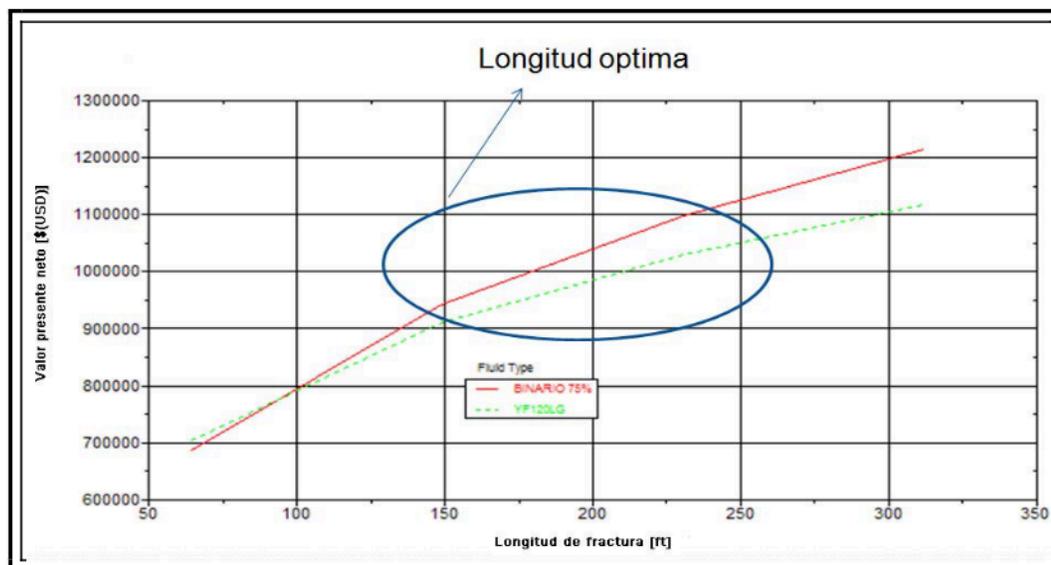


FIG VIII.22 Longitud óptima de fractura.

Para yacimientos de baja permeabilidad se busca tener fracturas muy largas, pero para estos casos es necesario realizar un análisis económico para encontrar la longitud óptima, calculando la respuesta que se espera del pozo para cada longitud de fractura y así encontrar a que longitud se obtiene la mejor respuesta con el menor costo posible.

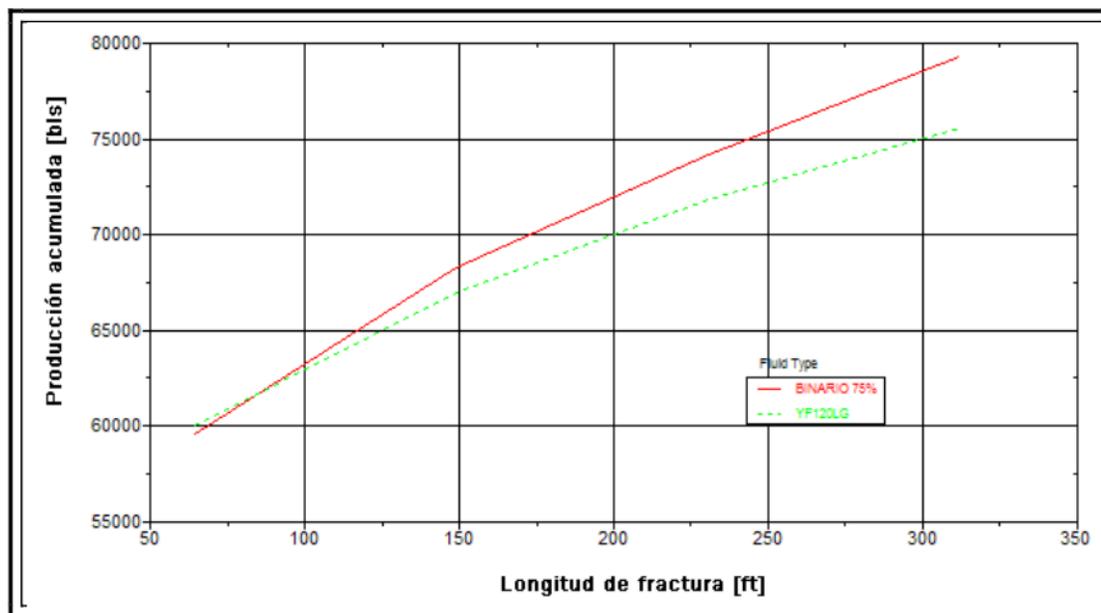
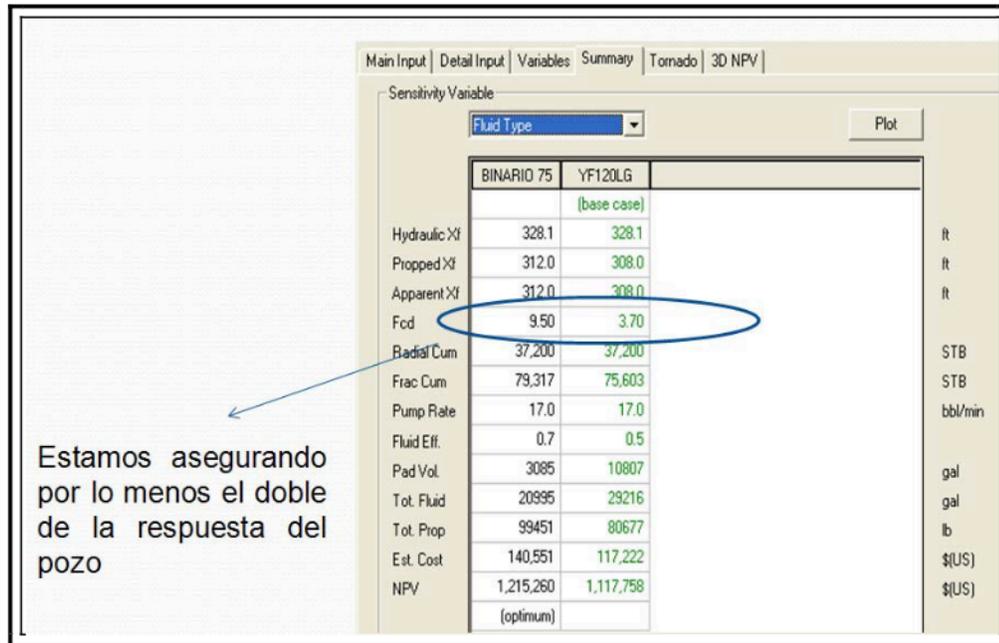


FIG VIII.23 Producción acumulada vs Longitud de fractura

Es importante resaltar que con este tratamiento no se obtendrá un incremento sustancial en la producción, pero como se muestra en la FIG.VIII.22 si una producción sostenida por más tiempo.

Comparativa entre la utilización de los dos fluidos.



Respuesta esperada del pozo al someterlo al fracturamiento hidráulico con fluidos binarios.

Para el caso del Fracturamiento Hidráulico con Fluidos Binarios se obtiene:

$$F_{CD} = \frac{51979[md - pie]}{(1.59[md])(400[pie])} = 81.73$$

De la FIG.VIII.24 se determina el efecto de daño (Skin) equivalente con el valor de $F_{CD}=81.73$.

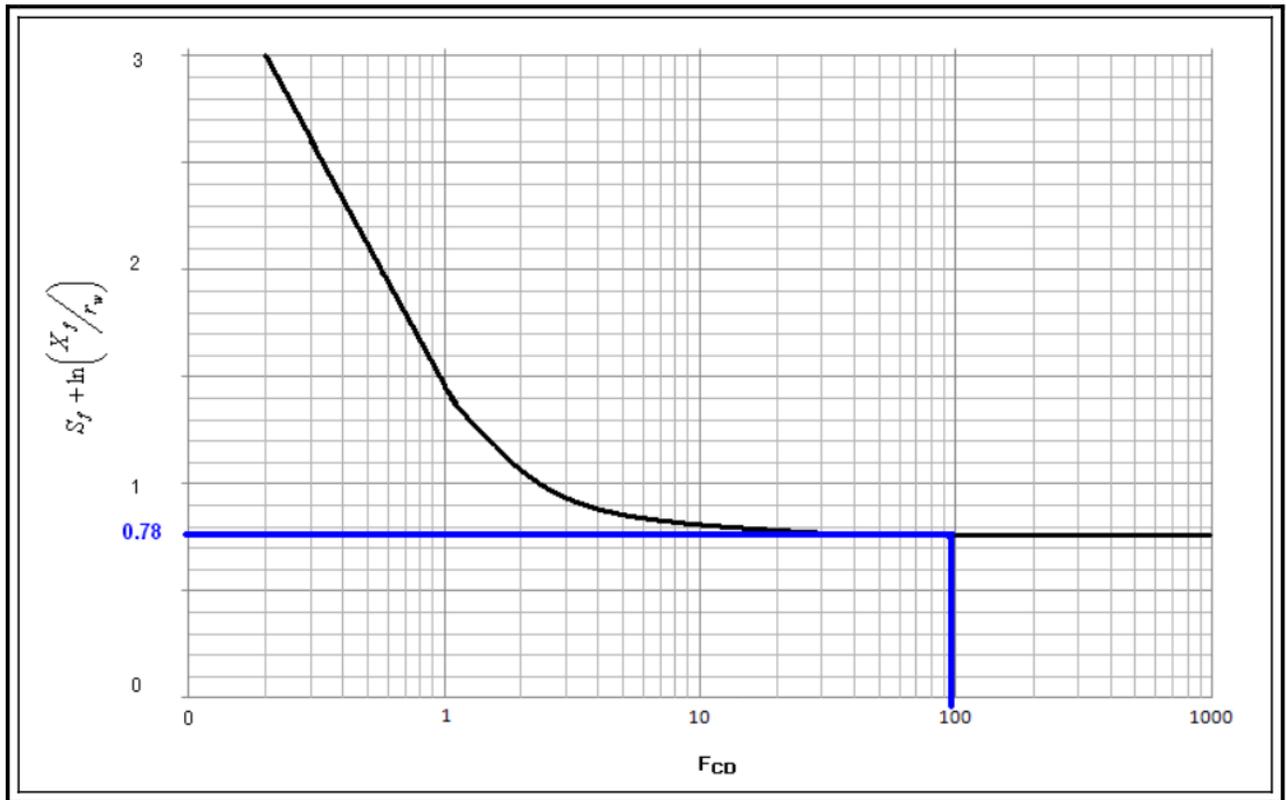


FIG. VIII. 24 Relación entre la conductividad de la fractura FCD y el efecto de daño (Skin) equivalente en una fractura (Tomada de Cinco – Ley y Samaniego 1981).

$$S_f + \ln\left(\frac{X_f}{r_w}\right) = 0.78$$

$$S_f = 0.77 - \ln\left(\frac{400}{0.729}\right) = -5.538$$

Donde:

S_f = Factor de daño

r_w = Radio del pozo

Calculando la respuesta del pozo

$$\frac{J}{J_o} = \frac{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{\left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + s_f\right]}$$

$$\frac{J}{J_o} = \frac{\ln\left(\frac{531}{0.729}\right)}{\ln\left(\frac{531}{0.729}\right) - 5.538} = \frac{6.59}{1.052} = 6.23$$

Donde:

J= Índice de productividad del pozo antes de la fractura

J_o= Índice de productividad del pozo despues de la fractura

r_e= Radio de drene

Con base en el análisis anterior se concluye que la utilización de un fluido convencional aportaría hasta 6 veces más producción que si se incorporara a producción el pozo sin fracuturamiento.

Conclusiones y recomendaciones Pozo A-875.

Conclusiones

En yacimientos de baja permeabilidad, similares a los de la región norte del país, existen campos depresionados y además sensibles a la acción del polímero (daño) utilizado en los fluidos fracturantes convencionales, para ello se requiere el uso de fluidos con menor carga polimérica y que proporcionen energía adicional para recuperar la mayor cantidad de fluidos a superficie, obteniendo con esto una mejor conductividad retenida del paquete apuntalado.

Para ello existen fluidos espumados con nitrógeno y dióxido de carbono (C_{O_2}) como se discutió en este trabajo, siendo el C_{O_2} un medio energizado con baja disipación durante el tratamiento, de tal forma que la energía queda contenida en el fluido y al momento de iniciar el aforo del pozo esta energía es liberada permitiendo recuperar en mucho menor tiempo una mayor cantidad de los fluidos inyectados, en comparación con operaciones de fracturamiento con fluidos convencionales y energizados con nitrógeno.

Una de las principales ventajas de utilizar bióxido de Carbono para energizar el fluido de fractura es que durante los tratamientos esté se mantiene en forma líquida junto con el fluido polimérico. Esta ventaja permite tener una mayor columna en el fondo durante el tratamiento, disminuyendo las presiones de operación en superficie y reduciendo la posibilidad de arenamiento prematuro comparado con fluidos energizados con Nitrógeno. Al mismo tiempo esto permite considerar tratamientos energizados en pozos con mayor profundidad donde tratamientos con fluidos energizados con Nitrógenos son muy difíciles de completar.

Basado en lo anterior se propone la utilización del servicio de C_{O_2} para fluidos fracturantes espumados como una alternativa para concluir de manera más eficiente las operaciones de fracturamiento hidráulico en pozos que por su profundidad limitan el uso de fluidos energizados con nitrógeno.

No se debe considerar como área de oportunidad para incrementar la producción el uso de fluidos binarios, estos deben ir encaminados al cuidado de la formación.

La aplicación de los fluidos binarios como se observo en este trabajo nos ayuda a mantener una producción sostenida.

Los fluidos binarios presentan una mayor eficiencia, su viscosidad se degrada menos con la temperatura y el tiempo, lo cual no ayuda a lograr una mejor colocación del sustentante a lo largo de la fractura.

Recomendaciones

- Al ser la formación sensible al agua se debe utilizar un fluido base aceite.
- Para yacimientos de baja permeabilidad se busca lograr fracturas largas.
- Se recomienda el uso de fluidos espumados debido a la baja presión del yacimiento; ya que ayuda a prevenir una excesiva pérdida de fluidos a la formación.
- Las espumas deben tener una calidad mayor al 65 % y menor al 80% para conseguir el máximo acarreo y suspensión posible, ya que dentro de estos rangos de calidad la viscosidad de la mezcla será la máxima.
- Usar sustentante resinado en toda la fractura, para reducir la degradación del canal conductivo y así obtener una producción sostenida.
- Realiza un análisis de la incrustación y trituramiento del sustentante.

Bibliografía.

Bibliografía.

ABDUS SATTER Y GANESH THAKUR: "INTEGRATED PETROLEUM RESERVOIR MANAGEMENT". 1994.

C. R. SMITH – G. W. TRACY - R. L. FARRAR: "APPLIED RESERVOIR ENGINEERING" 1992.

DR. RAFAEL RODRÍGUEZ NIETO: "CURSO DE PRINCIPIOS DE MECÁNICA DE YACIMIENTOS". FACULTAD DE INGENIERÍA – UNAM - 1980.

KERMIT, E. BROWN: "THE TECHNOLOGY OF ARTIFICIAL LIFT METHODS", PETROLEUM PUBLISHING COMPANY, TULSA, OKLA.

BROWN, K.E. AND LEA, J.F: "NODAL SYSTEMS ANALYSIS OF OIL AND GAS WELLS", J:P.T, OCTOBER, 1085.

GARAICOCHA P. F. : "TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS POR DUCTOS", COLEGIO DE INGENIEROS PETROLEROS DE MÉXICO, CIPM.

FUENTES, N.F.A: "ANÁLISIS NODAL FUNDAMENTOS Y APLICACIONES", TESIS UNAM 1968.

PREFFER J. W., MILLER M. A. AND HILL A. D. "AN IMPROVED METHOD FOR CALCULATING BOTTOMHOLE PRESSURES IN FLOWING GAS WELLS WITH LIQUID PRESENT". SPE NOVEMBER,1988.

VOGEL, V.J.: "INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIPS FOR SOLUTION-GAS DRIVES WELLS", J.P.T, JANUARY, 1968.

FETKOVICH, J.M.: "THE ISOCHRONAL TESTING OF OIL WELLS", SPE 4529, SPE (AIME).

HONG, K.J: "PRODUCTIVITY OF PERFORATED COMPLETIONS IN FORMATIONS WITH OR WITHOUT DAMAGE", SPE (AIME), CHEVRON OIL FIELD RESEARCH CO. J:P.T, AUGUST, 1975.

PETROLEUM PRODUCTION SYSTEMS, M. J. ECONOMIDES, A. D. HILL, CH. EHLIG-ECONOMIDES, PRENTICE HALL PETROLEUM ENGINEERING SERIES, 1994.

OIL WELL STIMULATION, R. S. SCHECHTER, PRENTICE HALL, 1992.

RESERVOIR STIMULATION, M.J. ECONOMIDES, K. G. NOLTE, DOWELL, SCHLUMBERGER, SECOND EDITION, 1989.

ACIDIZING FUNDAMENTALS, B. B. WILLIAMS, J.L.GIDLEY, R. S. SCHECHTER, MONOGRAPH VOLUME 8 SPE DOHERTHY SERIES, 1979., SPE DOHERTY SERIES, 1970.

PRINCIPLES OF OIL WELL PRODUCTION, MCGRAW HILL, T. E. W. NIND, SECOND, EDITION 1981

WELL DESIGN DRILLING AND PRODUCTION, B. C. CRAFT, W. R., HOLDEN, E.D. GRAVES, PRENTICE HALL, 1962.

MANUAL DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL DE POZOS PETROLEROS, C. ISLAS, COLEGIO DE INGENIEROS PETROLEROS A. C., 1991. (INÉDITO)

MANUAL TÉCNICO DE ESTIMULACIONES MATRICIALES STIMCADE, SCHLUMBERGER, 2004

ESTIMULACIÓN MATRICIAL DE POZOS PETROLEROS, IMCS, 2006.

MANUAL DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO DE POZOS PETROLEROS, C. ISLAS, COLEGIO DE INGENIEROS PETROLEROS A. C., 2009.

SLURRIED POLYMER FOAM SYSTEM AND METHOD FOR THE USE THEREOF, MAREK PAKULSKI, BARRY T. HLIDEK, UNITED STATES PATENT, PATENT NUMBER 5360558, NOVEMBER 1994.