



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

DIVISIÓN DE CIENCIAS DE LA TIERRA

FACULTAD DE INGENIERÍA

**LA ESTIMULACIÓN MATRICIAL Y EL FRACTURAMIENTO  
HIDRÁULICO APLICADOS A POZOS DE ACEITE PESADO**

**T E S I S**

PARA OBTENER EL TÍTULO DE

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA: **OMAR CASTAÑEDA PEÑA**

DIRECTOR DE TESIS: **ING. MARIO BECERRA ZEPEDA**

México, DF a 21 de abril del 2014



---

## AGRADECIMIENTOS

Gracias a Dios por todo... A quienes desde el inicio de mi vida me llevaron por buen camino, y aunque es una forma mínima de agradecer por todo su esfuerzo y dedicación hacia mi persona, y sólo quiero que sepan que todos mis logros son sus logros...

Gracias a mis padres María Juana y José Felipe y a mi hermana Belén Elizabeth por el apoyo y amor que me brindaron durante todos mis estudios y aun en los momentos más difíciles, y en los que me motivaron a seguir adelante ante las adversidades, ya que sin sacrificios no hay victorias.

A los que me apoyaron y confiaron en mí para lograr este objetivo, gracias a todos mis familiares, amigos; pero en especial agradecimiento a mis abuelos †Juan José Constantino y Guillermina, que más que abuelos serán siempre mis padres, ya que crecí a su lado con sus consejos y enseñanzas de la vida que en mucho me han servido para seguir adelante como un hombre recto y virtuoso.

Gracias a la Universidad Nacional Autónoma de México y en especial a la Facultad de Ingeniería por brindarme la oportunidad de estudiar la carrera de ingeniero petrolero.

A todos y cada uno de los profesores que me impartieron su cátedra, en gran parte es por ellos que adquirí los conocimientos sobre la carrera de ingeniero petrolero; a las personas de los campos petroleros que en mis prácticas reforzaron y aumentaron mis conocimientos y dieron los consejos, además de compartir sus experiencias laborales.

A mi director de tesis, el Ingeniero Mario Becerra Zepeda, que mostró mucho interés, comprensión y apoyo, por su tiempo y dedicación en la asesoría del presente trabajo y en especial por su guía y consejos.

**OMAR CASTAÑEDA PEÑA**

---

## ÍNDICE

### **Capítulo 1 –ANTECEDENTES, FUNDAMENTOS DE MECÁNICA DE LAS ROCAS Y LOS FLUIDOS**

	<b>Pág.</b>
1.1 Desarrollo histórico y la importancia de la reducción del daño .....	(2)
1.2 Definición de mecánica de las rocas.....	(4)
1.2.1 La fuerza y los esfuerzos.....	(6)
1.2.2 Tensión.....	(8)
1.2.3 Comprensión y deformación.....	(8)
1.2.4 La relación esfuerzo-deformación.....	(10)
1.2.5 Ley de Hook y el módulo de Young.....	(11)
1.2.6 Límites elásticos.....	(13)
1.2.7 Relación de Poisson.....	(14)
1.2.8 Comprensibilidad de los sólidos.....	(15)
1.3 Propiedades de los fluidos.....	(16)
1.3.1 Singularidad entre un fluido y un sólido.....	(17)
1.3.2 Diferencias entre un gas, un vapor y un líquido.....	(17)
1.3.3 Densidad absoluta y relativa.....	(18)
1.3.4 Peso específico.....	(19)
1.3.5 Volumen específico.....	(19)
1.3.6 Mojabilidad.....	(19)
1.3.7 Ley de Newton de la viscosidad.....	(21)
1.3.8 Viscosidad cinemática.....	(23)
1.3.9 Fluidos newtonianos.....	(23)
1.3.10 Presión de vapor.....	(24)
1.3.11 Tensión superficial.....	(25)
1.3.12 Comprensibilidad de los fluidos .....	(26)

---

## **Capítulo 2 -EL DAÑO A LA FORMACIÓN PRODUCTORA**

	<b>Pág.</b>
2.1 Métodos de reducción del daño: la estimulación y el fracturamiento hidráulico.....	(28)
2.2 El daño a la formación y los pseudodaños.....	(31)
2.3 Efectos del daño en la vecindad del pozo.....	(33)
2.4 Tipos y mecanismos del daño.....	(34)
2.5 Evaluación del daño en el pozo.....	(41)
2.6 Índice de productividad.....	(42)
2.7 Prevención de daños a la formación.....	(43)

## **Capítulo 3 -LA ESTIMULACIÓN MATRICIAL**

	<b>Pág.</b>
3.1 Definición de la estimulación matricial.....	(48)
3.2 Clases de estimulación matricial.....	(49)
3.3 Sistemas de fluidos para una estimulación matricial.....	(50)
3.4 Aditivos usados en la estimulación matricial.....	(52)
3.5 Estimulación matricial no reactiva.....	(56)
3.5.1 Tipos de daños susceptibles de removerse.....	(57)
3.5.2 Los surfactantes en la estimulación matricial no reactiva.....	(59)
3.5.3 Exigencia de los surfactantes para una estimulación matricial no reactiva.....	(61)
3.6 Estimulación matricial reactiva.....	(62)
3.6.1 Ácidos y aditivos.....	(63)
3.7 Estimulación matricial en carbonatos y arenas.....	(66)
3.8 Beneficios y limitaciones en la estimulación matricial.....	(68)

---

## **Capítulo 4 -FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO**

	<b>Pág.</b>
4.1 Definición de fracturamiento hidráulico.....	(72)
4.2 Tipos de fracturamiento.....	(75)
4.2.1 Fracturamiento ácido.....	(75)
4.2.2 Fracturamiento con apuntalante.....	(76)
4.2.3 Fracturamiento con gas.....	(76)
4.2.4 Fracturamiento con espumas ácidas.....	(77)
4.3 Fluidos fracturantes y aditivos.....	(78)
4.3.1 Función y reología de los fluidos fracturantes.....	(81)
4.3.2 Uso de polímeros con los fluidos fracturantes.....	(83)
4.4 Los apuntalantes.....	(84)
4.4.1 Transporte de los apuntalantes.....	(90)
4.5 Mecánica de las fracturas.....	(91)
4.5.1 Conductividad de la fractura.....	(98)
4.6 Equipo usado en el fracturamiento hidráulico.....	(99)
4.7 Ventajas y desventajas del fracturamiento hidráulico.....	(112)

## **Capítulo 5 – CRUDOS PESADOS, METODOLOGÍA DE DISEÑO Y APLICACIONES**

	<b>Pág.</b>
5.1 La importancia del aceite pesado.....	(115)
5.1 Futuro de los aceites pesados.....	(117)
5.1.2 Clasificación de los crudos mexicanos.....	(118)
5.2 Metodología de diseño de un fracturamiento hidráulico para crudos pesados.....	(121)
5.2.1 Fundamentos.....	(121)

	<b>Pág.</b>
5.2.2 Consideraciones de diseño.....	(123)
5.2.3 Diseño de un fracturamiento hidráulico.....	(125)
5.3 Metodología de diseño de una estimulación matricial para crudos pesados.....	(128)
5.3.1 Aprobación del pozo candidato.....	(128)
5.3.2 Evaluación del daño.....	(129)
5.3.3 Selección del fluido estimulante.....	(131)
5.3.4 Procedimiento operativo para realizar una estimulación.....	(135)
5.4 Casos de aplicación en México y en el mundo.	
5.4.1 Aplicación en México en el activo Samaria-Luna.....	(136)
5.4.2 Bloque Keathley Canyon.....	(141)
5.4.3 Fracturamiento hidráulico en arenas altamente compactas del campo Yucal, Guárico y Venezuela.....	(142)
5.4.4 Caso de campo de aplicación de un fracturamiento hidráulico en la región sur.....	(144)
5.4.5 Aplicación en el pozo Tetete-12, Ecuador.....	(150)

<b>Conclusiones</b>	<b>Pág.</b>
Conclusiones.....	(154)
<b>Apéndice 1 – Bibliografía</b> .....	(156)
<b>Apéndice 2- Nomenclatura</b> .....	(158)

## **FIGURAS Y TABLAS**

### *CAPITULO 1 – ANTECEDENTES, FUNDAMENTOS DE MECÁNICA DE LAS ROCAS Y LOS FLUIDOS*

	<b>Pág.</b>
<b>Figura 1.1.-</b> Pozo Artesas 22 sometido a estimulación matricial.....	(2)
<b>Figura 1.2.-</b> Propiedades de las rocas en el fracturamiento hidráulico y estimulación matricial.....	(5)
<b>Figura 1.3.-</b> Tipos de esfuerzos.....	(7)
<b>Figura 1.4.-</b> Diagrama de esfuerzo tensional.....	(8)
<b>Figura 1.5.-</b> Compresión y deformación de un cuerpo.....	(9)
<b>Figura 1.6.-</b> Modelos de esfuerzos vs deformación.....	(10)
<b>Figura 1.7.-</b> Núcleo fracturado del pozo Artesa 22.....	(11)
<b>Figura 1.8.-</b> Gráfico del límite elástico.....	(13)
<b>Figura 1.9.-</b> Gráfico de falla de un material.....	(14)
<b>Figura 1.10.-</b> Representación gráfica de un gas, sólido y líquido.....	(17)
<b>Figura 1.11.-</b> Diagramas de mojabilidad.....	(20)

	Pág.
<b>Figura 1.12.-</b> Regímenes de flujo para esfuerzos cortantes.....	(22)
<b>Figura 1.13.-</b> Gráfico de fluidos (velocidad vs esfuerzo).....	(24)
<b>Figura 1.14.-</b> Representación gráfica de la tensión superficial.....	(25)

## **CAPITULO 2 -EL DAÑO A LA FORMACIÓN PRODUCTORA**

<b>Figura 2.1.-</b> Sistema de producción de un pozo.....	(28)
<b>Figura 2.2.-</b> Pozo radial circular.....	(29)
<b>Figura 2.3.-</b> Fotografía de microscopio electrónico de una formación arenosa dañada.....	(31)

## **CAPITULO 3 - LA ESTIMULACIÓN MATRICIAL**

<b>Figura 3.1.-</b> Diagrama de una estimulación matricial y sus fluidos de tratamiento.....	(51)
<b>Figura 3.2.-</b> Tubería con depositación de orgánicos.....	(58)
<b>Figura 3.3.-</b> Afinidad de los surfactantes.....	(60)
<b>Figura 3.4.-</b> Esquema de una estimulación acida.....	(62)
<b>Figura 3.5.-</b> Dependencia de la velocidad de reacción.....	(64)
<b>Figura 3.6.-</b> Pozo sometido a estimulación matricial con TF.....	(66)
<b>Figura 3.7.-</b> Núcleo de arena con prueba de fluido ácido.....	(67)

## **CAPITULO 4 -FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO**

<b>Figura 4.1.-</b> Modelo de un fracturamiento hidráulico.....	(72)
<b>Figura 4.2.-</b> Ilustración de un fracturamiento hidráulico con ácido.....	(75)
<b>Figura 4.3.-</b> Proceso de fracturamiento con gas y tubería flexible.....	(77)
<b>Figura 4.4.-</b> Modelo de apuntalantes en una fractura.....	(85)
<b>Figura 4.5.-</b> Gráfico de redondez vs esfericidad.....	(88)
<b>Figura 4.6.-</b> Tipos de apuntalantes.....	(89)
<b>Figura 4.7.-</b> Apuntalantes.....	(90)
<b>Figura 4.8.-</b> Apuntalantes en una fractura siguiendo el modelo de Bridging.....	(91)
<b>Figura 4.9.-</b> Esquema de un fracturamiento hidráulico.....	(91)
<b>Figura 4.10.-</b> Factores que influyen en una fractura.....	(92)
<b>Figura 4.11.-</b> Modelo PKN de una fractura.....	(95)
<b>Figura 4.12.-</b> Modelo KGD de una fractura.....	(96)
<b>Figura 4.13.-</b> Esquema de los factores que afectan la propagación de la fractura.....	(98)
<b>Figura 4.14.-</b> Equipo y personal de fracturamiento.....	(100)
<b>Figura 4.15.-</b> Tanque de almacenamiento.....	(101)
<b>Figura 4.16.-</b> Mangueras del mezclador.....	(102)
<b>Figura 4.17.-</b> Blender.....	(102)
<b>Figura 4.18.-</b> Blender.....	(103)
<b>Figura 4.19.-</b> Manguera flexible.....	(104)
<b>Figura 4.20.-</b> Bomba diesel centrifuga.....	(104)
<b>Figura 4.21.-</b> Tina agitadora.....	(105)
<b>Figura 4.22.-</b> Sistema de adición de aditivos tipo tornillo.....	(106)
<b>Figura 4.23.-</b> Tornillo para arena.....	(107)
<b>Figura 4.24.-</b> Árbol de conexiones superficiales.....	(108)
<b>Figura 4.25.-</b> Conexiones a boca de pozo.....	(108)

	<b>Pág.</b>
<b>Figura 4.26.-</b> Camión e bombeo.....	(109)
<b>Figura 4.27.-</b> Camión de bombeo HT-400.....	(109)
<b>Figura 4.28.-</b> Contenedor tipo montaña.....	(110)
<b>Figura 4.29.-</b> Barco de operaciones de fracturamiento en zonas marinas.....	(111)
<b>Figura 4.30.-</b> Barco de bombeo para operaciones de fracturamiento.....	(111)

*CAPITULO 5 - CRUDOS PESADOS, METODOLOGÍA DE DISEÑO Y APLICACIONES*

<b>Figura 5.1.-</b> Reservas totales de petróleo del mundo.....	(116)
<b>Figura 5.2.</b> Muestra de aceite crudo pesado.....	(117)
<b>Figura 5.3.-</b> Yacimientos mexicanos de crudos pesados.....	(120)
<b>Figura 5.4.-</b> Región sur.....	(136)
<b>Figura 5.5.-</b> Producción de aceite pesado.....	(138)
<b>Figura 5.6.-</b> Sísmica del campo Samaria.....	(139)
<b>Figura 5.7.-</b> Pozo samaria sometido a estimulación matricial.....	(140)
<b>Figura 5.8.-</b> Pozo Samaria con bombeo mecánico.....	(140)
<b>Figura 5.9.-</b> Mapa del Bloque Keathley Canyon.....	(141)
<b>Figura 5.10.-</b> Columna estratigráfica del Campo Yucal, Venezuela.....	(142)
<b>Figura 5.11.-</b> Pozo en el campo Yucal con bombeo mecánico.....	(143)
<b>Figura 5.12.-</b> Estado mecánico del pozo (Región sur).....	(145)
<b>Figura 5.13.-</b> Grafico de resultados.....	(149)

**TABLAS**

<b>Tabla 1.1.-</b> Valores del módulo de Young para rocas.....	(12)
<b>Tabla 2.1.-</b> Parámetros de permeabilidad.....	(30)
<b>Tabla 3.1.-</b> Tipos de surfactantes.....	(53)
<b>Tabla 5.1.-</b> Tipos de crudos.....	(119)
<b>Tabla 5.2.-</b> Crudos mexicanos.....	(119)
<b>Tabla 5.3.-</b> Selección de fluido según el daño en una estimulación matricial.....	(134)
<b>Tabla 5.4.-</b> Características del campo Samaria.....	(137)
<b>Tabla 5.5.-</b> Datos de operación.....	(144)
<b>Tabla 5.6.-</b> Cedula de bombeo.....	(147)
<b>Tabla 5.7.-</b> Parametros de resultados.....	(149)
<b>Tabla 5.8.-</b> Datos del pozo.....	(150)
<b>Tabla 5.9.-</b> Primera fase de la estimulación matricial.....	(151)
<b>Tabla 5.10.-</b> Segunda fase de la estimulación matricial.....	(151)
<b>Tabla 5.11.-</b> Tercera fase de la estimulación matricial.....	(151)
<b>Tabla 5.12.-</b> Cuarta fase de la estimulación matricial.....	(152)
<b>Tabla 5.13.-</b> Analisis pre y pos operativo.....	(152)



---

## **INTRODUCCION:**

El presente trabajo tiene como propósito dar a conocer la importancia de la reducción del daño a la formación productora; ésto, mediante el uso de métodos tales como: el fracturamiento hidráulico y la estimulación matricial, así como la aplicación a pozos petroleros de aceite pesado.

En la industria petrolera existen diferentes tipos de mecanismos de producción, en un inicio se produce por energía de yacimiento, pero también existen algunos mecanismos naturales que pueden disminuir la velocidad en el decremento de la presión del yacimiento como el efecto de un acuífero activo, la expansión de la fase gaseosa y/o la segregación gravitacional. Cuando la presión del yacimiento no es suficiente para producir hidrocarburos naturalmente, se emplean métodos artificiales de producción como el bombeo mecánico, el bombeo neumático y el electrosumergible, entre otros.

Sin embargo, existen técnicas usadas para estimular a los pozos de los yacimientos en caso de que se encuentren o no dañados, como el fracturamiento hidráulico y sus variantes, entre las que encontramos el fracturamiento ácido con y sin apuntalantes, con gel y gas a alta presión. En el proceso de un fracturamiento hidráulico se inyecta un fluido a alta presión, el cual crea un canal de alta permeabilidad para mejorar el flujo de hidrocarburos; asimismo, tenemos la estimulación matricial, la cual es usada en los casos cuando existen daños a la formación y/o en el sistema integral de producción. En la estimulación matricial encontramos dos variantes: la estimulación matricial no reactiva y la estimulación matricial reactiva, la primera se implementa cuando existen daños en la formación donde se encuentran implicados los fluidos de la formación o alguna precipitación, ya sea de origen orgánico o inorgánico, y por último, la estimulación matricial reactiva cuyo objetivo es la disolución de la roca de la formación para crear canales y mejorar el flujo de hidrocarburos. Ambas técnicas consideran el análisis de los mecanismos de daño, la selección del pozo candidato, el diseño y ejecución del tratamiento.

Por tanto, se presentarán los principales conceptos físicos para comprender las técnicas que se mencionaron en el párrafo anterior, así como las características y propiedades de los fluidos usados, los apuntalantes y aditivos de las operaciones, y las consideraciones técnicas para planear y diseñar un fracturamiento hidráulico o una estimulación matricial, permitiendo la conceptualización de los procesos y la aplicación de las técnica en los pozos de hidrocarburos pesados.

---

Con la finalidad de retomar la investigación y la importancia de los hidrocarburos pesados, a los cuales se les daba menor importancia como recurso energético; ésto, debido a las dificultades, los retos y los altos costos que están asociados con su producción. Con el aumento de los precios de los hidrocarburos en el mercado y la escasez que podría generarse en los próximos años, actualmente su explotación se ha vuelto rentable y por consiguiente diversas empresas han desarrollado tecnologías derivadas de la estimulación matricial y el fracturamiento hidráulico en sus diversas modalidades, que combinados con métodos de recuperación secundaria y sistemas artificiales de producción, han hecho posible la extracción de estos crudos y el aumento de las reservas de hidrocarburos.

---

**CAPÍTULO**

**1**

**ANTECEDENTES, FUNDAMENTOS DE LA MECÁNICA DE LAS ROCAS  
Y LOS FLUIDOS**

---

---

## 1.1 DESARROLLO HISTORICO Y LA IMPORTANCIA DE LA REDUCCION DEL DAÑO.

A lo largo del tiempo, la importancia de obtener una mejor recuperación de hidrocarburos se ha convertido en una prioridad, a consecuencia de que en el mundo la demanda de estos fluidos se incrementó con los inicios de la revolución industrial.

Entre los adelantos y desarrollos tecnológicos encontramos los realizados para la industria petrolera que surgen de una necesidad para solucionar un problema como lo es el daño y los métodos de aminorarlo, por ello surgen



aportaciones como el fracturamiento hidráulico y la estimulación matricial (ver figura 1.1).

Tal es la importancia de estos métodos que en el mundo son pocos los pozos petroleros en los cuales no se hayan aplicado estos procedimientos, y por tanto miles de los pozos hoy en día son rentables técnica y económicamente debido a la modificación de su productividad.

**Figura 1.1 - Pozo Artesas 22 sometido a estimulación matricial.**

El primer método de la estimulación de un pozo para aumentar su productividad, se remonta a los inicios de la era industrial del petróleo, aproximadamente en 1860. Este proceso fue llamado fracturamiento con explosivos y llegó a ser muy usado en 1920 con el uso de nitroglicerina, para el año de 1947 se implementó el primer fracturamiento hidráulico el cual fue realizado en el pozo KLEPPER 1, el cual era un pozo de gas perteneciente a Pan American Petroleum Corporation, en Kansas. Desde entonces el fracturamiento hidráulico se ha convertido en un tratamiento estándar para estimular la productividad de los pozos petroleros, para el año de 1955 se realizaban un aproximado de 450 trabajos de fracturación por mes, para finales de los años 70's se realizaban arriba de 2600 trabajos por mes.

En 1894 el ácido clorhídrico (HCl) se aplicó en formaciones de rocas calizas en Lima, Ohio, método que fue patentado el 17 de marzo de 1896; el cual fue dejado o poco usado por su alta corrosión ocasionada en las instalaciones petroleras superficiales y subsuperficiales. De 1929 a 1932 se reimpulsó este método pero con aditivos e inhibidores de corrosión, con lo cual se retomó el método como medio eficaz del incremento de la

---

productividad de los pozos. Para el año de 1940 se introdujeron mezclas de ácido clorhídrico y fluorhídrico (HCl-HF) con aditivos para la reducción de los problemas que se presentan con las pérdidas de circulación e inyecciones de fluidos ya sea baja o alta presión.

De forma simultánea con estos adelantos se desarrollaron y probaron una gran gama de mecanismos de estimulación, aunque de menor importancia a los ya citados, los cuales son aplicables con diversos escenarios de los pozos productores como lo son los de aceite pesado.

Por otro lado, Sneddon y Elliot desarrollaron las soluciones para los campos de fuerzas y presiones asociadas con fracturas. El primer trabajo sobre modelado de fracturas hidráulicas fue realizado por varios investigadores rusos. La primera referencia en inglés fue hecha en papel por Khristianovich y Zheltov's. La otra mayor contribución fue el trabajo de Perkins y Kern. Esos modelos fueron desarrollados para calcular la geometría de la fractura, particularmente el ancho, para un ritmo específico de longitud y flujo.

La técnica concebida originalmente en el año de 1947 para incrementar el área de drenaje en pozos petroleros, consiste en la inyección de fluido a presión desde la superficie a través de una perforación o pozo hasta una zona determinada del mismo, aislada por sellos, la cual sufrirá los efectos de la presión hidráulica fracturándose en la dirección del máximo esfuerzo principal de confinamiento en profundidad. Esta técnica fue desarrollada como una opción para incrementar la producción y evitar la perforación de un nuevo pozo. Este procedimiento ha dado muy buenos resultados y, a medida que se ha acumulado mucha experiencia de campo, la tecnología de aplicaciones de fracturamiento ha avanzado en lo concerniente al diseño y fabricación de equipos y herramientas y en la selección, preparación y utilización de sólidos y fluidos para atender una variedad de necesidades. Hoy en día en la industria petrolera las operaciones de fracturamiento hidráulico se realizan con mayor éxito y precisión gracias a los diferentes materiales utilizados en el fracturamiento, ya que dichos materiales son fabricados con la más alta tecnología y son el resultado de investigaciones en el proceso de la estimulación de yacimientos por fracturamiento hidráulico.

Los pozos de aceite pesado generalmente se dejan de lado como recurso energético debido a las dificultades y costos asociados con su producción. Pero existen más de 3.25 billones de barriles de hidrocarburos asociados a esta categoría de pesados y extrapesados, los cuales enfrentan retos especiales pero no insuperables, sin embargo, las técnicas innovadoras de perforación, terminación, estimulación y monitoreo contribuyen para que estos yacimientos y sus respectivos pozos se conviertan en activos rentables.

Así mismo se tiene como objetivo resaltar la importancia de los métodos de estimulación matricial y de fracturamiento hidráulico, haciendo una descripción y proporcionando datos relevantes de los métodos, mencionando las diferentes razones y problemas que pudiesen surgir durante y pos ejecución

---

## 1.2 DEFINICION DE MECANICA DE LAS ROCAS.

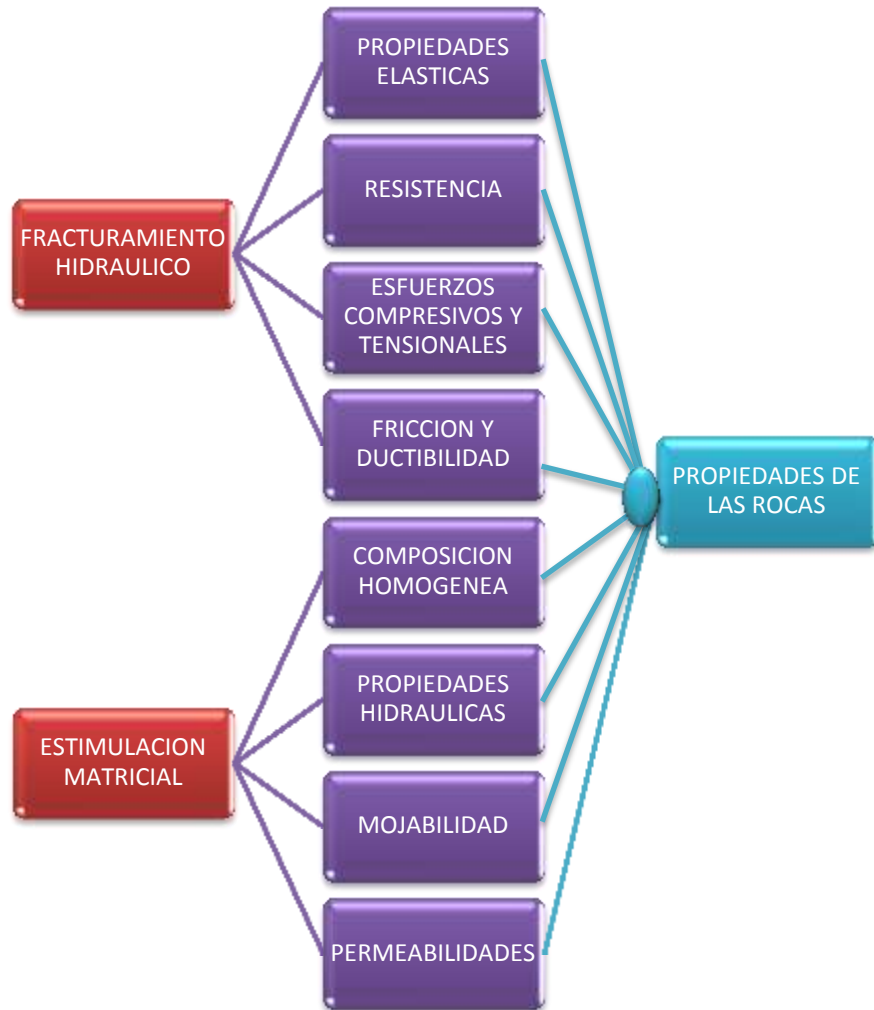
La mecánica de rocas es una rama que describe el comportamiento mecánico de las rocas en relación a los campos de fuerza que se encuentran en su entorno físico y que actúan sobre ellas.

En la solución de problemas de ingeniería ya sea petrolera, geológica, geofísica, etc; con relación a la mecánica de rocas, es necesaria la aplicación de modelos matemáticos por lo que a efecto de facilitar su solución es conveniente hacer suposiciones, siendo las más importantes el considerar a los materiales como isótropos, homogéneos y elásticos.

En el caso de hacer estas consideraciones, las ecuaciones de mecánica de rocas sólo tienen dos constantes: el módulo de Young y la relación de Poisson, pero en caso contrario se hacen necesarias más de veinte constantes independientes para poder identificar el material mecánicamente.

En la estimulación y en el fracturamiento hidráulico, la mecánica de rocas es importante para determinar ciertas propiedades mecánicas así como las condiciones de los esfuerzos in-situ de la formación, el cálculo de la deformación que sufre la roca, y el comportamiento de la roca causado por los fluidos fracturantes y estimulantes, así como finalmente determinar la geometría de la fractura y los canales.

Las propiedades mecánicas de la roca que generalmente están involucradas en el diseño y análisis de un tratamiento de fracturamiento hidráulico o de estimulación matricial se pueden agrupar como se muestra en la figura 1.2:



**Figura 1.2.- Propiedades de las rocas en el fracturamiento hidráulico y estimulación matricial.**

El más importante parámetro para el diseño de un fracturamiento hidráulico son los esfuerzos in-situ. Los esfuerzos no solo controlan o influyen en la mayoría de los aspectos en el desarrollo del fracturamiento, sino que también influyen directamente en las propiedades del yacimiento como en las propiedades mecánicas de la roca. Por ejemplo, si se incrementa la aplicación de esfuerzo confinante, tendrá como resultado una disminución en la permeabilidad, porosidad de la roca y por consecuencia los resultados para el módulo de Young y la relación de Poisson los cuales se explicaran más adelante se verán afectados.

Por otra parte para las estimulaciones matriciales parámetros como la permeabilidad y la mojabilidad son de mayor importancia, ya que para su desarrollo están íntimamente ligados con aspectos mecánicos del pozo, los cuales influyen en el momento de la inyección de los fluidos y éstos a su vez en conjunto con la roca detonan la eficacia o fracaso en dicha actividad.

---

### 1.2.1 LA FUERZA Y LOS ESFUERZOS.

La fuerza es un concepto difícil de definir, pero muy conocido. Sin que nos digan lo que es la fuerza podemos intuir su significado a través de la experiencia diaria.

Una fuerza es algo que cuando actúa sobre un cuerpo, de cierta masa, le provoca un efecto, también se define como el fenómenos de atracción y repulsión entre los cuerpos que se pueden representar cuantitativamente por medio de vectores.

La fuerza se puede definir a partir de la derivada del momento lineal:

$$F = \frac{dp}{dt} = \frac{d(mv)}{dt} \quad (1.1)$$

Si la masa permanece constante, se puede escribir:

$$F = m \frac{dv}{dt} = ma \quad (1.2)$$

Donde **m** es la masa y **a** la aceleración, que es la expresión tradicional de la segunda ley de Newton.

Las fuerzas de cuerpo son fuerzas que pueden trabajar sobre un objeto a distancia donde la magnitud de la fuerza depende de la cantidad de materia afectada, como por ejemplo, la fuerza de gravedad y el magnetismo. Las fuerzas de superficie se denominan así por que operan a través de una superficie de contacto, situación gobernada por la Tercera Ley de Newton (para un cuerpo en reposo o en movimiento uniforme, a toda acción existe una reacción igual y opuesta). La magnitud de una fuerza de superficie depende del área sobre la que actúa.

Una fuerza que actúa a través de un plano puede tener cualquier dirección relativa al plano; si la fuerza tiene una dirección paralela a la normal del plano se denomina fuerza normal y si tiene una dirección perpendicular a la normal del plano, es decir, es paralela al plano, se llama fuerza de cizalla, cortante o tangencial.

Una fuerza puede ser representada por medio de un vector el cual tiene una magnitud, dirección y sentido característico. Por lo tanto, con las fuerzas se pueden realizar todas las operaciones vectoriales.

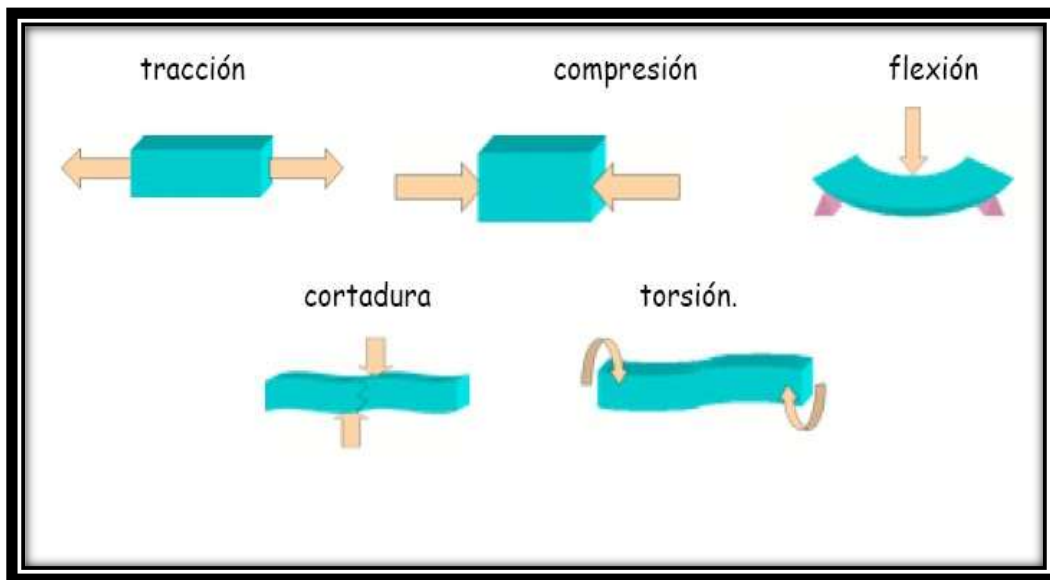
Cuando se aplican fuerzas en direcciones diferentes se denominan fuerzas diferenciales. Si aplicamos una fuerza a través de un plano, de tal manera que las partículas a cada lado del plano sean “empujadas”, una hacia otra, la fuerza es compresiva. En ciencias de la Tierra, las fuerzas compresivas se consideran positivas.

Cuando las fuerzas diferenciales tienden a alargar un cuerpo se conocen como fuerzas tensionales, las partículas a cada lado del plano tienden a separarse, en Ciencias de la Tierra, las fuerzas tensionales se consideran negativas.



La componente normal de una fuerza siempre puede ser clasificada como compresiva o de tensión (es positiva o negativa), una fuerza de cizalla es positiva cuando produce un giro relativo en contra de las manecillas del reloj y es negativa cuando ocurre lo contrario

El esfuerzo es la fuerza interna resultante, que se opone a un cambio en el tamaño o forma del cuerpo sobre el que actúan las fuerzas externas. Un cambio en el tamaño o forma se inicia cuando se aplica una carga, y es detenido cuando el esfuerzo resistente interno mantiene las fuerzas externas en equilibrio, si las fuerzas externas que actúan sobre el cuerpo superan el límite que puede desarrollar el máximo esfuerzo resistente, entonces éste resulta insuficiente para balancear las fuerzas externas, por consiguiente el cambio en forma incrementará rápidamente y el cuerpo se romperá.



**Figura 1.3- Tipos de esfuerzos.**

Cuando se aplican esfuerzos en direcciones diferentes se denominan esfuerzos diferenciales, cuando los esfuerzos diferenciales acortan un cuerpo se conoce como esfuerzos compresivos, y cuando los esfuerzos diferenciales tienden a alargar un cuerpo se conoce como esfuerzos tensionales o de tracción como se observa en la figura 1.3.

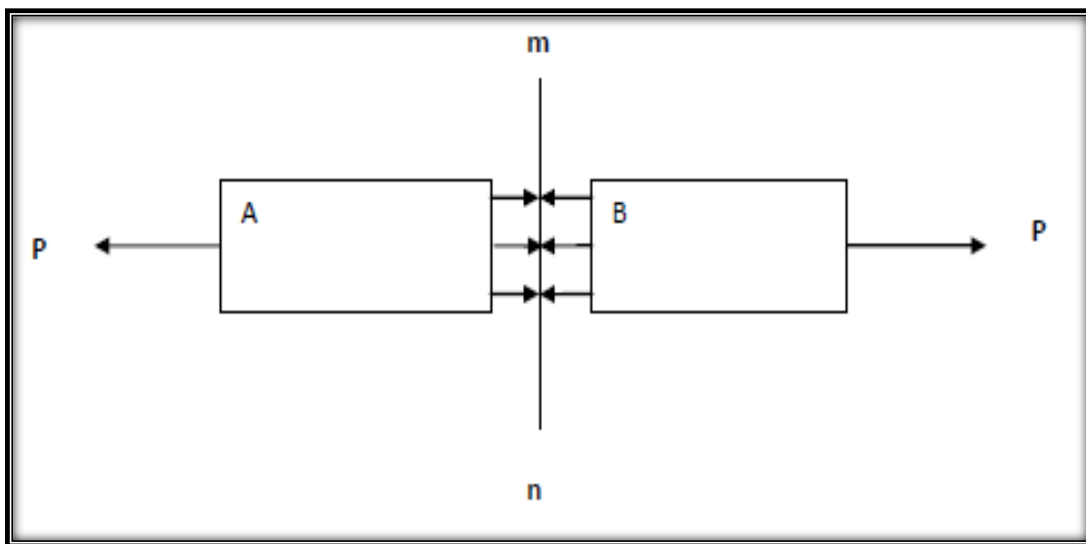
Desde el punto de vista matemático, para el cálculo de esfuerzo y haciendo consideraciones en cuanto a materiales y simplificaciones tenemos que el esfuerzo se determina de la siguiente manera:

$$\sigma = \rho h g \dots \dots \text{Ec-1.3}$$

---

### 1.2.2 TENSIÓN.

Tensión o esfuerzo tensional es la fuerza interna de un cuerpo que resiste la acción de fuerzas externas tendientes a incrementar la longitud del cuerpo. La tensión es desarrollada en una barra cuando las fuerzas externas actúan en direcciones hacia fuera de sus límites (figura 1.4) la tendencia es separar la barra en dos partes A y B; para mantener el equilibrio, cada parte actúa en la sección mn con esfuerzos tensionales, cuya resultante es igual y contraria en dirección a la resultante de las fuerzas que actúan en el extremo de cada parte considerada.

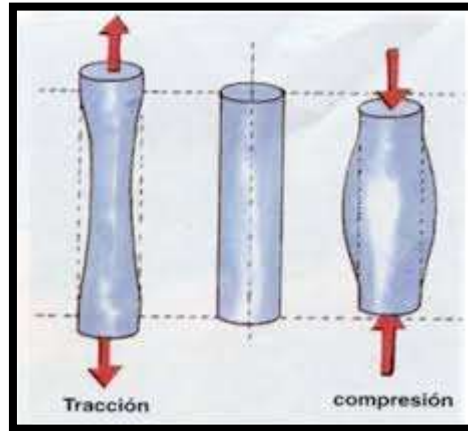


**Figura 1.4 - Diagrama de esfuerzo tensional.**

### 1.2.3 COMPRESIÓN Y DEFORMACIÓN.

El esfuerzo de compresión es la resultante de las tensiones o presiones que existe dentro de un sólido deformable o medio continuo, caracterizada porque tiende a una reducción de volumen del cuerpo, y a un acortamiento del cuerpo en determinada dirección; es decir, la compresión o esfuerzo compresivo es la fuerza interna de un cuerpo que resiste la acción de fuerzas externas tendientes a disminuir la longitud de un cuerpo como se ve en la figura 1.5.

En general, cuando se somete un material a un conjunto de fuerzas se produce tanto flexión, como cizallamiento o torsión, todos estos esfuerzos conllevan la aparición de tensiones tanto de deformación como de compresión.



**Figura.1.5 - Compresión y deformación de un cuerpo.**

Por otro lado la deformación es la magnitud del cambio en la forma, volumen o posición de un cuerpo, causado por la aplicación de fuerzas externas. Cuando las fuerzas externas causan tensión la deformación se reflejará en una elongación o incremento en la longitud original; cuando se origina la compresión, la deformación es un acortamiento en la longitud y en el caso de fuerzas cortantes, la deformación produce un deslizamiento de una capa del cuerpo sobre otra parte adyacente como se observa en la figura 1.6.

La aplicación de una fuerza sobre un cuerpo causa que su masa cambie de posición y/o forma, es decir, las partículas que constituyen su masa cambian de lugar con respecto a un sistema de referencia o cambia de posición internamente y por consecuencia su forma también se modifica. El cambio de posición de las partículas que forman un cuerpo se conoce como desplazamiento, si la intensidad de las fuerzas aumenta puede ocurrir la ruptura total del cuerpo, lo cual origina el desequilibrio del sistema de las fuerzas ejercidas sobre él.

Las rocas son cuerpos sólidos constituidos por un conjunto de partículas unidas entre sí y que cuando a éstas se les aplica una carga o un esfuerzo se ocasiona un cambio permanente; estas manifestaciones que ocasionan cambios en los cuerpos rocosos, pueden ser agrupadas en dos clases:

- **Deformación de Cuerpos Rígidos:** Ocurre en materiales muy competentes mecánicamente, caracterizándose porque los esfuerzos que actúan sobre ellos ejercen una acción externa, donde se produce una modificación en su estado de reposo o de movimiento con el consecuente cambio de posición de todas las partículas de la masa sin presentar cambio interno alguno con relación a un sistema de ejes coordenados.
- **Deformación de Cuerpos Plásticos:** Ocurre cuando se aplican esfuerzos a cuerpos rocosos causando un cambio de posición de unas partículas con relación a otras dentro del cuerpo.










Tipo de esfuerzo			Tipo de deformación	
Tensión	Compresión	Cizalla		
				Indefornado
				Dúctil
			Frágil	

Figura 1.6 - Modelos de esfuerzos vs deformación.

#### 1.2.4 LA RELACIÓN ESFUERZO-DEFORMACIÓN.

Cuando se somete un núcleo a diferentes fuerzas, para las cuales se producirán las correspondientes deformaciones unitarias y se grafican los valores medidos experimentalmente, en un sistema cartesiano se obtiene lo que se llama, comportamiento “esfuerzo-deformación” del material.

Durante la etapa inicial de carga, de cero al límite elástico, la roca se vuelve más dura, este régimen no lineal es debido al cierre de micro fracturas preexistentes extendidas en la muestra; esta región particular de la curva de esfuerzo-deformación, es una huella del tiempo en la muestra de roca. Para incrementos mayores de carga, la curva de esfuerzo-deformación se hace lineal o curva dependiendo de la constitución de la roca.

Cuando la carga en la muestra de roca se incrementa, el daño será irreversible y ocurrirán grandes deformaciones (figura 1.7); en esta etapa se hace imposible describir el comportamiento de la roca usando una constante elástica.

---

Después de la descarga, la muestra de roca exhibirá una deformación permanente y la trayectoria de la descarga será diferente de la de carga; la diferencia corresponde a la energía disipada por semejante proceso irreversible como la creación de nuevas fracturas.



**Figura 1.7 – Núcleo fracturado del pozo Artesa 22**

### **1.2.5 LEY DE HOOKE Y EL MÓDULO DE YOUNG.**

Ley de Hooke se define como la cantidad de estiramiento o de compresión del material y es directamente proporcional a la fuerza aplicada.

$$\epsilon = \frac{\delta}{L} = \frac{F}{AE} \quad (1.4)$$

Cuando un objeto se somete a fuerzas externas, sufre cambios de tamaño o de forma, o de ambos. Esos cambios dependen del arreglo de los átomos y su enlace en el material. Cuando un peso jala y estira a otro y cuando se le quita este peso y regresa a su tamaño normal decimos que es un cuerpo elástico.

La elasticidad es la propiedad de cambiar de forma cuando actúa una fuerza de deformación sobre un objeto, y el objeto regresa a su forma original cuando cesa la deformación, por otra parte a los materiales no deformables se les llama inelásticos.

Si se estira o se comprime más allá de cierta cantidad, ya no regresa a su estado original, y permanece deformado, a esto se le llama límite elástico.

- Cuando se tira o se estira de largo se dice que está en tensión
  
- Cuando se aprieta o se comprime algo se dice que está en compresión

El módulo de Young puede ser interpretado como una medida de “dureza” de la roca o un parámetro que expresa la resistencia de la roca a la deformación bajo condiciones de carga, por lo anterior se entiende que el módulo de Young tiene un papel importante en el diseño del fracturamiento hidráulico, por ser un parámetro que influye en la manera del como se abrirá la fractura, de aquí que afecte directamente la geometría de la fractura.

No todos los materiales siguen un comportamiento de acuerdo a la ley de Hooke, por lo que se tiene básicamente dos casos:

- Material elástico (siguen la Ley de Hooke)
- Material plástico (no siguen la ley de Hooke)

En la siguiente tabla se presenta algunos valores típicos del módulo de Young, para rocas de interés en el fracturamiento hidráulico.

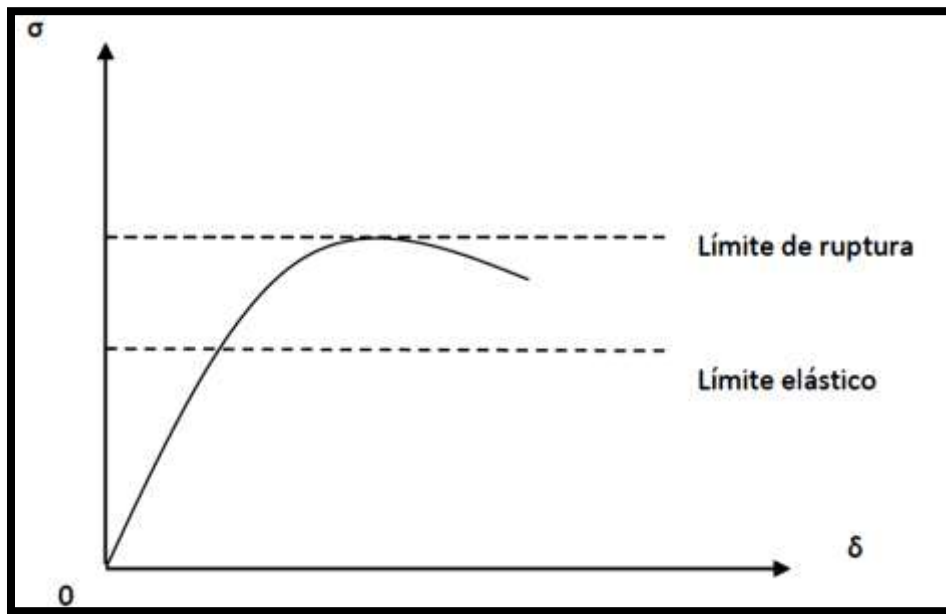
<b>TIPO DE ROCA</b>	<b>Kg/cm<sup>2</sup></b>
<b>LIMOLITA</b>	30000-50000
<b>ARENA POCO CONSOLIDADA</b>	10000-50000
<b>ARENISCA ARCILLOSA</b>	50000-100000
<b>MARGA</b>	60000-100000
<b>ARENISCA CONSOLIDADA</b>	200000-500000
<b>BRECHAS ARENOSAS</b>	300000-500000
<b>CALIZA</b>	500000-1000000

**Tabla 1.1 - Valores del módulo de Young para rocas.**

---

### 1.2.6 LÍMITES ELÁSTICOS.

En los materiales elásticos y dentro de ciertos límites, al cesar la fuerza que los deforma, éstos tienden a recuperar sus dimensiones originales, sin embargo, si la fuerza se incrementa paulatinamente se alcanzará un límite, el cual depende del material del que se trate, en el que ya no se recupera su forma original, es decir, para este valor el material se desvía de su comportamiento elástico lineal, éste es el denominado límite elástico, mostrado en la figura 1.8. Si se continúa aumentando la fuerza aplicada, el material falla (se rompe), a este valor de esfuerzo se le denomina límite de ruptura.



**Figura 1.8 - Gráfico del límite elástico.**

La falla del material puede presentarse prácticamente de inmediato al límite elástico, caso en el cual se le llama falla frágil, caracterizada por la nucleación y propagación rápida de una fisura con poca deformación plástica; o bien, puede tolerar mayor esfuerzo después del límite elástico, denominándose falla dúctil, este tipo de falla se caracteriza por una propagación lenta de la fisura, siguiendo por lo general una dirección en “zig-zag” a lo largo de los planos en los cuales se tiene un esfuerzo cortante máximo. En la figura 1.9 se representa este tipo de fallas.

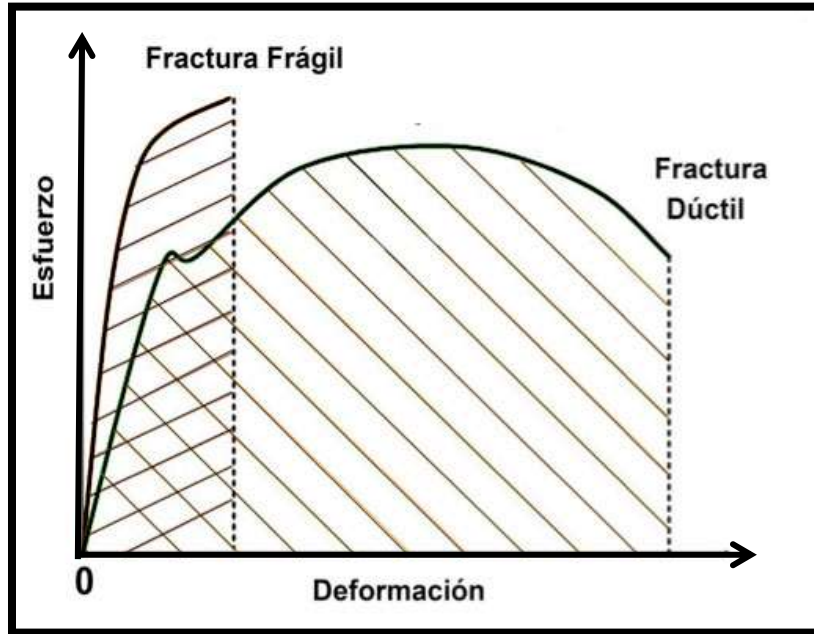


Figura 1.9 - Gráfico de falla de un material.

### 1.2.7 RELACIÓN DE POISSON.

Una constante elástica la cual es una medida de la compresibilidad de un material perpendicular al esfuerzo aplicado, o la relación entre la deformación latitudinal y la deformación longitudinal. Esta constante elástica debe su nombre al matemático francés Simeon Poisson (1781-1840).

La relación de Poisson puede expresarse en términos de las propiedades que pueden medirse en el campo, incluyendo las velocidades de ondas p y ondas s, como se muestra a continuación.

$$\sigma = \frac{1}{2}(v_p^2 - 2v_s^2)/(v_p^2 - v_s^2) \quad (1.5)$$

Obsérvese que si  $v_s = 0$ , la relación de Poisson es igual a  $1/2$ , lo que indica la presencia de un fluido, porque las ondas de corte no atraviesan los fluidos, o bien de un material que mantiene un volumen constante sin importar el esfuerzo, también denominado material incompresible ideal. Un valor  $v_s$  cercano a cero es característico de un yacimiento de gas. La relación de Poisson para las rocas carbonatadas es 0.3, para las areniscas 0.2, y para las lutitas, valores superiores a 0.3. La relación de Poisson del carbón es 0.4.



---

## 1.2.8 COMPRESIBILIDAD DE LOS SÓLIDOS.

La compresibilidad de cualquier material (sólido, líquido o gaseoso) para un intervalo de producción dado y a una temperatura constante, es el cambio de volumen por unidad de volumen inicial, causado por una variación de presión que ocurre en el material en cuestión. Viene dada por la siguiente ecuación:

$$C = -1/V (dv/dp) \quad (1.6)$$

Dónde:

- $C$  = Compresibilidad en el intervalo de presión de  $p_1$  a  $p_2$ .
- $V$  = Volumen a la presión  $p_1$ .
- $dv / dp$  = Cambio de volumen por unidad de cambio de presión de  $p_1$  a  $p_2$ .

El signo negativo de la ecuación es por convención para que la compresibilidad ( $C$ ) sea positiva para las disminuciones que resulten con el incremento mecánico de la presión.

La compresibilidad de la roca al igual que la de los fluidos es un mecanismo de expulsión de hidrocarburos. Al comenzar la explotación de un yacimiento y caer la presión se expanden la roca y los fluidos. La expansión de la roca causa una disminución del espacio poroso interconectado. La expansión de los fluidos tiende a contrarrestar el vaciamiento ocurrido por la producción de fluidos que a su vez causó la caída de presión. Ambos efectos van en la misma dirección, la cual es expulsar fluidos del espacio poroso interconectado. Este mecanismo de explotación es especialmente importante en la producción de yacimientos bajosaturados sin empuje de agua hasta que la presión baja hasta la presión de saturación. De hecho, en el caso de la compresibilidad es la única fuente de energía de producción. En el caso de la formación se definen tres tipos de compresibilidades:

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

Cuando se tiene una roca porosa y permeable conteniendo fluidos en su interior y se le extraen, la presión interna cambia, aumentando la presión diferencial entre esta presión interna y la presión externa de sobrecarga que permanece constante. Esto trae como consecuencia el desarrollo de diferentes esfuerzos en la roca dando como resultado un cambio en la parte sólida, en los poros y por consiguiente en la roca total. Desde el punto de vista de ingeniería de yacimientos, el cambio principal es el sufrido por los poros.

---

### 1.3 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS.

Un fluido es una sustancia ya sea líquida o gaseosa, que se deforma continuamente cuando se le sujeta a un esfuerzo cortante.

La Mecánica de Fluidos es la ciencia de la mecánica de los líquidos y gases y se basa en los mismos principios fundamentales que se emplean en la mecánica de los sólidos; en la mecánica de los fluidos, la cual es una materia más complicada, ya que con sólidos se trata con elementos tangibles y separados, mientras que con los fluidos, no hay elementos separados que se distingan.

La mecánica de los fluidos se ha dividido en tres ramas:

- Estática de fluidos: Estudia la mecánica de fluidos en reposo
- Cinemática de fluidos: Estudia la velocidad y trayectoria de los fluidos sin considerar la fuerza o energía que las provoca.
- Hidrodinámica: Que se encarga de la relación entre la velocidad y aceleración, así como de las fuerzas ejercidas por o sobre los fluidos en movimiento.

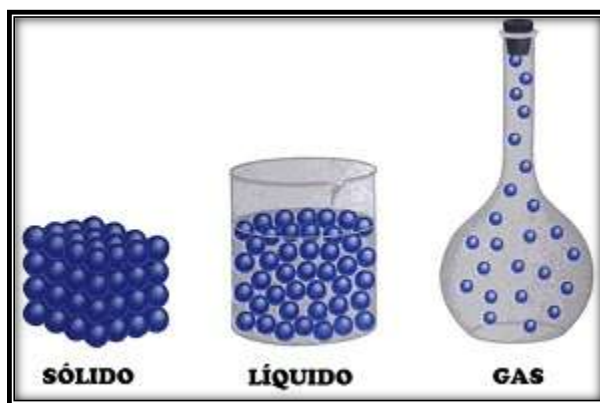
La hidrodinámica clásica se puede considerar como un tema matemático, ya que al tratar con fluidos no toma en cuenta todas las pérdidas por fricción, o sea, considera fluidos ideales imaginarios. Al realizar un estudio en el que no se tomen en cuenta todas las propiedades de los fluidos reales, se obtienen como resultados valores prácticos. Por tanto, en el pasado los ingenieros se dedicaron a experimentar, desarrollando ecuaciones empíricas que proporcionan respuestas a problemas con datos determinados y en circunstancias aisladas e idealizadas. A esta materia se le dio el nombre de Hidráulica.

La hidráulica enfocó su estudio al agua, limitando su alcance a ésta únicamente, pero con los avances en las diferentes industrias y más específico en la rama petrolera, surgió la necesidad de ampliar su tratamiento; y de la combinación de la hidrodinámica y del estudio de los fluidos reales surgió la Mecánica de Fluidos. Ésta usa los principios de la hidrodinámica en combinación con la hidráulica; los cuales se pueden aplicar a la solución de problemas de flujo de fluidos de interés ingenieril.

---

### 1.3.1 SINGULARIDAD ENTRE UN SÓLIDO Y UN FLUIDO.

Las moléculas de un sólido tienen entre sí mayor cohesión que las de un fluido. En un sólido las fuerzas de atracción entre moléculas son tan grandes que tiende a mantener su forma, mientras que en un fluido las fuerzas de atracción son muy pequeñas, por lo cual no tienen forma propia, sino que adoptan la del recipiente que los contiene, como se observa en la figura 1.10.



**Figura 1.10.- Representación gráfica de un gas, sólido y líquido.**

Existen tanto sólidos como fluidos que no siguen al pie esta descripción como los sólidos plásticos o los fluidos viscosos, y éstos a su vez son fácilmente confundibles entre sí, pero la diferencia entre éstos es que las sustancias viscosas fluyen con el tiempo cuando se les aplica un ligero esfuerzo cortante, mientras que una sustancia plástica requiere de cierta magnitud para empezar a fluir.

Así cuando la forma de un sólido es modificada por fuerzas externas, los esfuerzos tangenciales entre partículas tienden a devolver al cuerpo su forma original. Cuando un fluido está en equilibrio no puede soportar fuerzas cortantes; ofrecen poca resistencia a los cambios de forma, además, el esfuerzo tangencial depende de la velocidad y desaparece conforme la velocidad tiende a cero.

### 1.3.2 DIFERENCIAS ENTRE UN GAS, UN VAPOR Y UN LÍQUIDO.

Un gas y un líquido son considerados como fluidos, en un gas las moléculas se encuentran muy separadas entre sí, por lo tanto, es un fluido muy compresible y además, cuando la presión externa desaparece tiende a expandirse indefinidamente. Así pues, un gas está en equilibrio sólo cuando se encuentra confinado. Un líquido es relativamente incompresible y si la presión externa desaparece la cohesión existente entre sus moléculas lo

---

mantiene unido, de tal forma que el líquido no se pueda expandir indefinidamente; por esta razón los líquidos presentan una superficie libre, sin necesidad de que esté actuando una presión sobre ella, excepto su presión de vapor.

Un vapor es un gas cuyas condiciones de presión y temperatura son tales que se encuentra cercano a la fase líquida, dado que el volumen de un gas-vapor es más afectado por las variaciones de presión y temperatura, al tratar con un gas, es necesario tomar en cuenta estos dos factores.

En síntesis, las diferencias esenciales entre un líquido y un gas son principalmente:

- Los líquidos son incompresibles.
- Los gases son compresibles.
- Los líquidos tienen un volumen definido y superficie libre.
- Los gases dependen de la temperatura y la presión en su variación de volumen.

### 1.3.3 DENSIDAD ABSOLUTA Y RELATIVA.

La densidad absoluta es la magnitud que expresa la relación entre la masa y el volumen de un cuerpo. Su unidad en el Sistema Internacional es el kilogramo por metro cúbico ( $\text{kg/m}^3$ ), aunque frecuentemente se expresa en  $\text{g/cm}^3$ . La densidad es una magnitud intensiva

$$\rho = \frac{m}{v} \quad (1.7)$$

Donde  $\rho$  es la densidad,  $m$  es la masa y  $v$  es el volumen.

La densidad relativa de un cuerpo (sólido o líquido), es un número adimensional que está dado por la relación del peso del cuerpo al peso de un volumen igual de una sustancia que se toma como referencia; en este caso se hacen con el agua pura a  $4^\circ \text{C}$  y a 1 atm de presión. Se puede definir como el valor de la densidad a cierta temperatura, con respecto a la del agua.

$$\rho_r = \rho / \rho_w \quad (1.8)$$

---

### 1.3.4 PESO ESPECÍFICO.

El peso específico de un fluido se define como la relación entre su peso por unidad de volumen, y representa la fuerza que ejerce la aceleración gravitatoria por unidad de volumen del fluido o sustancia y se representa de la siguiente manera:

$$\gamma = \frac{\text{FUERZA DE GRAVEDAD}}{\text{VOLUMEN}} = W/v \quad (1.9)$$

Sí se relaciona la ecuación 1.9 con la densidad, de acuerdo con la segunda ley de Newton la ecuación resultante queda de la siguiente manera:

$$\gamma = \rho g \quad (1.10)$$

### 1.3.5 VOLUMEN ESPECÍFICO.

El volumen específico de una sustancia es el volumen que ocupa por unidad de peso del fluido:

$$V_s = \text{volumen/ peso} = v/w \quad (1.11)$$

Por otra parte para los gases el volumen específico es el inverso de su peso específico y se determina con la siguiente expresión:

$$V_s = \frac{1}{\gamma} \quad (1.12)$$

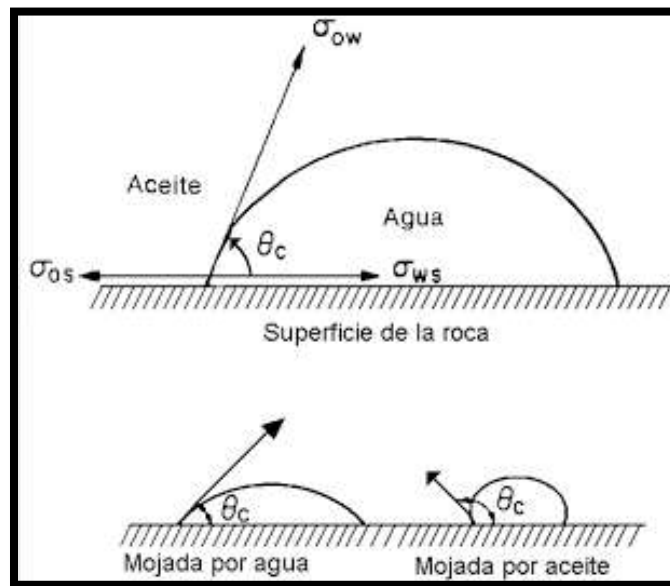
### 1.3.6 MOJABILIDAD.

Un yacimiento se ve afectado por el hecho de que la roca sea mojable preferencialmente por agua o por aceite (petróleo), particularmente en las técnicas de inyección de agua y recuperación mejorada del petróleo. Suponer que una formación es mojada por agua equivocadamente puede producir daños irreversibles en el yacimiento. Por lo, tanto la correcta comprensión de esta propiedad es fundamental para la optimización de la recuperación de hidrocarburos.

La mojabilidad se determina a menudo a partir del estudio de otras propiedades. Los materiales fuertemente mojables por agua y fuertemente mojables por petróleo poseen curvas características de permeabilidad relativa en función de la saturación, pero los estados de mojabilidad intermedia y mixta son casos más complejos. El carácter de la mojabilidad varía con el tamaño de los poros, pero la microporosidad suele permanecer mojable por agua, por lo tanto el estudio de la microporosidad y la fracción que representa resulta determinante en formaciones con distribución compleja de la mojabilidad.

La mojabilidad es la preferencia de un sólido por estar en contacto con un fluido en lugar de otro. Una gota de un fluido preferentemente mojante va a desplazar a otro fluido dispersándose por la superficie, por el contrario un fluido no mojante formará gotas, disminuyendo su contacto con la superficie del sólido. El equilibrio de éstos casos creará un ángulo de contacto  $\theta$  entre los fluidos y la superficie, que está determinado por el equilibrio de fuerzas resultante de la interacción de las tensiones interfaciales.

Hay que tener en cuenta que la mojabilidad no es indicador del fluido que se encuentra alojado en el espacio poroso, es decir el estado de saturación de la roca; sino que determina cuál es la preferencia del sólido a ser mojado por cierto fluido cuando el fluido esté presente. Por lo tanto una superficie mojable por agua puede encontrarse en contacto con hidrocarburo gaseoso o líquido.



**Figura 1.11 - Diagramas de mojabilidad.**

Las rocas del yacimiento son estructuras complejas porque comprenden una variedad de minerales en su constitución y cada uno de estos minerales puede tener una mojabilidad diferente.

Debido a que en el yacimiento fluyen varias fases es necesario conocer la mojabilidad para optimizar la productividad y en las operaciones de estimulación y/o fracturamiento.

Las capas de las formaciones pueden exhibir distintas mojabilidades a causa de las diferencias litológicas. Por ésto algunos métodos de recuperación utilizan productores químicos para modificar la mojabilidad en las vecindades del pozo para producir el petróleo y eliminar la obstrucción.

---

A medida que se explota un yacimiento, la declinación de la presión o la temperatura puede afectar la composición del crudo provocando la condensación y depositación de asfaltenos, formación de parafina, condensación de gas, formación de casquete de gas, todos procesos que afectan la distribución de la mojabilidad en el yacimiento. Existen tres variantes de la mojabilidad:

- Mojabilidad por agua.
- Mojabilidad por aceite.
- Mojabilidad mixta.

### 1.3.7 LEY DE NEWTON DE LA VISCOSIDAD.

Un fluido se diferencia de un sólido por su comportamiento cuando éste se somete a un esfuerzo (fuerza por unidad de área) o fuerza aplicada. Un sólido elástico se deforma en una magnitud proporcional análoga al esfuerzo aplicado. Sin embargo, cuando un fluido se somete a un esfuerzo similar continuará deformándose, esto es, cuando fluye a una velocidad que aumenta con el esfuerzo creciente, el fluido exhibe resistencia a este esfuerzo. La viscosidad es la propiedad de un fluido que dá lugar a fuerzas que se oponen al movimiento relativo de capas adyacentes en el fluido y también es el rozamiento que poseen los líquidos.

Cuando se piensa en un líquido con viscosidad nos tenemos que imaginar que hablamos de miel, de glicerina, etc. Un ejemplo muy claro se observa al momento de virar un frasco que contiene miel y al mismo tiempo, un frasco que contiene agua, a la miel le cuesta trabajo y tiempo al tratar de llegar al filo, ésta se pega en las paredes y baja muy lentamente de modo contrario a lo que pasa con el agua ya que ésta va a fluir rápidamente por el vaso y en pocos segundos alcanzará su borde.

Una forma de expresar la viscosidad es con la denominada Ley de Newton, que se muestra a continuación:

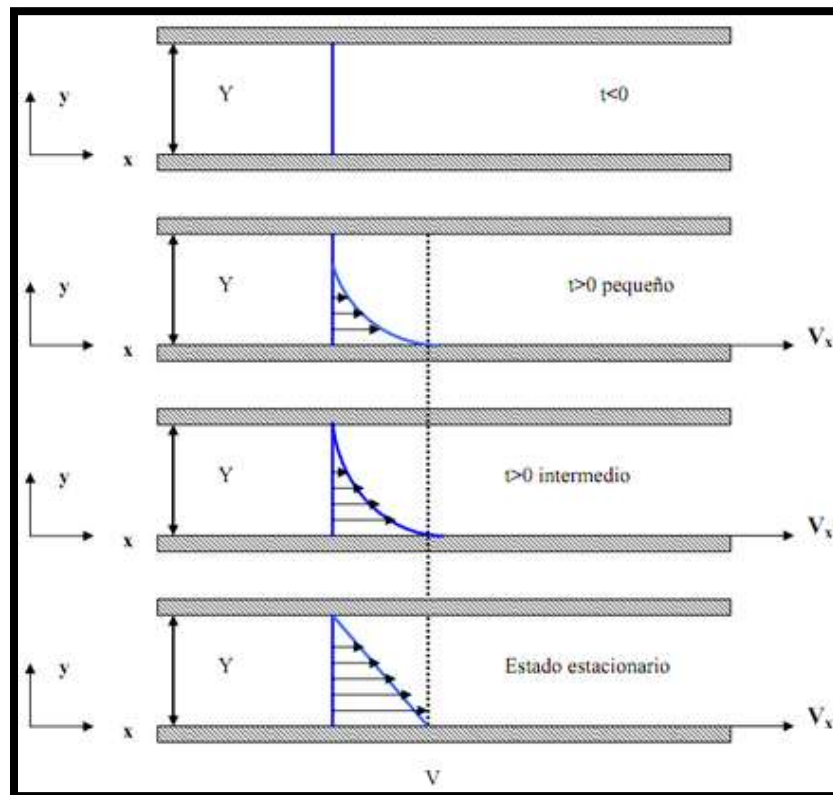
$$\tau = -\mu \frac{dv}{dy} \quad (1.13)$$

Donde  $\mu$  es la viscosidad y  $\tau$  el esfuerzo. El signo menos de la ecuación se debe a que el gradiente de velocidad es siempre negativo si la dirección de  $F$ , y por tanto de  $\tau$  se considera una cantidad positiva. El término  $(-dv/dy)$  se denomina velocidad de cizalla o de cizallamiento y se expresa generalmente con el símbolo  $\gamma$ .

Los fluidos que obedecen a la ecuación con  $\mu$  constante se denominan fluidos newtonianos. La viscosidad de los fluidos newtonianos permanece constante a pesar de los cambios en el esfuerzo cortante (fuerza aplicada) o en la velocidad de cizalla (gradiente de velocidad). Ésto no implica que la viscosidad no varíe sino que la

viscosidad depende de otros parámetros como la temperatura, la presión y la composición del fluido, pero no del esfuerzo cortante y la velocidad de cizalla.

Para los fluidos no newtonianos, la relación entre el esfuerzo cortante y la velocidad de cizalla no es constante ya que depende de la fuerza de cizalla ejercida sobre el fluido. Por lo tanto  $\mu$  no es constante en la ecuación. Se considera un fluido en reposo, que se encuentra entre dos láminas paralelas, de área  $A$ , que están separadas por una distancia  $Y$  y sí en un instante determinado ( $t=0$ ) la placa inferior se pone en movimiento a una velocidad  $v$ , llega un momento en que el perfil de velocidades se estabiliza, tal como se muestra en la siguiente figura:



**Figura 1.12 - Regímenes de flujo para esfuerzos cortantes.**

Una vez alcanzado este régimen estacionario, debe seguir aplicándose una fuerza  $F$  para mantener el movimiento de la capa inferior. Suponiendo que el régimen de circulación es laminar, la fuerza por unidad de área que debe aplicarse es proporcional a la razón velocidad/distancia.



---

### 1.3.8 VISCOSIDAD CINEMÁTICA.

En muchos problemas en los que intervine la viscosidad absoluta, frecuentemente aparece la viscosidad dividida por la densidad; este cociente se define como una viscosidad cinemática, cuyo nombre proviene de sus dimensiones son únicamente de tipo cinemático; es decir, el desplazamiento al cuadrado sobre unidad de tiempo y se determina con la siguiente expresión:

$$\nu = \mu/\rho \quad (1.14)$$

### 1.3.9 FLUIDOS NO NEWTONIANOS.

De acuerdo con la Ley de viscosidad de Newton, al representar gráficamente el esfuerzo cortante contra el gradiente de velocidad ( $dv/dy$ ) para un fluido determinado, debe obtenerse una línea recta que pasa por el origen de coordenadas cartesianas, y cuya pendiente es la viscosidad del fluido a una cierta presión y temperatura. Este comportamiento lo tienen todos los gases y líquidos homogéneos no polimerizados. Las sustancias que no siguen esta ley se les conoce como fluidos no newtonianos.

El tema de flujo no newtoniano es parte de otra ciencia, la reología, la ciencia del flujo y la deformación que estudia las propiedades mecánicas de los gases, líquidos, fluidos plásticos, sustancias asfálticas y materiales cristalinos.

El comportamiento reológico, en estado estacionario, puede establecer mediante una forma generalizada de la siguiente ecuación:

$$T_{xy} = \eta (dv/dy) \dots \dots \text{Ec 1.15}$$

Donde  $T_{xy}$  es la tensión tangencial,  $\eta$  es la viscosidad del fluido y  $dv/dy$  es el gradiente perpendicular al plano;  $\eta$  disminuye al aumentar el gradiente de velocidad, el comportamiento se denomina pseudoplástico, por ejemplo soluciones coloidales; es dilatante cuando  $\eta$  aumenta con dicho gradiente, como lo son las suspensiones de arcilla o arena en agua, como son los fluidos de perforación.

Un plástico de Bingham es una sustancia que permanece rígida mientras que el esfuerzo constante es menor que un determinado valor de esfuerzo ( $\tau=0$ ), llamado punto de cedencia, por encima del cual, el fluido se comporta en forma semejante a uno newtoniano, y es el caso de las pinturas de aceite; otra variante es cuando  $\eta$  y  $\mu$  son igual a 0; es decir, sería un fluido ideal sin viscosidad. En cambio sí  $\eta$  es igual o tiende a infinito corresponde a un fluido con característica de un sólido. Dichos comportamientos se muestran gráficamente en la figura 1.13.

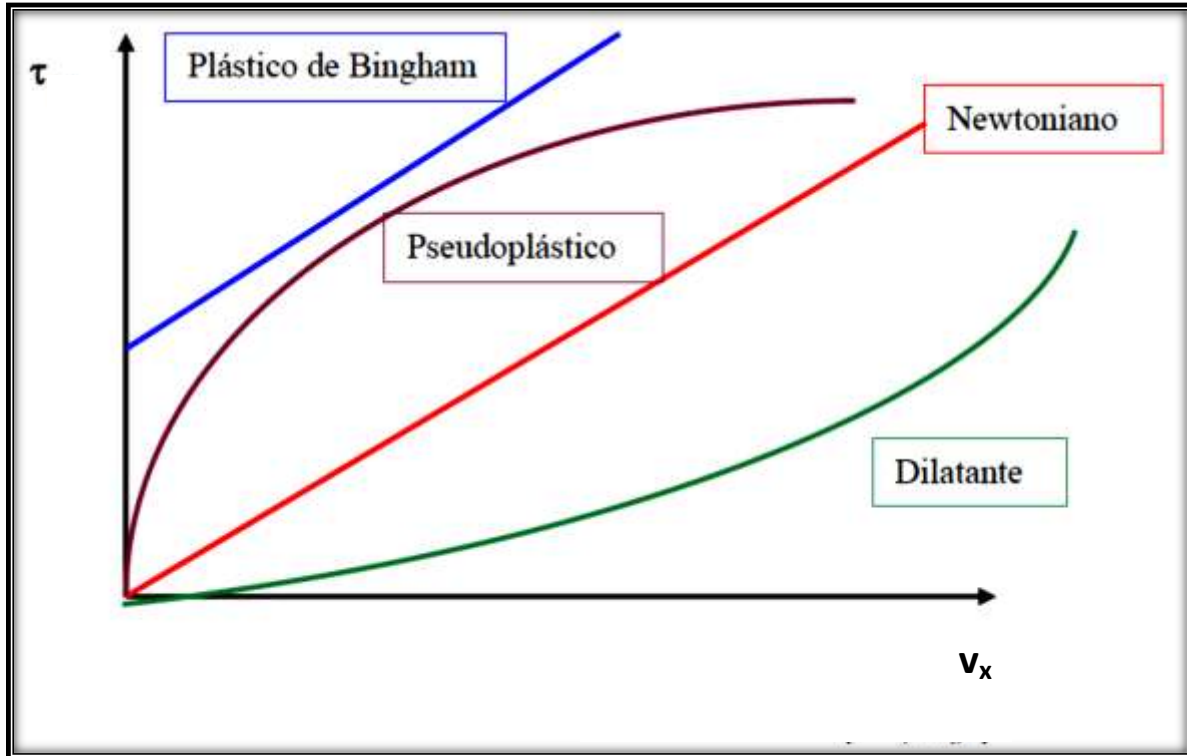


Figura 1.13- Gráfico de fluidos (velocidad vs esfuerzo).

### 1.3.10 PRESIÓN DE VAPOR.

Se define como la mayor presión a la que un líquido se evapora. Todos los líquidos tienden a evaporarse o volatilizarse, efecto que se lleva a cabo por la expulsión de sus moléculas hacia el espacio sobre la superficie. Si es necesario un espacio confinado, la presión parcial ejercida por sus moléculas aumenta hasta que la proporción de moléculas que salen del líquido es igual a las que vuelven a entrar. Para esta condición de equilibrio, la presión de vapor se conoce como presión de saturación.

La actividad molecular aumenta con la temperatura y por tanto, la presión de saturación aumenta también con la misma. A una temperatura dada, la presión en la superficie de un líquido puede ser mayor o igual que este valor, pero no puede ser menor, ya que, con una pequeña disminución en la presión se crea una rápida evaporación, conocida como ebullición. Por ello también se le conoce como presión de ebullición o burbujeo para una temperatura y presión dada.

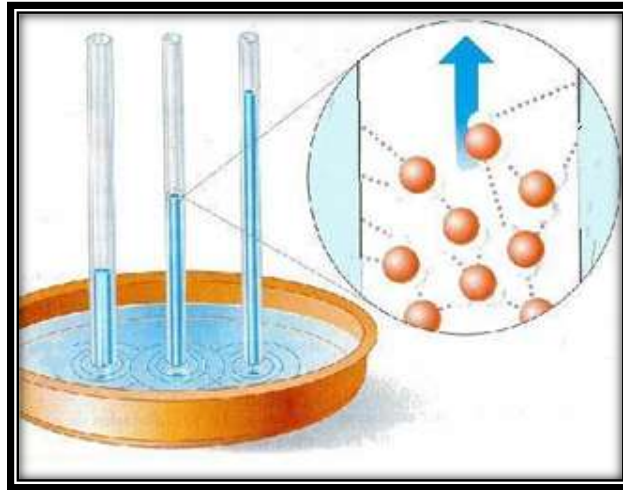
---

### 1.3.11 TENSIÓN SUPERFICIAL.

La tensión superficial es la tendencia de un líquido a ofrecer la mínima superficie libre, es decir, la superficie líquida en contacto con un gas tiende a contraerse.

Los líquidos tienen dos formas de atracción molecular:

- La cohesión
- La adhesión



**Figura 1.14- Representación gráfica de la tensión superficial.**

Las cuales les permiten resistir los esfuerzos y adherirse a otros cuerpos. La combinación de las dos propiedades de atracción molecular dá origen a la capilaridad. Cuando la adhesión tiene un mayor efecto que la cohesión, se dice que el líquido es capaz de mojar a la superficie sólida con la que está en contacto, sufriendo una elevación en el punto de contacto, como se representa en la figura 1.14.

Haciendo y considerando un tubo capilar circular tendremos el siguiente balance matemático:

**FUERZA CAPILAR = FUERZA DE ATRACCION DE LA GRAVEDAD**

$$2\pi r \cos\theta \sigma = g\rho\pi r^2 h$$

Donde  $\theta$  es el ángulo de contacto,  $r$  es el radio del tubo,  $g$  es la aceleración gravitatoria,  $\rho$  es la densidad del fluido y  $\sigma$  es la tensión interfacial. Simplificando y haciendo consideraciones tendremos que:

$$\sigma = \frac{g\rho hr}{2\cos\theta} = \frac{\gamma hr}{2\cos\theta} = \frac{r\Delta p}{2\cos\theta} \quad (1.16)$$

---

### 1.3.12 COMPRESIBILIDAD DE LOS FLUIDOS.

La mecánica de fluidos trata con fluidos compresibles e incompresibles, ésto es, con fluidos de densidad variable o constante, respectivamente. En realidad no existe un fluido completamente incompresible, pero se aplica este término cuando el cambio de la densidad con la presión es tan pequeño que se puede despreciar. Esta consideración es muy común en los líquidos. Los gases también se pueden considerar incompresibles, cuando la variación en la presión es pequeña comparada con la presión absoluta que se ejerce sobre ellos.

Como ya hemos visto la compresibilidad está en función de la temperatura y la presión y éstas a su vez influyen mayormente en las diversas variables que comprenden a la compresibilidad, de tal manera que haciendo consideraciones de una compresibilidad isotérmica para el caso de los líquidos tendremos que:

$$c = -\frac{1}{\rho} \frac{d\rho}{dp} \quad (1.17)$$

La cual representa la variación de la densidad de los líquidos en función de la presión. Una de las propiedades de los gases es la compresibilidad, que consiste en la capacidad de disminuir su volumen. A diferencia de los sólidos que no pueden comprimirse y de los líquidos que lo hacen de una manera muy poco apreciable y prácticamente insignificante. La justificación de este fenómeno la encontramos en el modelo cinético de partículas que nos dice que las moléculas de los gases se encuentran muy separadas entre sí y que por lo mismo, poseen poca cohesión, es decir, poca fuerza de atracción, por lo que existe una gran cantidad de espacio vacío entre ellas. Así, las moléculas del gas pueden juntarse y disminuir el volumen que ocupan. Esto significará un cambio en la presión del gas. Tal cambio corresponde a un aumento.

Para los gases se parte de la ley general de los gases, considerando a la temperatura y la presión de nuevo como punto de partida, ya que ésto influye al factor  $z$  y a la composición del gas, resultando:

$$cg = \frac{1}{p} - \frac{1}{z} \frac{dz}{dp} \quad (1.18)$$

Donde  $cg$  es la compresibilidad de los gases,  $p$  es la presión y  $z$  es el factor de compresibilidad de los gases reales.

---

# **CAPÍTULO**

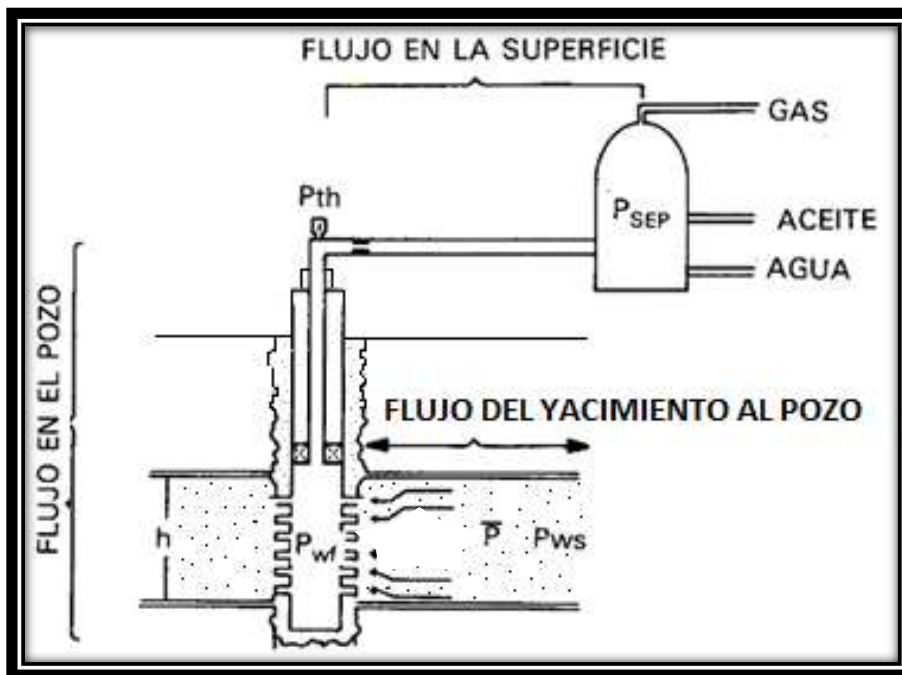
# **2**

## **EL DAÑO A LA FORMACIÓN PRODUCTORA**

---

## 2.1- MÉTODOS DE REDUCCIÓN DEL DAÑO: LA ESTIMULACIÓN MATRICIAL Y EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.

Dado que la estimulación de un pozo influye en el mejoramiento de su productividad o inyectabilidad, el éxito depende primordialmente de las condiciones en que se encuentren los pozos. Esto nos marca una pauta para conocer con exactitud los parámetros que controlan la productividad, ésto para tomar una acertada decisión si es oportuno el realizar o no un proceso para mejorar la producción; tomando en cuenta que el pozo cuente con hidrocarburos y tenga la energía para favorecer el flujo de fluidos hacia el pozo.



**Figura 2.1- Sistema de producción de un pozo.**

La figura 2.1 muestra un esquema de las tres etapas de flujo en que se dividen el sistema de producción de un pozo; desde el flujo de la formación productora hasta llegar a la batería de separación. De antemano sabiendo ésto, el análisis nodal nos permitirá la optimización del sistema para maximizar la producción del pozo y así disminuir las restricciones que nos afectan en el ritmo de producción. Esto nos lleva a la conclusión que la energía (presión) del yacimiento se pierde en cada etapa del sistema, es decir que la caída de presión total del sistema es la suma de las caídas de presión del yacimiento, el pozo y la superficie, representándose de la siguiente manera:

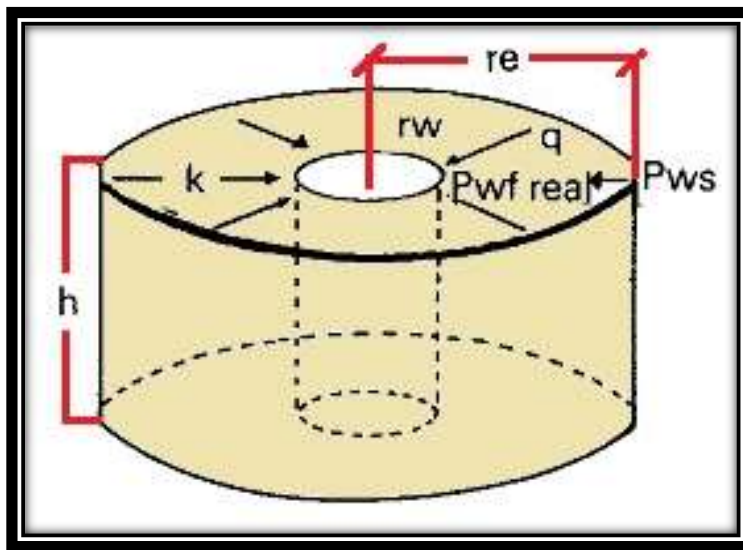
$$\Delta P_T = \Delta P_r + \Delta P_w + \Delta P_f \quad (2.1)$$

$$\Delta P_T = (P_{ws} - P_{wf}) + (P_{wf} - P_{th}) + (P_{th} - P_{sep}) \quad (2.2)$$

$$\Delta P_T = P_{ws} - P_{sep} \quad (2.3)$$

Ahora considerando un pozo con producción, la ecuación de Darcy, puede usarse considerando o suponiendo flujo permanente y al yacimiento con geometría radial circular (Figura 2.2).

$$q = \frac{2\pi kh (P_{ws} - P_{wf})}{\mu \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (2.4)$$



**Figura 2.2- Pozo radial circular**

En la ecuación 2.4 la permeabilidad es la equivalente pero efectiva a los fluidos del yacimiento contemplando la heterogeneidad de la formación, q es el gasto del pozo así como h es el espesor de la zona productora y P<sub>wf</sub> es la presión de fondo fluyendo pero en condiciones ideales, r<sub>w</sub> es el radio del pozo, r<sub>e</sub> es el radio de drenaje y μ es la viscosidad de los fluidos del yacimiento.

En condiciones reales existe una caída de presión adicional (ΔP<sub>s</sub>) la cual se define en función del “Efecto Skin”, (S), efecto definido y descrito por Van Everdingen y Hurst’s.

Dado que:

$$\Delta P_s = P_{wf \text{ ideal}} - P_{wf \text{ real}} \quad (2.5)$$

$$\Delta P_s = \frac{q\mu}{2\pi kh} S \quad (2.6)$$

Sustituyendo en la ecuación 2.5 y despejando  $P_{wf \text{ ideal}}$

$$P_{wf \text{ ideal}} = \frac{q\mu}{2\pi kh} S + P_{wf \text{ real}} \quad (2.7)$$

Ahora al reemplazar la ecuación 2.7 en 2.4 obtendremos la forma más simple a las condiciones reales de flujo de un yacimiento al pozo, donde “S” o el daño es adimensional; estos términos afectan la productividad del pozo y ciertas modificaciones pueden hacerse para favorecerlo, como la permeabilidad y el daño; los cuales son los puntos clave para el diseño de una estimulación y/o un fracturamiento.

$$q = \frac{2\pi kh (P_{ws} - P_{wf \text{ real}})}{\mu \left( \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + S \right)} \quad (2.8)$$

Para ello usamos los siguientes parámetros para hacer una discretización y análisis de la ecuación 2.8.

#### PERMEABILIDAD

Regular-Baja	1 – 10 md
Buena	10 – 100 md
Muy buena	100 – 1000 md
Excelente	>1000 md

**Tabla 2.1- Parámetros de permeabilidad.**

Por otra parte, como ya se ha visto la permeabilidad menores a 10 milidarcys nos provocará un decremento considerable en la producción; también hay que tomar en cuenta que el factor daño (S) en general será consecuencia de un trastorno causado en la zona perteneciente al pozo, debido, primordialmente a los efectos causados durante la perforación, cementación y terminación del mismo; es decir en sus inicios del pozo, pero también es causado por la vida misma de éste, ya que eso conlleva a obstrucciones acarreos de finos, etc.

En conclusión si lo que queremos modificar es el factor permeabilidad optaremos por un fracturamiento hidráulico ya que las características del yacimiento permanecerán inalteradas y se mejorará el patrón de flujo; por otro lado si lo que nos afecta en el pozo es el factor de Skin se tomará la decisión de la realización de una estimulación matricial, que reduce el efecto “S” a cero y en ocasiones nos devuelve valores negativos; lo que se traduce a un incremento efectivo en el radio de drenaje del pozo.



---

## 2.2 – EL DAÑO A LA FORMACIÓN Y LOS PSEUDODAÑOS.

Las causas de una baja productividad en un pozo pueden variar desde un problema en el yacimiento hasta restricciones al flujo en la zona cercana al pozo, o en el pozo mismo por causas en las que se incluyen baja permeabilidad, penetración parcial, obstrucciones y restricciones a nivel de pozo.

El daño a una formación es la pérdida parcial o total de un pozo de la productividad o inyectabilidad que resulta ya sea del proceso de perforación, terminación y/o de su producción; en dichas actividades la pared del pozo está expuesta a diversos factores los cuales fomentan la caída de presión ( $\Delta Pr$ ) en el pozo y es la responsable en gran medida de controlar la entrada de fluidos al pozo.



**Figura. 2.3- Fotografía de microscopio electrónico de una formación arenosa dañada.**

Por ello debemos considerar el flujo de fluidos, tomando el radio de drene del pozo, la zona virgen o no invadida y también la zona vecina al pozo que además de estar alterada en sus propiedades, se deben contemplar los disparos y el nivel del intervalo perforado; es decir la  $\Delta Pr$  estará compuesta de:

$$\Delta Pr = \Delta P_{fm} + \Delta P_{fd} + \Delta P_t + \Delta P_{pc} + \Delta P_{perf} + \Delta P_{tp} \quad (2.9)$$

$$\Delta Pr = P_{ws} - P_{wf}$$

Dónde:

$\Delta P_{fm}$  = Caída de presión requerida para el movimiento de fluidos a través de la zona virgen.

$\Delta P_{fd}$  = Caída de presión para el movimiento de fluidos en la zona alterada.

$\Delta P_t$  = Caída de presión por el movimiento turbulento de los fluidos al llegar al pozo.

$\Delta P_{pc}$  = Caída de presión por la penetración parcial en la zona productora.

$\Delta P_{perf}$  = Caída de presión asociada con las perforaciones.

$\Delta P_{tp}$  = Caída de presión debido al flujo de fluidos por los disparos.

Ya que la  $\Delta P_r$  es muy importante, se requiere la presión del fondo del pozo, además del registro de pruebas de variación de presión, ya sea de incremento y/o decremento para que nos conduzca a la presión de fondo fluyendo real; incluyendo consideraciones como la terminación el agujero descubierto y la nula alteración de la vecindad del pozo, así como una  $P_{wf \text{ ideal}}$ .

Con las condiciones anteriores se establece la diferencia entre la  $P_{wf \text{ ideal}}$  y la real; en su trabajo Van Everdingen y Hurst relacionaron esta diferencia de presión en régimen permanente con el efecto “Skin” (S), donde:

$$\Delta P_s = \left( \frac{q\mu}{2\pi kh} \right) S \quad (2.10)$$

La  $\Delta P_s$  se debe a las caídas de presión adicionales causadas por  $\Delta P_{fm}$ ,  $\Delta P_{fd}$ ,  $\Delta P_t$ ,  $\Delta P_{pc}$ ,  $\Delta P_{perf}$ ,  $\Delta P_{tp}$ ; en consecuencia a cada caída de presión se le asocia un factor de pseudodaño, por lo que el efecto “Skin” está compuesto de factores como el daño real a la formación (Sfd), el daño por turbulencia (St), el daño por terminación del pozo (Spc), el daño por las perforaciones o disparos (Sperf), el daño por los canales de los disparos (Stp), entre otros.

$$S = Sfd + St + Spc + Sperf + Stp \quad (2.11)$$

Ya que las pruebas de presión permiten la determinación del daño total (S), éste a su vez está compuesto por el daño verdadero a la formación (Sfd) y los otros pseudodaños, alguno de los cuales puede adquirir valores negativos, positivos y/o nulos. En la estimulación de pozos solo concierne el factor de daño verdadero (Sfd) y el daño por restricciones de los disparos ya sea en la cara del pozo y/o en la tubería de producción, lo que nos conlleva a la eliminación del daño(S) y por consiguiente a una estimulación ya sea el caso matricial o fracturamiento hidráulico para devolver en la medida de lo posible el sistema de flujo óptimo para la producción del pozo; para ello combinando la ecuación 2.10 con los trabajos de Van Everdingen y Hurst se llega a la ecuación del factor daño donde puede observarse que:

$$S = [(k/kx)-1] \ln(r/rw) \quad (2.12)$$

1. Si  $kx < k$ ,  $S > 0$ , el pozo está dañado
2. Si  $kx = k$ ,  $S = 0$ , el pozo no tiene daño
3. Si  $kx > k$ ,  $S < 0$ , el pozo fue estimulado

---

De allí que los valores comunes del factor “S” encontrados en diversas literaturas, nos dan parámetros a seguir del daño verdadero a la formación y de acciones tomadas durante la vida del pozo:

1. Altamente dañado  $S > 10$
2. Dañado-----  $10 > S > 0$
3. Sin daño-----  $S = 0$
4. Acidificado-----  $-1 < S < -3$
5. Fracturado-----  $-2 < S < -4$
6. Fracturas masivas -----  $S < -5$

### **2.3 EFECTOS DEL DAÑO EN LA VECINDAD DEL POZO.**

Con la finalidad de hacer una estimación del daño en nuestro pozo y por consiguiente en la formación hay que evaluar de dos formas teórica y cuantitativamente los efectos del daño, para verificar a aquellos que sean modificables por medio de una estimulación o un fracturamiento; para ello debemos hacer consideraciones y hacer escenarios donde las condiciones sean ideales de manera que el pozo en cuestión pueda llegar a lo esperado, es decir que el factor del daño sea cero o lo más posible cercano a este valor. Esto para estimar el potencial ideal, teniendo en cuenta que tendremos aceite, agua y gas.

Es importante distinguir entre baja tasa de producción y bajo índice de productividad. La baja tasa de producción en un pozo puede ser causa de defectos en el sistema de artificial o en el diseño de las tuberías, mientras que el índice de productividad de un pozo hay que analizarlo comparándolo con los pozos vecinos terminados en el mismo yacimiento, o con el que el mismo pozo tenía al principio de su vida productiva. Para alcanzar el índice de productividad hay que medirlo, y si se halla que es anormalmente bajo, se debe distinguir entre una baja capacidad de flujo del yacimiento y restricciones al flujo en las cercanías del pozo.

#### **➤ Efecto del daño a la formación en la productividad de pozos verticales.**

El área cercana al pozo es crítica debido a que los fluidos fluyen desde el yacimiento a través del área lateral de un cilindro, cuya área va disminuyendo a medida que se acercan al pozo. Si el flujo es constante, la velocidad aumenta al disminuir el área, con lo cual aumentan las caídas de presión por fricción, las cuales son mayores aun si existen restricciones, estrangulando el fondo.

---

➤ **Efecto del daño a la formación en la productividad de pozos horizontales.**

Los pozos horizontales o de alta inclinación de más de 60° se perforan usualmente para alcanzar objetivos que no pueden perforarse verticalmente por impedimentos en la superficie, para agrupar pozos en plataformas marítimas, para interceptar sistemas de fracturas naturales y para optimizar el drenaje del yacimiento, por lo cual la producción de éste es varias veces mayor que la de los pozos verticales. Esto no se cumple cuando los pozos han sido dañados durante la perforación o la terminación.

Por lo tanto, tomando el alto costo de la perforación horizontal y la dificultad para realizar tratamientos químicos en este tipo de pozos es mejor prevenir el daño que remediarlo.

## **2.4 TIPOS Y MECANISMOS DEL DAÑO.**

Existen varios mecanismos por los cuales puede restringirse el flujo de fluidos desde el yacimiento hasta el pozo, en primer lugar, aquellos que producen precipitados que alteran los poros y la matriz de la roca, por las interacciones roca/fluidos y fluido/fluido, aquellos que alteran las porosidades interfaciales entre la roca y los fluidos, y las de la superficie de la roca: también existen daños puramente mecánicos y otros de origen biológicos.

### **a) Interacciones roca/fluidos.**

Los daños a la formación se definen como toda restricción que afecte a la productividad o inyectividad del pozo. Esta restricción puede ser causada por desequilibrios químicos y/o físicos en la matriz de la roca o en los fluidos de la formación, que estando en equilibrio durante el tiempo geológico, se ven alterados por la introducción de fluidos extraños durante las operaciones de campo, con lo cual se reduce la permeabilidad.

La temperatura, la composición de los fluidos inyectados, la tasa de inyección, el pH y la mineralogía de la roca son el conjunto de variables que afectan la naturaleza y la extensión de las interacciones fluido/roca.

### **b) Migración y taponamiento por partículas finas.**

Se definen como pequeñas partículas que están adheridas a las paredes de los pozos de la roca, las cuales son producidas por operaciones de campo. Para que ocurra su migración, deben desprenderse de la superficie del grano, dispersarse y fluir a través del medio poroso hasta llegar a los cuellos de los poros, lo que causa un taponamiento severo y una disminución en la permeabilidad del medio poroso en la región cercana al pozo, donde la velocidad del fluido es máxima. Las partículas finas se caracterizan por tener un tamaño promedio de grano que va desde .0001 a .1 micrones y pueden llegar hasta los 40 micrones.

---

### c) Formación de precipitados por reacciones químicas en el medio poroso.

Entre los fluidos que se utilizan para la estimulación de pozos se encuentran los ácidos, los cuales, usados en forma adecuada no deben causar daños a la formación. La reacción entre los ácidos y los minerales provoca la disolución de éstos, por lo que se produce la precipitación otras especies químicas al gastarse el ácido y aumentar el pH. En contacto con ácidos, la mineralogía de muchas areniscas promueve la formación de precipitados potencialmente dañinos, dependiendo de factores físicos y cristalográficos.

### d) Interacciones fluido/fluido.

Las interacciones fluido/fluido pueden traer como consecuencia varios mecanismos de daño como son: bloqueo por emulsiones, así como la precipitación de ciertos compuestos sólidos inorgánicos por incompatibilidad entre los fluidos inyectados y el crudo.

La precipitación de sólidos de las salmueras usadas en terminación o reparación de pozos, y del crudo de la formación puede causar grave daño a la formación cuando estos sólidos tapan los espacios porosos. Los sólidos precipitados pueden ser inorgánicos que provienen de las salmueras, u orgánicas que provienen del crudo.

➤ **Precipitación inorgánica:** se han identificado varios tipos de incrustaciones inorgánicas: carbonato de calcio, sulfato de calcio, (yeso anhidrita), sulfato de bario, carbonato de hierro, sulfuro de hierro, óxido férrico y sulfuro de estroncio. De todos ellos la más frecuente es carbonato de calcio.

➤ **Precipitación orgánica:** las especies orgánicas más comunes que causan daño a la formación son las parafinas y asfáltenos. Las parafinas son hidrocarburos de cadena larga que precipitan de ciertos tipos de crudo cuando baja la temperatura o la composición del crudo cambia por la liberación del gas a medida que declina la presión. La precipitación de productos orgánicos puede ser también natural o inducida. La natural en el caso de las parafinas está asociada a la disminución de la temperatura del crudo, y se dá con más frecuencia en las tuberías que en la formación.

### e) Fenómenos interfaciales.

El daño a la formación puede ser causado por fenómenos diferentes a obstrucciones que disminuyen la permeabilidad de la roca. Hay daños causados por los fluidos, que involucran cambios en la viscosidad aparente de la fase aceitosa, o en cambio en la permeabilidad relativa al petróleo. A veces se cree que estos tipos de daño son temporales, ya que los fluidos son móviles y deberían poder sacarse de la vecindad del pozo; sin embargo, en la práctica es muy difícil eliminar este tipo de daño.

---

#### **f) Bloqueo por emulsiones.**

El bloqueo por emulsión ocurre cuando una emulsión viscosa ocupa el espacio poroso cercano al pozo, y bloquea el flujo de fluidos hacia el mismo. La conductividad de la formación hacia el pozo puede quedar reducida a cero. Este fenómeno no es frecuente, pero cuando ocurre, sus consecuencias son desastrosas.

El mecanismo de formación de emulsiones en el medio poroso depende no solo de las propiedades del crudo, sino también de la introducción de agentes externos, como por ejemplo: la reintroducción en el yacimiento en un crudo extraído del mismo. La energía para la formación de emulsiones la proporciona el esfuerzo de corte producido cuando los fluidos fluyen en el medio poroso.

#### **g) Bloqueo por agua.**

El bloqueo por agua es una reducción de la permeabilidad relativa al aceite por el incremento de la saturación de agua en el medio poroso en las cercanías del pozo. Éstos pueden ocurrir cuando se filtra a la formación agua proveniente de los fluidos de perforación, terminación o reparación, o por comunicación con una zona productora de agua. Por lo general se eliminan por si solos, pero cuando vienen asociados con otros tipos de daño se impide su eliminación.

Se puede identificar por un repentino incremento del porcentaje de agua en la producción, o una ausencia de producción generalmente después de una reparación de un pozo donde se ha usado agua o salmuera.

#### **h) Inversión de la mojabilidad.**

La acción de surfactantes en los fluidos de perforación así como la precipitación de asfáltenos en el medio poroso, pueden alterar la mojabilidad de la formación hacia el petróleo, reduciendo así la permeabilidad efectiva de la formación hacia éste. Este efecto lo producen, los filtrados de lodos de emulsión inversa.

#### **i) Daños de tipo mecánico.**

El medio poroso puede ser invadido por partículas sólidas durante los procesos de perforación, reparación o inyección de agua en el pozo. Dependiendo del tamaño de las partículas y la profundidad, el daño será de mayor o menor tamaño. Otra forma de daño mecánico es el colapso de la formación productora alrededor del pozo, ya sea por altos diferenciales de presión, que crean altas velocidades de flujo y tasas de cizallamiento o por destrucción del material cementante intergranular durante procesos de acidificación.

---

### **j) Daños de origen biológico.**

Algunos pozos, particularmente aquellos que reciben inyección de agua, son susceptibles al daño causado por bacterias en la zona cercana al pozo. Las bacterias inyectadas de la formación, especialmente las anaeróbicas, pueden multiplicarse muy rápidamente en el yacimiento, tapando los espacios porosos por ellas mismas, o con precipitados que resultan de sus procesos biológicos. Incluso, la biomasa de las bacterias muertas puede causar grandes reducciones en la inyección de pozos inyectoros de agua.

### **k) Daños durante la perforación.**

La causa más común de daños a la formación en los pozos es el proceso de perforación de los mismos. El fluido de perforación consta de una fase sólida y una líquida, y los daños que causa pueden ser ocasionados por el filtrado de la fase líquida y por invasión de sólidos en el medio poroso.

Los fluidos de perforación están formulados con el objetivo de alcanzar la profundidad programada en forma rápida, segura y económica, y una de las principales preocupaciones del perforador es el control de las presiones de las formaciones que se vayan atravesando. El proceso de perforación altera la condición de equilibrio físico-químico y termodinámico que existe en la roca, sus minerales y sus constituyentes y los fluidos que la saturan, durante la penetración.

#### **❖ Invasión de los sólidos del lodo:**

La invasión de los sólidos del lodo disminuye la productividad en dos formas principales:

- Taponamiento de las gargantas de los poros por formación de enjarres internos.
- Incremento de la presión capilar al reducir el radio de los poros.

Los sólidos presentes en un fluido de perforación pueden ser:

- Sólidos agregados para cumplir funciones específicas, para impartir el fluido las propiedades deseadas. Generalmente, su tamaño de partícula es menor de una micra, excepto la barita y los materiales de control de pérdida de circulación el tamaño de la partícula de la barita varía entre 1 y 74 micras, y los materiales de control de pérdida son de mayor tamaño todavía.
- Sólidos cortados de las formaciones atravesadas: su tamaño de partícula varía entre 1 y 100 micras y mayores.

---

### ❖ **Invasión del filtrado de lodo:**

La filtración de la fase líquida de un fluido de perforación hacia el medio poroso ocurre en tres etapas: debajo de la meza de perforación, filtración dinámica durante la circulación del fluido, y filtración estática cuando el fluido no está circulando.

Los factores que controlan las propiedades filtrantes de un fluido de perforación son:

- Las propiedades físicas y químicas del fluido.
- El sobre balance de presión aplicado.
- La velocidad anular.
- La tasa de penetración.
- El diámetro del hoyo.
- El tiempo de circulación y el que el fluido permanece estático.
- Las propiedades de la roca: porosidad, permeabilidad, fracturas naturales.

### **l) Daños durante las operaciones de terminación/reparación.**

Por invasión de fluidos hacia el pozo durante operaciones de reparación/terminación/empaque con grava, debido generalmente a los sobre balances de presión que se utilizan, como medida de seguridad o por desconocimiento de la verdadera presión del yacimiento.

Los fluidos usados en este tipo de operaciones son, en general, salmueras de alta concentración de sales (Na, Ca, Li, Mg), que pueden contener algún polímero para poder sostener sólidos, inhibidores de corrosión y surfactantes.

### **m) Daños durante las operaciones de estimulación química matricial.**

La estimulación química matricial es un proceso mediante el cual se trata de restablecer la permeabilidad efectiva al aceite o gas de una roca, eliminando el daño mediante la inyección de fluidos, reactivos o no, a tasas de inyección y presiones por debajo de los límites de fractura de la misma.

Solamente el daño alrededor del pozo puede ser disminuido durante éste proceso, si la formación tiene baja permeabilidad natural, no habrá mejoras en la productividad por estimulación química.



---

**n) Daños por estimulación matricial ácida en areniscas.**

El proceso de estimulación matricial ácida en areniscas se estudia tomando en cuenta todos los elementos que intervienen, tales como: los ácidos involucrados, los minerales de la formación, el agua y el crudo que saturan el yacimiento, los filtrados y sólidos introducidos a la formación por procesos anteriores.

La primera consideración que debe haberse hecho antes de diseñar una estimulación de este tipo es un diagnóstico correcto del daño presente, y haber determinado que ésta es la estimulación adecuada.

**o) Daños por estimulación matricial ácida en carbonatos.**

Los yacimientos de carbonato que contienen hidrocarburos pueden ser de calizas ( $\text{CaCO}_3$ ) o de dolomita ( $(\text{CO}_3)_2\text{CaMg}$ , o de mezclas de ambos. Entre las impurezas más comunes encontradas en estos yacimientos tenemos: pirita ( $\text{FeS}_2$ ) y siderita ( $(\text{CO}_3)_3\text{Fe}_2$ ). La caliza, generalmente contiene sus fluidos en sus sistemas de fracturas naturales, que constituyen su porosidad secundaria, con una porosidad primaria baja, que contribuye al sistema de fracturas naturales, mientras que la dolomita posee buena porosidad primaria, y sus granos se presentan cristalizados. La caliza reacciona muy rápidamente con HCl, mientras que la dolomita lo hace más lentamente.

**p) Daños por estimulación matricial no reactiva.**

La estimulación matricial no reactiva es aquella que se emplea para remediar daños a la formación causada por fenómenos interfaciales, tales como bloqueos por agua, emulsiones o cambios de mojabilidad. Este tipo de estimulación se realiza generalmente por medio de mezclas de solventes y surfactantes, los cuales deben ser escogidos con sumo cuidado, mediante pruebas de laboratorio.

La utilización indiscriminada de surfactantes puede agravar el daño presente en la formación por fenómenos interfaciales, estabilizando aún más los bloqueos o emulsiones presentes. Más adelante se explicará el uso adecuado de los surfactantes para este tipo de estimulaciones.

**q) Daños causados durante el fracturamiento hidráulico.**

El proceso de fracturamiento hidráulico consiste en la superposición de un canal de alta conductividad al yacimiento, para incrementar el índice de productividad de un pozo. La creación de este canal o fractura se hace por medio de la inyección de fluidos a tasas y presiones que excedan los esfuerzos de cohesión de la roca, y la conductividad la proporciona un agente de relleno o sustentante, que se transporta con el mismo fluido dentro de la fractura.

---

Los fluidos usados para fracturamiento, en general no son reactivos. Pueden ser fluidos newtonianos (agua, aceite), los cuales se usaron extensivamente en el pasado, o en geles a base de agua con agente gelificantes del tipo goma xantano o derivados de la goma guar y de la celulosa.

Estos fluidos contienen aditivos que cumplen funciones específicas como son:

- Rompedores de gel, para romper las cadenas de polímero después de finalizado el trabajo. En general, son agentes oxidantes fuertes, como el persulfato de amoníaco.
- Bactericidas, para proteger al gel del ataque bacteriano.
- Controladores de arcillas.
- Gasoil, como controlador de filtrado.
- Harina de sílice como controlador de filtrado.
- Surfactantes no iónicos, para prevenir emulsiones.

#### **r) Daños causados durante el proceso de producción.**

Los daños más frecuentes observados durante la vida productiva de un pozo son:

- Migración y taponamiento por partículas finas en el área crítica alrededor del pozo.
- Precipitación de productos inorgánicos (carbonatos, sulfatos), al cambiar las condiciones de presión y temperatura.
- Precipitados orgánicos, parafinas y asfaltenos.
- Producción de arena, debida a altas velocidades de flujo, producidas por altas presiones diferenciales en el radio crítico del yacimiento alrededor del pozo. Este efecto puede producirse también al comenzar a producir agua, ya que ésta arrastra el material cementante, en forma de partículas finas, reduciendo la resistencia mecánica de la roca.
- Colapso de los poros por alta presión diferencial, o por agotamiento de la presión del yacimiento, haciendo que actúen los esfuerzos tectónicos.
- Disolución de los granos de arena durante procesos de recuperación térmica, por el alto pH del vapor, y precipitación de sílice en el medio poroso.

---

### s) Daños causados durante procesos de inyección de gas o agua.

- Cambios de mojabilidad debido a la presencia de surfactantes en el agua de inyección normalmente son inhibidores de corrosión.
- Reducción de la inyectividad por taponamiento debido a sólidos suspendidos en el agua de inyección (arcillas, carbonatos, petróleos, bacterias).
- Taponamiento por productos de corrosión.
- Precipitación inorgánica por incompatibilidad del agua inyectada y el agua de la formación.
- Disolución del material cementante intergranular, con colapso de la formación y taponamiento.
- Iniciación accidental de una fractura, con irrupción prematura de agua en un pozo productor.
- Desprendimiento y migración de partículas finas de la formación.
- En pozos inyectores de gas se produce una reducción de la permeabilidad relativa al gas por presencia de hidrocarburos líquidos en el gas de inyección, que cambian la saturación de fluidos alrededor del pozo. Este fenómeno se observa en todos los pozos inyectores de gas y es un efecto progresivo.

## 2.5 EVALUACIÓN DEL DAÑO EN EL POZO.

Existen muchos motivos por los cuales un pozo no aporta la producción que se espera de él, o declina su producción con el tiempo. Solamente un análisis cuidadoso puede identificar las causas de este comportamiento. Es importante hacer este estudio, ya que puede atribuirse a la baja productividad de un pozo y a daños a la formación, cuando los factores involucrados pueden ser de origen mecánico o natural.

### 1) Factores principales que reducen la producción.

- Sistema mecánico ineficiente.
- Baja permeabilidad del yacimiento.
- Restricción alrededor del pozo debida a daños o pseudodaños.

Si el sistema mecánico o artificial está trabajando ineficientemente, se observará alta presión en el fondo del pozo (o alto nivel de fluido en pozos de bombeo). Lo cual, aunado a bajas tasas de producción nos indicará que hay que revisar el diseño del equipo.

Si el yacimiento presenta baja permeabilidad y no se detecta la presencia de daño, el pozo no es candidato a estimulación matricial, sino a fracturamiento. Esta información hay que obtenerla de pruebas de incremento de

---

presión o de declinación. Las pruebas de transición de presión son la única fuente de información confiable que se pueden obtener, al mismo tiempo que los valores de daño y de permeabilidad.

Los pseudodaños incluyen situaciones tales como: penetración parcial del pozo en la arena productora, turbulencia, fracturas tapadas, pozos desviados, pozos mal colocados en un área de drene, zona compactada alrededor de las perforaciones, disparos parciales o insuficientes, etc.

## **2) Cuantificación del daño.**

De los análisis de pruebas de restauración de presión podemos encontrar entre muchas otras propiedades un factor de daño total. Este factor de daño está compuesto del daño verdadero y de los pseudodaños. Las contribuciones de los pseudodaños se dan en casos en los que el pozo ha sido disparado con poca densidad de las perforaciones, cuando hay separación de gas dentro del yacimiento, si no se ha disparado todo el intervalo productor y cuando el pozo no penetra completamente la zona productora. En muchas ocasiones todo este factor de daño se debe a estas contribuciones y no hay daño que pueda ser eliminado por medio de químicos.

## **2.6 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD.**

La capacidad productiva se conoce como índice de productividad o factor de productividad. Se puede definir como el número de barriles (o m<sup>3</sup>) de aceite por día que el pozo es capaz de producir por Kg/cm<sup>2</sup> de presión diferencial mantenida entre el depósito y el fondo del pozo.

El índice de productividad para un pozo se puede determinar con la ayuda de una gráfica de presión diferencial – régimen de producción, que muestra de inmediato el aumento en el régimen de producción del pozo por cada kilogramo de aumento de presión diferencial. Para determinar el índice de productividad de un pozo sin la ayuda de una gráfica de régimen de producción – presión, sólo tenemos que medir la presión estática de fondo después de que el pozo se ha vuelto a abrir y se le permite producir a un régimen medio durante un tiempo suficiente para alcanzar nuevamente el equilibrio de presiones. Para este objetivo, la presión de fondo deberá tomarse en el punto medio de la formación productora o en el punto medio de las perforaciones a través de las cuales entra el fluido del pozo.

El índice de productividad es el cociente obtenido dividiendo el régimen de producción medido a una determinada presión de fondo, entre la diferencia de la presión estática de fondo y la presión de fondo fluyendo. Y se expresa en forma de ecuación.

---

$$INDICE DE PRODUCTIVIDAD = \frac{PRODUCCION (q_o)}{pws - pwf}$$

Por ejemplo; si un pozo está produciendo con una cuota de 1000 barriles por día, la presión estática de fondo registrada opuesta al centro de la formación productora a pozo cerrado es de 105 kg/cm<sup>2</sup>, y la presión fluyendo a la misma profundidad es 17.5 kg/cm<sup>2</sup>, el índice de productividad sería:

$$\frac{1000}{(105 - 17.5)} = 11.43 \frac{\text{barriles}}{\frac{\text{Kg}}{\text{cm}^2}}$$

O si el pozo pudiera producir con una presión de fondo de 7 Kg/cm<sup>2</sup>, el gasto de producción sería el siguiente:

$$(105 - 7) \times 11.43 = 1120.14 \text{ bpd}$$

## 2.7 PREVENCIÓN DE DAÑOS A LA FORMACIÓN.

La prevención de daños apunta a que todas las operaciones realizadas se hagan provocando el mínimo daño o la mínima contaminación posible, evitando que la producción se vea afectada. Si bien ya muchos daños son remediabiles, las operaciones de reparación de daños son costosas en muchos casos y no siempre solucionan el problema completamente.

En un pozo en producción es conveniente dividir al sistema en componentes o porciones (análisis Nodal), con el objeto de asegurarse de que ninguna parte de dicho sistema esté produciendo con una caída de presión mayor que la que corresponde. Existen en el sistema dos grandes componentes:

- Sistema hidráulico: desde el momento en que el fluido ingresa al pozo.
- Sistema compuesto por la formación y los disparos.

En un afán de disminuir el daño principalmente causado en las primeras etapas de un pozo se utiliza el lavado de pozo, aprovechando que el equipo de terminación está colocado. Este proceso tiene la finalidad de desplazar el lodo y remover los sólidos adheridos a las paredes de la tubería para eliminar partículas como barita, recortes, cemento y sedimento, ésto con el objeto de tener un fluido libre de contaminantes, y así evitar daño a la formación durante las operaciones de disparos, estimulación, y/o fracturamientos. La operación de lavado de pozos consiste en desplazar el lodo de perforación empleado en la última etapa por un fluido de terminación

---

libre de sólidos, esto se realiza con el empleo de baches, tales como; separadores, lavadores y viscosos. En la mayoría de los casos el fluido de terminación es filtrado para la eliminación de partículas contaminantes.

Si la operación de lavado es ineficiente, los sólidos no removidos pueden taponear los poros y canales de la formación productora durante los disparos, causando una drástica reducción de la permeabilidad y con ésto una disminución de la producción.

También podemos optar por una limpieza del aparejo de producción ya que éste a consecuencia del transporte de los fluidos desde el pozo a la superficie, van quedando acumulaciones ya sea de parafinas y asfaltenos que con el cambio de temperatura y presión se van presentando, y por lo cual va reduciendo el área de flujo; y en consecuencia la producción se verá afectada.

Durante la perforación la causa principal de la invasión de filtrado y solido del fluido de perforación hacia los yacimientos es la presión diferencial o sobre balance de la columna hidrostática del fluido en la contra de la presión del yacimiento. Dadas las consecuencias económicas que tiene el daño inducido durante la perforación, es recomendable tener una base de datos actualizadas del yacimiento, que incluya registros de presión estática, para poder diseñar los fluidos de la perforación a la mínima densidad compatible con los márgenes de seguridad. Si los yacimientos se hallan en un grado de agotamiento avanzado, es recomendable la perforación con fluidos de muy baja densidad, aireados o espuma.

Para minimizar la invasión de filtrado, asimismo se recomienda la utilización de lodos que puedan construir un enjarre impermeable rápidamente, y que este enjarre pueda ser removido por la presión del yacimiento al fluir el pozo. Para ésto existen lodos saturados de sal, o con partículas inertes de tamaño controlado, capaces de formar este tipo de enjarres.

Es necesaria la caracterización mineralógica de la roca del yacimiento, así como de los fluidos que la saturan, agua y petróleo, para prevenir las reacciones químicas que podrían ocurrir cuando el filtrado de lodo invada la formación. Asimismo para disponer de núcleos de la formación, se recomienda realizar prueba de flujo a través de los mismos, para hallar la reducción de la permeabilidad debida a la invasión del filtrado y sólidos del lodo.

Asimismo se recomienda hallar la distribución de tamaño de poros en los núcleos disponibles, o en muestras cortadas de la misma formación. Durante la perforación del pozo, es de capital importancia el diseño y buen funcionamiento de los equipos de control de sólidos, para eliminar las partículas sólidas de tamaño menor que el permisible. Por otra parte en la cementación al no poder cambiarse el carácter químico del filtrado del cemento, la mejor prevención que se puede practicar para minimizar este daño es mantener al mínimo la pérdida de filtrado de la mezcla de cemento, por medio de los aditivos adecuados para ello.

---

Sin embargo hay actividades como la estimulación matricial, el fracturamiento, en la inyección de fluidos y en la producción del pozo en la cual también causamos daños, unas veces reversibles y otras no; por esta razón también se deben realizar acciones las cuales nos lleven a la prevención de un daño que pudiese afectar nuestra producción.

**A) Durante la estimulación ácida.**

Para evitar agravar el daño presente en la formación, éste debe ser correctamente diagnosticado, para permitir el diseño de la estimulación adecuada. Así mismo deben conocerse las composiciones de los fluidos que saturan el yacimiento, naturales o de invasión y la composición mineralógica del mismo.

Tomando en cuenta la probabilidad de que el ácido sea incompatible con el crudo de la formación el tratamiento debe ir precedido por el volumen de una mezcla de solventes aromáticos y surfactante, suficientes para limpiar el volumen que se vaya a tratar y que evite el contacto entre el ácido y el crudo. Esta mezcla ha de tener la mínima tensión interfacial posible, para facilitar su expulsión del medio poroso y asegurar la mojabilidad de la formación al agua.

El volumen de HCl que se vaya a usar como preflujo antes de un tratamiento de HF ha de diseñarse por lo menos igual al volumen de ácidos que contenga HF para que éste último no sobrepase el área en que haya actuado el HCl, y no encuentre carbonato con los cuales pueda formar precipitados.

**B) Durante el fracturamiento.**

El agua utilizada para preparar el fluido de fracturamiento debe ser filtrada y almacenada en tanques perfectamente limpios. Debe agregarse al agua un aditivo para controlar las arcillas de la formación, comúnmente KCl, y un surfactante para disminuir la tensión interfacial del filtrado de este fluido a la formación y facilitar su recuperación.

Es muy importante agregar los aditivos necesarios para asegurar la ruptura completa del gel después de finalizado el fracturamiento. Así se asegura que no quede restos de gel en las caras de la fractura ni en el agente apuntalante.

**C) Durante procesos de inyección de fluidos.**

Antes de comenzar la inyección de agua en un yacimiento, deben hacerse pruebas de compatibilidad de la misma con los fluidos del mismo, para prevenir precipitados orgánicos e inorgánicos.

---

Se puede predeterminar la distribución del tamaño de poros de la formación mediante núcleos, para determinar el nivel necesario de filtración del agua. Debe analizarse la dureza del agua (carbonatos, bicarbonatos y surfactantes), para estipular el nivel de tratamiento y evitar incrustaciones en las tuberías o en la formación.

El cometido de hacer un análisis del tipo y cantidad de bacterias presentes en el agua es con el fin determinar el nivel de tratamiento con bactericidas. Por último, debe tratarse el agua con un captador de oxígeno, para evitar la corrosión de la tubería.

Si se va a convertir un pozo productor de crudo a pozo inyector de agua es recomendable realizar una caracterización del crudo del yacimiento, para determinar su contenido de parafinas y asfáltenos, y de acuerdo a los resultados realizar un tratamiento que reduzca al mínimo la saturación residual del petróleo en el área crítica alrededor del pozo. Por medio de soluciones de solventes /surfactantes de muy baja tensión en interfacial. De este modo se evita el contacto directo del agua con el crudo, y posible precipitado por choques térmicos.

Si el pozo que va a recibir la inyección de agua ha sido productor, hay la posibilidad de que haya sufrido migración de partículas finas hacia el área, y éstas estén bloqueando la permeabilidad a la inyección. En este caso sería recomendable realizar una estimulación química de eliminación de partículas finas.

#### **D) Durante el proceso de la producción.**

Los daños que se generan en forma natural durante la vida productiva de un pozo pueden ser demorados, pero no evitados por completo. Así, los depósitos orgánicos pueden controlarse en algún grado de las siguientes maneras:

- Puede lograrse que las parafinas se depositen fuera del pozo mediante la colocación de aislantes térmicos en el espacio anular del mismo, para conservar la temperatura del crudo hacia la superficie.
- Siendo los asfaltenos más sensibles a la declinación de presión, cualquier método que permita tener una alta presión de fondo fluyente, disminuyendo las caídas de presión en la zona cercana al pozo, retrasaría la precipitación de los mismos. Asimismo la inyección continua de dispersantes de asfaltenos en el fondo del pozo, por medio mecánicos evitaría esta ocurrencia.
- La producción de arena asociada con altas tasas de producción puede reducirse disminuyendo la tasa de producción del pozo, o por medio de fracturamiento hidráulico.



---

# CAPÍTULO

# 3

## LA ESTIMULACIÓN MATRICIAL

---

---

### 3.1 DEFINICIÓN DE LA ESTIMULACIÓN MATRICIAL.

Después de la terminación de un pozo, en un mantenimiento mayor o en el desarrollo de la vida productiva de los pozos, generalmente se requiere restaurar o mejorar las condiciones de flujo del intervalo productor o inyector. Para lograr ésto existen dos técnicas principales de estimulación de pozo: la estimulación matricial y el fracturamiento hidráulico; diferenciados por los gastos y presiones e inyección.

La estimulación de pozos es una de las actividades más importantes en el mantenimiento de la producción de los pozos petroleros, éstas consisten en la inyección de fluidos de tratamiento a gastos y presiones por debajo de la presión de fractura, con la finalidad de remover el daño ocasionado por la invasión de los fluidos a la formación durante las etapas de perforación y terminación de pozos o por otros factores durante la vida productiva del pozo.

Una estimulación se define como el proceso por el cual se intenta restituir o crear un sistema de canales en la roca productora en un yacimiento para facilitar el flujo de fluidos de la formación al pozo. En México las estimulaciones se efectúan en rocas carbonatadas utilizando ácido clorhídrico (HCl) a diversas concentraciones, también en menor escala son hechas en areniscas donde se utiliza ácido fluorhídrico (HF), pero actualmente se ha optado por realizar fracturamientos hidráulicos a consecuencia de los precipitados generados con estos ácidos.

Los procedimientos de la estimulación matricial son caracterizados por gastos de inyección a presiones por debajo de la presión de fractura, ésto permitirá una penetración del fluido a la matriz rocosa en forma radial para la remoción del daño en las inmediaciones del pozo.

El éxito de una estimulación matricial depende principalmente de la selección apropiada del fluido de tratamiento y el procedimiento de selección esto es muy complejo, ya que se involucran diversos factores que varían ampliamente, entre los más importantes están:

- El tipo de daño.
- Severidad y localización del daño.
- Compatibilidad con el sistema roca fluido de la formación.

Dependiendo de la interacción de los fluidos de estimulación y el tipo de daño presente en la roca, se divide en dos grandes grupos:

- Estimulación matricial no ácida.
- Estimulación matricial ácida.

---

Ambos grupos incluyen estimulaciones de limpieza y matriciales. En las estimulaciones de limpieza se permite restituir la permeabilidad natural de la formación al remover el daño; y en la estimulación matricial, a la que también se le conoce como “acidificación” intersticial, es la que nos permite incrementar la permeabilidad natural de la formación al disolver el ácido parte del material rocoso-calcáreo, agrandando los poros comunicados de la roca.

### **3.2 CLASES DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL.**

La mayoría de los pozos requieren de una estimulación, ya sea en sus inicios o a lo largo de su vida productiva; debido al daño ocasionado durante la perforación, terminación y en la producción. Es evidente que la condición de daño debe ser removida antes de que el pozo reduzca peligrosamente su potencial productor. Esta remoción es el objetivo principal de las estimulaciones matriciales consistiendo en la inyección a gasto y presión bajas, ésto con la finalidad de crear un radio de drene hacia la zona dañada y también para operar por debajo de la presión de fractura; la estimulación matricial se divide en dos grandes grupos:

➤ La estimulación matricial reactiva.

Es en la cual los fluidos de tratamiento reaccionan químicamente disolviendo materiales que dañan la formación y a los sólidos contenidos en la roca, utilizándose para la remoción de daño por partículas de sólidos, precipitaciones orgánicas, etc. En algunos casos, principalmente en formaciones con alta productividad, la estimulación reactiva no solo se utiliza para remover el daño, sino que también para estimular la producción natural del pozo, como es el caso de carbonatos, donde el resultado es la creación de canales y estructuras que facilitan el flujo de los hidrocarburos al pozo. Los fluidos a utilizar principalmente son técnicas con sistemas ácidos, los cuales son utilizados principalmente en arenas, areniscas y mayormente en rocas calcáreas.

➤ La estimulación matricial no reactiva.

La estimulación matricial no reactiva o no ácida es en la cual los fluidos de tratamiento no reaccionan químicamente con los materiales sólidos de la roca. En este caso se utilizan principalmente soluciones oleosas o acuosas, alcoholes o solventes mutuos, con aditivos, principalmente los surfactantes. Estas estimulaciones comúnmente se emplean para remover daños por bloqueos de agua, aceite o emulsión; daños por pérdidas de lodo, por depósitos orgánicos, etc.

---

El éxito de la estimulación ya sea reactiva o no reactiva, depende principalmente de la selección apropiada del fluido de tratamiento. El proceso de selección de un fluido de tratamiento es en lo general muy complejo, debida a muchos parámetros involucrados que varían ampliamente, como lo es el tipo de daño a remover, las características del pozo, la formación, criterios técnico-económicos, localización del pozo, maquinaria disponible, etc.

Ya con este panorama de las condiciones que influyen en la selección del fluido y al tipo de estimulación más óptima para ser aplicada; se han desarrollado un gran número de fluidos de tratamiento, los cuales pueden aplicarse en diversas situaciones específicas que el pozo requiera.

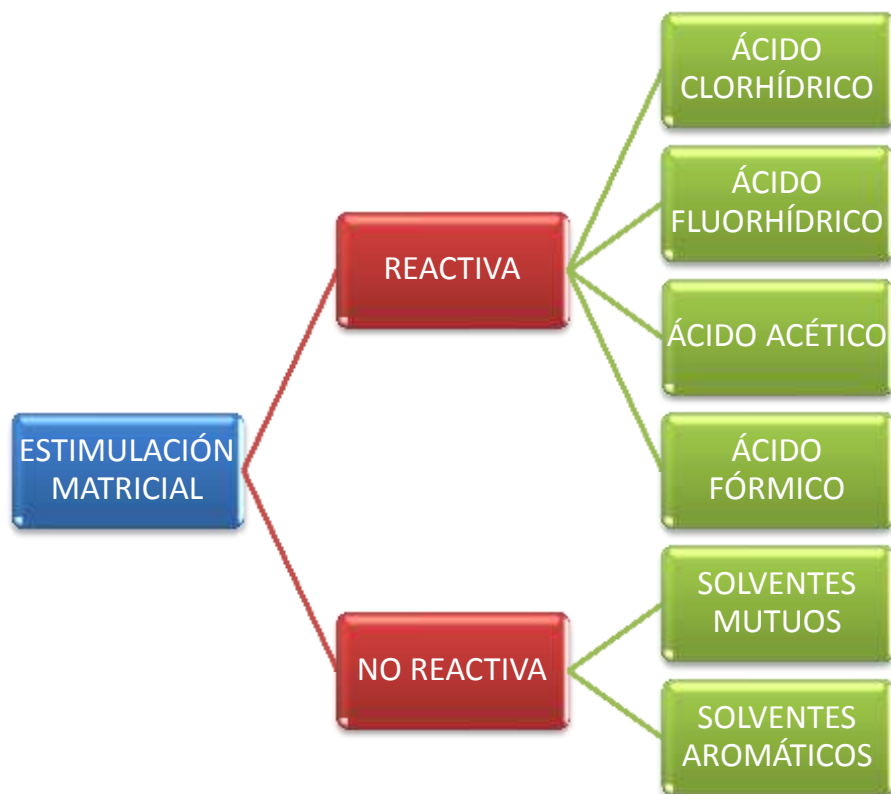
La selección del fluido óptima, es decir, aquel que reporte las mayores ventajas para la solución de un problema dado, debe ser basado en la consideración de todos los parámetros relevantes, como lo son la conformación mineralógica de la formación a someterse a el tratamiento, la identificación y evaluación certera del daño, la experiencia que se tiene de la zona, la cual puede ser proporcionada con el análisis de pozos y el campo mismo, pruebas de compatibilidad, de laboratorio, etc.

Hay factores como lo es la mineralogía de la roca, parámetros ambientales y de geometría del pozo (estado mecánico y densidad de los disparos), los cuales dan pie a hacer una selección más minuciosa, en cuanto a la compatibilidad de los fluidos, ya que de lo contrario aun cuando el daño se identifique pudiesen verse afectadas las condiciones de la formación; por otro lado una mala identificación del daño la estimulación utilizada podría generar riesgos no solo de no remover el daño; si no que también de causar un deterioro mayor a la formación y a la estructura del pozo que dependerá del fluido utilizado.

### **3.3 SISTEMAS DE FLUIDOS PARA UNA ESTIMULACIÓN MATRICIAL.**

La mayor parte de la producción de hidrocarburos en México se presenta en formaciones carbonatadas o areniscas. Durante la etapa de perforación y terminación del pozo diversos factores químicos o mecánicos pueden alterar su estado original provocando daños que resultan en una caída en la presión y una disminución a la producción del pozo. En las primeras etapas o a lo largo de la vida productora de los pozos se presentan condiciones como cambio en la mojabilidad, bloqueos por agua o aceite, precipitación de orgánicos, acarreo de finos y arcillas, etc; lo que ocasionan la formación de mecanismos de daño.

La forma de tratar este daño generado como se mencionó en el subtema 3.2, se puede clasificar en función del fluido que lo constituye:



**Figura 3.1- Diagrama de una estimulación matricial y sus fluidos de tratamiento.**

En distintos escenarios la aplicación de la estimulación matricial ya sea reactiva o no, dependerá íntimamente de que daño queramos remover como se observa en la figura 3.1, ya que involucra diversos aspectos; por ejemplo si tenemos daño por depositación de parafinas y asfaltenos, deberá usarse solventes orgánicos, ésto con la finalidad de disolver el material y así restaurar la permeabilidad. Otro caso es cuando tenemos incrustaciones solubles en ácido recubiertas con una fase aceitosa, en este caso tendremos que introducir al pozo un bache de solvente antes de mandar el ácido para que nos permita una reacción directa y no ya debilitada al momento de la remoción de las incrustaciones, ya que de lo contrario no será efectiva la estimulación y se reflejará en la producción insuficiente. Tanto en las formaciones arenosas como en las calcáreas son sujetos de acidificarse, sin embargo la efectividad de su tratamiento está directamente ligada a cómo el fluido seleccionado puede eliminar el daño.

En la industria petrolera existe una gran variedad de aditivos utilizados por ejemplo en las cementaciones, en las perforaciones de pozos y en actividades como la estimulación matricial y en los fracturamientos.

En los fluidos de perforación se han evolucionado considerablemente para cumplir con condiciones de perforación más exigentes como las encontradas en pozos profundos de alta temperatura y alta presión, y con

---

nuevas regulaciones ambientales. Como resultado de esto una gran cantidad de productos entre los que se encuentran controladores de filtrado, lubricantes y modificadores reológico están disponibles en el mercado. Sin embargo, la mayoría de ellos tienen limitaciones y pueden causar daños a la formación.

En el caso de las estimulaciones ácidas, el uso de estos aditivos facilitan el trabajo del fluido de trabajo facilitando su efectividad y en los cuales encontramos a los inhibidores de corrosión, surfactantes, solventes mutuos, control de fierro, agentes divergentes, retardadores, rompedor de emulsiones, etc.

Todos los tipos de aditivos mencionados en el párrafo anterior tienen como finalidad anular prevenir o ayudar al no desarrollo de problemas mayores y complicaciones de operación; también minimizar pérdidas de fluidos y mantener propiedades reológicas a altas temperaturas, disminuir problemas de torque, arrastre y efectividad.

### **3.4 ADITIVOS USADOS EN LA ESTIMULACIÓN MATRICIAL.**

Dentro de las estimulaciones encontramos diversos aditivos utilizados para diversas situaciones y usados ya sea en baches de fluido o agregados al fluido estimulador; dentro de los cuales encontramos:

#### **A. Inhibidores de corrosión:**

Inhibidores de corrosión típicamente son materiales fuertemente catiónicos, con una fuerte afinidad con la superficie metálica, para ser efectivos deben tener la capacidad de adherirse al interior de la tubería, formando una delgada cubierta protectora para que a medida que el ácido es bombeado, debido a su fuerte carga catiónica debe ser usado cuidadosamente para cumplir su función ya que en un exceso de este inhibidor puede influir en la matriz e inducir un daño a la permeabilidad relativa, causado por un cambio de mojabilidad.

#### **B. Surfactantes:**

Los surfactantes o agentes activos superficiales son compuestos que se caracterizan por su capacidad de alterar la superficie y las propiedades de la interface de un líquido. Contienen un segmento liposoluble y otro hidrosoluble. Son comunes en las estimulaciones no reactivas pero, más comunes en las reactivas; los cuales funcionan como desemulsión, agente dispersante, reducción de la tensión superficial, pero mayormente para evitar el hinchamiento de arcillas, etc. En un tratamiento de arenas la incompatibilidad con algunos aditivos como los inhibidores de corrosión y surfactantes aniónicos, provocan la reacción de algunos minerales y generan un estado crítico para la operación al alterar la formación productora.

Se prefiere clasificar a los surfactantes de acuerdo a su tipo de molécula, particularmente en base al tipo de disociación de su molécula en solución, clasificándose como aniónicos, no iónicos, catiónicos y Anfotéricos; los cuales se muestran en la tabla 3.1.

Clasificación	Descripción	Carga	Grupo químico	Uso principal
<b>Aniónicos</b>	M+	Negativa	Sulfatos	No emulsificantes
			Sulfonatos	Retardadores
			Fosfatos fosfonatos	Limpiadores
<b>Catiónicos</b>	X-	Positiva	Compuestos de aminas	No emulsificantes Inhibidores de corrosión Bactericidas
<b>No iónicos</b>		Sin carga	Polímeros de óxido de etileno y propileno	No emulsificantes Espumantes Inhibidor de corrosión Agentes penetrantes
<b>Anfotéricos</b>	M+	Positiva, negativa o sin carga depende del pH del fluido	Sulfonato amina	Inhibidores de corrosión
	X-		Fosfato amina	Agente de suspensión

**Tabla 3.1- Tipos de surfactantes.**

Las características de los tipos de surfactantes son:

➤ **AGENTES ANIÓNICOS.**

Los surfactantes aniónicos contienen generalmente uno de cuatro grupos polares solubles - carboxilato, sulfonato, sulfato o fosfato - combinado con una cadena hidrocarbonada hidrófoba. Si esa cadena es corta son muy hidrosolubles, y en caso contrario tendrán baja hidrosolubilidad y actuarán en sistemas no acuosos como aceites lubricantes.

---

➤ **AGENTES CATIONICOS.**

Los surfactantes catiónicos son utilizados en detergentes, agentes limpiadores, líquidos lavaplatos y cosméticos están compuestos por una molécula lipofílica y otra hidrofílica, consistente de uno o varios grupos amonio terciarios o cuaternarios. Las sales de cadenas larga de amonio terciarias, obtenidas por neutralización de las aminas con ácidos orgánicos o inorgánicos, son raramente usadas en detergentes y preparaciones para limpieza. Las sales de amonio cuaternarias con un solo grupo alquilo (C12-C18), o dos grupos más cortos (C8-C10) son usados como sustancias activas antimicrobianas.

➤ **AGENTES NO IÓNICOS.**

En contraste a sus contrapartes iónicas, los surfactantes no iónicos no se disocian en iones hidratados en medios acuosos. Las propiedades hidrofílicas son provistas por hidratación de grupos amida, éter o hidróxilo. Cuando existe un número suficiente de estos grupos la solubilidad acuosa es comparable con la de los surfactantes iónicos. Las aplicaciones son extensas y dependen de la cantidad de grupos polares presentes, que determinarán la solubilidad tanto en agua como en aceite.

**C. Aditivos de control de fierro.**

Algunas formaciones contienen materiales como la siderita, hematita y otros compuestos cuyo componente primario es el fierro; además de que este metal también puede provenir de la tubería de revestimiento o de la de producción según sea el caso, e incluso de las propias maquinarias que se usan para las operaciones; ésto nos lleva al el uso se secuestrantes de fierro para las operaciones y en este caso para las operaciones de estimulación matricial.

Durante el bombeo de ácidos en un pozo, se disuelve cierta cantidad de hierro por la acción del ácido en las líneas de superficie, tuberías del pozo, equipo de fondo y minerales de hierro que pueda contener la formación.

La precipitación de hidróxido férrico o de otros compuestos secundarios que contengan hierro puede bloquear los canales de permeabilidad de la formación, incluso durante la ejecución del trabajo de acidificación, dañando en forma permanente la permeabilidad que se había querido restaurar. Esta precipitación ocurre al reaccionar el ácido, aumentando su pH.

Los agentes estabilizadores de hierro constituyen un grupo de aditivos para prevenir la precipitación de hidróxido férrico de las soluciones de ácido clorhídrico. Pueden clasificarse en dos grupos: agentes reductores y los agentes estabilizadores.



---

#### **D. Solventes mutuos.**

Un solvente mutuo es soluble tanto en agua como en aceite, lo que les permite actuar como un vehículo excelente para conducir los surfactantes a solubilizarse en la fase de interés.

También ayudan a mantener la formación mojada por agua, ya que mantienen los surfactantes catiónicos en solución, pero transportan los surfactantes aniónicos hacia la formación. Además, reducen la saturación residual de agua, ya que disminuye la tensión interfacial entre éste y las paredes de los poros.

Su principal inconveniente cuando se agregan a un ácido es que mantienen en solución al inhibidor de corrosión y le impiden absorberse sobre la superficie de la tubería.

#### **E. Alcoholes.**

El alcohol metílico y el isopropílico se han usado en la acidificación de pozos de gas, especialmente para eliminar bloqueos por agua.

La mejora se debe a la rapidez con que pueden recuperarse los líquidos, debido a la reducción de la tensión superficial. Reducen la presión de vapor del ácido gastado y apresuran su vaporización a condiciones de fondo, reduciendo la saturación residual de agua alrededor del pozo e incrementando así la permeabilidad relativa al gas.

#### **F. Estabilizador de arcilla.**

Se han desarrollado aminas policuaternarias que estabilizan arcillas después de un tratamiento con HF y deben colocarse sólo en el sobredesplazamiento y nunca a concentraciones mayores de 20 gal/1000gal. No debe mezclarse en el HF porque éste lo destruye; se debe introducir en un bache lavador para preparar a la formación a someterse al tratamiento.

#### **G. Desviador de ácido.**

El objetivo de estos aditivos es asegurar que el ácido se distribuya en todo el intervalo a ser tratado. Pueden ser mecánicos, espumas bolas sellantes, sólidos y químicos.

#### **H. Inhibidor de sulfato de calcio.**

Cuando en la formación estén presentes aguas con alto contenido de sulfatos (más de 25ppm) es necesario evitar el contacto de estas aguas con el HCl, ya que éste producirá cloruro de calcio en su reacción y el calcio será tomado por el sulfato de calcio que precipitará partículas las cuales afectarán a la permeabilidad y porosidad de la formación productora.

#### **I. Gelificantes.**

La viscosidad de un ácido puede aumentarse por la adición de polímeros solubles, los cuales son usados para desviar y distribuir el fluido de tratamiento, y tiene aplicaciones en el fracturamiento ácido.

---

## **J. Gas.**

Es también considerado un aditivo en tratamientos ácidos, el nitrógeno puede ser agregado al fluido de tratamiento para facilitar la recuperación del ácido gastado cuando se acidifican pozos depresionados y por supuesto cuando se usa espuma nitrogenada como desviador. Una técnica patentada por J.L Giley, reporta ventajas de usar bióxido de carbono como un bache antes del ácido; ésto en tratamientos en la zona de aceite.

## **K. Bactericidas.**

Conocidos como biocidas o bactericidas son probablemente los químicos más usados en fluidos de tratamiento. Aunque no todos los microorganismos son un problema para la industria, el control de su crecimiento es objetivo permanente. Estas bacterias causan focos de corrosión en las instalaciones del sistema integral de producción y por otra parte son causantes de daño a formaciones productoras ya que taponean los cuellos de poro y afectan al fluido (petróleo), ya que descomponen las cadenas de hidrocarburos ligeros y solo dejan residuos de cadenas de hidrocarburo pesadas, las cuales si bien tienen un valor en el mercado, los hidrocarburos ligeros tienen un mayor potencial económico.

### **3.5 ESTIMULACIÓN MATRICIAL NO REACTIVA.**

Antes de realizar cualquier estimulación se deben realizar pruebas de inyección y admisión de fluidos en el intervalo productor, ya sea por medio de los núcleos cortados durante la perforación o en algún pozo vecino que comparta las características del pozo de interés. Este procedimiento consiste en inyectar a la formación un fluido inerte (agua tratada o fluido oleoso limpio y filtrado) a caudales muy bajos y midiendo la presión de inyección. Progresivamente se va incrementando el caudal de inyección por etapas, registrando en cada una de éstas la presión de inyección, hasta registrar un cambio brusco de la pendiente, indicando la llegada a la presión de fracturamiento.

En la estimulación matricial se permite una penetración a la matriz de la formación, ya sea parcial o profunda; pero siempre de forma radial y circular para conseguir un mejor contacto del fluido con la superficie dañada cercana a la pared del pozo. El objetivo de la estimulación matricial es el remover el daño producido por la perforación y la terminación del pozo y así también restituir la porosidad y permeabilidad después de un periodo de producción. Dependiendo del daño y de la interacción de los fluidos de estimulación y del yacimiento se debe optar por un tipo de estimulación. En este caso la estimulación matricial no reactiva es en la cual los fluidos de tratamiento no reaccionan químicamente con los materiales o sólidos de la roca; en ella se utilizan principalmente soluciones oleosas, alcoholes, solventes mutuos, surfactantes y aditivos.

---

La estimulación matricial principalmente se utiliza para remover daños por bloqueo de agua, aceite o emulsiones; también por pérdidas de lodo, depósitos orgánicos y alteración en la mojabilidad por aceite.

En esta operación no reactiva, el éxito dependerá de la selección del fluido estimulante; el proceso de selección de un fluido es en lo general muy complejo, pues una mala elección del fluido podría resultar contra indicativo.

Para la selección del fluido de estimulación se deben tener en cuenta los siguientes parámetros:

- Tipo de daño de la formación.
- Características de la formación.
- Condiciones del pozo.
- Mineralogía de la formación.
- Criterio económico.
- Compatibilidad de la roca de la formación a tratar.

También se deben tomar en cuenta los fenómenos de superficie, ya que el flujo de fluidos a través de los medios porosos está fuertemente afectado por los fenómenos de superficie y el alcance de la estimulación matricial no reactiva dependerá de la alteración de estos fenómenos presentes en la roca, como son:

- Tensión superficial e interfacial.
- Mojabilidad.
- Capilaridad.

### **3.5.1 TIPOS DE DAÑO SUSCEPTIBLES DE REMOVERSE.**

En la estimulación matricial no reactiva el fluido de tratamiento no reacciona químicamente con los materiales o sólidos de la roca, y el daño a ser removido no implica una reacción entre el fluido y la roca. Entre los daños más comunes a remover con este tipo de estimulación encontramos:

#### **A. Bloqueo por agua.**

Un bloqueo por agua generalmente puede ser removido inyectando a la formación una solución acuosa o ácido alcohólico, este último fluido es apropiado para pozos con gas en una concentración de 1 al 3% de un surfactante que nos permita disminuir la tensión superficial e interfacial.

#### **B. Bloqueo por emulsión.**

La invasión de fluidos de tratamiento al intermezclarse con los fluidos contenidos en la formación pueden generar la formación de emulsiones las cuales presentan una viscosidad muy elevada, particularmente se forman

---

emulsiones agua-aceite. La cantidad de surfactante requerida para remover el bloqueo por emulsión debe ser usualmente unas 20 o 30 veces mayor que el volumen necesario para prevenir su formación.

**C. Daño por cambio en la mojabilidad.**

Los fluidos que invaden la formación pueden contener surfactantes o sustancias las cuales dependiendo del tipo de mineral que conforma la roca puede propiciar el mojado de la misma. Cuando la formación en la vecindad del pozo queda total o parcialmente mojada por aceite, se produce un daño significativo en la productividad del pozo.

La remoción efectiva será siempre costosa e implica la inyección de solventes mutuos para remover la fase mojante de aceite, seguida de una solución acuosa de un surfactante con fuertes propiedades mojantes por agua.

**D. Daño por película o membrana interfacial.**

La invasión de fluidos puede ocasionar emulsiones al dispersarse un líquido inmisible en otro, pueden causar membranas rígidas en las interfaces agua-aceite y así lograr el obturamiento de la formación. Generalmente son resistentes y difíciles de remover; se utilizan solventes con alta concentración de surfactantes que permite disminuir la consistencia de las películas rígidas formadas en las interfaces agua-aceite.

**E. Depositación de orgánicos.**

La depositación de sólidos orgánicos en el sistema poroso generan obturamientos de los canales porosos y por tanto un consecuente daño en la formación, los depósitos pueden formarse en la roca, en las perforaciones de los disparos y/o en la tubería de producción, como puede observarse en la figura 3.2.

Este daño es removido al resolubilizarlos con solventes aromáticos y un surfactante dispersor. También es recomendable la adición de pequeñas cantidades de alcoholes o solventes mutuos.



**Figura 3.2.- Tubería con depositación de orgánicos.**

---

## **F. Daño por pérdida de lodo.**

La pérdida considerable de volumen de lodo u otros fluidos en y durante la vida del pozo en las operaciones de perforación a través de cavernas o fracturas inducidas propician la invasión considerable de sólidos a la formación generalmente difíciles de remover. La solución más indicada consiste en la inyección de soluciones acuosas u oleosas de surfactantes y otros químicos que pueden reducir la viscosidad del lodo y dispersar los sólidos.

La remoción de estos daños tiene como objetivo ya sea en pozos productores o inyectores y hasta en un proceso de recuperación secundaria y mejorada, el incrementar la producción de hidrocarburos o aumentar su inyectividad; es decir, optimizar y mejorar los patrones de flujo.

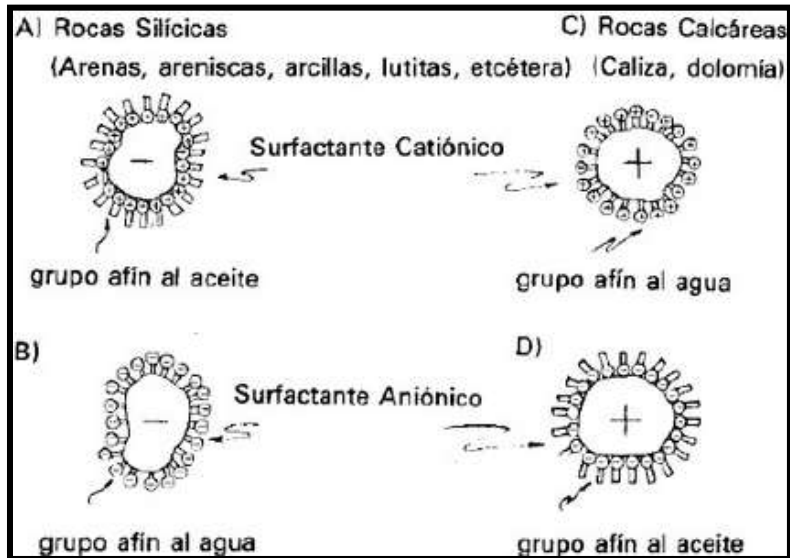
### **3.5.2 LOS SURFACTANTES EN LA ESTIMULACIÓN MATRICIAL NO REACTIVA.**

El uso de los surfactantes para tratamiento de pozos se ha hecho imprescindible en todo tipo de estimulación matricial. La acción de los surfactantes se manifiesta principalmente en los siguientes fenómenos:

- Disminución de las fuerzas retentivas de los fluidos en el medio poroso.
- Mojamiento de la roca.
- Rompimiento de emulsiones.

En la disminución de las fuerzas retentivas de formaciones de baja permeabilidad y de pequeños poros es más notable el efecto de la acción bajotensora de los surfactantes permitiendo reducir las fuerzas capilares responsables del atrapamiento de los fluidos del medio poroso, donde las fuerzas retentivas del yacimiento no permitan que fluya con la energía disponible.

En el mojamiento de la roca dependerá del tipo de surfactante que se utilice ya que éstos tienden a ser afines a un fluido ya sea base agua o aceite; así como al tipo y composición de la roca. Esta preferencia de las partículas de los surfactantes ya sea a la fase y/o a la composición la podemos observar en la figura 3.3.



**Figura 3.3- Afinidad de los surfactantes.**

Los surfactantes actúan en las emulsiones reduciendo la tensión interfacial, lo cual permite romper la rigidez de la película o neutralizando el efecto de los agentes emulsificantes.

El éxito de una estimulación matricial no reactiva depende principalmente de la selección de los surfactantes para la remoción del daño específico. Por tanto, es conveniente indicar la acción normal de los diferentes tipos de surfactantes:

➤ **Surfactante aniónico.**

- Mojará de agua la arena, la lutita o la arcilla, cargadas negativamente.
- Cuando el pH sea menor a 8 la caliza será mojada por aceite.
- Rompe emulsiones agua-aceite.
- Dispersa arcillas y finos en la fase agua.
- Emulsiona el aceite en agua.
- Mojará con agua a la caliza si el pH es mayor a 9.5.

➤ **Surfactante catiónico.**

- Mojará de aceite la arena, lutita o arcilla.
- Mojará de agua la caliza cuando el pH sea menor a 8.
- Mojará de aceite cuando el pH sea mayor a 9.5.
- Emulsiona agua en aceite.
- Dispersa arcillas y finos en aceite.

---

➤ Surfactante no-iónico.

Estos surfactantes son más versátiles, ya que estas moléculas no se ionizan. En combinación con otros productos químicos pueden proporcionar características como alta tolerancia al agua dura y al pH ácido; pero a altas temperaturas estos surfactantes se separan de la solución.

➤ Surfactante anfotérico.

Son moléculas de contenido ácido y básico, tienen la característica de ionizarse y proporcionar actividad superficial a la molécula, esto con un pH ácido. Por otra parte en un pH básico la molécula se neutraliza; el uso de estos surfactantes es casi limitado pero está siendo usado como inhibidor de corrosión gracias a su trifase iónica.

### **3.5.3 EXIGENCIA DE LOS SURFACTANTES PARA UNA ESTIMULACIÓN MATRICIAL NO REACTIVA.**

Los surfactantes que son utilizados en las estimulaciones matriciales deben de cumplir con una serie de requisitos, los cuales influyen directamente en el desarrollo de la operación, hacer una omisión de estas exigencia dará como resultado un fracaso de la estimulación no reactiva; lo cual nos lleva a un posible panorama de empeoramiento del daño que estuviese en tratamiento. Este surfactante debe cumplir:

1. Reducir la tensión superficial e interfacial.
2. Prevenir la formación de emulsiones.
3. Mojar a la roca por agua, considerando la salinidad y el pH.
4. No hinchar o encoger las arcillas.
5. Mantener las condiciones de superficie en el yacimiento (propiedades).
6. Ser soluble en el fluido base de acarreo a la temperatura del yacimiento.
7. Ser compatible con la salmuera y los fluidos de la formación.
8. Conservar las características reológicas de diseño.

---

### 3.6 ESTIMULACIÓN MATRICIAL REACTIVA.

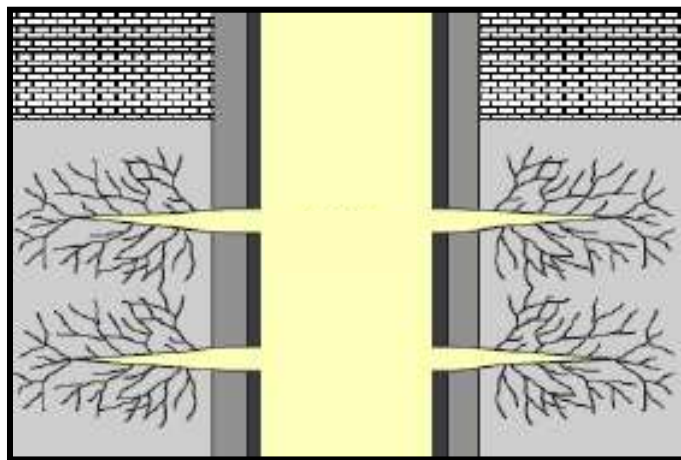
Es una técnica de estimulación en la cual una solución ácida es inyectada dentro de la formación con objeto de disolver algunos de los minerales presentes como lo muestra la figura 3.4, por lo tanto recupera e incrementa la permeabilidad (k) alrededor del pozo. En formaciones de areniscas el ácido de la matriz reacciona y penetra un pie y en carbonatos penetra 10 pies. En acidificación de la matriz, el ácido se inyecta a una presión menor que la de fractura de la formación. En un fracturamiento con ácido aunque puede usar productos similares, el objetivo es crear un canal de alta conductividad disolviendo las paredes de la fractura en una forma no uniforme. Ésto se logra inyectando fluido a una presión mayor que la fractura.

El fracturamiento con ácido es usado algunas veces para reparar el daño en formaciones de alta permeabilidad (k), sin embargo en yacimientos de carbonatos de baja permeabilidad (k) pueden ser candidatos para fracturar con ácido y debe hacerse una comparación para usar apuntalante tomando en cuenta la producción esperada después de la acidificación de la matriz; si no está dañado, no hay beneficio.

Por lo tanto, la acidificación de la matriz puede aplicarse cuando el daño S no se debe a:

- Penetración parcial.
- Eficiencia de los disparos.

El objeto de una acidificación de la matriz es reducir el efecto de daño no mecánico a cero. En la estimulación matricial, el flujo es confinado a los poros naturales de la formación y los canales de flujo a una presión de fondo del pozo que es menor a la presión de fracturamiento. La estimulación matricial se debe llevar a cabo a caudales de inyección bajos, generalmente su efecto se limita a remover los daños someros de la formación (de 3 a 8 ft a partir de la pared del pozo).



**Figura 3.4.- Esquema de una estimulación ácida.**



---

En la estimulación matricial reactiva las soluciones de tratamiento reaccionan químicamente disolviendo materiales extraños que dañan la formación y disuelven los propios sólidos de la roca. Esta estimulación se emplea para remover algunos tipos de daño como los daños ocasionados por partículas sólidas, precipitaciones orgánicas, etc.

En formaciones de alta productividad, la estimulación matricial reactiva se utiliza no solo para remover el daño, sino que también para estimular la productividad natural del pozo, a través del mejoramiento de la permeabilidad de la formación en la vecindad del pozo disolviendo parte de los sólidos de la roca y creando un diferencial de presión donde los fluidos tienden a ir al sitio con menor presión.

Este tipo de estimulación tiene resultados satisfactorios y aún sorprendentes, cuando la formación se encuentra dañada. En el caso que no hubiese daño, solo pequeños incrementos en la productividad podrán esperarse, lo cual se traduce a un mayor aporte de hidrocarburos y ésto a un mayor ingreso económico. Se deben tener en cuenta parámetros como la temperatura, los fluidos de formación, la mineralogía, la reactividad, las condiciones del pozo, etc.

En este tipo de estimulación reactiva las fuentes de daño las encontramos en la corrosión de tuberías, precipitación de hierro cambios en la permeabilidad relativa, emulsiones, sludges, incompatibilidad con el agua de formación, finos, parafinas y asfaltenos, además de problemas de la formación.

### **3.6.1 ÁCIDOS Y ADITIVOS.**

Los ácidos son sustancias que se ionizan en iones hidrógeno y un anión, cuando están en presencia de agua, son conocidos por su Ph menor a 7, en estimulaciones reactivas de pozos se utilizan ácidos que reaccionen con los minerales de las formaciones. Entre los más usados encontramos:

➤ **ÁCIDO CLORHÍDRICO (HCl).**

Es una solución del cloruro de hidrógeno gaseoso en agua, tiene una alta capacidad de disociación, razón por la cual es el ácido más utilizado en esta técnica proporcionando así el mayor volumen de roca calcárea disuelta, se emplea en solución al 15%. Cuando éste es usado en concentraciones mayores adquiere una mayor viscosidad y densidad por lo cual tendrá una mayor suspensión en finos, aunque el efecto corrosivo será mayor con las partes metálicas.

➤ **ÁCIDO FLUORHÍDRICO (HF).**

Es el único que permite la disolución de minerales de sílice como las arcillas, los feldespatos, el cuarzo, etc. Reacciona con minerales calcáreos y con los iones positivos de la salmuera de formación. Su aplicación es

---

básicamente para la remoción de daños de formación ocasionados por las arcillas; en la estimulación a pozos, el HF es comúnmente usado en combinación con el HCl.

➤ **ÁCIDO FLUOBORICO ( $H_3BO_3$ ).**

Es un ácido que no propicia precipitados en la formación, se utiliza en prelavados antes de utilizar el sistema convencional; también es inyectado al final de las estimulaciones y es usado mayormente en areniscas que contengan minerales de potasio.

➤ **ÁCIDO ACETICO ( $CH_3CO_2H$ ).**

Es un ácido débil, debido a su lenta y parcial ionización en agua, indicado para la remoción de incrustaciones calcáreas y en la estimulación de calizas y dolomías. Se considera un agente secuestrante de hierro y controlador de arcillas. Es útil para remover bloqueos de agua, por lo cual es soluble en agua y aceite.

➤ **ÁCIDO FORMICO.**

Es un ácido intermedio entre el HCl y el acético, menos fácil de inhibir y usado en concentraciones del 10%, es usado en acidificaciones de rocas calcáreas en pozos de altas temperaturas.

➤ **ÁCIDOS ALCOHOLICOS.**

Son una mezcla de un ácido y un alcohol, estos ácidos son normalmente empleados con HCl o MUD ACID (HCl+HF); la aplicación principal de los ácidos alcoholicos es en zonas de gas seco y baja permeabilidad.

Estos ácidos dependen de la velocidad de reacción la estequiometría, diseño del fluido, del equilibrio termodinámico y de la reacción heterogénea; y éstos a su vez dependen del tiempo de reacción que está ligado a los factores de temperatura y presión, los cuales son factores que afectan la efectividad y la velocidad de reacción como se observa en la figura 3.5.



**Figura 3.5.- Dependencia de la velocidad de reacción.**

---

Por otra parte en los fluidos de tratamiento se utilizan aditivos mencionados en el subtema 3.4, a los cuales también hay que agregar en el caso de las estimulaciones ácidas a los agentes emulsificantes, retardadores de reacción y espumantes.

➤ **Agentes emulsificantes.**

En algunos tipos de estimulación matricial puede ser deseable el uso de sistemas ácidos emulsionados, sobre todo en formaciones calcáreas de alta permeabilidad. Estos sistemas de ácido retardado permiten penetraciones mayores dentro de la formación y para su empleo se utilizan agentes emulsificantes que son surfactantes y que permiten la formación de emulsiones estables de ácido en una fase oleosa.

➤ **Agentes retardadores de reacción.**

Estos tipos de aditivos se utilizan para retardar la acción del HCl con las rocas calcáreas. Ésto permitirá tener mayor penetración del ácido vivo dentro de la formación. Estos productos son surfactantes que se absorben en la superficie de la roca, dejándola mojada por aceite, lo cual permite generar una película entre la roca y el ácido, que sirve de barrera a los iones hidrógeno con los carbonatos de la roca.

➤ **Agentes espumantes.**

Este tipo de aditivos permiten la formación de espumas estables de ácido y nitrógeno. Se emplean en sistemas de ácido espumado y pueden ser aplicados en formaciones calcáreas de alta permeabilidad como sistema de ácido retardado, con el objetivo de tener mayor penetración en la formación.

➤ **Alcoholes.**

Normalmente se utilizan el Metílico o el Isopropílico en concentraciones del 5 al 20% en volumen del ácido. El uso de alcoholes en ácido, acelera y mejora la limpieza del ácido gastado, siendo de gran utilidad en pozos de gas seco. También tienen propiedades de solventes mutuos y no se recomiendan a temperaturas mayores de 180°F, por la precipitación de cloruros orgánicos. En lo general pueden tener efectos negativos en la acción de los inhibidores de corrosión.

Todos los ácidos utilizados en la estimulación de pozos requieren de un acondicionamiento para ser empleados con seguridad y evitar reacciones indeseables o daños por incompatibilidad con la formación y/o sus fluidos.

Los aditivos deben seleccionarse para las condiciones de cada pozo por cuanto al tipo y concentración de los mismos. Esta selección en lo general, se lleva a cabo en el laboratorio debiendo ser cuidadosa, ya que los aditivos representan el mayor costo de la estimulación y por otra parte la ausencia de ellos puede propiciar inseguridad en el manejo de los ácidos, destrucción del equipo del pozo y daños severos a la formación.

---

Algunos de los procedimientos de laboratorio para la selección del tipo y concentración de aditivos necesarios en un sistema ácido, para las condiciones específicas de cada pozo, son similares a aquellos recomendados por la American Petroleum Institute en su API-RP-42.

La selección de fluidos de tratamientos es el paso previo más importante en el diseño de una estimulación matricial reactiva. El proceso de selección es complejo, ya que depende de muchos factores, como son: el tipo de daño, las características de la formación y sus fluidos, las condiciones del pozo, la rentabilidad de la estimulación; el fluido seleccionado deberá eficientemente remover el daño e incrementar la permeabilidad natural de la formación, sin propiciar daños adicionales.

### **3.7 ESTIMULACIÓN MATRICIAL EN CARBONATOS Y ARENAS.**

El objetivo principal de este tipo de estimulación es el de eliminar el daño de la formación alrededor del pozo, debido a la invasión de las partículas sólidas, y al hinchamiento, dispersión, migración de las arcillas, e incrementar la permeabilidad natural (figura 3.7) de la formación en la zona vecina al pozo .



**Figura 3.6.- Pozo sometido a estimulación matricial con TF.**

En el caso de que un pozo se encuentre dañado, la respuesta del pozo a la acidificación matricial generalmente es muy buena, y en algunos casos sorprendente dependiendo de la magnitud del daño. Sin embargo, si la formación a estimular con esta técnica no está dañada, se puede esperar una respuesta con un incremento máximo de producción de 1,3 veces.

---

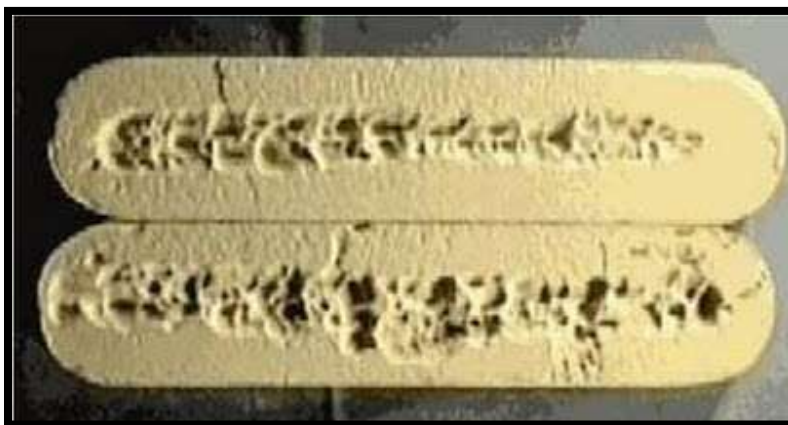
Este incremento en general no es suficiente para justificar económicamente la estimulación, sin embargo, se justificaría en el caso de pozos de alta productividad.

En este tipo de estimulación se utiliza comúnmente la mezcla HCl-HF, siendo el ácido fluorhídrico el que reacciona con el material silíceo. En formaciones con alta temperatura, también pueden utilizarse mezclas HF y ácidos orgánicos. Asimismo, es recomendable la utilización de técnicas especiales para producir HF.

Dadas las características de reacción del HF, estos tratamientos están limitados a penetraciones del orden de 1 a 3 pies de la pared del pozo. Además de reaccionar el HF con los compuestos de sílice, también reaccionará con los carbonatos y con la salmuera de la formación. Por presentarse en las reacciones indeseables, este tipo de técnica de acidificación consiste de la inyección de cuando menos tres tipos de fluidos: un fluido de prelavado, el fluido de estimulación y un fluido de desplazamiento.

La técnica de colocación, consiste en el bombeo inicial de un fluido de prelavado que tiene como objetivo eliminar de la zona en que entrará el HF, el agua de la formación y el material calcáreo. A continuación bombear el ácido fluorhídrico que disolverá el material silíceo que daña o compone la roca y finalmente bombear un fluido que desplazará dentro de formación, fuera de zona crítica (vecindad del pozo), los posibles productos dañinos de reacción y dejará acondicionada la zona crítica para facilitar la remoción de fluidos.

En los carbonatos el objetivo de la estimulación es remover o sobrepasar el daño e incrementar la permeabilidad natural de la formación. Como en todos los casos de estimulación matricial, la presión de inyección debe mantenerse abajo de la presión de fractura. La respuesta del pozo a la acidificación matricial, dependerá principalmente del daño de la formación, pudiéndose esperar resultados sorprendentes en caso de formaciones con severos daños. Si no se tiene daño, el incremento de productividad esperado, es ligeramente mayor que en la acidificación matricial en areniscas. Esta técnica dá buenos resultados sobre todo en pozos de alta productividad, siendo el único recurso en yacimientos muy permeables.



**Figura 3.7- Núcleo de arena con prueba de fluido ácido.**

---

Normalmente se utiliza HCl al 15%, pudiéndose tener mejores resultados con ácidos de mayor concentración hasta el 28%, siempre y cuando la temperatura permita la inhibición apropiada del ácido. Los ácidos concentrados permitirán mayor penetración de la solución reactiva y en formaciones de alta permeabilidad se pueden emplear con el mismo objetivo ácidos retardados. A altas temperaturas se pueden emplear ácido acético o fórmico, o mezclas de HCl y ácidos orgánicos.

Dado que la velocidad de reacción del ácido en formaciones calcáreas es controlada por la velocidad de transporte del ión  $H^+$  a la superficie del mineral calcáreo, cuando el ácido es inyectado a la matriz de la roca y/o a través de fisuras naturales, reacciona rápidamente con las paredes de los poros, aumentando su diámetro. Esto incrementa la conductividad hidráulica del poro, siendo el aumento mayor en los poros de mayor tamaño, ya que estos poros reciben mayor volumen de ácido. A medida que continúa el paso del ácido, los poros más grandes crecen más rápidamente que los más pequeños y en poco tiempo por ellos pasa casi todo el ácido. Este fenómeno propicia que en un corto periodo de tiempo los poros grandes, o fisuras, crezcan considerablemente. En general se tiene aceptado que en el caso de calizas de velocidades de reacción grandes, la eficiencia de la estimulación aumenta con el incremento de los gastos de inyección, propiciándose grandes y pocos agujeros de gusano. A gastos bajos se generan más agujeros de poca longitud y se propicia la ramificación. En dolomías donde la velocidad de reacción es menor, la eficiencia de la estimulación disminuye al incrementarse los gastos de inyección. Asimismo la penetración tiende a reducirse, la disolución es más uniforme y hay menos tendencia a formar agujeros de gusano preferenciales.

En cualquier caso éste es un proceso aleatorio y no permite predecir el número, tamaño, estructura y longitud de los agujeros de gusano; aun cuando se están haciendo estudios al respecto.

En general, la evidencia que se tiene, indica que el efecto de la acidificación matricial en formaciones calcáreas está confinado a distancias de 5 a 10 pies de la pared del pozo. Debido a lo impredecible del proceso de acidificación matricial en rocas calcáreas, su diseño se basa más en estadísticas de campo que en modelos matemáticos o experimentales.

### **3.8 BENEFICIOS Y LIMITACIONES DE LA ESTIMULACIÓN MATRICIAL.**

Aun cuando el uso de ácidos en los pozos para varios propósitos no es nuevo en México, se encontró que las rocas productoras, respondieron bien al tratamiento con ácido, aumentando la productividad de los pozos en distintas regiones. Poco tiempo después, el método se aplicó en otros campos de rocas calizas o de areniscas con cementación de calcio.

---

El ácido clorhídrico es casi universalmente usado para este objeto, teniendo otros ácidos fuertes inconvenientes por una razón o por otra. Agregando un inhibidor químico, el ácido clorhídrico puede hacerse no corrosivo al grado que no ataca a las tuberías de ademe de acero y otros equipos del pozo y no reacciona con el aceite ni forma precipitados perjudiciales. El ácido sulfúrico forma sulfato de calcio insoluble, que tiende a obstruir las aberturas de los poros de la roca de depósito. El ácido nítrico no se puede inhibir contra la corrosión del acero y desprende gas ofensivo venenoso y altamente corrosivo de tetróxido de nitrógeno. El ácido fluorhídrico es difícil de manejar, peligroso para la salud y también forma precipitados gelatinosos insolubles por reacción con sales de calcio y magnesio que frecuentemente se encuentran en las aguas subterráneas de los campos petroleros.

La fuerza del ácido clorhídrico empleado y el tiempo de tratamiento variarán con la roca de depósito y deberán determinarse por pruebas de laboratorio en muestras de núcleo. Con frecuencia se usa ácido clorhídrico al 15%, capaz de disolver cerca de 0.011 m<sup>3</sup> de caliza por cada barril; pero con baja presión del yacimiento, se puede usar ácido de 10% y aun de 5%. Cuando un ácido de 15% queda completamente neutralizado, la solución de cloruro de calcio resultante tiene cerca de 71% de saturación y es más bien viscosa. Los ácidos más débiles producen soluciones que son menos viscosas y, por lo tanto, son preferibles cuando la presión de formación es baja, porque debemos depender de la presión del gas de formación para sacar el ácido gastado de los poros de la roca de depósito para que entre al pozo. El ácido clorhídrico tiene una concentración del 28 a 35%; por lo tanto, para usarlo en los pozos se diluye con una o dos partes de agua. Para usarlo en el tratamiento de calizas dolomíticas se dice que un ácido “reforzado” es más efectivo que el ácido ordinario. Éste contiene un reactivo catalítico que produce una velocidad de reacción más rápida. Algunas veces se aplica calor al ácido para acelerar la reacción.

Los inhibidores que se agregan al ácido para proteger las tuberías de ademe y el resto de equipo de acero, con el que se puede poner en contacto, pueden ser de carácter orgánico o inorgánico. Se absorben en la superficie de los metales de manera que la evolución de hidrógeno, producida por la reacción del ácido en el metal se retarda y la pérdida de metal es inapreciable. El ácido debidamente inhibido no tiene prácticamente acción corrosiva visible sobre el acero durante el tiempo necesario para el tratamiento del pozo, mientras que el ácido puro puede disolver hasta 1.390 kg de acero por metro cuadrado de superficie expuesta por día. Los inhibidores inorgánicos usados son generalmente cianuros o compuestos de arsénico. Los inhibidores orgánicos pueden ser producidos como la anilina, piridina o compuestos orgánicos de azufre.

El tiempo de tratamiento varía, dependiendo de las condiciones, desde sólo una hora hasta 72 horas. El periodo más corto es suficiente en formaciones permeables en las que la caliza es fácilmente soluble; pero en los tipos

---

de roca más impermeables y menos solubles, como la dolomita, es necesario un periodo más largo. La cantidad de ácido usado dependerá del espesor, porosidad y permeabilidad de la roca de depósito; la cantidad promedio usada en una sola carga es de cerca de 3.785 m<sup>3</sup>.

El ácido puede simplemente vaciarse o sifonarse dentro de la tubería de producción o de ademe del pozo o bajarse en un achicador vertedor, pero un método mejor es uno en el que se bombea por la tubería de producción desde auto-tanques equipados con bombas de alta y baja presión.

El tratamiento de ácido con frecuencia da por resultado un aumento importante en el gasto de producción. Generalmente, también, se reducirá la relación gas – aceite, indicando una recuperación más eficiente. El costo de acidificar dependerá principalmente de la cantidad de ácido usado.



---

# **CAPÍTULO**

# **4**

# **EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO**

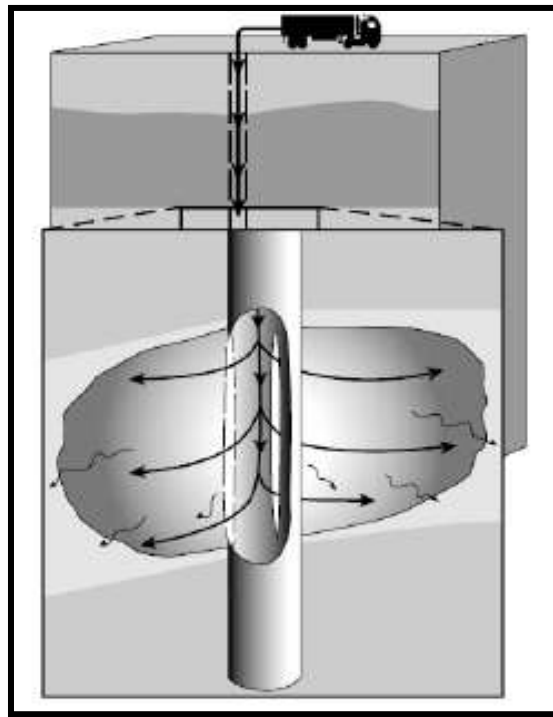
---

---

#### 4.1 DEFINICIÓN DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.

El fracturamiento hidráulico es una de las operaciones más importantes en la terminación de pozos. En México, su uso más frecuente se ha dado en la cuenca de Burgos, cuyos pozos de gas producen en formaciones de arenisca de baja permeabilidad, lo que aunque también se ha usado en pozos del paleocanal de Chincotepec y en algunos de la cuenca de Veracruz, donde predominan las formaciones carbonatadas y algunas formaciones areno-arcillosas.

El fracturamiento hidráulico puede ser definido como el proceso en el cual la presión de un fluido es aplicada en la roca del yacimiento hasta que ocurra una falla o fractura, generalmente conocido como rompimiento de formación; y colocar un elemento de empaque que permitan incrementar la conductividad de la formación y, por ende, el flujo de fluidos hacia el pozo. Como la resistencia al flujo en la formación se incrementa, la presión en el pozo aumenta a valores que exceden la presión de quiebre de la formación produciendo así la fractura.



**Figura 4.1.- Modelo de un fracturamiento hidráulico.**

En primer lugar, se bombea un fluido sin apuntalante, es decir, fluido o gel lineal para iniciar y establecer la propagación de la fractura a través de la formación productora. Ésto, es seguido por el gel mezclado con un sustentante o apuntalante. Este gel continúa siendo bombeado hasta extender la fractura y simultáneamente transportar el sustentante a través de la formación. Después de que el fluido es bombeado y se han alcanzado los

---

gastos y presiones deseadas para establecer la geometría de la fractura, el gel químicamente se rompe, es decir, baja su viscosidad logrando así que éste fluya hacia fuera del pozo, dejando así una fractura altamente conductiva para que el aceite y/o gas fluyan fácilmente hacia el pozo.

El fracturamiento hidráulico ha hecho una significativa contribución en el mejoramiento de la producción y recuperación de reservas de aceite y/o gas. El fracturamiento hidráulico, que fué introducido a mediados de los años 40's, se ha convertido en una práctica común en la estimulación de pozos, para mediados de la década de los 90's, los tratamientos de fracturamiento hidráulico habían crecido en más de 1 millón en los Estados Unidos. En la actualidad se dispone de varios modelos de simulación, así como técnicas de control y evaluación que hacen posible un diseño más realista y predecible de la operación, e incluso mejoran la capacidad de respuesta ante una situación imprevista. Los objetivos del fracturamiento hidráulico son:

- Incrementar la tasa de flujo de aceite y/o gas del yacimiento de baja y alta permeabilidad.
- Incrementar la tasa de flujo en pozos dañados.
- Interconectar fracturas naturales presentes en la formación.
- Disminuir el diferencial de presión alrededor del pozo al minimizar la producción de arena y/o asfaltenos.
- Incrementar el área de drene o la cantidad de formación que está en contacto con el pozo.
- Conectar la producción de intervalos lenticulares en pozos horizontales.
- Optimizar y disminuir el número de pozos por área.
- Retardar el efecto de confinamiento de agua.

Los beneficios potenciales del fracturamiento hidráulico ha despertado el interés de los operadores de petróleo y gas durante más de 50 años. Lo más interesante es que bajo ciertas condiciones, esta técnica restituye o aumenta la productividad del pozo, generando a menudo reservas adicionales mediante el mejoramiento de la recuperación de hidrocarburos. Más del 30% de los tratamientos de fracturamiento se lleva a cabo en pozos más antiguos y el otro 70% se realizan en pozos con daño y para fomentar el flujo de fluidos hacia el pozo en formaciones muy consolidadas.

Muchos de esos tratamientos son terminaciones de intervalos nuevos; otros representan tratamientos en zonas productivas que no fueron fracturadas inicialmente, o una combinación de intervalos nuevos y zonas previamente estimuladas en forma inadecuada o no estimuladas. Sin embargo, un número creciente de operaciones implica fracturar intervalos luego de un periodo inicial de producción, a consecuencia de una caída

---

de presión del yacimiento y agotamiento parcial. Esta operación resulta ser efectiva en formaciones de baja permeabilidad, yacimientos naturalmente fracturados, formaciones laminadas y heterogéneas, pero especialmente en yacimientos de gas.

Para que una operación de fracturamiento hidráulico sea exitosa, se debe crear una fractura apuntalada más larga o más conductiva, o exponer mayor espesor productivo neto en los pozos existentes antes de realizar la operación; otro beneficio del fracturamiento es la disminución del daño, el cual es causado por la migración de arenas y/o finos, también para un mejoramiento en la producción y el aumento de la conductividad.

El fracturamiento hidráulico ha sido usado en procesos de recuperación secundaria y mejorada, como las operaciones de inyección de agua, combustión in situ e inyección de vapor, para mejorar la eficiencia de barrido. Actualmente es el proceso de estimulación más ampliamente usado; además se tiene que tomar en cuenta un mayor número de factores, como materiales más sofisticados, evaluaciones económicas, etc., lo que demanda un diseño de fracturamiento hidráulico más riguroso y preciso.

La tecnología utilizada en el fracturamiento hidráulico ha sido mejorada significativamente, una parte importante que ha sido desarrollada y mejorada son los fluidos de fracturamiento hidráulico, estos fluidos han sido desarrollados para yacimientos que van desde formaciones con baja temperatura y someros, hasta yacimientos muy profundos y con temperaturas muy altas.

Muchos tipos de sustentantes han sido desarrollados, y van desde la arena sílice o estándar, hasta materiales que resisten grandes presiones y grandes esfuerzos compresivos, como la bauxita o las esferas de porcelana, para formaciones muy profundas y en donde los esfuerzos de cierre de la fractura exceden los rangos de la capacidad de ciertos tipos de arena y también la industria ha desarrollado nuevos equipos para hacer frente a los retos actuales y las condiciones agrestes y extremas de operación.

Los tratamientos de fracturamiento hidráulico típicos, han variado en su tamaño y en su forma, desde tratamientos muy pequeños de 500 galones; hasta los tratamientos masivos de fracturación, los cuales han jugado un papel importante en el desarrollo de formaciones económicamente no rentables, como formaciones altamente compactadas o de muy baja permeabilidad.

---

## 4.2 TIPOS DE FRACTURAMIENTO.

Los principios básicos y objetivos de un fracturamiento ácido son similares; el fracturamiento con apuntalante y el de uso del gas energizado; en éstos casos, la meta es crear una fractura conductiva con longitud suficiente que le permita al yacimiento un drene efectivo. La diferencia principal es la forma de alcanzar el canal conductivo. En el tratamiento apuntalado, la arena u otro agente apuntalante es colocado dentro de la fractura para prevenir que ésta se cierre a consecuencia del peso entre los estratos. Un tratamiento ácido generalmente no emplea agente apuntalante, pero el ácido grava la cara de fractura para dar la conductividad requerida. Como resultado el fracturamiento ácido es para formaciones carbonatadas y raramente usado en arenas. En el caso del fracturamiento con gas es por medio de una herramienta con la finalidad de incrementar la permeabilidad de la formación en las cercanías del pozo usando CO<sub>2</sub> o nitrógeno.

### 4.2.1 FRACTURAMIENTO ÁCIDO.

El fracturamiento ácido es un proceso de estimulación de pozos en el cual el ácido, generalmente ácido clorhídrico al 15% es inyectado a la formación carbonatada a una presión suficiente para fracturar la misma o abrir fracturas naturales existentes. El ácido fluye a lo largo de la fractura de una manera no uniforme disolviendo la roca en la cara de la misma, la longitud de fractura depende del volumen de ácido, el ritmo de reacción de éste, de la presión de fractura y de las pérdidas de filtrado en la formación, esto puede observarse en la figura 4.2.



**Figura 4.2.- Ilustración de un fracturamiento hidráulico con ácido.**

---

En un fracturamiento ácido generalmente se inyecta un fluido altamente viscoso como colchón para generar la fractura y mantenerla abierta durante todo el tratamiento, seguido del ácido que reacciona con la formación creando un hoyo de gusano y finalmente un fluido para desplazar el ácido dentro de la fractura. La efectividad de un tratamiento de este tipo lo determina la longitud de fractura gravada en la roca.

#### **4.2.2 FRACTURAMIENTO CON APUNTALANTE.**

Un tratamiento de fracturamiento con apuntalante consiste esencialmente en el rompimiento de la formación productora mediante un fluido a un gasto mayor que pueda admitir matricialmente la roca. La inyección continua de dicho fluido permite ampliar y extender la fractura en caso de que existan, de lo contrario el fluido fracturante la creará; cuando se alcanza una amplitud tal, se agrega un material sólido al fluido para que lo sustente y evitar al término del tratamiento se cierre la fractura dejando un empaque altamente permeable. El fluido empleado recibe el nombre de fluido fracturante y el sólido es conocido como agente apuntalante.

La finalidad de un fracturamiento hidráulico es la de establecer o restablecer las condiciones de flujo que faciliten la afluencia de fluidos del pozo a la formación o viceversa.

#### **4.2.3 FRACTURAMIENTO CON GAS.**

El fracturamiento con gas consiste en colocar una carga de agente de propulsión en la cara de la arena y tras su ignición y combustión se genera un pulso de alta presión de gas el cual dá paso a la generación de sistemas radiales de múltiples fracturas en los alrededores del pozo, interconectando las fisuras naturales, para de esa manera mejorar la producción. El uso de algunos agentes explosivos genera velocidades de carga muy altas que pueden dañar la permeabilidad de la roca por efecto de compactación. Entre los beneficios del fracturamiento con gas se encuentra que une las fracturas naturales existentes, remueve el daño en los alrededores del pozo y controla el arenamiento.

En comparación con otras tecnologías, el fracturamiento con gas ha demostrado que el riesgo de pérdida de fluidos hacia la formación se reduce, las operaciones se simplifican y los costos disminuyen, dicho proceso puede observarse en la figura 4.3.



**Figura 4.3- Proceso de fracturamiento con gas y tubería flexible.**

#### **4.2.4 FRACTURAMIENTO CON ESPUMAS ÁCIDAS.**

Gracias a sus propiedades, la espuma es un fluido ideal para el fracturamiento de formaciones de baja permeabilidad, productoras de gas o sensibles al agua. Dichas propiedades son:

- Alta capacidad de transportación del apuntalante.
- Baja pérdida de filtrado.
- Baja pérdida de presión por fricción.
- Alta viscosidad en la fractura inducida.
- Daño a la formación es casi nulo.
- Limpieza rápida después de la intervención.

Aunado a estas propiedades, el ácido espumado exhibe un efecto de retardo del ritmo de reacción, lo que favorece para el logro de fracturas con alta penetración. La calidad de la espuma usada es de 70 al 90%, ya que en este rango su viscosidad es alta, debajo del 65% de calidad, la espuma es propiamente agua con gas atrapado y arriba del 95% se convierte en niebla; a pesar de las características mencionadas, las espumas se tornan inestables a temperaturas mayores de los 80 grados centígrados, lo que limita su aplicación.

Por otra parte el nitrógeno requerido se incrementa exponencialmente con la presión, incrementando sustancialmente los costos cuando la presión superficial es superior a 300 kg/cm<sup>2</sup>.

---

### 4.3 FLUIDOS FRACTURANTES Y ADITIVOS.

Los fluidos de fractura son componentes críticos del tratamiento de fracturamiento hidráulico. Sus principales funciones son abrir y transportar el agente apuntalante a lo largo de la longitud de la fractura en consecuencia, las propiedades del fluido se consideran las más importantes. Sin embargo, el éxito del tratamiento de fracturamiento hidráulico debe exigir que los fluidos tengan otras propiedades especiales. Además se debe romper y limpiar rápidamente una vez que el tratamiento esté concluido, es más proporcionando un control para pérdidas de fluidos, exhibiendo bajas presiones de fricción en el bombeo y sea lo más económico y práctico.

Debido a que los yacimientos deben estimularse, los términos de temperatura, permeabilidad, composición de la roca y la presión de poro varían notablemente, muchos tipos diferentes de fluidos se han desarrollado para proporcionar dichas propiedades. Los fluidos fracturantes son bombeados hacia las formaciones para estimular la producción de gas y aceite. Para lograr una estimulación exitosa el fluido fracturante debe tener ciertas propiedades físicas y químicas, debe ser:

- Compatible con la formación.
- Compatible con los fluidos de la formación.
- Capaz de suspender el apuntalante y transportarlo en lo profundo de la fractura.
- Capaz, a través de su propia viscosidad, de desarrollar la fractura con el ancho necesario para aceptar el apuntalante o para permitir la penetración profunda del ácido.
- Un fluido eficiente y con pérdidas mínimas.
- Fácil de remover de la formación.
- De baja presión de fricción.
- Simple y fácil la preparación para desarrollarse en el campo.
- Estable para que pueda mantener su viscosidad a lo largo del tratamiento.
- Económicamente rentable.

Una característica a destacar de un fluido fracturante es su habilidad para transportar el apuntalante por las tuberías de perforación e introducirlo dentro de la fractura. La eficiencia del fluido es lograda por la combinación de aditivos para reducir las pérdidas de fluidos, estos aditivos para pérdidas de fluidos pueden contar de agentes plásticos, agentes expandibles, micro emulsiones, o agentes emulsificados.



---

Otra característica importante de un fluido fracturante es la reducción de la viscosidad, la cual es necesaria para que el tratamiento del fluido pueda removerse de la formación fácilmente. La viscosidad del fluido de facturación es normalmente reducida por degradación termal en pozos con altas temperaturas o por la degradación controlada a través del uso de agentes fracturantes tales como enzimas, oxidantes o ácidos débiles.

Los sistemas modernos de fluidos fracturantes han sido desarrollados para permitir fluidos con altas viscosidades para reducir la fricción, muchos de estos fluidos pueden bombearse a bajas presiones, tales como agua o aceite; si el fluido no puede ser bombeado fácilmente no es aceptado como un fluido fracturante.

Un fluido que rápidamente pierde su viscosidad a causa de la reducción termal o de la activación no es aplicable para el tratamiento de pozos con altas temperaturas. Un fluido fracturante podría ser capaz de mantener la viscosidad diseñada con pérdidas mínimas de viscosidad contra el tiempo a una temperatura de fondo. En criterio de selección para un fluido de facturación es la relación costo-efectividad tratándose de la formación bajo estudio. Es bastante obvio, que un fluido que tiene todos estos atributos pero no tiene un rendimiento costo-efectividad de estimulación podría no ser un fluido ideal.

Los aditivos se usan para romper el fluido, una vez que el trabajo finaliza, para controlar la pérdida de fluidos, minimizar el daño a la formación, ajustar el Ph, tener un control de bacterias o mejorar la estabilidad con la temperatura. Se debe cuidar que uno no interfiera en la función de otro; entre los más comúnmente usados encontramos:

➤ **Activadores de viscosidad.**

Son agentes reticuladores que unen las cadenas formadas por el polímero y elevan considerablemente la viscosidad, activando el fluido. Entre los más comunes se tienen los boratos aluminatos, zirconatos. La selección del activador dependerá del polímero utilizado para generar el gel lineal, si la concentración del activador es muy baja, el ritmo de la activación será más lenta y el desarrollo de la viscosidad será más baja que la esperada. Por el contrario, si la concentración excede el rango óptimo, el ritmo de la activación será más rápido y la viscosidad final puede ser mucho más alta y en casos severos, provoca agua libre y daños en los equipos.

➤ **Quebradores.**

Reducen la viscosidad del sistema fluido-apuntalante, partiendo el polímero en fragmentos de bajo peso molecular. Los más usados son oxidantes y las enzimas. Entre los primeros se encuentran los oxidantes de persulfato de amonio, potasio y sodio.

---

➤ **Aditivos para pérdida de filtrado.**

Un buen control de pérdida de filtrado es esencial para un tratamiento eficiente. La afectividad de los aditivos dependerá del tipo de problema de pérdida:

- Pérdida por una matriz de permeabilidad alta o baja.
- Pérdida por microfracturas.

Generalmente las formaciones con baja permeabilidad tienen abiertos los poros más pequeños. El rango de tamaño de poro puede ser muy largo, lo que beneficia a los aditivos de pérdida, ya que se tiene un amplio rango de tamaño de partículas, de tal manera que esos espacios puedan ser puenteados.

En formaciones de alta permeabilidad, los polímeros y aditivos pueden ser capaces de penetrar la mayoría de los poros y formar un enjarre interno.

➤ **Bactericidas.**

Previenen la pérdida de viscosidad causada por bacterias que degradan el polímero; éstas arruinan el gel reduciendo el peso molecular del polímero. Una vez que se introduce dentro del yacimiento, algunas bacterias pueden sobrevivir y reducir los iones de sulfatos a ácido sulfhídrico. Por esta razón es práctica común agregar el bactericida a los tanques de fractura antes de que se agregue el agua, para asegurar que el nivel de enzima bacterial se mantendrá bajo. Los bactericidas no son necesarios en fluidos base aceite ni en fracturamientos ácidos.

➤ **Estabilizadores.**

Se adicionan al gel lineal para proporcionar mayor estabilidad al fluido, cuando se tienen altas temperaturas de operación, normalmente arriba de 200°F. Por lo general, ayudan a mantener la viscosidad de gel reticulado a estas temperaturas, retardando la degradación. Suelen ser compuestos salinos que favorecen la formación de uniones intermoleculares.

➤ **Surfactantes.**

También llamados agentes activos de superficie. Es un material que, a bajas concentraciones, absorbe la interface de dos líquidos inmiscibles, como pueden ser dos líquidos (aceite y agua), un líquido y un gas o un líquido y un sólido. Son usados principalmente para estabilizar emulsiones de aceite en agua, para reducir las tensiones superficiales o interfaciales. Promueven la limpieza del fluido fracturante de la fractura, entre otros.

---

➤ **Controladores de pH.**

Se utilizan por dos razones específicas: para facilitar la hidratación o para proporcionar y mantener un determinado rango de pH, que permita el proceso de recirculación; por lo general son sales, como el acetato de sodio o el bicarbonato de sodio y se adicionan para facilitar la formación de gel lineal, mejorando la hidratación, es decir, la incorporación del solvente en la cadena polimérica.

➤ **Estabilizadores de arcilla.**

Utilizados básicamente para la prevención de migración de arcilla. Se usan soluciones del 1 al 3% de cloruro de potasio para estabilizar las arcillas y prevenir su hinchamiento.

➤ **Controladores de pérdida de fluido**

Estos agentes básicamente controlan la filtración del fluido hacia la formación durante el tratamiento, el más común es la arena sílica

➤ **Reductor de fricción**

Este aditivo se emplea para reducir la pérdida de presión por la fricción generada por el efecto del bombeo durante la operación, tanto en la tubería como en los disparos.

#### **4.3.1 FUNCIÓN Y REOLOGÍA DE LOS FLUIDOS FRACTURANTES.**

Existe una gran variedad de fluidos que se utilizan en el fracturamiento hidráulico y para seleccionarlo es necesario analizar las propiedades del fluido a utilizar, las condiciones de presión y temperatura del pozo, características de los fluidos de formación y el tipo de roca. Ya que este fluido es el que se utilizará para romper la roca de la formación a ser sometida a fracturamiento hidráulico y también de transportar el sustentante para que la formación no se cierre después de la operación.

Los aditivos de los fluidos fracturantes y los sistemas de fluido se caracterizan por los siguientes propósitos:

- Desarrollar el sistema y aditivos.
- Obtener los datos de entrada para el simulador de diseño de fracturas.
- Controlar la calidad antes o durante el tratamiento.

Las propiedades reológicas del fluido fracturante son la clave para cumplir el objetivo de un fluido fracturante, lo que afecta su viscosidad, su capacidad para transportar apuntalante y su tendencia a la pérdida de fluido en el

---

medio poroso. Los modelos reológicos y su control permiten representar tanto los fluidos base agua como los complejos fluidos de espuma.

La selección de un fluido para fracturamiento hidráulico se basa en una variedad de criterios de desempeño y que impactan en el diseño, la ejecución y el costo del tratamiento, así como la eventual productividad del pozo, las propiedades reológicas del fluido fracturante juegan una parte crucial porque ellos influyen directamente en la formación.

Los diferentes tipos de fluidos de fracturamiento son acompañados por un gran rango de diferencias en el desarrollo reológico. Algunos de los fluidos exhiben un desarrollo y comportamiento Newtoniano. Otros exhiben un comportamiento no-Newtoniano, pero esencialmente desarrollan un comportamiento como el de Leyes de Potencias.

La caracterización del sistema determina si una nueva composición mejora un sistema existente o si puede tener un desempeño similar a menor costo. De igual manera, permite obtener datos representativos del desempeño en áreas críticas y que deben determinarse antes de utilizar el sistema de fluido en el campo, tales como:

➤ **Modelo ley de potencias.**

Es el más usado para representar el comportamiento de los fluidos de fractura en los simuladores de diseño de fracturas.

➤ **Reología de la lechada.**

Para los fluidos que contienen apuntalante del 20 al 80% del volumen total de tratamiento de fractura, actualmente existen pocos datos reológicos para estas lechadas.

La determinación de la reología de las lechadas de fractura es un problema considerable debido a la dependencia sobre la composición del fluido, geometría del flujo, temperatura, tiempo y tamaño del apuntalante, densidad y concentración.

➤ **Filtrado.**

Uno de los puntos clave en el diseño de tratamiento de fracturas es el conocimiento preciso de qué tan rápido se perderán los fluidos en la fractura hacia el yacimiento. Sin esta información, será imposible diseñar el tratamiento que proporcione una geometría de fractura específica.

Los tratamientos de minifracturas o el precolchon durante los tratamientos permite estimar el coeficiente de filtrado y, en todo caso, realizar los ajustes necesarios en el diseño. Este valor es calculado a tiempo real a través del software.

---

### 4.3.2 EL USO DE POLÍMEROS CON LOS FLUIDOS FRACTURANTES.

Existen una gran variedad de fluidos que se utilizan en el tratamiento y para seleccionarlo adecuadamente es necesario analizar las propiedades del fluido; éstos pueden ser base aceite de crudos o refinados, las ventajas que ofrecen son que no hidratan a las arcillas, tienen baja tensión interfacial en el sistema roca fluido, son compatibles con la mayoría de las formaciones y los fluidos que contienen. En cambio los fluidos base agua son más utilizados, ya que se obtienen de diversas fuentes de suministro, pero se debe verificar que podría contener sólidos en suspensión y/o bacterias que afectarán el comportamiento del fluido y a la formación. Pero también se utilizan polímeros gracias a sus propiedades reológicas y de suspensión, los cuales son derivados de la goma natural guar o derivados celulósicos y son usados como los nuevos fluidos fracturantes, básicamente podemos nombrar los siguientes

➤ **Goma guar.**

La goma guar se deriva del endospermo molido de la planta de guar, *Cyamopsis Flor* de la planta de guar *tetragonolobus*, de la familia de las leguminosas; la viscosidad de dispersiones o soluciones de goma guar depende de temperatura, tiempo, concentración, pH, velocidad de agitación y tamaño de la partícula del polvo; fué de las primeras utilizadas para viscosificar el agua usada en los fracturamientos, es un polímero de alto peso molecular, de cadena larga, tiene una alta afinidad con el agua, al agregarse el agua se hincha y se hidrata, lo que crea un medio para que las moléculas del polímero se asocien con las del agua, desarrollándose y extendiéndose en la solución.

➤ **El hidroxipropil guar (HPG).**

Se deriva del guar con Oxido de Propileno, contiene de 2 a 4% de residuos insolubles, pero algunos estudios indican que ambas causan el mismo grado de daño, sin embargo esta HPG es más estable que el guar a temperaturas mayores de 150° y más soluble en alcohol

➤ **El carboximetilhidroxipropil guar (CMHPG).**

Es un doble derivado del guar, el primer polímero usado para pozos de baja temperatura. Para esa aplicación es activado con aluminatos, lo que le permite mayores viscosidades y trabajar en altas temperaturas.

---

➤ **Hidroxietil celulosa (HEC).**

Son utilizados cuando se requiere un fluido muy limpio. Estos fluidos tienen una cadena de unidades de azúcar glucosa, el HEC, puede ser activada a Ph de 6 a 10 con zirconatos o con lantánidos.

➤ **CMHEC.**

Se forman al activar suavemente el HEC agregando el grupo carboximetil. Este polímero provoca una activación con iones metálicos como aluminatos, zirconatos o titanatos en ambientes con PH de aproximadamente de 2 a 4.

➤ **La goma xantana.**

Es un biopolímero producido metabólicamente por el microorganismo xantomonas campestris. Esta solución se comporta como un fluido ley de potencias ya que permite una transmisión de presión máxima a la formación y fricción mínima en la tubería y al yacimiento; las soluciones de HPG llegan a ser newtonianos bajo ciertos esfuerzos de deformación menores de  $10 \text{ s}^{-1}$ , las soluciones de xantana suspenden mejor la arena que la HPG.

Actualmente hay en el mercado fluidos fracturantes más limpios y ecológicos. El daño causado al entorno ambiental y al yacimiento es mínimo y han demostrado que, entre otras cosas, incrementan la conductividad de la fractura debido a que requieren de menor cantidad de la fractura debido a la menor cantidad de polímero en la zona de interés para romperla. Los hay en versión para baja temperatura y bajo Ph. Además, este tipo de fluidos combina polímeros de alta eficiencia con activadores de alto desempeño, manteniendo una alta viscosidad durante mayor tiempo y el flujo de retorno será más fácil, aun en pozos con baja presión de fondo.

#### **4.4 LOS APUNTALANTES.**

Del conjunto de materiales utilizados en el fracturamiento hidráulico el agente apuntalante o sustentante es el único que permanecerá en la fractura manteniéndola abierta y estableciendo un canal conductivo para la afluencia de los fluidos de formación hacia el pozo como se muestra en la figura 4.4. Estos materiales son diseñados para soportar los esfuerzos de cierre de la formación, sin embargo, se debe seleccionar de acuerdo a los esfuerzos a que estará sometido y a la dureza de la roca, ya que si se tienen esfuerzos de cierre altos, éste se puede embeber y el grado de ocurrencia de estos factores depende del tamaño y resistencia del apuntalante, la dureza de la formación y los esfuerzos a que estará sometido el material.



**Figura 4.4.- Modelo de apuntalantes en una fractura.**

La función de un apuntalante es esencialmente el mantener la fractura abierta el mayor tiempo posible, ya que de manera natural la formación irá cerrando la fractura debido al peso de la misma y de la columna estratigráfica; además de esta función los apuntalantes crean una conductividad en la formación. Los factores que afectan la conductividad creada de la fractura son la composición del apuntalante, la permeabilidad empacada, sus propiedades físicas, los movimientos de finos, la degradación del material y la concentración de polímeros después del cierre.

De acuerdo a sus propiedades físicas se han dividido en dos tipos:

➤ **Apuntalantes elasto – frágiles.**

En esta clasificación las deformaciones que sufre el material son casi nulas con los esfuerzos aplicados sobre él hasta que viene la ruptura, ejemplo: arenas de sílice.

➤ **Apuntalantes elasto – plásticos.**

La deformación de este material es proporcional a los esfuerzos aplicados sobre el mismo, la curva de esfuerzo contra la deformación presenta una primera fase elástica y posteriormente, el comportamiento de la deformación es plástica.

Para abrir y propagar un fracturamiento hidráulico, deben rebasar los esfuerzos in situ. Después de poner en producción el pozo, éstos tienden a cerrar la fractura y confinar el apuntalante. Si la resistencia del apuntalante

---

es inadecuada, el esfuerzo de cierre triturará el apuntalante, creando finos que reducirán la permeabilidad y la conductividad; algunas de las características de los apuntalantes que se usan en los tratamientos de fracturamiento hidráulico que se necesita monitorear constantemente son:

- Redondez.
- Esfericidad.
- Gravedad específica.
- Densidad Bulk.
- Tamaño de grano.
- Solubilidad en ácido.
- Contenido de limo y arcilla.
- Resistencia a la compresión.
- Agrupamiento.

Dentro de las especificaciones que las normas API nos marcan monitorear en la selección óptima de una agente apuntalante; dentro de ellas la forma, esfericidad y redondez de los granos es efecto de intemperismo y erosión que éstos sufren por procesos de transporte y durante la sedimentación. Estas propiedades revelan la modificación de granos, angulares de variadas formas por los efectos de abrasión, solución y clasificación.

La forma de los granos en arenisca varía ampliamente, desde esferas hasta discos o tubos. La esfericidad es un parámetro cuantitativo que mide la “lejanía” de un cuerpo a la equidimensionalidad o sea la medida de que tan iguales son las dimensiones axiales de un grano. Para obtener esta medida de manera cualitativa en una lámina delgada se cuenta con un marco de comparación ya establecido, de donde podemos determinar una esfericidad alta y baja.

La redondez representa la forma de las aristas del grano esto es, la curvatura de las esquinas; se produce por impacto entre granos durante el movimiento, los granos más grandes se impactan con más fuerza por lo que pueden presentar una mayor redondez.

Indica la cantidad de abrasión que han sufrido los granos y representa la historia de transporte (figura 4.5), pero no necesariamente la distancia. Los granos bien redondeados son resultado de muchos ciclos de transportes o de abrasión intensa; se mide por lo general por comparación visual de granos del mismo tamaño y frecuentemente se usa el cuarzo.

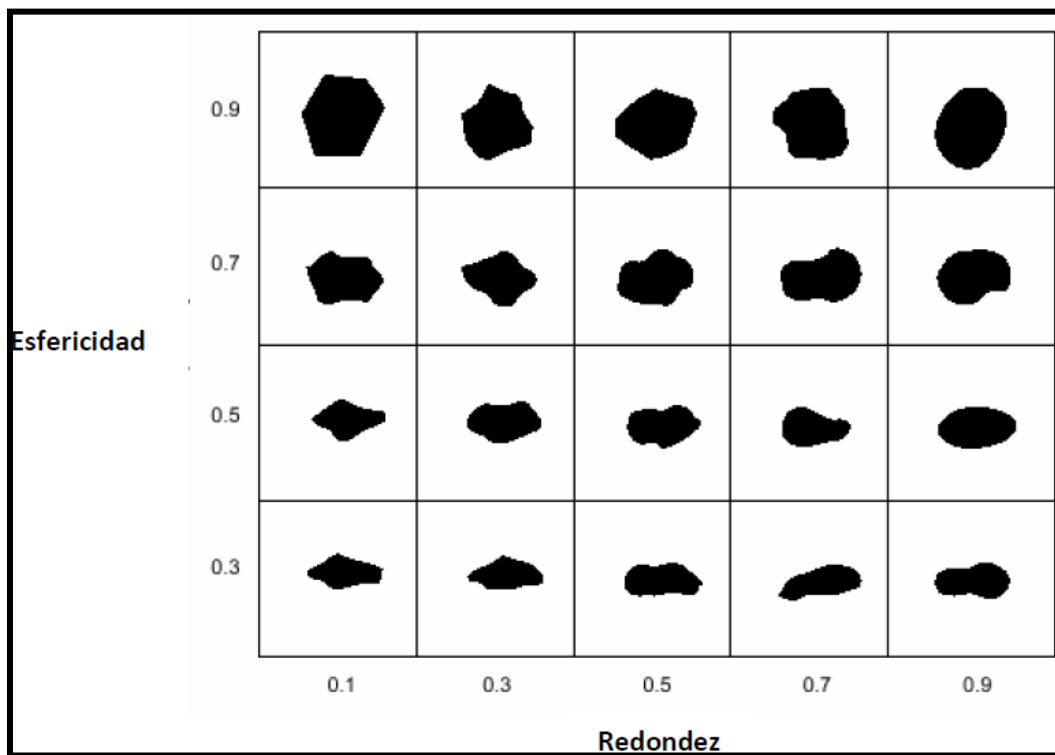


---

La redondez de los clastos representa la magnitud y el tipo del transporte. Un transporte gravitacional - coluvial corto (sin agua) produce clastos angulares. Con la entrada de los clastos al sistema fluvial empieza el desgaste y las partículas pierden su angulosidad. Pero la rapidez para redondear los cantos depende de algunos factores:

- Tamaño y petrología del clasto.
- Clastos pequeños generalmente demoran más tiempo para redondearse.
- Clastos de cuarzo son más resistente.

El tipo y tamaño de apuntalante se determina en términos de costo-beneficio. Los apuntalantes de mayor tamaño proporcionan un empaque más permeable. Su uso debe evaluarse en función de la formación al apuntalar, las dificultades de colocar y transportar el apuntalante. Las formaciones sucias o sujetas a migraciones de finos son poco indicadas para apuntalantes grandes, ya que los finos tienden a invadir el empaque apuntalado, causando taponamientos parciales y rápidas reducciones en la permeabilidad. En estos casos, es más adecuado usar apuntalantes más pequeños que resistan la invasión de finos. Aunque estos apuntalantes pequeños ofrecen una conductividad inicial baja, el promedio de conductividad a lo largo de vida de éste, es mayor comparada con las altas productividades iniciales que proporcionan los apuntalantes de mayor; por otro lado la densidad del apuntalante influye en su transporte, porque el ritmo de colocación aumenta linealmente con la densidad. Así, apuntalantes de alta densidad son difíciles de suspender en el fluido fracturante y transportarlo a la fractura. Ésto se ha mejorado utilizando fluidos altamente viscosos o incrementando el gasto de inyección para reducir el tiempo de tratamiento y el tiempo de suspensión.



**Figura 4.5- Gráfico de redondez vs esfericidad.**

En cuanto a la gravedad específica del apuntalante es la medición de la densidad absoluta de la partícula de apuntalante con relación al agua. La recomendación del API respecto a los límites máximos de la gravedad específica para la arena es de 2.65.

Por otra parte la densidad Bulk es el volumen ocupado por una unidad de masa de apuntalante- la cantidad de material para llenar un volumen dado. La recomendación máxima del API es de 105 [lb/ft<sup>3</sup>.] o 8.55 [g/cc]. En la solubilidad de apuntalante en ácido clorhídrico al 12 % es un indicador de la cantidad de contaminantes presentes y de la estabilidad relativa del apuntalante en el ácido. También ésta puede ser un indicador de la tendencia del apuntalante para disolverse en ambientes con temperaturas muy elevadas. El API recomienda un máximo para arena del 2% mientras que para arenas cubiertas con resinas el límite de solubilidad es del 7%.

La medición en partículas finas indica la cantidad de arcilla y limo o de otras partículas presentes. Con lavar o procesar el apuntalante, éste no tendrá un exceso en el contenido de estas partículas. El API recomienda un límite máximo de 250 unidades de turbidez.

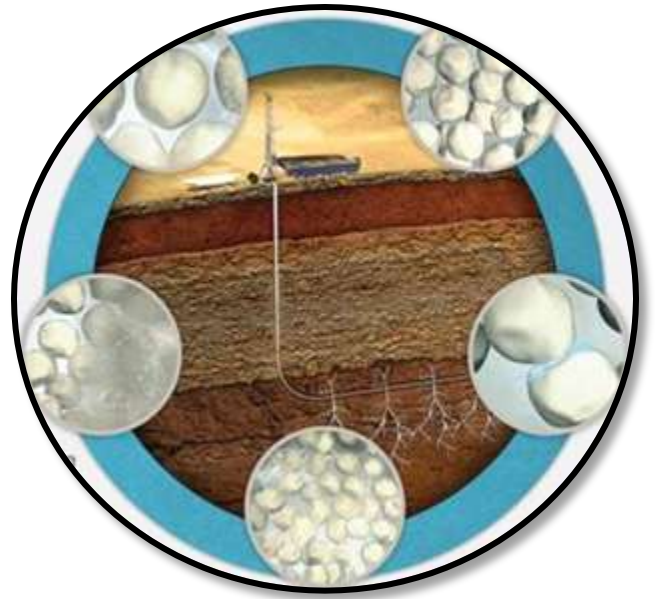
---

La resistencia al aplastamiento indica la fuerza relativa de apuntalante medido por la cantidad de material aplastado bajo una carga dada. Esta medición es expresada en porcentaje de partículas finas. El API recomienda que los límites máximos para arena sean:

- Para tamaño de malla 12/20 – 16 % a 3000 psi.
- Para tamaño de malla 20/40 – 14 % a 4000 psi.

El API recomienda que los límites máximos para apuntalantes de alta resistencia sean:

- Para tamaño de malla 12/20 -25 % a 7500 psi.
- Para tamaño de malla 16/20 -25% a 10000 psi.
- Para tamaño de malla 20/40 – 10 % a 12500 psi.
- Para tamaño de malla 40/70 – 8% a 15000 psi.



**Figura 4.6- Tipos de apuntalantes.**

Del conjunto de materiales utilizados en el fracturamiento hidráulico el agente apuntalante o sustentante es el único que permanecerá en la fractura manteniéndola abierta y estableciendo un canal conductivo para la afluencia de los fluidos de formación hacia el pozo. Estos materiales son diseñados para soportar los esfuerzos de cierre de la formación, sin embargo, se debe seleccionar de acuerdo a los esfuerzos que estará sometido y a la dureza de la roca, ya que si se tienen esfuerzos de cierre altos éste se podría triturar en formaciones suaves.

Existen principalmente dos tipos de apuntalante, los naturales y los sintéticos.

➤ **Apuntalantes naturales.**

Principalmente se encuentran las arenas de sílice y soportan bajos esfuerzos de cierre de la fractura, hasta un límite de 4000 psi.

➤ **Apuntalantes sintéticos.**

Este grupo se caracteriza por contener apuntalantes de gran resistencia a cierres de formación al cerrarse la fractura, en la actualidad se han desarrollado apuntalantes para resistir esfuerzos de cierre hasta 14000 psi. Éstos pueden ser recubiertos con capas de resina curable y precurable, según sea la necesidad.

---

Los productos más comunes son:

- Arena.
- Cascara de nuez.
- Bolas de aluminio o acero.
- Esferas de vidrio.
- Arenas recubiertas en resina.
- Bauxita.
- Cerámicos.

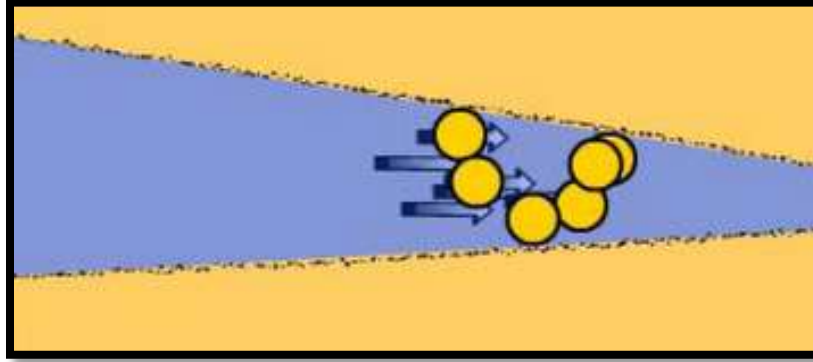


**Figura 4.7- Apuntalantes.**

#### **4.4.1 TRANSPORTE DE LOS APUNTALANTES.**

Durante el bombeo el objetivo es que el agente de sostén se dirija hasta el fondo de la fractura. Hay que pensar en los granos de arena como dos personas que quieren pasar por una puerta al mismo tiempo, si las personas lo hacen al mismo tiempo independientemente de su tamaño no van a entrar o de lo contrario necesitamos una puerta más ancha. En la fractura sucede lo mismo. Para que los granos del agente de sostén puedan penetrar dentro de la fractura, el ancho de la fractura debe ser por lo menos dos veces y medio el diámetro de los granos. En caso contrario, se forman puentes en la fractura que impiden el flujo de la mezcla gel-agente de sostén. Si en la fase de diseño vemos que no se puede conseguir el ancho suficiente deberemos buscar otra granulometría.

De la misma manera que los granos tienen dificultades para entrar en el interior de la fractura, pueden tener dificultades a pasar por los disparos. Gruesbeck y Collins determinaron en 1978 una relación entre el diámetro mínimo del cuello de fractura y el diámetro promedio del agente de sostén. Este trabajo experimental realizado concluyó que para que pueda entrar cualquier concentración de agente de sostén el diámetro de la fractura debía ser por lo menos 6 veces el diámetro del grano mayor del agente de sostén. Para más seguridad algunos autores consideran 6 veces el diámetro máximo del agente de sostén y otros consideran 8 veces el diámetro promedio. En la Figura 4.8 se puede observar el efecto Bridging.

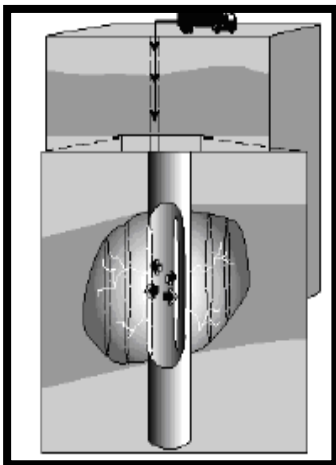


**Figura 4.8- Apuntalantes en una fractura siguiendo el modelo de Bridging.**

#### **4.5 MECÁNICA DE LAS FRACTURAS.**

El fracturamiento hidráulico como ya se ha mencionado, es el proceso mediante el cual se inyecta un fluido al pozo, a una tasa y presión que supera la capacidad de admisión matricial de la formación expuesta, originando un incremento de presión y la posterior ruptura de la formación; con lo cual se origina la fractura. Las variables que deben considerarse en el diseño del proceso de fracturamiento son seis:

1. Altura (HF), usualmente controlada por los diferentes esfuerzos in situ existentes entre los diferentes estratos.
2. Módulo de Young.
3. Pérdida de fluido.
4. Factor de intensidad de esfuerzo crítico.
5. Viscosidad del fluido.
6. Gasto de la bomba.



La fractura de una roca se realiza perpendicularmente al mínimo esfuerzo y por lo tanto en la mayoría de pozos, la fractura es vertical. Si la tasa de bombeo se mantiene superior a la tasa de pérdida de fluido en la fractura, entonces la fractura se propaga y crece, como se observa en la Fig. 4.9.

**Figura 4.9- Esquema de un fracturamiento hidráulico.**

---

La pérdida de fluido en la fractura es el resultado de un balance volumétrico: una parte del volumen del fluido abre la fractura y otra invade las vecindades de la misma.

Inicialmente se inyecta solamente fluido fracturante porque la mayor pérdida está en las vecindades del pozo, posteriormente comienza a abrirse la fractura y es necesario que el material soportante comience a ingresar en ella. Pero ésta se ve afectada por diversos factores como se muestra en la figura 4.10.



**Figura 4.10- Factores que influyen en una fractura.**

En el fracturamiento hidráulico, el proceso de inyección de fluido a presión en un pozo da como resultado el fracturamiento de la formación y su posterior propagación en la zona productora. La geometría de la fractura creada puede ser aproximada por modelos que tomen en cuenta:

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

Estos conceptos son necesarios no solamente para la construcción del modelo del proceso de la fractura en sí, sino también en la predicción del crecimiento de la fractura.

---

En la literatura disponible para modelos de fracturamiento hidráulico, existen tres familias:

- Modelos en dos dimensiones.
- Modelos en pseudos-tres-dimensionales.
- Modelos totalmente en tres dimensionales.

La fractura puede propagarse lateralmente y verticalmente y cambiar la dirección original del plano de deformación, dependiendo de la distribución de esfuerzo local y de las propiedades de la roca. El grado de análisis de este fenómeno es lo que conduce a la complejidad del desarrollo de los modelos para estudiar el comportamiento del fracturamiento.

### **Modelos en dos dimensiones. (2-D)**

Se denominan modelos en dos dimensiones porque ellos determinan el ancho  $w$ , y la longitud  $x_f$ , de la fractura, parámetros que constituyen las dimensiones de la fractura con base en las hipótesis que se considera como un paralelepípedo.

Los modelos 2-D son aproximaciones analíticas que suponen altura constante y conocida. Para las aplicaciones en ingeniería petrolera, dos tipos son frecuentemente utilizados.

- Para longitudes de fractura mucho mayores que la altura de la fractura, se tiene el modelo PKN [Perkins & KERN y Nordgren] es una apropiada aproximación.

Se considera que:  **$x_f \gg h_f$**

- Para longitudes de fractura mucho menores que la altura de la fractura se ha presentado el modelo KGD [Khristianovic & Zheltov y Geertsma & de Klerk], que frecuentemente se conoció como el modelo KGD, donde:

$$h_f \gg x_f$$

- Un caso especial se tiene cuando la altura es igual a dos veces la longitud de fractura, conocida como modelo radial. La altura de fractura utilizada aquí es el valor dinámico que significa que la altura de la fractura crece al mismo tiempo que crece la longitud de la fractura. Aquí:

$$2x_f = h_f$$

Para efectos de este trabajo, los modelos 2-D serán utilizados para cálculos del ancho de fractura y de la presión de propagación de fractura, para cuando el fluido fracturante es Newtoniano y no Newtoniano; así como, considerando el fenómeno de pérdidas de fluido en la formación.

---

### **Modelos en Tres Dimensiones. (3-D)**

Los modelos en tres dimensiones solventan las limitaciones impuestas en el desarrollo de los modelos de dos dimensiones con relación a la forma de la fractura, especialmente en cuanto tiene que ver con la altura de la fractura que en estos modelos varía en función de la inyección del fluido fracturante y del material soportante.

El tratamiento de la configuración de la fractura a través del tiempo se realiza por medio de procedimientos discretos como es el caso de la aplicación del elemento finito.

Un modelo 3-D completo es complejo porque requiere de una cantidad significativa de datos para justificar su uso y un análisis mucho más detallado, es decir, los modelos tridimensionales requieren una información más detallada para modelar la fractura y el Ingeniero Petrolero deberá evaluar el costo-beneficio de la utilización de este tipo de modelos.

A diferencia de los modelos de los grupos 2D discutidos arriba, los modelos planos 3D y pseudo 3D consideran los datos de las propiedades de las zonas confinantes para predecir el ritmo de crecimiento de la fractura.

Los parámetros más importantes para el diseño de un tratamiento de fractura utilizando estos modelos pseudo 3D incluyen:

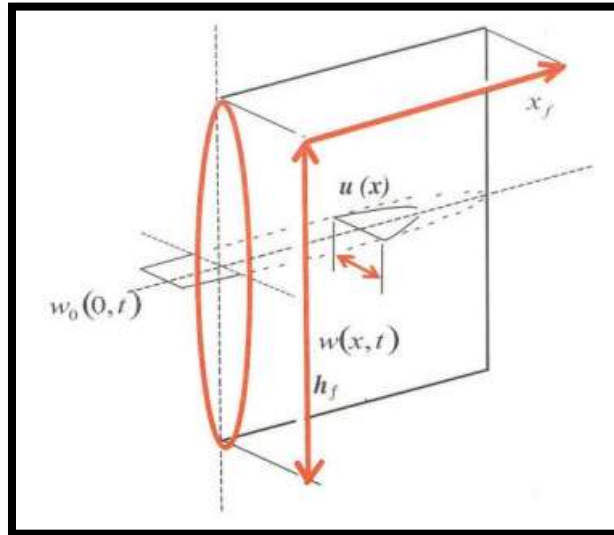
- a) Propiedades mecánicas de la roca: esfuerzo de cierre de la roca, módulo de Young, relación de Poisson y Toughness de la fractura.
- b) Propiedades petrofísicas: permeabilidad, porosidad, saturación de agua, composición mineralógica.
- c) Propiedades de fluido del yacimiento: tipo y composición de fluido. Si es aceite, la gravedad específica, composición, asfáltenos, parafinas, etc. Si es gas, su composición, contenido de ácido sulfhídrico, coeficiente de compresión, etc.
- d) Propiedades del yacimiento: presión original, presión de fondo estática y fluyendo, gradiente de temperatura.



---

## Modelo PKN.

El modelo PKN está representado en la figura 4.11. Tiene por característica considerar para la fractura una forma elíptica en el eje vertical del pozo. La máxima amplitud está en la línea central de esta elipse, con cero de ancho en el tope y en el fondo.



**Figura 4.11.- Modelo PKN de una fractura.**

Otras características importantes son:

- En ambas direcciones el ancho es mucho menor que las otras dimensiones de la fractura: altura y longitud
- La geometría elíptica, aunque no es enteramente verdadera, es una aproximación acertada.
- La altura de la fractura es constante.
- La longitud es considerablemente mayor que las otras dimensiones de la fractura: altura y ancho.

Las propiedades de la roca tienen un gran impacto en la determinación del ancho de fractura. El rango del módulo de Young de rocas de un yacimiento común puede variar desde  $10^7$  psi en arenisca y profunda hasta  $2 \times 10^5$  psi, en dolomitas. Así, en rocas rígidas, donde el módulo de Young es grande, para un volumen dado de fluido inyectado a la formación, la fractura resultante será angosta pero larga. Por el contrario, en formaciones con módulo de Young bajos, el mismo volumen de fluido inyectado dará como resultado una fractura ancha pero de longitud corta. La geometría elíptica del modelo PKN conduce a una expresión para el ancho promedio de fractura que se obtiene al multiplicar el ancho máximo de la fractura, por un factor geométrico, el cual es aproximadamente igual a 0.75. En unidades de campo es:

$$\bar{w} = 0,3 \left[ \frac{q_i \mu (1-\nu) x_f}{G} \right]^{1/4} \left( \frac{\pi}{4} \gamma \right) \quad (4.1)$$

Dónde:

$\bar{w}$ , Ancho promedio de la fractura, pg.

$q_i$ , Tasa de Flujo, bpm.

$\mu$ , Viscosidad del fluido fracturante, cp.

$x_f$ , Longitud de Fractura, ft .

$\gamma$ , Módulo de Corte o Cizalla, psi.

### Modelo KGD.

El modelo KGD es representado en la figura 4.12 y es semejante al PKN con un giro de 90°. Es aplicable para aproximar la geometría de fractura donde  $h_f \gg x_f$ .

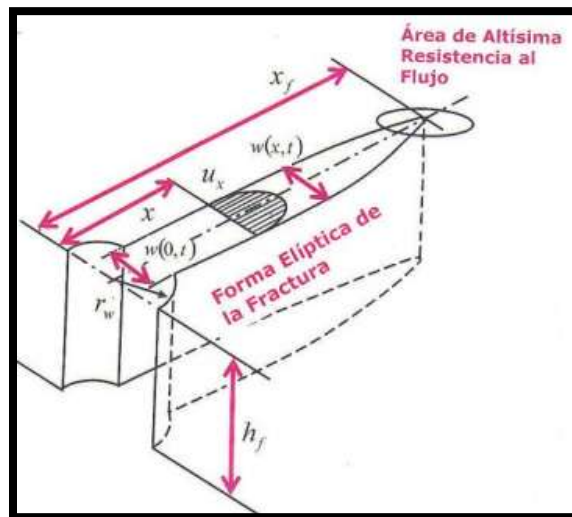


Figura 4.12- Modelo KGD de una fractura.

Así, este modelo KGD no será recomendado para el caso donde grandes fracturas en la formación productora se generan con el tratamiento de fracturamiento hidráulico.

El ancho promedio de la fractura del modelo KGD en unidades de campo, con  $\bar{w}$  , en pulgadas es simplemente:

$$\bar{w} = 2,53 \left[ \frac{q_i \mu (1-\nu) x_f^2}{G h_f} \right]^{1/4} \quad (4.2)$$

Para la utilización del modelo KGD con fluidos no-Newtonianos se utilizará la viscosidad equivalente con la aplicación de la Ley de potencias; entonces la correspondiente ecuación de ancho de fractura con el modelo KGD es:

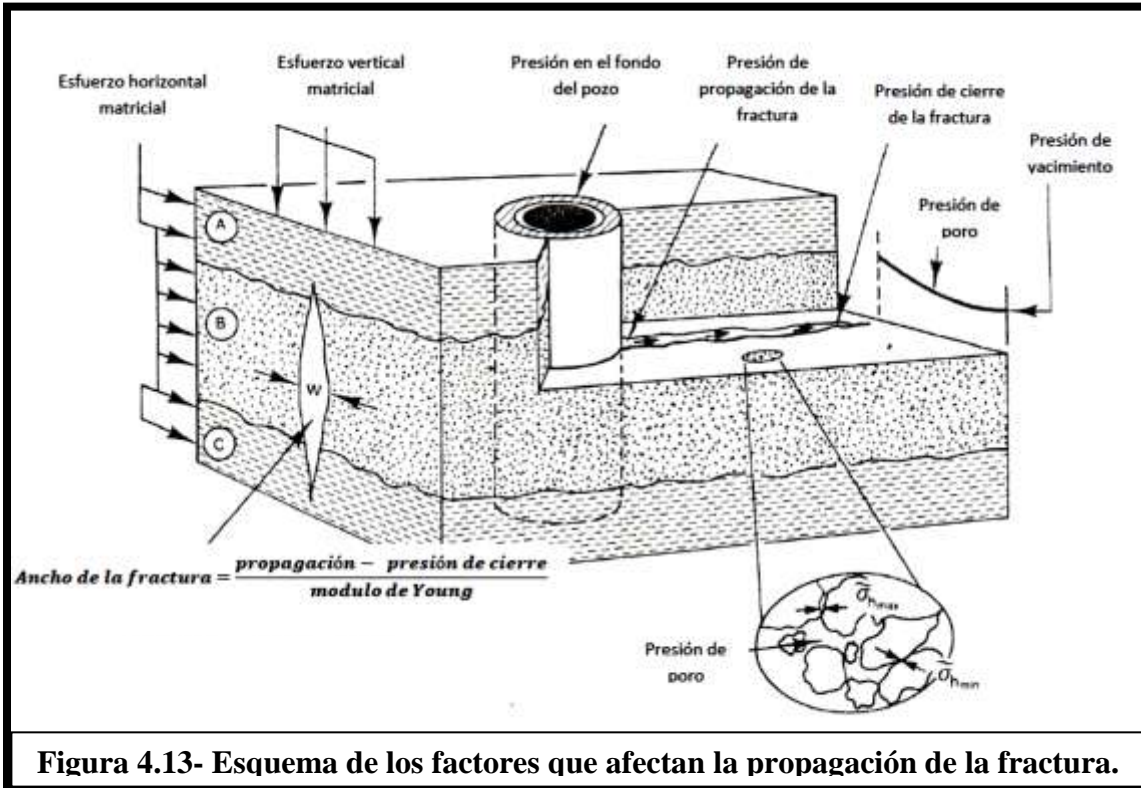
$$W_w = (11,1)^{1/(2n+2)} * 2,24^{n/(2n+2)} * K^{1/(2n+2)} * \left[ \frac{1+2n}{n} \right]^{n/(2n+2)} \left( \frac{(q_i)^n * (x_f)^2}{E * (h_f)^n} \right)^{1/(2n+2)} \quad (4.3)$$

Las principales suposiciones entre los modelos PKN y KGD son las siguientes:

- Ambos suponen que la fractura es plana y que se propaga perpendicularmente al mínimo esfuerzo.
- Suponen que el flujo de fluidos es unidimensional (1D) a lo largo de la longitud de fractura.
- Asumen que los fluidos newtonianos (aunque Perkins y Kern también proporcionaron soluciones para fluidos que siguen la ley de potencias) y el comportamiento del goteo de los fluidos lo define como una expresión simple derivada de la teoría de filtración.
- Asume que la roca que se fractura es como un sólido lineal elástico isotrópico, continuo y heterogéneo.
- Suponen una de dos situaciones: la altura es larga (PKN) o pequeña (KGD) con relación a la longitud.
- El modelo KGD supone que el extremo (la punta) del proceso domina la propagación de la fractura, en tanto el PKN no lo considera.

La fractura se propaga en dirección de un plano perpendicular al mínimo esfuerzo matricial. Generalmente el esfuerzo mínimo es horizontal, y la fractura resultante es vertical, los cuales se pueden observar en la figura 4.13. Cuando los esfuerzos horizontales no son iguales, la fractura será preferentemente vertical. En áreas donde se encuentran fallas o donde la erosión ha ocurrido después de la depositación, las rocas pueden estar bajo grandes esfuerzos compresivos horizontales de esfuerzos verticales de sobrecarga. Si el esfuerzo mínimo matricial efectivo es vertical, entonces resultará una fractura horizontal.

Para mantener la fractura abierta después del inicio, la presión en la fractura tiene que exceder la presión de poro por una cantidad igual al mínimo esfuerzo matricial efectivo de la roca. Esta presión usualmente es llamada “presión de cierre de la fractura”. El gradiente de fractura es la presión de cierre de la fractura dividida por la profundidad.



**Figura 4.13- Esquema de los factores que afectan la propagación de la fractura.**

Cuando la fractura es extendida, la presión de la fractura en el pozo se incrementa, como resultado de la fricción del fluido fracturante. Un segundo factor que puede causar un incremento en la presión de propagación es la posibilidad de que la presión de poro cerca de la fractura puede ser incrementada debido a la pérdida de fluido.

#### 4.5.1 CONDUCTIVIDAD DE LA FRACTURA.

El empaque del agente de sostén es el elemento a través del cual va a transitar el fluido producido desde la formación a través de la fractura. Por lo tanto el parámetro más importante será la conductividad en condiciones de fondo de pozo. Recordemos que la conductividad de la fractura es el ancho por la permeabilidad del agente de sostén en condición de fondo y por la altura. El ancho de la fractura es directamente proporcional a la concentración de agente de sostén dentro de la fractura. Esta concentración, cantidad de agente de sostén por unidad de área, se expresa en  $\text{lb}/\text{pie}^2$  y por lo tanto este término es dependiente de la gravedad específica del material utilizado.

O sea, a la misma concentración ( $\text{lb}/\text{pie}^2$ ) el ancho será diferente según el material utilizado. Cuando la industria empezó a fracturar el único agente de sostén disponible era la arena. Entonces se utilizó este término sin posibilidad de confusión, y seguimos utilizándolo hoy. Ahora sería más conveniente hablar de ancho de

---

fractura y no de concentración en lb/pie<sup>2</sup> ya que por una misma concentración el ancho dependerá de la gravedad específica del material.

La permeabilidad final de la fractura está en función del tipo de agente de sostén, concentración alcanzada dentro de la fractura, temperatura del yacimiento, presión de cierre, dureza de la formación, cantidad de finos, calidad del gel utilizado, etc. La conductividad necesaria dependerá del fluido a producir y de la permeabilidad de la formación:

- En pozos de gas de baja permeabilidad => conductividad baja.
- En pozos de petróleo de alta permeabilidad => conductividad alta.

Una vez cerrada la fractura el agente de sostén estará sometido a una presión ejercida por la formación. En realidad la presión de confinamiento no es toda la presión ejercida por la formación sino la presión de formación menos la presión de poro.

#### **4.6 EQUIPO USADO EN EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.**

En los inicios del fracturamiento hidráulico ya se contaba con tecnología necesaria para realizarlo; pero con los avances a pasos gigantes de la tecnología usada en este proceso, se han podido desarrollar sistemas capaces de realizar y monitorear este proceso. También en un esfuerzo por obtener mayor información útil para optimizarlo de la mejor forma, se han desarrollado las herramientas que pueden soportar diversos factores de presión y temperatura, los cuales son clave en el proceso de un fracturamiento hidráulico; por otra parte también este desarrollo se complementó con la implementación de sensores con mayor rango de operación para la obtención de datos en tiempo real.

Todos estos sistemas son computarizados e incluso algunos automatizados y programables, los cuales nos ayudan a tomar decisiones, para una mejor realización y análisis posteriores; los equipos de fracturamiento actualmente usados son:

- Equipos de almacenamiento de fluidos.
- Equipos de almacenamiento de agentes de sostén.
- Equipos mezcladores.
- Equipos de bombeo de alta presión.
- Centro de control.
- Líneas de superficie y de distribución.
- Sensores de ph y presión.
- Equipos de conexión en el pozo.

---

Por ser el fracturamiento hidráulico un proceso de alto riesgo, el cual consiste en bombear a presión y altas tasas del fluido inyectado cargado con agente soporte hacia la formación, es fundamental contar con:

**Equipo y personal especializado.**

Personal encargado y preparado para la dirección, ejecución y control del desarrollo del proceso de fracturamiento. Este equipo incluye operadores, analistas, ayudantes, choferes y mecánicos.



**Figura 4.14.- Equipo y personal de fracturamiento.**

**Tanques de almacenamiento de fluido.**

Pueden ser varios o de distintas capacidades, generalmente poseen una capacidad de 500, 470 y 320 barriles. Los tanques de 500 barriles, se construyen como portantes, o para ser transportados. Generalmente están provistos de tres o cuatro conexiones.

Los tanques son equipos donde se almacena el agua que se usará para el tratamiento de fracturamiento. También es donde se controla el tiempo de residencia de hidratación del gel.

---

Dentro de las principales características se encuentran:

- Capacidad de 21000 galones al 100 %.
- Únicamente se llenan a 20000 galones.
- Llenado de agua por la parte superior.
- Manifold de descarga.
- Conexiones entre tanques con mangueras flexibles de 8 “.
- Indicadores de nivel cada 2000 galones.
- Se consideran 1000 galones de seguridad para asegurarse de que no entre aire en el manifold y por lo tanto a la centrifuga del Gel Pro.



**Figura 4.15.- Tanque de almacenamiento.**



**Figura 4.16.- Mangueras del mezclador.**

#### **Mezclador o Blender.**

También llamado tornillo sin fin, toma el fluido de fractura, recibe el agente de soporte y lo mezcla con el fluido de fractura, abastece con esta mezcla a las bombas.

Equipo especializado para adicionar y mezclar correctamente aditivos químicos y arena en el fluido de fracturamiento. Los Blenders han sido desarrollados de tal forma que tienen todo el equipo necesario montado en la base de un camión.



**Figura 4.17.-Blender.**





**Figura 4.18.-Blender.**

Dentro de los principales componentes que constituyen el Blender son:

**a) Mangueras.**

Las mangueras flexibles de goma son un componente principal en los trabajos exitosos de fracturamiento y estimulación. Su importancia y características naturales requieren una selección cuidadosa así como un mantenimiento y cuidado especial, ya que es en éstas donde se transporta el fluido de fracturamiento hacia el interior del pozo; y podemos tener de succión y descarga.

Algunas de las características de las mangueras más importantes para tener una buena selección son:

- Si las mangueras tienen un espiral de acero alrededor.
- Tipo de fluido.
- Gasto y presiones a manejar.



**Figura 4.19.- Manguera flexible.**

**b) Bombas Centrífugas.**

Las bombas centrífugas son usadas en los Blenders para extraer los fluidos fuera de los tanques de almacenamiento y comunicarlo con la arena para ser bombeada a altas presiones.

Las bombas centrífugas son usadas porque son más tolerantes a los fluidos abrasivos que otros tipos de bombas. Esta tolerancia causa menor deterioro a las bombas alargando así su vida útil.



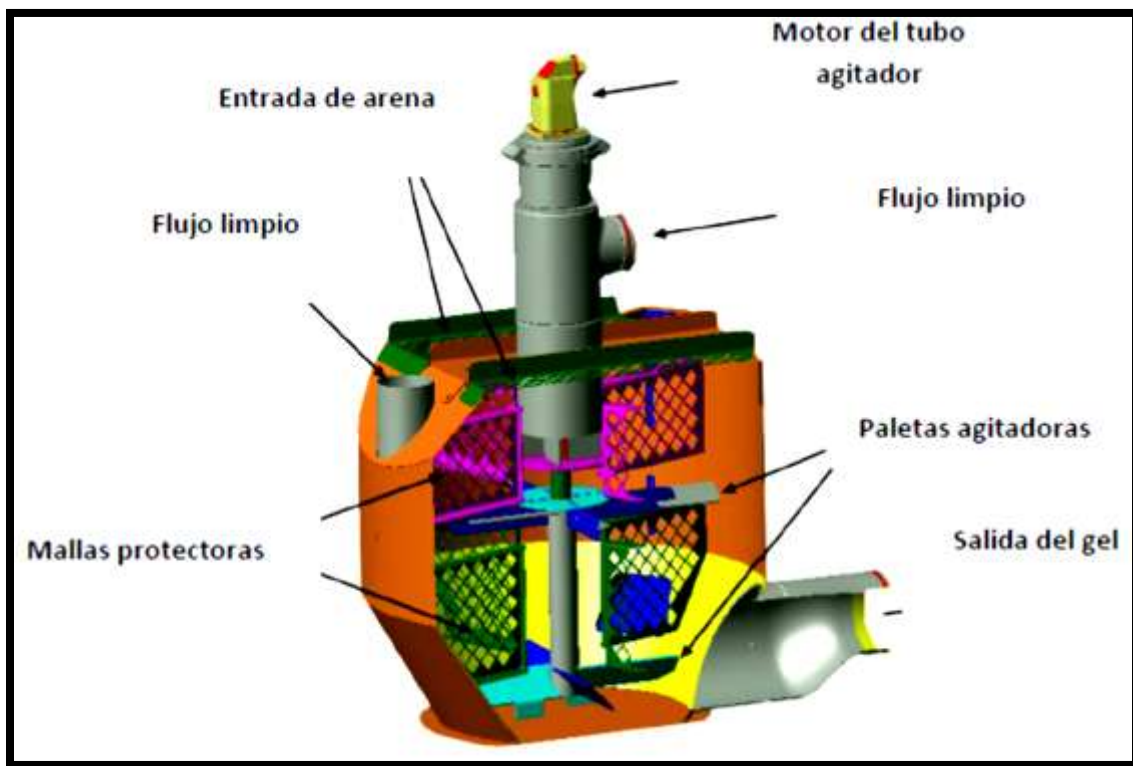
**Figura 4.20.-Bomba diesel centrifuga.**

**c) Tina Agitadora.**

La tina agitadora consiste en un juego de dos hojas agitadoras sobre un eje. Estas hojas o aletas agitadoras están en la parte baja y media de la tina. El propósito de esta tina agitadora es la de ayudar a mantener el apuntalante suspendido en el fluido sin la presencia de burbujas de aire. Si la velocidad del agitador es muy lenta, el apuntalante puede acumularse en la parte baja de la tina y repentinamente convertirse en piedras o lingotes que más adelante se bombearán. Si la velocidad del agitador es demasiado rápida puede entrar aire formándose burbujas ocasionando que la presión sea mayor debido al aire contenido en el fluido.

La velocidad del agitador es controlada por computadora. En la computadora la velocidad predeterminada es sin apuntalante. Cuando el apuntalante es adicionado a la tina, la velocidad del agitador es aumentada por la computadora conforme se aumenta la concentración de apuntalante.

La velocidad por de fault es de 40 rpm sin apuntalante y es aumentada en 4 rpm por cada libra de apuntalante adicionado.



**Figura4.21- Tina agitadora.**

---

**d) Sistema de adición de aditivos.**

Debido a la naturaleza de los fluidos de estimulación, algunos aditivos sólo pueden ser adicionados “al vuelo” es decir, mientras es bombeado el fluido. Estos aditivos pueden ser en forma sólida o líquida.

Varias bombas y tolvas montadas en el blender permiten la medición y adición correcta de estos aditivos.



**Figura 4.22- Sistema de adición de aditivos tipo tornillo.**

**e) Tornillos para Arena.**

Los trabajos de fracturamiento normalmente requieren la adición de agentes sustentantes en el fluido de fracturación. Los tornillos comunican estos agentes sustentantes de la montaña hacia la tina agitadora. Cada tornillo es operado por computadora en forma independiente.

La mayoría de los tornillos transportadores de apuntalante están fabricados con diámetros de 12 y 14 pulgadas con separación entre cada espiral de 11 y 13 pulgadas respectivamente. La salida máxima de un tonillo de 12 pulgadas es de 100 sacos de sustentante por minuto y de 130 para los tornillos de 14 pulgadas a una velocidad máxima de 350 a 360 rpm.



**Figura 4.23- Tornillo para arena.**

**f) Instrumentación.**

Debido a la complejidad hoy en día de los químicos usados en la estimulación y de los procedimientos desarrollados, la instrumentación adecuada para la medición dentro del blender es de suma importancia para la correcta aplicación de los tratamientos. Los instrumentos más usados en el blender para la correcta medición son:

- Medidores de flujo.
- Transductores de presión.
- Densímetros radioactivos.
- Probadores de ph.

**g) Conexiones de superficie y de la boca de pozo.**

Estos equipos serán los únicos en superficie los cuales en su interior conducirán un fluido a alta presión, y en la mayoría de los casos en condiciones abrasivas. El armado de las líneas debe seguir estrictas normas de seguridad.

El manifold es un equipo que concentra el fluido de todas las bombas usadas durante el tratamiento y lo envía hacia el interior de la formación.

Están diseñados para transportar fluidos abrasivos arriba de 35 pies por segundo.

El equipo manifold tiene varios componentes de suma importancia para su operación, el cual incluye:

- Conexiones de entrada y salida.
- Juntas de descarga y pivote.
- Válvulas tipo Lo torc.
- Válvulas check.



**Figura 4.24.- Árbol de conexiones superficiales.**



**Figura 4.25.- Conexiones a boca de pozo.**

#### **h) Bombas**

Reciben fluido y lo bombean a alta presión; dan la potencia adecuada al fluido utilizado para vencer las condiciones de fractura de la formación a tratar. Tales características determinaran el modelo de bomba requerido.

Dentro de los diferentes tipos de bombas con los que se efectúan los trabajos de fracturamiento están:

- HQ- 2000.
- HT-400.
- Fracturadores.
- Panther.



**Figura 4.26- Camión e bombeo.**



**Figura 4.27- Camión de bombeo HT-400.**

**Consideraciones generales.**

- A mayor presión menor gasto.
- Algunos fracturadores tienen pistones de 4 y 4 ½ pulgadas.
- Para fines operativos, no importa el acomodo de las bombas en relación al manifold.
- Las tapas de seguridad rompen a 11 200 psi.
- Un buen empacamiento es esencial para evitar que el fluido penetre al Carter.

---

### **Instrumental de medición y control.**

Llamados también frac monitores, los cuales sirven para mostrar y registrar todos los parámetros importantes de las operaciones de fractura. Aunque la cantidad de información que puede registrarse varían, todos los instrumentos de medición tienen capacidad para conocer caudal y presión de bombeo.

### **Montaña.**

Su función principal es la de almacenar el apuntalante y lo hace llegar al blender y controla la cantidad de apuntalante que entra hacia el blender.

Dentro de las principales características se encuentran:

- 3 compartimientos de 460 pies cúbicos.
- 2 compartimientos de 560 pies cúbicos.
- Motor CAT 3116 para impulsar el sistema hidráulico.
- Extensión de la banda.
- Sensores de nivel y válvulas de apertura y cierre.
- Capacidad de 200 sacos/min.



**Figura 4.28- Contenedor tipo montaña.**

Dentro de las operaciones de un fracturamiento hidráulico encontramos, además de los equipos de uso en operaciones en tierra, unidades que realizan el mismo objetivo de fracturar a la formación pero en zonas marinas, los cuales tienen que ser optimizados a consecuencia de las limitaciones de tamaño y de rango de operación.





**Figura 4.29- Barco de operaciones de fracturamiento en zonas marinas.**



**Figura 4.30- Barco de bombeo para operaciones de fracturamiento.**

---

#### 4.7 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.

Esta técnica se utiliza básicamente para mejorar la comunicación natural formación-pozo y para reducir o eliminar el efecto de daño en el pozo. También se utiliza para controlar la producción de arena en formaciones poco consolidadas y para atenuar la velocidad de deposición de materiales que dañan la formación. Además proporciona las siguientes ventajas ellas son:

- Mejora la producción.
- Desarrolla reservas adicionales.
- Sobrepasa zonas altamente dañadas.
- Reduce la deposición de asfaltenos.
- Controla la producción de escamas.
- Conecta sistemas de fracturas naturales.
- Asegura la producción de intervalos laminares.
- Conecta formaciones lenticulares.
- Disminuye la velocidad de flujo en la matriz rocosa.
- Incrementa el área efectiva de drenaje de un pozo.
- Disminuye el número de pozos necesarios para drenar un área.
- Reduce la necesidad de perforar pozos horizontales.
- Disminuye la caída de presión en la matriz.
- Retarda el efecto de conificación del agua.

Los beneficios que pueden ser alcanzados aplicando la técnica de fracturar hidráulicamente una formación son:

- Desarrolla reservas adicionales.
- Reduce la deposición de asfaltenos.
- Conecta sistemas de fracturas naturales.
- Asegura la producción de intervalos laminares.
- Conecta formaciones lenticulares.
- Disminuye la velocidad de flujo en la matriz rocosa (Principio básico para el control de arena).
- Incrementa el área efectiva de drenaje de un pozo.
- Disminuye el número de pozos necesarios para drenar un área.
- Reduce la necesidad de perforar pozos horizontales.
- Normaliza la caída de presión en la matriz, evitando disminuciones bruscas.
- Retarda el efecto de conificación del agua

---

**DESVENTAJAS:**

- Daño capilar por invasión del fluido de fractura a través de la cara de la misma.
- Bloque por gel viscoso, en la cara de fractura ocurre si el gel no ha roto apropiadamente.
- Bloqueo por emulsiones, si el filtrado hace contacto con el crudo de formación.
- Taponamiento de la matriz de la roca por partículas sólidas en el fluido de fractura.

---

# **CAPÍTULO**

# **5**

**CRUDOS PESADOS, METODOLOGÍA DE DISEÑO Y APLICACIONES**

---

---

## 5.1 LA IMPORTANCIA DEL ACEITE PESADO.

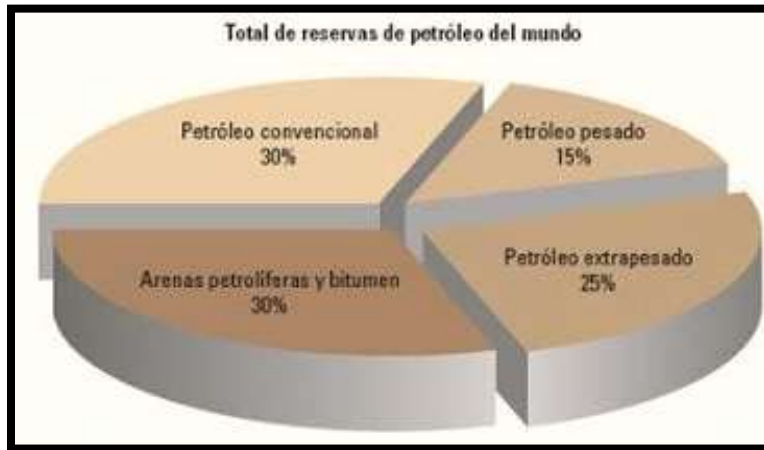
El petróleo es una sustancia orgánica compuesta básicamente de hidrocarburos extraídos desde el interior de la Tierra, hidrocarburos que se obtienen a partir de la fosilización de restos orgánicos como los de los extintos dinosaurios. El petróleo es una de las sustancias y materiales más importantes de la actualidad ya que gran parte de los elementos y productos que se utilizan hoy en día están hechos de él en algún modo.

El aceite pesado generalmente se deja de lado como recurso energético debido a las dificultades y costos asociados con su producción; si bien factores tales como como la porosidad, la permeabilidad y la presión determinan cómo se comporta un yacimiento, la densidad y la viscosidad del aceite pesado son las propiedades que dictan o marcan el enfoque de producción. Los aceites densos y viscosos presentan retos en su producción especiales pero no insuperables.

Con la disminución de petróleo convencional y los altos precios de la energía, surge la necesidad de restituir las reservas lo cual incentiva a las compañías petroleras a invertir en yacimientos de aceite pesado. Los aceites pesados y viscosos presentan desafíos en el análisis de fluidos y obstáculos para su recuperación y están siendo superados con la nueva tecnología y las modificaciones de los métodos desarrollados para los yacimientos convencionales.

La mayor parte de los recursos de petróleo del mundo corresponde a hidrocarburos pesados, que son difíciles y caros de producir y refinar. Por lo general, mientras más pesado o denso es el aceite crudo, menor es su valor económico. Las fracciones de crudo más livianas y menos densas, derivadas del proceso de destilación simple, son las más valiosas. Los crudos pesados tienden a poseer mayores concentraciones de metales y otros elementos, lo que exige más esfuerzos y erogaciones para la extracción de productos utilizables y la disposición final de los residuos. Con la gran demanda y los altos precios del petróleo, y estando en declinación la producción de la mayoría de los yacimientos de petróleo convencionales, la atención de la industria en muchos lugares del mundo se está desplazando hacia la explotación de yacimientos de aceite pesado.

El hidrocarburo pesado se define como aceites menores a 22.3°API. Los aceites menores de 10°API se conocen como extrapesados, ultrapesados o superpesados porque son más densos que el agua. Comparativamente, los hidrocarburos convencionales, tales como el crudo Brent o West Texas, poseen densidades que oscilan entre 38° y 40°API.



**Figura 5.1- Reservas totales de petróleo del mundo.**

Cuanto más viscoso es el petróleo, más difícil resulta producirlo. No existe ninguna relación estándar entre densidad y viscosidad, pero los términos “pesado” y “viscoso” tienden a utilizarse en forma indistinta para describir los hidrocarburos pesados, ya que éstos tienden a ser más viscosos que los petróleos convencionales; muchos yacimientos de aceite pesado ahora pueden ser explotados en forma rentable, además de que son abundantes. El total de recursos aproximados de petróleo del mundo es de aproximadamente 9 a 13 trillones de barriles. El petróleo convencional representa sólo un 30% aproximadamente de ese total, correspondiendo el resto a petróleo pesado, extrapesado y el bitumen, como se muestra en el gráfico de la figura 5.1.

El petróleo pesado promete desempeñar un rol muy importante en el futuro de la industria petrolera y muchos países están tendiendo a incrementar su producción, revisar las estimaciones de reservas, comprobar las nuevas tecnologías e invertir en infraestructura, para asegurarse de no dejar atrás sus recursos de petróleo pesado.

Los elementos clave para una operación exitosa con crudo pesado son varios. Se debe considerar la cadena de valor completa desde el campo productor hasta el transporte, la comercialización, el mejoramiento y la refinación de este petróleo. Para lograr una recuperación óptima y éxito económico se debe tener la experiencia organizacional y la capacidad para implementar y dirigir la operación eficientemente, además de mejorar y optimizar las operaciones de manera constante. Todas estas tareas deben ser dirigidas en una forma tal que cumplan con los estándares y expectativas ambientales.

Una caracterización fidedigna de los recursos de crudo pesado es vital, sin importar la opción de desarrollo que se escoja. Un buen conocimiento geológico resulta esencial. Tratándose de petróleo pesado se deben estimar cuidadosamente los parámetros importantes de roca y roca/fluido, que afectan la productividad, especialmente la viscosidad del petróleo y su permeabilidad relativa. Las mediciones adecuadas son difíciles y por ello los

---

laboratorios donde éstas se lleven a cabo deben tener experiencia con crudos pesados y deben ser seleccionados meticulosamente.

Como ya se ha mencionado en la explotación de yacimientos de aceite pesado existen problemas, los cuales tienen la necesidad de usar más tecnologías vanguardistas a consecuencia de su extracción; ya que con estas tecnologías se crea valor, se mejora la eficiencia y se controla el desarrollo de estos yacimientos.

### **5.1.1 FUTURO DE LOS ACEITES PESADOS.**

Dada la abundancia de las reservas de petróleo pesado, las compañías que actualmente se concentran en la producción de aceites convencionales y están ingresando en el ámbito del aceite pesado, uniéndose a otras empresas que producen pesados desde hace varias décadas. Es probable que estas compañías recién llegadas aporten nuevas tecnologías, ayudando a suplir las deficiencias tecnológicas identificadas por los productores en el largo plazo y por otras organizaciones.



**Figura 5.2- Muestra de aceite crudo pesado.**

Por cada avance que se realiza hacia el mejoramiento de los métodos de recuperación de petróleo pesado, se presentan muchos caminos nuevos que señalan direcciones que necesitan más trabajo. En el área de caracterización de fluidos, los científicos están tratando de extraer más información acerca de la química del petróleo y la estructura de sus componentes a partir de la adquisición de registros y de mediciones de laboratorio; además de estar trabajando para agregar mediciones de la fluorescencia a las prácticas actuales de análisis de fluidos de fondo de pozos basadas en la espectrometría, permitiendo una caracterización de fluidos más precisa y la adquisición de registros de fluidos de fondo de pozo continuo.

Se están realizando esfuerzos para estandarizar las técnicas de laboratorio, tales como el análisis SARA, de manera de poder comparar los resultados de diferentes laboratorios. Los avances en términos de comprensión de los componentes más pesados del petróleo crudo—los asfaltenos— poseen el potencial de mejorar la

---

recuperación de petróleo pesado y además ayudar a resolver los problemas de aseguramiento del flujo en petróleos más livianos.

Los especialistas en crudos pesados coinciden en que no existe ninguna solución universal para la evaluación y recuperación del crudo pesado. Algunas mejoras, tales como las registradas en la interpretación de registros, quizás necesiten ajustarse a las necesidades de una región en particular, la temperatura de operación y las terminaciones de los pozos. Incluso pueden producirse otros desarrollos, incluyendo avances en el monitoreo en tiempo real, a partir de la combinación de métodos cuya eficacia por separado ya ha sido comprobada. Otro punto de coincidencia es la necesidad de seguir considerando las cuestiones ambientales en el desarrollo de los recursos de petróleo pesado.

Puede resultar difícil de creer que la Industria Petrolera tiene entre sus principales preocupaciones el cuidado del medio ambiente, ya que los medios de comunicación y ciertas organizaciones ecologistas critican a este sector constantemente. Sin embargo, las compañías que trabajan en esta Industria están muy conscientes del impacto ambiental que pueden tener sus actividades, por esta razón, se han preocupado y han formulado planes para ser responsables tanto ambiental como socialmente.

Alrededor del mundo las petroleras buscan día a día encontrar soluciones para disminuir el impacto en la ecología, es por eso que algunas han invertido en energías alternativas o en los “ecocombustibles”.

En el caso de México, Pemex ha desarrollado varios proyectos para minimizar su impacto ambiental, y al mismo tiempo ha implementado acciones sociales que buscan mejorar las condiciones de vida de la población que vive en zonas petroleras.

En cuanto a desarrollo sustentable, están conscientes de la necesidad de buscar ajustar sus planes de crecimiento de acuerdo con el territorio original de las zonas en las que operan.

### **5.1.2 CLASIFICACIÓN DE LOS CRUDOS MEXICANOS.**

La presencia en diversas cantidades de cada uno de los elementos químicos ya sea de origen orgánico e inorgánico que componen al petróleo, determinan sus características particulares tales como el olor, densidad, viscosidad, entre muchas otras y nos permiten hacer una clasificación por diferentes maneras:

- Por su composición química.
- Por su densidad.
- Por presencia de azufre.



Por otra parte, los compuestos químicos que constituyen el petróleo, y, entre muchas otras propiedades, estos compuestos se diferencian por su volatilidad dependiendo de la temperatura de ebullición.

Las curvas de destilación TBP (temperatura de ebullición real) distinguen a los diferentes tipos de aceites y definen los rendimientos que se pueden obtener de los productos por separación directa. Por ejemplo, mientras que en el crudo Istmo se obtiene un rendimiento directo de 26% volumétrico de gasolina, en el Maya sólo se obtiene 15.7%. La industria mundial de hidrocarburos líquidos clasifica el petróleo de acuerdo con su densidad API (parámetro internacional del Instituto Americano del Petróleo, que diferencia las calidades del crudo).

<b>Aceite crudo</b>	<b>Densidad ( g/ cm<sup>3</sup>)</b>	<b>Densidad grados API</b>
<b>Extrapesado</b>	>1.0	10.0
<b>Pesado</b>	1.0 - 0.92	10.0 - 22.3
<b>Mediano</b>	0.92 - 0.87	22.3 - 31.1
<b>Ligero</b>	0.87 - 0.83	31.1 - 39
<b>Superligero</b>	< 0.83	> 39

**Tabla 5.1- Tipos de crudos.**

Para la exportación, en México se preparan tres variedades de petróleo crudo; aunque PEMEX produce cuatro tipos de crudo:

<b>CRUDO</b>	<b>MAYA</b>	<b>ISTMO</b>	<b>OLMECA</b>	<b>ALTAMIRA</b>
<b>API</b>	21-22	32-33	38-39	15-16.5
<b>VISCOSIDAD-(SSU 100F)</b>	320	60	38	1280-1750
<b>AGUA Y SEDIMENTOS - (%VOL)</b>	0.5	0.5	0.5	1
<b>AZUFRE-(%PESO)</b>	3.4	1.8	.73-.95	5.5-6

**Tabla 5.2- Crudos mexicanos.**

El petróleo que se tiene en México es, en un 60 por ciento, crudo pesado, que dá por resultado una alta producción de residuos que empobrecen la calidad y cantidad de los productos petroquímicos. Una gran parte de las reservas de crudo mexicano, se localiza en yacimientos costafuera, en el golfo de México, sin embargo, estos yacimientos están asociados a carbonatos fracturados y arenas arcillosas. Una parte importante de las tecnologías de producción han sido desarrolladas para yacimientos de areniscas y en ambientes terrestres, lo cual llevó al desarrollo y adaptación a zonas marinas para estos yacimientos, por ejemplo la inyección de gases, inyección de solventes, mejoramiento de crudo, fracturamientos ácidos y estimulaciones matriciales.



**Figura 5.3- Yacimientos mexicanos de crudos pesados.**

---

## **5.2 METODOLOGÍA DE DISEÑO DE UN FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO PARA CRUDOS PESADOS.**

Existen dos razones por las cuales se realiza un tratamiento de fractura en un pozo: para incrementar su producción o su inyectividad. Si el tratamiento se realiza en un pozo productor, asumiendo que contenga hidrocarburos para producir y que la presión sea suficiente en el yacimiento, el tratamiento de fractura, por lo general incrementa la producción, lo que da como resultado un retorno más rápido de la inversión, ya que las reservas son recuperadas en periodo de tiempo más corto.

En ciertas ocasiones, la inyección de fluidos a una determinada formación puede hacerse con la deliberada intención de fracturarlo, para abrir canales de flujo de mayor amplitud y penetración alrededor de la periferia y más allá del pozo, debido a que la baja permeabilidad natural, más la invasión del filtrado y partículas del fluido de perforación depositadas en la formación, imposibilitan que pueda existir flujo hacia el pozo. Para estos casos es muy importante tomar en cuenta la viscosidad, peso y composición del fluido, como también la presión de ruptura que debe aplicarse para fracturar el estrato. Como la inyección debe concentrarse en determinado intervalo y la prolongación de la fractura en la formación debe ser radial, es muy importante que la cementación entre el la TR y la formación, por encima y por debajo del intervalo escogido para hacer la inyección, sea sólida y fuerte para evitar canalización y fuga del fluido hacia arriba y/o hacia abajo, a lo largo de la cementación, o que el fluido fracture intervalos no escogidos. El fluido inyectado a alta presión penetra en el estrato como una cuña que abre canales de flujo. Sin embargo, al descartar el fluido, durante el flujo desde el estrato al pozo, puede ser que desaparezcan los canales al disiparse la presión de ruptura y asentarse el estrato, o quizás se haya logrado que permanezcan los canales estables y abiertos. Otra modalidad de fracturamiento es que al fluido se le agrega, en relación de volumen por volumen, un material sólido y competente, generalmente arena de determinadas especificaciones con respecto a tamaño de granos, circularidad, distribución del agregado, resistencia, densidad y calidad. Al inyectarse la mezcla al estrato, la arena va depositándose en los canales como una cuña estable, porosa y permeable, que impedirá el asentamiento del estrato al desvanecerse la presión de ruptura y, por ende, mantendrá los canales de flujo abiertos.

### **5.2.1 FUNDAMENTOS.**

El fracturamiento hidráulico es una técnica aplicable en los trabajos de recuperación primaria y secundaria de hidrocarburos; una fractura comienza a propagarse dentro del lecho rocoso y la presión del fluido decrece como consecuencia del aumento en el volumen que ocupa el fluido. Eventualmente, la presión ha decrecido tanto que

---

no puede abrir más la roca, en este punto el sistema entra en un equilibrio estacionario. La fractura obtenida produce un camino de alta permeabilidad que conecta al pozo con zonas alejadas del yacimiento. Durante el período de la terminación del pozo, o durante la vida productiva del pozo, se presentan situaciones en las que la formación productora no descarga fácilmente el supuesto volumen de hidrocarburos hacia el pozo. Algunas veces esta inconveniencia puede ser sencilla y de fácil corrección, pero otras veces se puede presentar muy difícil y casi insoluble. Si durante las tareas de terminación el estrato productor no permite que el aceite fluya con facilidad, significa que el daño a la permeabilidad en la periferia del pozo debe ser corregido. Las propiedades de una fractura pueden ser de 5 a 10 mm de ancho y una longitud de 100 metros o más, dependiendo del diseño, tecnología empleada y el número de tratamientos. El objetivo del fracturamiento hidráulico es incrementar la producción, acrecentando la altura efectiva de la formación productora o comunicar intervalos productores con mejor permeabilidad, hacia la TP.

El diseño de tratamiento involucra un proceso optimizado que permite balancear la predicción del incremento de producción con su costo asociado. El costo del trabajo depende del tipo y volumen de fluidos de fractura, del uso de agentes gelatinizantes y del control de pérdida del filtrado, tipo y cantidad de agente sustentante y nivel de potencia requerida. Cada fracturamiento requiere diferentes diseños hasta obtener la mejor propuesta a sus objetivos.

Para la realización de un trabajo de fracturamiento, debe contarse con una cantidad de información previa y con una serie de herramientas como:

- Registros eléctricos.
- Análisis antes y después de realizar el fracturamiento.
- Estudio de laboratorio sobre propiedades de la formación.
- Características del fluido de la fractura y del apuntalante.
- Resultados del análisis de la presión transitoria del yacimiento para estimar su permeabilidad y daño.
- Simuladores de comportamiento de la producción del yacimiento.
- Modelos para el diseño de fractura hidráulicas.

---

## 5.2.2 CONSIDERACIONES DE DISEÑO.

El diseño de un trabajo de fracturamiento es exclusivo para un determinado pozo y no debe ser aplicado a otro, pues el éxito logrado en el primero muy probablemente no se repetirá en el segundo. Se requiere de un conocimiento detallado de la geología del yacimiento específico, su mecanismo de producción y características de los fluidos de yacimiento. El análisis petrográfico de la roca de yacimiento es un factor clave de éxito. Por lo que deben considerarse los siguientes parámetros de diseño.

- Litología y mineralogía de la formación. Analizar los valores de porosidad y permeabilidad para determinar la conductividad y longitud de fractura. Así mismo, la resistencia de la roca gobierna el espesor de fractura y el tipo y procedimiento de colocación del agente sustentante.
- Geometría de la fractura. El módulo de Young está relacionado con el ancho de fractura con la posibilidad de obtención de fracturas altamente conductivas. La relación de Poisson está ligada al esfuerzo horizontal actuante sobre la roca y al gradiente de la fractura. Los esfuerzos horizontales en los estratos limitantes se relacionan con la posibilidad de que la fractura se extienda por encima o por debajo de la zona de interés. Una zona con un esfuerzo horizontal pequeño y bajo la relación de Poisson, probablemente no servirá como barrera efectiva para la extensión de la fractura, mientras que una zona con alta relación de Poisson confinará la fractura.
- Fluidos y energía del yacimiento. La viscosidad del crudo, su tendencia a formar emulsiones, el contenido de asfáltenos y las características de formación de parafinas deben considerarse en la selección y modificación de flujo de fractura. Debe tenerse conocimiento sobre la presión de yacimiento, ya que es la responsable de la expulsión del fluido de fractura después de terminado el tratamiento.
- Estado mecánico del pozo. Los pozos a los que se les vaya a hacer un trabajo de fracturamiento tienen que contar con ciertas características en su terminación y sistemas de conexiones, que deben ser previstas con anticipación y tomadas en cuenta para que permitan la ejecución del trabajo con seguridad y el retorno del pozo a producción después del tratamiento. Si se va hacer un trabajo de fracturamiento a un pozo ya existente o un pozo viejo deberán modificarse de acuerdo con las limitaciones impuestas por la condiciones de terminación de dicho pozo.

Lo más importante en el diseño de un tratamiento de fractura es optimizar el gasto de producción y la recuperación de la reserva de un pozo para maximizar su rentabilidad. El procedimiento de optimización

---

requiere métodos para determinar la geometría del agujero y producción de la fractura apuntalada. La precisión de la optimización depende de lo sofisticado del modelo y la exactitud de los parámetros incluidos.

Un procedimiento básico para la optimización económica es como sigue:

1. Selección del sistema de fluidos aplicable a la formación.
2. Selección del apuntalante basándose en su resistencia y conductividad.
3. Determinación del volumen a bombear y la programación de inyección y el volumen de apuntalante se utilizan para la programación del transporte.
4. Determinación del máximo gasto de bombeo permitido, basándose en la limitante de presión de los cabezales y tuberías.
5. Selección de un modelo apropiado de la propagación de la fractura y conductividad para las características de la formación
6. Determinación de la entrada de datos requeridos para el modelo geométrico seleccionado.
7. Determinación de la penetración y conductividad de la fractura para una selección de tamaño del tratamiento y concentración del apuntalante por medio de un simulador.
8. Determinación del gasto de producción y recuperación acumulada en un determinado periodo seleccionado para una penetración de apuntalante y su correspondiente conductividad.
9. Cálculo del valor presente de los ingresos netos de la producción basada en un gasto discontinuo.
10. Cálculo del costo total del tratamiento, incluyendo los costos asociados con los fluidos, apuntalante y caballaje hidráulico.
11. Cálculo del VPN para la fractura, pero sustrayendo el costo del tratamiento del ingreso neto descontado del pozo.
12. Repetición del ciclo de proceso computacional hasta que el VPN decrece o se llega a la máxima longitud.
13. Construcción de curvas mostrando el VPN de la fractura con otros criterios económicos apropiados contra la penetración de la fractura.

El ciclo se puede repetir para otros materiales o condiciones, tales como concentraciones de los líquidos y aditivos, gastos de inyección, tipos de apuntalantes y concentraciones máximas o con otros modelos de la geometría. Cuando se diseña un trabajo de fracturamiento hidráulico puede variar en diversos parámetros. Típicamente, el volumen bombeado será especificado como parte del diseño y gasto de inyección es usualmente

---

predeterminado. El tipo de sustentante y su programación de uso también deberá ser especificado, por lo que se deben considerar las siguientes variables:

- Base de fluido.
- Viscosidad del fluido.
- Propiedades de pérdida del filtrado.
- Fricción en la tubería.
- Volumen de fluido.
- Gasto de inyección.
- Tipo de sustentante.
- Concentración del sustentante.
- Propiedades físicas de la formación.
- Temperatura del fluido en la fractura.

Las limitaciones de la mayoría de los factores presentados están relacionadas con el ancho de la fractura.

### **5.2.3 DISEÑO DE UN FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.**

A continuación se indica los pasos que ayudarán en la selección de fluido, gasto de inyección, sustentante, etc.

#### 1) Selección del fluido de fractura.

Existe una amplia gama de fluidos de fractura para responder a la gran variedad de condiciones de un pozo. Estos fluidos han sido diseñados para diferentes niveles de pH, amplias variaciones de temperatura y, en fin, para las características prevalecientes de un proceso de fracturamiento. Cuando se selecciona el fluido de fractura se consideran elementos como:

- Disponibilidad.
- Costo.
- Calidad técnica.
- Temperatura de fondo del pozo.
- Capacidad de transporte del apuntalante.
- Pérdida del fluido.

---

## 2) Selección del apuntalante.

La consideración más importante para seleccionar el apuntalante es que optimice la permeabilidad o conductividad con la mejor relación costo/beneficio asociado. El apuntalante con la permeabilidad más alta no es siempre la opción más óptima. Deben considerarse el volumen del apuntalante y el costo requerido para obtener la conductividad óptima o deseada. El volumen relativo de apuntalante ( $v_{rp}$ ) en  $\text{lbm/md-ft}^3$  refleja la cantidad de apuntalante requerido para alcanzar una conductividad específica:

$$v_{rp} = p_p(1 - p_p) 1k_f \quad (5.1)$$

A medida que el esfuerzo se incrementa, el volumen relativo de apuntalante ( $v_{rp}$ ) también aumenta; esto, por el bajo esfuerzo del apuntalante debido a la pérdida de permeabilidad y porosidad. Cuanto mayor es la longitud apuntalada de la fractura y mayor es el volumen de apuntalante, mayor es la producción, salvo limitantes por factores como el diámetro de la tubería de producción, el límite de conductividad realizable en la fractura, el crecimiento de la altura de la fractura y el radio de drene del pozo.

## 3) Selección del gasto de inyección.

Depende de un gran número de factores. Se deben considerar altos gastos de inyección para incrementar la eficiencia del tratamiento, como resultado de disminuir los tiempos de pérdida de fluido, incrementar el ancho y la altura de la fractura, mejorar directamente la capacidad de transporte del apuntalante debido al incremento de la velocidad de la mezcla, evitando su caída, menos degradación de la viscosidad y reducir el tiempo de bombeo. Al aumentar la presión en la superficie también aumenta el caballaje hidráulico y, por lo consiguiente, el costo.

Es difícil describir el efecto que tiene el gasto de inyección sobre la capacidad de colocar el agente apuntalante, hasta que se está realizando la fractura; ya que se pueden presentar problemas de colocación del apuntalante en el pozo en la medida que el trabajo se va desarrollando.

## 4) Selección del modelo geométrico.

Un paso en el diseño de la fractura es simular su geometría y la colocación del apuntalante, la simulación permite:

- Asegurarse de que la adición del apuntalante no cause un arenamiento no deseado.
- Determinar el fluido de tratamiento y volumen de apuntalante requerido.
- Asegurar que la concentración de apuntalante proporcione una adecuada conductividad.



---

Existe un gran número de simuladores y su operación se basa en una teoría de geometría de fractura, un modelo de pérdida de fluido y un modelo de transporte de agente de sostén. Cuando los resultados de campo varían significativamente con respecto de lo pronosticado por el simulador, lo más probable es que éste haya recibido información inadecuada. Otras veces los errores pueden ser que el simulador elegido utiliza modelos de carácter simplista. Asimismo, un sofisticado simulador tridimensional puede dar predicciones alejadas de la realidad debido a que se le introdujo mucha información supuesta.

5) Proceso de propagación de la fractura.

La interpretación de las pendientes en una gráfica logarítmica de presión neta vs tiempo permiten evaluar el comportamiento de la fractura. La teoría que soporta este criterio de evaluación está fundamentada en análisis de flujo de fluidos en medios porosos, por lo que aquí solo se presentan los criterios finales de análisis.

### **5.3 METODOLOGÍA DE DISEÑO DE UNA ESTIMULACIÓN MATRICIAL PARA CRUDOS PESADOS.**

Los procedimientos de la estimulación matricial son caracterizados por gastos de inyección a presiones por debajo de la presión de fractura, ésto permitirá una penetración del fluido a la matriz en forma radial para la remoción del daño en las inmediaciones del pozo. El éxito de una estimulación matricial depende primordialmente de la selección apropiada del fluido de tratamiento y el procedimiento de selección es muy complejo, ya que se involucran diversos factores que varían ampliamente, entre los más importantes están: el tipo, severidad y localización del daño, y su compatibilidad con el sistema roca fluido de la formación.

Dependiendo de la interacción de los fluidos de estimulación y el tipo de daño presente en la roca, se divide en dos grandes grupos:

- Estimulación matricial no ácida.
- Estimulación matricial ácida.

Ambos grupos incluyen estimulaciones de limpieza y matriciales.

➤ **Estimulación de limpieza.** Es la que permite restituir la permeabilidad natural de la formación al remover el daño.

➤ **Estimulación matricial.** Llamada también acidificación intersticial, es la que sirve para incrementar la permeabilidad natural de la formación al disolver el ácido parte del material calcáreo, agrandando los poros comunicados de la roca.

---

Al igual que en las fracturas es importante hacer la evaluación de los tratamientos matriciales. La metodología para evaluar una fractura a través de un análisis pre y post tratamiento es plenamente aceptada, pero para tratamientos matriciales este proceso no se justifica económicamente en la mayoría de los casos. Frecuentemente la eficiencia es medida solamente por un incremento aparente del índice de productividad, sin hacer un ensayo post tratamiento. Mirar solamente el incremento del índice de productividad (o de inyección) no dará necesariamente una perspectiva correcta de las condiciones óptimas para el pozo. El daño total puede determinarse con una prueba en el pozo post operación, pero sus componentes mecánicos pueden ser una parte importante, y un análisis correcto debería determinarlos. El tratamiento matricial puede solamente remover la porción que se atribuye al daño de la formación.

### **5.3.1 APROBACIÓN DEL POZO CANDIDATO.**

Cuando existe un pozo al cual se le va a aplicar este tratamiento es llamado pozo “precandidato” a estimular, el cual requiere un riguroso proceso para que finalmente se ejecute y evalúe la estimulación matricial.

Primeramente se tienen que tener en cuenta dos consideraciones importantes, una es la condición del pozo y del yacimiento, así como también la identificación del daño y los pseudodaños.

En cuanto a las condiciones del pozo se deben monitorear y analizar el historial de producción, así como poner atención a los siguientes puntos:

- Historial de presiones.
- Cambios de estrangulador.
- Producción de agua.
- RGA.
- Historial de intervenciones.
- Comportamiento del sistema artificial de producción en caso de que lo tuviese.
- Revisión de tuberías y conexiones superficiales.
- Registros geofísicos.
- Estado mecánico del pozo.
- Análisis del yacimiento.

---

Los parámetros más importantes de análisis para diseñar un tratamiento de estimulación en cuanto al yacimiento son:

- Permeabilidad.
- Presión de yacimiento.
- Porosidad.
- Mineralogía de formación.
- Densidad de los fluidos de la formación.
- Saturación de los fluidos de formación.
- Temperatura del yacimiento.
- Profundidad de la formación.
- Factor de daño.

### 5.3.2 EVALUACIÓN DEL DAÑO.

Todo pozo al inicio de su explotación o durante la misma, se encuentra dañado en menor o mayor grado y se hace imprescindible la remoción del mismo para restituir las condiciones naturales de producción. Esta remoción puede resultar difícil y costosa, por lo que el enfoque básico debe ser su prevención o por lo menos su minimización. Para lograr la remoción del daño es necesario evaluarlo y esto se puede realizar tomando en consideración los siguientes puntos:

- 1) **Revisión de operaciones previas a la actual del pozo:** Se basa fundamentalmente en las condiciones en que se perforó la zona productora, teniendo relevancia el tipo y características del fluido de perforación, así como sus pérdidas; manifestaciones de los fluidos del yacimiento; análisis de la cementación de tubería de revestimiento, así como de las operaciones subsecuentes de reparación, limpieza y estimulación.
- 2) **Análisis del comportamiento de producción:** Ésto desde la terminación hasta las condiciones actuales, incluyendo el análisis de las pruebas de formación y producción. Lo anterior se debe comparar con el comportamiento de los pozos vecinos.

---

**3) Pruebas de laboratorio:** Los estudios de laboratorio permitirán definir la mineralogía y la distribución de los minerales de la roca y reproducir las condiciones de daño. Para la determinación del daño probable de la formación y del tipo de tratamiento para la remoción del mismo.

El éxito de un tratamiento en su gran porcentaje depende de los análisis y pruebas de laboratorio, que sirven para determinar y conocer el mecanismo de daño presente en la formación a estimular, para ello se enlista una serie de análisis y pruebas más comunes.

**Análisis composicional.** Esta prueba nos permite detectar la presencia de emulsiones, sedimentos orgánicos y/o inorgánicos, etc., que puedan estar provocando el daño al yacimiento. De este análisis se puede determinar la densidad, el contenido de parafinas y/o asfáltenos y resinas asfálticas contenidas en el crudo. En forma similar para el agua se determina la densidad, Ph y sales disueltas en ella (cloruros). Además de las posibles emulsiones y sedimentos de origen orgánicos o inorgánicos (fierro).

**Análisis mineralógico:** Este análisis se realiza para determinar el contenido de minerales y su proporción en la roca de yacimiento, es de suma importancia conocer la mineralogía ya que dependiendo de ello se seleccionan el tipo de tratamiento y sus aditivos. Este análisis se puede determinar de dos formas, fluorescencia y difracción de rayos X, de los cuales se obtiene la distribución en forma cualitativa de los minerales presentes en la roca analizada.

**Análisis de agua:** Determina el problema potencial de formación de incrustaciones, ya que la alta concentración de aniones y cationes e incluso en ocasiones gases puede generar la tendencia a formar incrustaciones.

**Pruebas de compatibilidad:** De esta prueba se determina la mezclabilidad, homogeneización, dispersión y solubilidad, rompimiento de emulsiones y la mojabilidad por agua, de los fluidos de tratamiento con los fluidos de tratamiento con los fluidos contenidos en la formación productora.

**Prueba de emulsión:** Estas pruebas se realizan para determinar la cantidad de ácido separada en el menor tiempo y la tendencia a precipitados de asfáltenos o lodo asfáltico. Prueba de análisis de agua de formación. Se realiza esta prueba para determinar la tendencia de generación de incrustaciones de sales en los aparejos de producción y la precipitación de éstas en la formación.

**4) Pruebas de variación de presión:** Las cuales son la mejor herramienta para determinar el daño a la formación y la permeabilidad de la formación

---

5) **Análisis nodal:** Permite crear un modelo que simula el comportamiento de producción del pozo y evalúa un gran número de parámetros; el cual nos da acceso a cálculo de presencia de daño, pronósticos de producción, determinar caídas de presión, simular diferentes escenarios de producción variando diámetro de tuberías, estranguladores, etc.

6) **Cuantificación del daño:** Se hace con la finalidad de definir las condiciones del daño en la formación y perforaciones. Para tal efecto debe tomarse en consideración de datos de producción así como de curvas de variación de presión y del análisis nodal, herramientas con lo cual se podrá cuantificar el daño y estimar el efecto de su remoción.

### 5.3.3 SELECCIÓN DEL FLUIDO ESTIMULANTE.

Cada proceso de estimulación y cada pozo son casos especiales y diferentes, a consecuencia de sus diferentes características y problemas que presentan; para ello la selección del fluido óptimo de tratamiento es esencial. Por ello es necesario conocer el tipo de daño y el material de la formación es decir la composición mineralógica; ya que el tipo de tratamiento ya sea reactivo o no, dependerá de varios factores como la situación del estado mecánico del pozo, el aparejo deberá estar libre de materiales que afecten a la formación; así mismo se debe tener presente que la presión de bombeo debe ser mayor que la presión de la formación pero menor que el gradiente de fractura ya que de lo contrario se fracturará la roca de la formación, lo que implica no alcanzar el objetivo del tratamiento y podría desencadenar problemas como invasión de filtrado y/o canalización del fluido estimulante.

Las características del daño y no el origen del mismo, determinan el fluido de tratamiento. Se han desarrollado diferentes estrategias para seleccionar los fluidos que remueven el daño y con lo cual debemos recordar que existen reglas que deben cumplirse para prevenir problemas en la ejecución de un tratamiento entre ellas encontramos:

- 1) El uso de HF en rocas carbonatadas queda prohibido.
- 2) El HCl no reacciona con sílice o materiales arcillosos.
- 3) En formaciones arenosas se utiliza una combinación de HCl-HF.
- 4) Para mejorar la eficiencia de penetración en yacimientos con altas temperaturas se recomienda utilizar sistemas con alcoholes y ácidos orgánicos.
- 5) Para depósitos orgánicos se debe utilizar solventes, dispersantes y surfactantes.

---

De igual manera para la selección de los aditivos químicos permite proteger el pozo y evitar daños producidos durante la estimulación ácida. La primera necesidad que nació con el uso de ácidos para tratar los pozos fue la de desarrollar inhibidores de corrosión para proteger las tuberías del contacto con el ácido.

Otras propiedades que deben mantenerse son: la humectabilidad de la formación al agua, prevenir la formación de emulsiones, controlar precipitados, prevenir bloqueos por agua y estabilizar arcillas.

Hay muchos tipos de aditivos disponibles para ácidos, pero realmente solo son necesarios tres:

- Inhibidor de corrosión.
- Surfactante.
- Estabilizador de hierro.

Cualquier otro aditivo que se use es opcional y no debe aplicarse a menos que las condiciones del pozo o del yacimiento indiquen su necesidad, y debe comprobarse su compatibilidad con los fluidos de la formación. En resumen la selección del fluido de estimulación está en función del tipo de formación, la mineralogía, temperatura y de las pruebas de compatibilidad y emulsión. En la tabla 5.3 se presenta una selección de fluidos para una estimulación matricial en cuanto a una determinada situación.

Por otra parte en toda estimulación matricial, la utilización de los surfactantes se manifiesta principalmente en los siguientes fenómenos:

- **Disminución de las fuerzas retentivas de los fluidos en el medio poroso.** La acción bajotensora de los surfactantes permite reducir las fuerzas capilares en el medio poroso, este efecto tiene mayor importancia en formaciones de baja permeabilidad, de pequeños poros, donde las fuerzas retentivas causan que los hidrocarburos no fluyan con la energía disponible.

- **Mojamiento de la roca.** Cuando la formación en la vecindad del pozo llega a ser mojada por aceite, éste adhiere a la pared del poro incrementando el espesor de la película que moja la roca disminuyendo el área libre al flujo y eliminando el efecto de resbalamiento que produce una película de agua absorbida en la pared del poro. Todo esto trae como consecuencia una reducción en la permeabilidad a los hidrocarburos.

- **Rompimiento de emulsiones.** Cuando dos líquidos entran en contacto y se mezclan se llega a formar una esfera que ofrece un área de superficie mínima y una fuerte tensión interfacial.

---

Los surfactantes actúan en las emulsiones reduciendo la tensión interfacial, lo cual permite romper la rigidez de la película, o neutraliza el efecto de los agentes emulsificantes. Un surfactante debe cumplir con los requisitos siguientes:

- Reducir la tensión superficial e interfacial.
- Prevenir la formación de emulsiones o romper las existentes.
- Mojar de agua a la roca del yacimiento considerando la salinidad y el Ph del agua utilizada.
- No hinchar o dispersar las arcillas de la formación.
- Mantener la actividad de superficie a las condiciones de yacimiento.
- Ser compatible con los fluidos de tratamiento y los fluidos de la formación.
- Ser solubles en el fluido de tratamiento a la temperatura del yacimiento.

Tipo de fluido	Fluido específico	Daño a remover
➤ ÁCIDOS	HCL	Incrustaciones, taponamiento de sólidos , bloqueo por agua
	Ácido acético	Incrustaciones, taponamiento de sólidos , bloqueo por agua
	Ácido fórmico	Incrustaciones, taponamiento de sólidos , bloqueo por agua
	HF	Arcillas, incrustaciones, taponamiento por sólidos, bloqueo por agua
	HF generado in situ	Arcillas, incrustaciones, taponamiento por sólidos, bloqueo por agua
➤ SOLVETES	Solvente mutuo	Bloqueo por agua, emulsión cambio de mojabilidad
	Solvente aromático	Asfaltenos, parafinas, taponamiento por lubricantes
	EDTA	Incrustaciones de sulfatos
➤ AGUA	Agua caliente	Parafinas

**Tabla 5.3- Selección de fluido según el daño en una estimulación matricial.**



---

### 5.3.4 Procedimiento operativo para realizar una estimulación

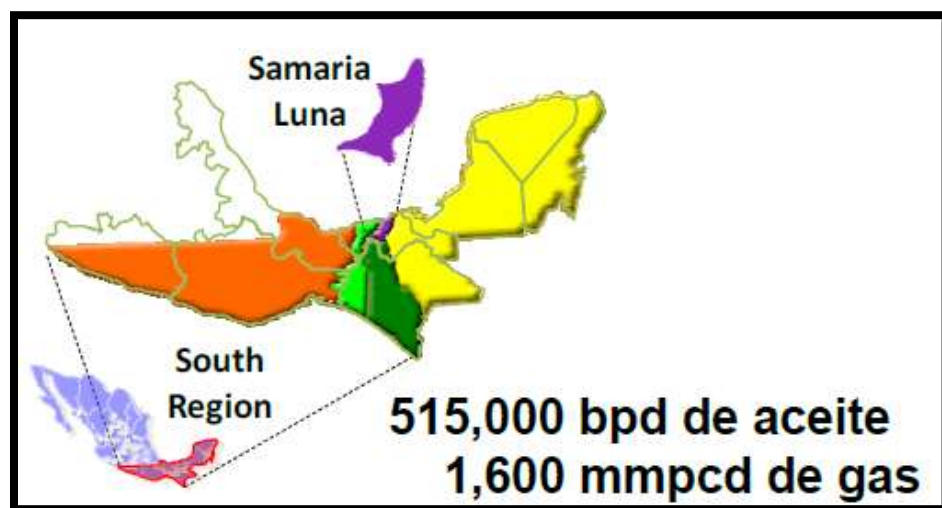
- 1) Actualizar el estado mecánico del pozo, el cual debe incluir: asentamiento de tuberías de explotación, aparejo de producción con diámetros, librajes y profundidades, anomalías, intervalos abiertos, etc.
- 2) Analizar el programa de la estimulación.
  - 2.1) Seleccionar el fluido de estimulación.
  - 2.2) Calcular la presión y gastos máximos de inyección.
  - 2.3) Calcular la presión de fractura.
  - 2.4) Calcular el volumen y concentración del fluido prelavador (precolchon).
  - 2.5) Calcular el tiempo de inyección del prelavado.
  - 2.6) Calcular el volumen y el sistema del ácido.
  - 2.7) Calcular el tiempo de inyección del sistema ácido.
- 3) Elaborar un programa operativo alternativo para solventar cualquier problema que se pudiera presentar durante el desarrollo de la operación (comunicación de aparejo, fuga en el árbol de válvulas etc.).
- 4) Realizar una reunión de seguridad con el personal involucrado (jefe de pozo, producción, seguridad industrial, servicio a pozos, compañías, etc.), explicando la importancia y los alcances de la operación.
- 5) Asignar tareas y funciones específicas al personal que intervendrá.
- 6) Supervisar la instalación y prueba hidráulica de las unidades de bombeo y líneas de control, siguiendo el procedimiento descrito en la sección
- 7) Represionar el espacio anular con la mitad de la presión máxima de inyección esperada, para detectar anomalías.
- 8) Recircular los productos de tratamiento antes de bombearlos al pozo, para su homogeneización (30 minutos como mínimo) recupere una muestra de los fluidos de tratamiento.
- 9) Efectuar la inyección de los fluidos de tratamiento según programa, monitoreando continuamente la presión en la TP y el espacio anular.
- 10) Al terminar el programa de bombeo, verificar presiones de cierre, final y la estabilizada después de 10 minutos de cerrado el pozo.
- 11) Realizar el análisis posoperativo del incremento de productividad esperado.

---

## 5.4 CASOS DE APLICACIÓN EN MÉXICO Y EL MUNDO.

### 5.4.1 APLICACIÓN EN MÉXICO EN EL ACTIVO SAMARIA-LUNA.

El proyecto Samaria somero tiene como objetivo extraer las reservas de crudo pesado y extra pesado en yacimientos de la región sur, está localizado a 20 km NW de Villahermosa Tabasco; donde se sometieron cuatro campos petroleros (Samaria, Iride, Carrizo y Platanal), donde se perforaron 110 pozos de los cuales están operando 70, 59 de crudo pesado y 11 de crudo extrapesado.



**Figura 5.4- Región sur.**

En el año 2007 se inició la reactivación del desarrollo del Campo Samaria incrementando la producción de 500 a 14000 bpd, ésto a lo largo de cuatro etapas y metas al 2012-2013.

En la primera etapa con 20 pozos se inició la etapa de desarrollo inicial con una producción máxima de 2.8mbpd; con un yacimiento de las siguientes características:

	Extra pesado	Pesado
Área	7.9	4.4
P ini (Kg/cm <sup>2</sup> )	97	200-150
P act (Kg/cm <sup>2</sup> )	97	170-120
P sat (Kg/cm <sup>2</sup> )	84	150
T (°C)	45-47	60-80
Profundidad (mbNM)	600-900	1100-2200
Tipo de empuje	Expansión de roca -fluidos	Empuje hidráulico y expansión roca-fluido

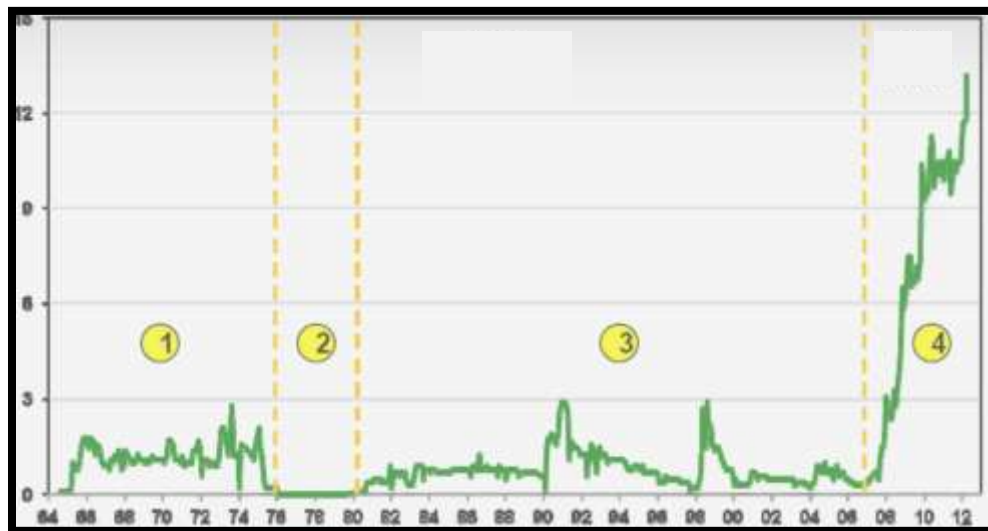
**Tabla 5.4- Características del campo Samaria.**

	Extra pesado	pesado
Tipo de yacimiento	Aceite negro viscoso	Aceite negro
Litología	Arenas no consolidadas	Arenas no consolidadas
Formación	Paraje Solo	Paraje Solo-Filisola
Espesor bruto	300 -500 (m)	400-600 (m)
Espesor neto	120-150 (m)	150-200 (m)
Porosidad	20-40%	20-40%
Saturación de agua	10-20%	10-30%

<b>Permeabilidad</b>	3000-5000 (mD)	400-4000 (mD)
<b>Viscosidad</b>	6000-45000 (cp)	200-2000 (cp)
<b>Densidad del aceite</b>	5 – 10 °API	12-18 °API
<b>RGA</b>	1-10 (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	60-120 (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )
<b>Tipo de fluido</b>	Extrapesado	Aceite pesado y mediano

**Tabla 5.4- Características del campo Samaria.**

Para la etapa 2 (1977-1979) se descubre una formación del Mesozoico y a consecuencia de estrategias de planeación se decide cerrar el campo. Para el año de 1980 al 2006 en la tercera etapa, se procedió a reparar 17 pozos por medio de la estimulación matricial en algunos pozos con ácido fluorhídrico mezclado con HCL y en otros se usó el ácido fluorhídrico con ácidos orgánicos. Para finales del año 2006 se alcanzaron picos de producción de 209 mbpd, iniciando en este año la inyección de agua y la extracción de crudo extra pesado y pesado; en el Campo Samaria se realizó mediante la inyección alternada de vapor y con la implementación de estimulaciones matriciales y fracturamientos hidráulico para abrir otros intervalos a producción; también se colocaron sistemas artificiales de producción como el bombeo mecánico y el neumático.

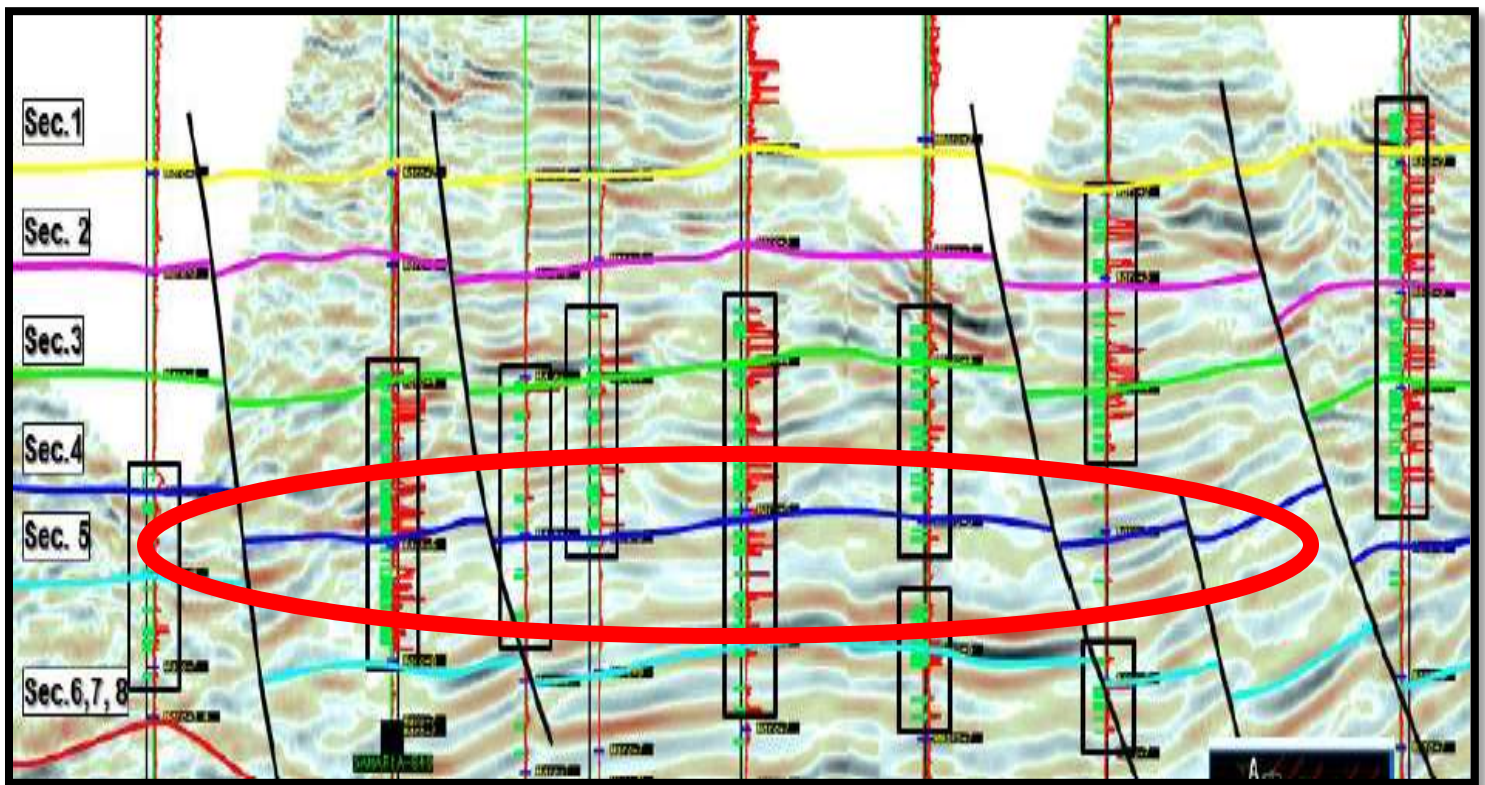


**Figura 5.5- Producción de aceite pesado.**

Para la cuarta etapa del desarrollo dl Campo Samaria se alcanzaron metas de producción de crudo extra pesado de 14000 bpd y de crudo pesado de 9232 bpd, ya para finales del 2012 la producción de crudo aumento a 12500

bpd de crudo pesado con el uso de estimulaciones ácidas en los pozos de mayor producción o que presentaron algún daño que aminoraran su producción.

Para el campo Iride, Platanar y Carrizo se encontraron presiones alrededor de 755 y 1847 psi y temperaturas mayores de los 65 °C; por lo cual se perforaron pozos de desarrollo para confirmar secuencias litológicas en profundidades que van de los 545 a 1400 metros. Los cuales resultaron exitosos, y se observan límites secuenciales, además de buenas correlaciones laterales con algunas discontinuidades y espesores mayores de 50 metros; estas metas se lograron gracias al pozo Íride 754.



**Figura 5.6- Sísmica del campo Samaria.**

Ya con el desarrollo de estos campos se procedió a la implementación de equipos de monitoreo e instrumentación de los árboles de válvulas, así como un nuevo estudio para usar sistemas artificiales de producción encontrando limitaciones en el uso de éstos, por ejemplo a los 80°C se puede usar el bombeo neumático y por debajo de esta temperatura se debe emplear al bombeo mecánico, ésto es porque la viscosidad del aceite aumentará. Por otra parte con el uso de estimulaciones ya sea reactivas o fracturamientos hidráulicos y en combinación con mejoramiento del crudo se logró incrementar su movilidad y maximizar su producción.



**Figura 5.7- Pozo samaria sometido a estimulación matricial.**



**Figura 5.8- Pozo Samaria con bombeo mecánico.**



### 5.4.3 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN ARENAS ALTAMENTE COMPACTAS DE CAMPO YUCAL, GUARICO, VENEZUELA.

El campo Yucal se encuentra en la Cuenca Oriental de Venezuela, está delimitado al este por el sistema de fallas de Anaco-Altamira y el sistema de fallas Úrica, al sur con el cratón de Guayana y al norte la Cordillera de la Costa. En la siguiente figura se muestra la columna estratigráfica, de las formaciones del Campo Yucal.

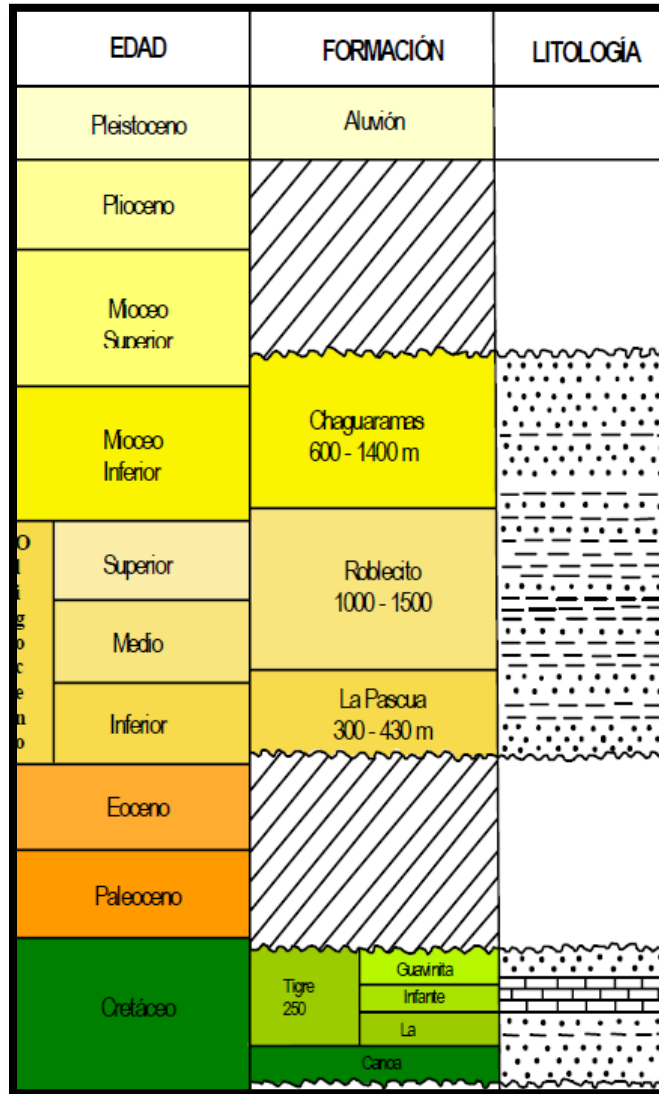


Figura 5.10- Columna estratigráfica del Campo Yucal, Venezuela.

Después de realizar los cálculos y registros tanto de presiones y temperaturas se utilizó un fluido base aceite, el cual se premezcló durante toda la noche antes del tratamiento. El tratamiento empezó con 2000 galones, pero surgieron problemas en el espacio anular ya que el Hydril estaba fugando fluido de control. Al llegar a la



---

formación el ritmo de bombeo se redujo a 10 bpm hasta crear una fractura reducida y al aumentar a 20 bpm se empezó a introducir el agente sustentante que en promedio fue de 33000 lb.

Al finalizar el tratamiento de fractura, se abrió el pozo al separador de prueba, retornando 400 bbl de fluido fracturante por más de 12 horas, después de este tiempo se manifestaron hidrocarburos pesados de manera intermitente. Por lo tanto se tomó la decisión de cerrar el pozo para que éste restituyera su presión. Posteriormente se implementaron bombes mecánicos y también se realizaron estimulaciones matriciales para la limpieza de los pozos.



**Figura 5.11- Pozo en el campo Yucal con bombeo mecánico.**

---

#### 5.4.4 CASO DE APLICACION: FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

El fluido de tratamiento es clasificado como sucio o limpio dependiendo de su ubicación durante el proceso de bombeo. Por ejemplo el gasto limpio es considerado desde que el fluido sale de los tanques, pasa por el equipo de hidratación y llega al equipo encargado de mezclar los aditivos con la arena y el fluido limpio “Blender”. Una vez que el fluido sale del “Blender” es considerado como sucio y por consiguiente los volúmenes asociados a cada etapa son denominados de la misma forma.

#### Elaboración de la Cédula de Bombeo de un fracturamiento hidráulico en la región sur.

La cédula de bombeo para un fracturamiento convencional consta principalmente de:

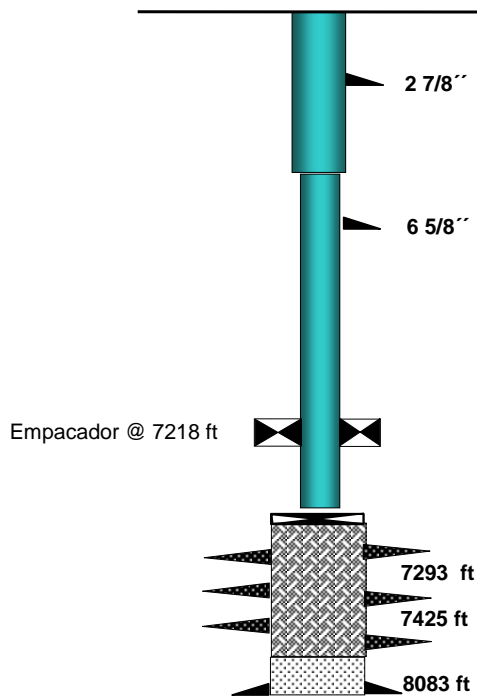
- a) Etapas
- b) Concentración por etapa
- c) Volumen limpio por etapa
- d) Gasto limpio por etapa
- e) Gasto Sucio por etapa
- f) Volumen limpio por etapa
- g) Volumen de mezcla por etapa
- h) Libras bombeadas por etapa
- i) Acumulado de libras
- j) Tiempo de bombeo por etapa.
- k) Tiempo total de bombeo

Considerando los datos siguientes se procedió al cálculo de la celda de bombeo para un fracturamiento hidráulico y el tiempo de operación.

<b>Etapas</b>	<b>10</b>
<b>Concentración de arena</b>	1ppa
<b>Apuntalante</b>	Arena 20/40
<b>Gasto de fractura</b>	30 bpm
<b>Volumen limpio</b>	57808 gal

**Tabla 5.5.- Datos de operación.**

**Figura 5.12.- Estado mecánico del pozo (Región sur)**



Primero se determinó el volumen de desplazamiento, el cual se obtiene calculando el volumen interno de la tubería al tope de los disparos.

$$\text{Volumen de desplazamiento} = (0.00579 \text{ bbl/ft}) (7,218) \text{ ft} + (0.03258 \text{ bbl/ft}) (75) \text{ ft} = 44.23 \text{ bbl} = 44.23 \text{ bbl} = 1.857.9 \text{ galones}$$

El tipo de apuntalante es arena de malla 20/40, por lo tanto la gravedad específica que vamos a utilizar para todos los cálculos es 2.65. Consecuentemente se determinó el gasto limpio y el gasto de arena por etapa, así como el acumulado de arena por etapa.

$$\text{Gasto Limpio} = \frac{[\text{Gasto Sucio (gal)}] \times [\text{Gravedad Especifica} \times 8.34 \text{ (lb/gal)}]}{[\text{Gravedad Especifica} \times 8.34 \text{ (lb/gal)}] + \text{Concentracion (ppa)}}$$

---

Sustituyendo:

$$\text{Gasto Limpio} = \frac{[1260(\text{gal})] \times [2.65 \times 8.34(\text{lb} / \text{gal})]}{[2.65 \times 8.34(\text{lb} / \text{gal})] + 1(\text{ppa})} = 28.70 \text{ bpm}$$

Para las primeras etapas debido a que la concentración de arena es cero el gasto de arena también es cero para las etapas siguientes la concentración de arena es diferente de cero.

Conocemos el gasto sucio y el gasto limpio por etapa, ahora podemos determinar el volumen que ocupa la arena restando el gasto limpio al gasto sucio y determinar cuanta arena es necesaria para obtener dicho volumen. Para determinar el volumen sucio por etapa es necesario determinar el volumen que ocupan las libras y sumarlo al volumen limpio; de tal forma que:

$$\text{Vol Sucio} = \text{Vol Limpio} \left[ 1 + \frac{\text{Concentracion (ppa)}}{\text{Gravedad Especifica} \times 8.34(\text{lb} / \text{gal})} \right]$$

Sustituyendo:

$$\text{Vol Sucio} = 3000 \text{ (gal)} \left[ 1 + \frac{1 \text{ (ppa)}}{2.65 \times 8.34(\text{lb} / \text{gal})} \right] = 3135.74 \text{ (gal)} = 74.66 \text{ (bbls)}$$

De igual manera se determinó el tiempo de ejecución por etapa de la siguiente manera:

$$\text{TIEMPO} = \frac{\text{VOLUMEN SUCIO}}{\text{GASTO}}$$

Sustituyendo:

$$\text{TIEMPO} = \frac{250 \text{ bbl}}{30 \text{ bbl/min}} = 8.33 \text{ min}$$

Cada paso se va realizando para obtener cada etapa, obteniéndose la siguiente tabla de operación:

ETAPA	CONC. POR ETAPA DE ARENA	VOL. LIMPIO	GASTO			VOLUMEN				TIEMPO MINUTOS	TIEMPO ACUMULADO
			SUCIO	LIMPIO	ARENA	SUCIO		LIMPIO			
						ETAPA	ACUMULAD	ETAPA	ACUMULAD		
	ppa	gal	bbbs	bbbs	lbs	bbbs					
1	0	30	30	0	0	250	250	250	250	8.33	8.33
2	0	30	30	0	0	238.1	488.1	238.1	488.1	7.94	16.27
3	1	30	28.7	1205.46	1205.46	74.66	562.76	71.4	559.5	2.38	18.65
4	2	30	27.51	2310.88	3516.34	103.86	666.61	95.2	654.7	3.17	21.82
5	3	30	26.41	3328.23	6844.56	135.21	801.82	119.25	773.8	3.97	25.79
6	4	30	25.4	4267.62	11112.18	168.71	970.53	142.86	916.6	4.76	30.55
7	5	30	24.47	5137.68	16249.86	145.98	1116.5	119.05	1035.71	3.97	34.52
8	6	30	28.59	5945.82	22195.68	181.64	1298.15	142.26	1178.57	4.7	39.22
9	7	30	22.78	6698342	28894.11	202.21	1500.36	154	1332.14	5.2	44.42
10	0	30	30	0	28894.11	44.24	1544.6	44.4	1376.38	1.47	45.89

Tabla 5.6.- Cedula de bombeo.

---

Dando como resultado un tiempo de operación estimado de 45.89 minutos, pero durante la operación de fracturamiento en la etapa 6 se paró la operación a consecuencia de que una bomba dejó de funcionar a consecuencia de los empaques. Por lo cual se recalculó el cedula de operación y se obtuvo el volumen de la tubería al fondo de los disparos, el cual es 48.53 bbls.

Sabemos de la cédula de bombeo que justamente a la mitad de la etapa de 6 ppa se han bombeado 90.82 bbl de mezcla de la etapa más el volumen de mezcla de las etapas anteriores, lo que significa que la cantidad libras introducidas a la formación es  $16249.86 \text{ lbs} + 42.29 \text{ bbl} (5945.82 \text{ lbs} / 181.64 \text{ bbl}) = 17,636.01 \text{ lbs}$ .

Por consiguiente se determinó el tope de arena en el fondo del pozo lo cual se calcula de la siguiente forma:

$$(48.53 \text{ bbls de capacidad de la tubería}) \times (5945.82 \text{ lbs} / 181.64 \text{ bbl}) = 1588.6 \text{ lbs de arena dentro de la tubería}$$

Dichas libras ocupan una longitud dentro de la tubería de:

$$\text{Longitud (ft)} = \frac{(\text{lbs})\text{Arena}}{\text{Densidad Total (lbs / gal)}} \times \frac{1}{\text{Capacidad Tubería (gal / ft)}}$$

$$\text{Longitud (ft)} = \frac{1588.6(\text{lbs})}{14.3(\text{lbs / gal})} \times \frac{1}{1.36826(\text{gal / ft})} = 81.19 \text{ ft}$$

Por lo tanto el tope de arena es **8,083 ft – 81.19 ft = 8001.8 (ft)**

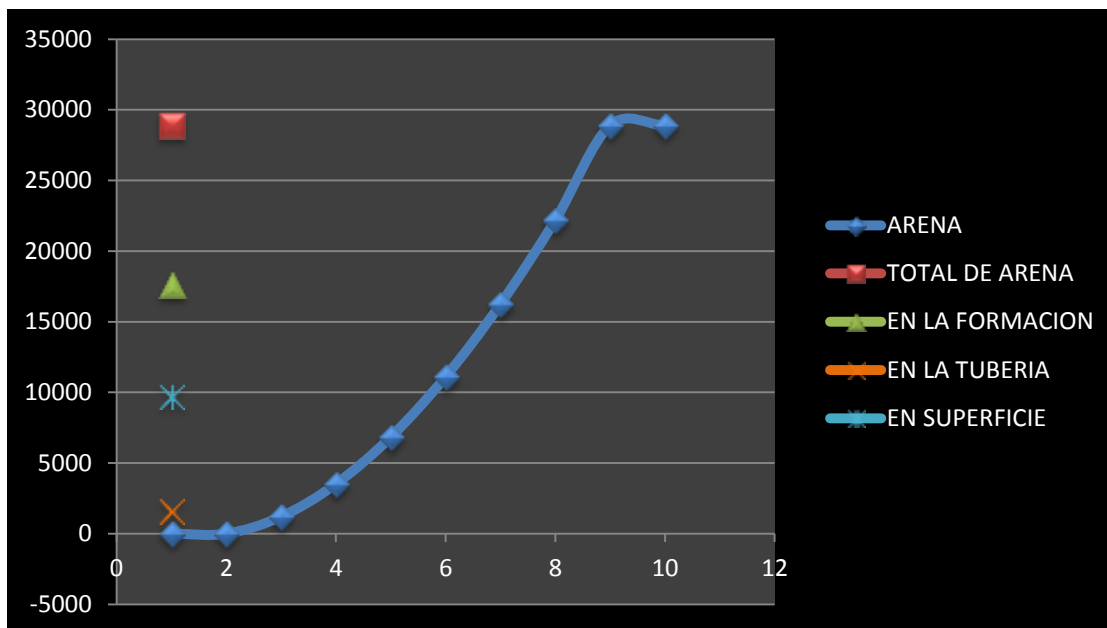
Por último se determinó la cantidad de arena en la superficie para tener los contenedores para la disposición de los residuos, estos residuos se calculan restando las libras totales menos las que se han introducido a la formación menos las libras que se quedaron en la tubería

Libras totales = **28,894.11**

Libras Introducidas a la formación = **17,636.01**

Libras dentro de la tubería = **1,588.6**

Libras en superficie = **9,669.5**



**Figura 5.13.- Gráfico de resultados**

Después del procedimiento de fractura, los análisis posoperatorios arrojaron los siguientes datos:

PARAMETROS

PRESION INICIAL	1260 psi
PRESION DE FRATURA	2130 psi
PRESION MAXIMA	4770 psi
GASTO DE INYECCION	30bpm
TOTAL DE ARENA	28894.11 lb
LONGITUD DE LA FRACTURA	261 m
LONGITUD APUNTALADA	174m
ALTURA DE LA FRACTURA	37m
ALTURA APUNTALADA	13m
ANCHO MAXIMO DE LA FRACTURA	.65 in
CONDUCTIVIDAD	3553 md-ft
PRESION AL CIERRE	1.42 lb/ft <sup>2</sup>

**Tabla 5.7.-Parametros de resultados.**

### 5.4.5 APLICACIÓN EN POZO TETETE-12, ECUADOR

Tetete-12 es un pozo perforado y terminado en 1992, su etapa productiva comenzó en marzo de 1993 con 240 bppd con una producción de agua del 48%. Durante el periodo de enero a junio del 2006 comenzó a presentarse una producción de arena y en los últimos reportes hubo una producción de 119 bppd y una producción de agua del 90%. El pozo presentó los siguientes datos al momento de que se tomara la decisión de estimularlo ácidamente:

DATOS	
Formación	Arena consolidada
Temperatura	220 °F
Presión del yacimiento	3800 psi
Permeabilidad absoluta	144 md
Porosidad	13%
Viscosidad	1.8 cp
API	18.2
Altura perforada	12 ft
Salinidad	8000 ppm Cl
Empuje	Casquete de gas
Ph del agua	6.4

**Tabla 5.8.-Datos del pozo.**

El objetivo del tratamiento es realizar una estimulación matricial con una combinación de sistemas de modificadores de permeabilidad relativa, con el uso de HF para bajar el corte de agua e incrementar el flujo de aceite sin alterar las propiedades de la formación rocosa.

El tratamiento consta de cuatro fases las cuales la primera es de HF al 15% el cual es el ácido para la limpieza de la matriz rocosa, la segunda fase es el acondicionador para la facilitar la penetración de 5 pies del tratamiento, la tercer fase es el tratamiento modificador de permeabilidad relativa para una penetración relativa de 10 pies y la cuarta fase es la introducción del lavado para retirar las precipitaciones e impurezas que se derivaran del tratamiento; en la siguiente tabla se muestran las fases y los componentes que la forman:



PRIMERA FASE	
Agua filtrada	528 gal
Bifloruro de amonio	310 lbs
Inhibidor de corrosión	2 gal
Secuestrante de hierro	8 gal
Solvente base agua	25 gal
Surfactante no-iónico	8 gal
Retardador de ácido	25 gal
HF- HCl al 34%	41 gal

**Tabla 5.9.- Primera fase de la estimulación matricial.**

SEGUNDA FASE	
Agua filtrada	749 gal
Cloruro de amonio	126 lbs
Solvente mutual	84 gal
Surfactante no-iónico	4 gal
Control de finos	3 gal

**Tabla 5.10.- Segunda fase de la estimulación matricial.**

TERCERA FASE	
Agua filtrada	3018 gal
Cloruro de potasio	651 lbs
Surfactante no-iónico	42 gal
Modificador de permeabilidad	252 gal
Control de finos	13 gal

**Tabla 5.11.- Tercera fase de la estimulación matricial.**

CUARTA FASE	
Agua filtrada	1100 gal
Control de arcillas	2 gal
Surfactante no-iónico	5 gal

**Tabla 5.12.- Cuarta fase de la estimulación matricial.**

Una vez terminada la inyección de las diferentes fases y aditivos del tratamiento, se realizaron pruebas de flujo y de presión, esto para determinar principalmente las permeabilidades relativas y factores de resistencia al flujo. El flujo pre y pos-tratamiento fueron realizados a gastos constantes; después de la aplicación del tratamiento y de las pruebas realizadas se obtuvieron los siguientes resultados con un costo aproximado de 65000 USD:

	DESCRIPCION	
	PRE-TRATAMIENTO	POS-TRATAMIENTO
<b>Kw</b>	142 md	31.5
<b>Ko</b>	674 md	562
<b>FR</b>	--	4.51
<b>Qo</b>	119 bppd	230 bppd

**Tabla 5.13.-Análisis pre y pos operativo**

---

# **CONCLUSIONES**

---

---

A lo largo de esta tesis se desarrollaron dos tipos de estimulaciones como lo es el fracturamiento hidráulico y la estimulación matricial son métodos de estimulación muy efectivos, en los cuales intervienen diversas disciplinas y conocimientos que hacen posible su aplicación en pozos de aceite pesado. Dichos tratamientos desde sus orígenes tienen como finalidad el aumento de la conductividad hidráulica de la formación, esto para hacer fluir a los hidrocarburos mejor y más fácilmente.

Son métodos altamente usados puesto que su correcta aplicación resuelve de manera importante problemas como el daño a la formación en sus diversas etapas de vida del pozo, así mismo remedian problemas relacionados con la formación como la baja permeabilidad, operaciones que afectaron al pozo y por consiguiente a la formación productora; además la remoción del daño es una opción para restituir la producción o aumentarla.

El fracturamiento hidráulico es un método muy efectivo, en el cual desde su inicio se provee a la formación de canales altamente conductivos por donde fluirán los hidrocarburos al pozo. En el caso de los crudos pesados una de las características es que los hidrocarburos se ven limitados en cuanto a conductividad natural de la formación. Es importante mencionar que en la actualidad las empresas cuentan con grandes avances tecnológicos tanto en equipos de fracturamiento, técnicas y simuladores, para que el diseño y la ejecución sean económicamente rentables. También en la estimulación matricial regularmente cumple con el objetivo que es la remoción del daño en la vecindad del pozo, pero existe la problemática que monitorear y es cuando no se tiene una penetración mayor en una formación de interés es debido a que el ácido se debilitó antes de lograr llegar al objetivo esperado.

Sin embargo, como ya se ha mencionado, en estos procesos de estimulación se tienen que cuidar aspectos como la calidad de los fluidos usados y la adición de materiales para el mejoramiento y/o prevención de situaciones que dañen aún más al sistema roca-fluidos. De tal manera que ya sea una estimulación ácida o un fracturamiento hidráulico e inclusive en casos de un fracturamientos ácido, un punto medular es el cuidado del gasto y la presión de inyección, el mismo pozo y las diversas presiones que se verán afectadas.

Por otra parte cabe mencionar que los costos de los pozos dependen del tipo de terminación, la profundidad perforada y de la longitud del intervalo que será explotado, sin olvidar las características del yacimiento. La selección incorrecta de la técnica de terminación tiene como resultado un pronto abandono del pozo, mientras que la selección adecuada prolonga su vida productiva.

---

También estos dos métodos de estimulación son ampliamente usados en la actualidad para pozos de aceite pesado y extrapesados en combinación de un método de recuperación secundaria y/o mejorada, esto para maximizar la recuperación de hidrocarburos, a consecuencia del panorama actual donde los hidrocarburos pesados han dado un giro y han adquirido una gran importancia ante la problemática energética.

Hace dos décadas, cuando los grandes yacimientos convencionales empezaron a escasear, la industria petrolera se embarcó en la búsqueda de nuevos hidrocarburos hasta lograr perforar pozos a 6000 metros de profundidad en el lecho marino como es el caso de Venezuela y de 8000 en Brasil. Hoy, el desarrollo tecnológico abre las puertas a nuevos retos como explorar las zonas árticas y, en aproximadamente 10 años, el petróleo procedente de las aguas profundas puede suponer una cuarta parte de la producción mundial. Las empresas de petroleras innovan en diversos campos, desde la ingeniería a las tecnologías de la información, para alcanzar objetivos cada vez más profundos, más remotos y más difíciles de acceder.

---

## Apéndice 1- Bibliografía.

### **CAPITULO 1- –ANTECEDENTES, FUNDAMENTOS DE MECÁNICA DE LAS ROCAS Y LOS FLUIDOS**

- 1) Fundamentals of Reservoir Engineering. - L.P. DAKE 1998 (17°).
- 2) Reservoir Mechanics. - Wyllie, M.R.J, 1962.
- 3) Mecánica de las Rocas.- Schlumberger, 2010.
- 4) Mecánica de los Fluidos.- Frank M. White, 2004.
- 5) Mecánica de los fluidos.- Alfonso Estrada Sánchez, 1996.
- 6) Fundamentos de mecánica de las rocas.- Coates, 1973.
- 7) Geología aplicada.- Oscar Plaza, 2003.
- 8) Física Conceptos y Aplicaciones.- Tippens, 2001.
- 9) Manual de estimulación matricial de pozos petroleros.- M.I. Carlos Islas, 1991.
- 10) Apuntes de principios de mecánica de yacimientos.- Rafael Rodríguez Nieto, 1980.
- 11) Petroleum Reservoir Engineering. - Amyx and J. W Bass, 1960.

### **CAPITULO2.-EL DAÑO A LA FORMACIÓN PRODUCTORA**

- 1) Apuntes de estimulación de pozos.- Ing. Francisco Garaicochea, UNAM 1979.
- 2) Manual de estimulación de pozos petroleros, CIPM.- M.I. Carlos Islas silva, 1991.
- 3) Reservoir system quality and performance. - Hartmann & Beaumont, 2008.
- 4) Productividad de pozos petroleros.- Jetzabeth Ramírez Sabag, Gerardo Lozano y Rodolfo Carlos Pérez UNAM, FI 2007.
- 5) Apuntes de producción de pozos II.- Héctor Díaz Zertuche, 1980.
- 6) Apuntes de evaluación de la producción.- Cinco Ley H, UNAM, FI 1984.
- 7) Ingeniería de producción de petróleo. Explotación de los campos petroleros.- Uren, C.L, 1965.
- 8) Daño a la formación.- PDVSA, CIED 1997.
- 9) An Overview of Formation Damage and Well Productivity in Oilfield Operations. - R.F. Krueger, 1986.
- 10) An Overview of Formation Damage. - K.E. Porter, 1989.

### **CAPITULO 3-LA ESTIMULACIÓN MATRICIAL**

- 1) Manual de estimulación de pozos petroleros, CIPM.- M.I. Carlos Islas silva, 1991
- 2) Datos proporcionados por el activo integral Muspac, 2011.
- 3) Apuntes de estimulación de pozos.- Ing. Francisco Garaicochea, UNAM 1979.
- 4) Apuntes de terminación de pozos.- Ing. Francisco Garaicochea -Benítez, UNAM, FI 1983.
- 5) Guía 6 de diseño para la estimulación de pozos.- PEMEX, 2008.
- 6) Manual de evaluación de formaciones.- Mora Ríos, Región sur; PEP-1995.
- 7) Fundamentos de ingeniería de yacimientos.- Freddy Humberto Escobar, 2004.
- 8) Oil well stimulation. - Schechter R., 1992.
- 9) Reservoir Stimulation. - K.G. Nolte, 1989.
- 10) Chemical Stimulation manual. - Halliburton Services, 1988.

---

## **CAPITULO 4 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO**

- 1) Fundamentos de ingeniería de yacimientos.- Freddy Humberto Escobar, 2004.
- 2) Fracturamiento hidráulico con canales de flujo abiertos.- Emmanuel D´ Huteau, 2011.
- 3) Caracterización de un fluido de fracturamiento hidráulico.- Alondra Hernández Amador, 2012.
- 4) Yacimientos naturalmente fracturados.- Schlumberger, 2011.
- 5) Operaciones de refracturamiento hidráulico.- George Doizer- Jack Elbel.- 2003.
- 6) Catálogos de maquinaria.- Halliburton Services, 2005.
- 7) Guía 7 de diseño para fracturamiento hidráulico.- PEMEX, 2008.
- 8) Recent advances in hydraulic fracturing. - SPE, 2003.
- 9) Basics of hydraulic fracturing. - Smith, M.B, 2000.
- 10) Hydraulic fracture propagation in formation. - Daneshy & Crove, 1978.

## **CAPITULO 5 – CRUDOS PESADOS, METODOLOGÍA DE DISEÑO Y APLICACIONES**

- 1) Halliburton management system. “EIT MANUAL”, 1999.
- 2) Benefits, challenges and results of hydraulic fracturing in heavy oil industry. - Schlumberger. Holditch, Stephen, 2002.
- 3) Well Stimulation, Texas A&M University and Halliburton Services Capítulo 17, Lewis & Daneshy, 2001.
- 4) Fracturamiento hidráulico.- BAKERHUGES, 2004.
- 5) Apuntes de temas selectos de ingeniería petrolera.- Ing. Carlos Morales Gil, 2011.
- 6) Oil well stimulation. - Schechter R.S., 1992.
- 7) Tecnologías para desarrollar yacimientos de crudo pesado.- Edward Hanzlik, 2006.
- 8) Yacimientos de petróleo pesado.- Schlumberger, 2003.
- 9) Alternativas tecnológicas para el manejo de crudos pesados y residuales.- Ramón Sánchez, 2006.
- 10) Guía 7 de diseño para fracturamiento hidráulico.- PEMEX, 2008.
- 11) Guía 6 de diseño para la estimulación de pozos.- PEMEX, 2008.

---

## Apéndice 2 - Nomenclatura

- A.**- Área
- D.**- Diámetro del agujero
- g.**- Aceleración de la gravedad
- E.**- Modulo de Young
- k.**- Permeabilidad de la formación
- pH.**- Potencial hidrogeno
- p<sub>p</sub>.**- Presión de poro o presión de formación
- p<sub>w</sub>.**-Presión de pozo
- p<sub>wf</sub>.**- presión de fondo fluyendo
- q<sub>i</sub>.**-Gasto de inyección
- r<sub>w</sub>.**-Radio del pozo
- S.**- Daño
- T<sub>bh</sub>.**- Temperatura de fondo
- Z.**-Factor de comlesibilidad
- H.**- Profundidad
- h.**- Espesor del yacimiento
- IP.**-Índice de productividad
- k<sub>m</sub>.**- Permeabilidad mejorada
- k<sub>s</sub>.**- Permeabilidad de la zona dañada
- k<sub>v</sub>.**- Permeabilidad vertical
- k<sub>v<sub>w</sub></sub>.**- Permeabilidad vertical efectiva al agua
- L.**- Longitud Horizontal del Pozo
- N<sub>p</sub>.**- Producción Acumulada
- p<sub>ws</sub>.**- Presión de fondo estática
- q<sub>i</sub>.**- Gasto de Inyección
- q<sub>imax</sub>.**-Gasto Máximo de inyección
- r<sub>e</sub>.**-Radio de drene
- r<sub>w</sub>.**-Radio del pozo
- S.**-Factor de daño



---

**$t_i$**  .-Tiempo de inyección  
**V** .-Volumen  
 **$V_{ACID}$**  .-Volumen de ácido  
 **$\beta$**  .-Índice de anisotropía  
 **$\Delta P$**  .-Diferencia de presión  
 **$\phi$**  .-Porosidad  
 **$\mu$**  .-Viscosidad  
**a** .-Extensión del volumen de drene, paralela al pozo horizontal  
 **$a'$**  .-Mitad del eje mayor de la elipse de drene  
**b** .-Extensión del volumen de drene, perpendicular al pozo horizontal  
**E** .-Eficiencia de flujo  
 **$F_R$**  .-Relación de reemplazamiento  
 **$k_o$**  .-Permeabilidad efectiva al aceite  
 **$k_{rw}$**  .-Permeabilidad relativa al agua  
 **$k_{ro}$**  .-Permeabilidad relativa al aceite  
 **$k_s$**  .-Permeabilidad de la zona dañada  
 **$\Delta p_s$** .- Caída de presión a través de la zona dañada  
 **$\Delta p_{wf}$** .- Caída de presión de fondo fluyendo  
 **$\Delta \rho$**  .-Constante de densidades  
 **$\gamma$**  .-Gravedad específica  
 **$\sigma$**  .-Esfuerzo  
 **$\rho$**  .-Densidad de fluido  
**D**.- Profundidad

---

*"Hay una fuerza motriz más poderosa que el vapor, la electricidad y la energía atómica... La voluntad."*

*=Albert Einstein=*

---