



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**LA PRUEBA MINIFRAC COMO HERRAMIENTA
BÁSICA PARA TOMAR DECISIONES EN EL
FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN UN POZO
PETROLERO**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERA PETROLERA

P R E S E N T A:

ESTEPHANIE REYES LOBATO



**DIRECTOR DE TESIS:
ING. MANUEL JUAN VILLAMAR VIGUERAS**

MÉXICO D. F.

2016



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA
TIERRA

Aceptación de Trabajo Escrito

DR. CARLOS AGUSTÍN ESCALANTE SANDOVAL
DIRECTOR DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA
DE LA U.N.A.M.
Presente.

En relación con el Examen Profesional de **REYES LOBATO ESTEPHANIE**, registrada con número de cuenta **308276457** en la carrera de **INGENIERÍA PETROLERA**, del cual hemos sido designados sinodales, nos permitimos manifestarle la aceptación del trabajo escrito desarrollado por la citada alumna.

Atentamente.

ING. JAVIER ARELLANO GIL

FECHA DE ACEPTACIÓN: 10/dic/2015

ING. MANUEL JUAN VILLAMAR VIGUERAS

FECHA DE ACEPTACIÓN: 10/dic/2015

ING. MARIO ROSAS RIVERO

FECHA DE ACEPTACIÓN: 03/02/2016

ING. JAVIER MANCERA ALEJANDREZ

FECHA DE ACEPTACIÓN: 21/ene/2016

ING. JUAN CARLOS SABIDO ALCANTARA

FECHA DE ACEPTACIÓN: 25/ENERO/2016

FECHA DE EMISIÓN: 07 de Diciembre de 2015

Agradecimientos

A mis padres, Líz y Lorenz, por todo el amor y cariño.

A mi mamá, por su apoyo incondicional, sus consejos y por orientarme a descubrir la asertividad.

A mi papá, por su paciencia y admirable iniciativa. Por mostrarme que la responsabilidad, el compromiso y la dedicación siempre dan excelentes resultados.

A Eli, por todo lo que me ha enseñado, especialmente a ser hilarante; por lo que hemos compartido y por los logros venideros de los que seremos autoras.

A mi familia, por ser mi motivación y guiarme para concretar mis sueños.

A mis amigos, por estar presentes, por la confianza y por formar parte de mi historia.

A Alan, por demostrarme que todo es posible cuando hay voluntad y disposición.

A todas las personas extraordinarias que me han regalado risas y momentos para recordar.

Al Ingeniero Manuel Juan Villamar por su tiempo, generosidad y su gran vocación para educar.

A mi universidad, profesores y compañeros.

LA PRUEBA MINIFRAC COMO HERRAMIENTA BÁSICA PARA TOMAR DECISIONES EN EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN UN POZO PETROLERO

Contenido

Agradecimientos

Resumen IV

Introducción V

1 Tipos de yacimientos petroleros

Yacimientos Convencionales 1-2

1.1 Clasificación de acuerdo a la geología de los yacimientos 1-2

1.1.1 De acuerdo al tipo de trampa 1-2

1.1.2 De acuerdo a la litología 1-3

1.2 Clasificación de acuerdo a la variación del volumen originalmente disponible para los fluidos 1-6

1.3 Clasificación de acuerdo al diagrama de fase de los fluidos 1-6

1.4 Clasificación de acuerdo al mecanismo de producción 1-10

Yacimientos No Convencionales 1-13

2 Productividad de pozos petroleros

2.1 Regímenes de flujo 2-1

2.2 Geometrías de flujo de fluidos en el yacimiento en la cercanía del pozo 2-4

2.3 Daño total a la formación 2-7

2.3.1 Daño verdadero a la formación 2-9

2.3.2 Pseudo daños 2-14

2.4 Índice de productividad y curva de IPR 2-17

3	Tipos y objetivos de las estimulaciones a pozos petroleros	
3.1	Sistemas artificiales de producción	3-1
3.2	Estimulaciones a pozos petroleros	3-3
3.2.1	Estimulación matricial	3-4
3.2.1.1	<i>Estimulación matricial no ácida o no reactiva</i>	3-5
3.2.1.2	<i>Estimulación matricial ácida o reactiva</i>	3-9
3.2.2	Fracturamiento hidráulico	3-15
4	Fracturamiento hidráulico en pozos petroleros	
4.1	Generalidades del fracturamiento hidráulico	4-1
4.1.1	Reología de los fluidos	4-1
4.1.2	Geomecánica	4-5
4.1.2.1	<i>Esfuerzos in situ</i>	4-9
4.1.3	Conceptos básicos	4-12
4.1.4	Orientación geometría y de la fractura	4-18
4.1.5	Modelos de propagación de fracturas	4-19
4.1.6	Aspectos asociados al efecto de los disparos y tortuosidad	4-25
4.1.7	Pruebas de inyectividad en pozos petroleros	4-28
4.1.8	Conductividad de la fractura	4-31
4.2	Tipos de fracturamiento hidráulico en pozos petroleros	4-32
4.2.1	Procedimiento operativo general	4-32
4.2.2	Equipo superficial	4-33
4.2.3	Selección del pozo candidato	4-33
4.2.4	Fracturamiento hidráulico apuntalado	4-35
4.2.4.1	<i>Procedimiento operativo</i>	4-35
4.2.4.2	<i>Fluido fracturante</i>	4-38
4.2.4.3	<i>Aditivos al fluido fracturante</i>	4-44
4.2.4.4	<i>Agentes sustentantes o apuntalantes</i>	4-48
4.2.4.5	<i>Conductividad de la fractura empacada</i>	4-52
4.2.5	Fracturamiento hidráulico ácido	4-55
4.2.5.1	<i>Procedimiento operativo</i>	4-55
4.2.5.2	<i>Sistema ácido</i>	4-56
4.2.5.3	<i>Aditivos al sistema ácido</i>	4-58
4.2.5.4	<i>Técnicas de fracturamiento hidráulico ácido</i>	4-59
4.2.5.5	<i>Conductividad de la fractura hidráulica ácida</i>	4-60
4.2.5.6	<i>Técnicas del fracturamiento hidráulico con ácido</i>	4-64

5 Pruebas minifrac	
5.1 Información previa necesaria para pruebas minifrac	5-1
5.1.1 Parámetros de mayor importancia	5-2
5.2 Prueba de minifrac	5-5
5.2.1 Principales gráficas a analizar	5-6
5.3 Caso de estudio	5-17
5.3.1 Información previa	5-17
5.3.2 Ejecución del minifrac	5-25
5.3.3 Análisis de la prueba	5-34
5.3.4 Tablas de resultados	5-40
5.3.5 Conclusiones y recomendaciones	5-41
Conclusiones y Recomendaciones	VII
Apéndices A, B, C y D	XII
Lista de Figuras	XIII
Lista de Tablas	XX
Referencias y Bibliografía	XXII

Resumen

El fracturamiento hidráulico constituye una de las técnicas más utilizadas en las estimulaciones a pozos petroleros que, aunque también se utiliza para pozos inyectoros, el presente trabajo sólo aborda lo relacionado al incremento de la productividad en pozos productores. Las herramientas utilizadas para la toma de decisión de su ejecución son las pruebas de admisión o de inyektividad que se ejemplifica con un caso práctico.

En el Capítulo 1 se presenta el concepto general de los yacimientos petroleros junto con algunas de las diferentes maneras en las que pueden ser clasificados, esto de acuerdo a aspectos como la geología, el diagrama de fases de los fluidos y el mecanismo de producción. Para el tipo de estimulación de interés se requiere del conocimiento litológico de la formación, ya que en función de éste se seleccionará el método por el cual se mantendrá abierta la fractura creada.

En el Capítulo 2 se desarrollan los temas relacionados a los factores que influyen en la productividad de los pozos petroleros, como lo son: los regímenes de flujo, la geometría que siguen las líneas de flujo de los fluidos del yacimiento al pozo, las restricciones al flujo que provoca el daño y el pseudodaño presentes en las inmediaciones del pozo y las herramientas analíticas que sirven para evaluar la capacidad de aporte de un pozo que es, en última instancia, lo que se busca modificar favorablemente al fracturar hidráulicamente el intervalo productor.

Los posibles tipos de técnicas que se implementan a los pozos petroleros para incrementar su índice de productividad se encuentran definidos en el Capítulo 3. Se explica brevemente la necesidad de instalar algún sistema artificial de producción, su utilidad principal y los factores que deben considerarse para su selección. Se explican las diferentes estimulaciones que se pueden llevar a cabo en un pozo junto con sus objetivos, los materiales utilizados y los parámetros que deben ser tomados en cuenta.

La definición y los conceptos que involucran específicamente al fracturamiento hidráulico se encuentran en el Capítulo 4. En las generalidades se abarca la reología de los fluidos para describir los utilizados en el fracturamiento, la geomecánica que estudia la respuesta de la roca a los esfuerzos a los que se somete, la orientación, la geometría y los modelos de propagación de las fracturas y los tipos de pruebas de admisión que se llevan a cabo para evaluar la posibilidad de llevar a cabo el tratamiento principal de fracturamiento. Se describen, además, los fracturamientos hidráulicos ácido y apuntalado con sus procedimientos operativos, tipos de fluidos inyectados y principalmente la manera como se crea la conductividad final de la fractura descrita para ambos tipos.

Para complementar este trabajo se presenta un caso real de un minifrac con el objetivo de mostrar que los parámetros recabados durante esta operación son fundamentales para determinar si se lleva a cabo o no el fracturamiento hidráulico principal en el pozo.

En el Capítulo 5 se describe este minifrac, para lo cual se hace énfasis en la información previa necesaria para llevar a cabo su ejecución. Se presentan las gráficas registradas durante el bombeo junto con las que permiten analizar el tratamiento y sacar las conclusiones correspondientes.

Finalmente se presentan las Conclusiones y Recomendaciones tanto para el caso práctico del Capítulo 5, como para la totalidad del trabajo, justificando así la importancia de la prueba minifrac.

Introducción

En esta tesis se busca dar una visión general sobre lo que es el proceso de fracturamiento hidráulico en los pozos petroleros, enfocándose principalmente en las pruebas de admisión que se ejecutan previas a la realización del tratamiento principal.

El fracturamiento hidráulico es una técnica de estimulación que permite el mantenimiento y/o el incremento de la producción de hidrocarburos principalmente debido a que aumenta el radio efectivo de drenaje y cambia la geometría de flujo de fluidos del yacimiento al pozo.

En términos generales, consiste en la inyección de un fluido a presión suficiente para fracturar la roca. De esta manera se crea un canal altamente conductivo que facilita el flujo de fluidos de la formación al pozo. Una vez que la fractura está abierta, si la formación es una arenisca o una lutita, se inyecta un fluido de tratamiento junto con un agente apuntalante que evitará que la fractura inducida hidráulicamente se cierre al abatir la presión de inyección y actúen los esfuerzos geomecánicos sobre ésta. Para asegurar que el canal conductivo creado permanezca abierto en una formación calcárea, se inyecta ácido para disolver los minerales de la roca, generando una rugosidad artificial en las caras de la fractura que facilitará el flujo de hidrocarburos.

El fracturamiento hidráulico ha tenido gran auge en la industria petrolera en los últimos años; ha permitido la explotación de muchos campos petroleros cuyo desarrollo no sería de interés comercial de no ser por esta técnica de estimulación.

El primer fracturamiento hidráulico se realizó en 1947 en el campo de gas Hugoton, al oeste de Kansas, USA. Aunque esta operación no fue exitosa debido a que no incrementó la producción de hidrocarburos de manera significativa, marcó el inicio de la aplicación de este tratamiento de manera comercial. Los estudios continuaron y poco después se descubrió la importancia que tenían los datos de presión generados durante la operación y su relación con los esfuerzos in situ. Autores como Khristianovich y Zheltov (1955), Perkins y Kern (1961), Carter (1972), entre otros, presentaron modelos para entender la geometría y la propagación de las fracturas inducidas. Sin embargo, tuvieron que pasar muchos años para que el procesamiento de datos fuera introducido en la industria.

Los primeros tratamientos consistieron en la inyección de pequeños volúmenes de fluidos para evitar generar daño a la formación. A finales de los 70's se realizaron operaciones masivas para mejorar el comportamiento de la producción y, por lo tanto, la recuperación de las reservas.

Posteriormente, un trabajo de Nolte y Smith (1980) introdujo las bases para interpretar el comportamiento de la presión junto con procedimientos para cuantificar parámetros como el coeficiente de pérdida de filtrado, el cálculo de las dimensiones de la fractura y el tiempo de cierre de la fractura. Es entonces cuando se incrementa la aplicación del fracturamiento hidráulico como resultado del conocimiento científico que se había adquirido.

El fracturamiento hidráulico, como hoy se le conoce dio inicio en los años 1990 como consecuencia de los avances tecnológicos para el proceso en sí mismo, de la evolución de las técnicas, del desarrollo de fluidos de tratamiento y aditivos más eficientes y de agentes apuntalantes de mejores características; todo esto en combinación con la perforación de pozos horizontales. Por lo que tal técnica se ha convertido en un elemento clave en la explotación de yacimientos convencionales y no convencionales.

Con el fin de garantizar el éxito del tratamiento es necesario llevar a cabo un estudio de presiones que sea certero, para lo cual se ejecuta una prueba minifrac en el pozo de interés. Una prueba minifrac es una herramienta de diagnóstico basada en las necesidades específicas de cada pozo que permite evaluar los parámetros del fracturamiento hidráulico que hace posible el refinamiento o la modificación del diseño, además, facilita la selección más adecuada de los materiales a inyectar; todo esto con la finalidad de mejorar el tratamiento futuro de fracturamiento hidráulico apuntalado o ácido, según sea el caso.

1 Tipos de yacimientos petroleros

Los hidrocarburos son complejas mezclas de componentes orgánicos integrados por hidrógeno y carbono. Constituyen desde hace tiempo los principales combustibles fósiles y además sirven como materia prima para numerosos procesos industriales. Como fluidos, pueden existir en forma líquida o gaseosa en los yacimientos petroleros.

Existen distintas clasificaciones de los yacimientos petroleros que están en función de las características que se tomen en cuenta. Cada una de las clasificaciones considera aspectos sobresalientes que proporcionan información sobre las propiedades de los fluidos almacenados, el comportamiento del sistema o bien sobre las características geológicas del yacimiento. Sin embargo, es fundamental primero conocer el concepto de yacimiento.

Se entiende por yacimiento petrolero a una unidad geológica de volumen limitado en cuyos espacios porosos y permeables contiene hidrocarburos entrampados ya sea en estado líquido y/o gaseoso en un solo sistema conectado hidráulicamente.

Los hidrocarburos no se encuentran distribuidos geográficamente de manera uniforme en el subsuelo debido a que debe existir la presencia de al menos cuatro condiciones básicas para que éstos se acumulen¹.

- Una roca porosa y permeable, de tal forma que bajo las condiciones de presión el petróleo pueda moverse a través del sistema poroso de la roca.
- Una roca impermeable que evite la fuga de los fluidos hacia la superficie.
- El yacimiento debe comportarse como una trampa, las rocas impermeables deben encontrarse dispuestas de tal forma que no existan movimientos verticales y laterales de fuga de hidrocarburos.
- Debió existir material orgánico necesario suficiente para convertirse en petróleo por el efecto de la presión y de la temperatura en tiempos geológicos.

A partir de esto, se pueden agrupar a los yacimientos en dos grandes grupos: los yacimientos convencionales y los no convencionales.

Un yacimiento convencional es aquel que incluye todos los elementos del sistema petrolero y cumple con sus procesos. En el sistema petrolero los hidrocarburos se originan debido a la transformación físico-química de la materia orgánica (procesos de diagénesis, catagénesis y metagénesis) en una roca generadora. En esta roca ocurre un proceso de expulsión del hidrocarburo generado y otro de migración, primaria y secundaria, hacia una trampa formada por una roca con características favorables para su acumulación, denominada roca almacén y una roca sello que permite la acumulación de hidrocarburos e impide que la migración continúe. Todos estos procesos siguen un orden designado como sincronía gracias a la cual se desarrolla y se preserva el yacimiento.

Una característica sobresaliente de estos yacimientos es que debido a sus adecuadas propiedades petrofísicas, los hidrocarburos fluyen con facilidad desde el yacimiento hasta el pozo. Dicho de otra forma, la roca almacén tiene altos valores de permeabilidad y porosidad que favorecen el movimiento de los fluidos; razón por la cual han sido los recursos más explotados por la industria energética a lo largo de la historia usando técnicas convencionales.

En cambio, los yacimientos no convencionales son aquellos sistemas que no necesariamente tienen todos los elementos característicos que definen a lo que se conoce como el sistema petrolero (por ejemplo: la roca generadora y la roca almacén son la misma), ni pasaron por todos sus procesos (principalmente el de migración), o bien, son yacimientos cuyas características geológicas y tipo de roca limitan su producción, por ejemplo, sus propiedades petrofísicas tienen un menor rango de valores de porosidad y permeabilidad haciendo más complejo el flujo de hidrocarburos. La explotación de este tipo de yacimientos representa retos operacionales, económicos o ambos, por lo que se requiere de la aplicación de tecnologías distintas a las convencionales.

A continuación se presentan, brevemente, diferentes clasificaciones de los yacimientos, primero de los convencionales y posteriormente de los no convencionales. A continuación se presentan brevemente algunas clasificaciones de los yacimientos petroleros.

Yacimientos convencionales

1.1 Clasificación de acuerdo a la geología de los yacimientos

1.1.1 De acuerdo al tipo de trampa

Es importante conocer el tipo de trampa en la que se encuentra acumulado el hidrocarburo para entender qué es lo que mantiene a una acumulación de aceite en cierto lugar y evitar errores al analizar el comportamiento del yacimiento. De acuerdo a esta clasificación los yacimientos de hidrocarburos pueden encontrarse en:

a) Trampas estructurales

Este tipo de trampas consisten de una estructura alta (como un anticlinal o un domo), donde el hidrocarburo puede acumularse sin que pueda migrar a través del yacimiento para lo cual se requiere de una roca sello que cubra la estructura (Figs. 1.1. A y B). Se deben cerrar los contornos estructurales para que puedan existir este tipo de trampas.

b) Trampas estratigráficas

Su formación se origina por cambios en los ambientes de depósito que dejan a las formaciones porosas y permeables aisladas por diferentes litologías impermeables. Estas trampas se forman por cambios de facies cuando el yacimiento se acuña contra una formación impermeable de manera que los hidrocarburos quedan atrapados y no migran o también se pueden presentar como cuerpos lenticulares (Fig. 1.1 C).

c) Trampas mixtas

Hace referencia a la posible combinación de las trampas estructurales y las estratigráficas. Por ejemplo, una trampa estructural puede tener un componente estratigráfico que contribuya a la acumulación de fluidos (Fig. 1.1 D).

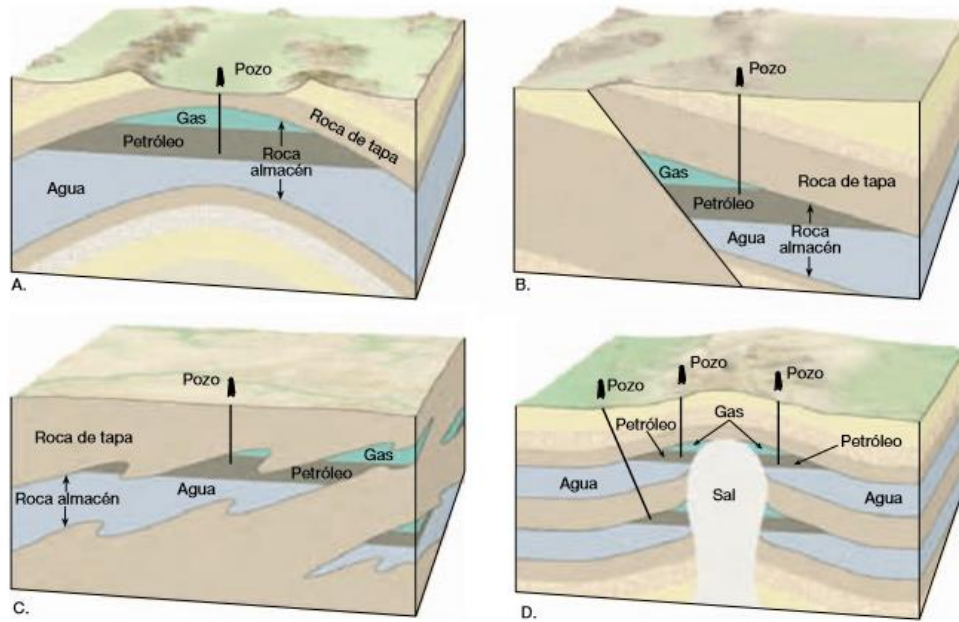


Fig. 1.1. Tipos de trampa. A. Trampa de tipo estructural (anticlinal); B. Trampa tipo estructural (Falla); C. Trampa estratigráfica (Discontinuidad) y D. Trampa mixta (Domo salino y pliegue), (Tarbuck², 2005).

1.1.2 De acuerdo a la litología

Los hidrocarburos se encuentran acumulados en las rocas sedimentarias que en términos generales se constituyeron a partir de una roca primaria de origen ígneo, metamórfico o sedimentario, expuesta a agentes atmosféricos y una serie de procesos físico químicos que dieron lugar a la litificación formando así las rocas sedimentarias que pueden ser detríticas o químicas.

La textura es importante para la clasificación de las rocas sedimentarias. Se utilizan dos texturas principales para su clasificación: clástica y no clástica². Las rocas con textura clástica están formadas por fragmentos discretos y clastos que están cementados y compactados juntos; aunque hay cemento en los espacios comprendidos entre los clastos, esas aperturas rara vez están completamente llenas. En la textura no clástica los minerales forman un mosaico de cristales inter-crecidos que pueden ser microscópicos o suficientemente grandes como para verse a simple vista.

a) Rocas sedimentarias detríticas (clásticas, terrígenas o siliciclásticas)

Formadas como resultado del intemperismo o fragmentación de rocas preexistentes. Su composición mineral fundamental es la arcilla, el cuarzo, seguido de los feldespatos y las micas. Clasificadas de acuerdo a su textura, las rocas sedimentarias detríticas se distinguen por el tamaño de su clasto, método que además proporciona información útil relativa a los ambientes deposicionales que les dieron origen. En la Tabla 1.1 se representan las categorías de tamaño para los clastos que constituyen las rocas detríticas.

CLASIFICACIÓN DE LAS ROCAS DETRÍTICAS SEGÚN EL TAMAÑO DEL CLASTO			
Intervalos de tamaño (mm)	Nombre del clasto	Nombre del sedimento	Roca detrítica
>256	Bloque	Grava	Conglomerado o brecha
64-256			
4-64	Canto		
2-4			
1/16 – 2	Grano	Arena	Arenisca
1/256 – 1/16	Gránulo	Limo	Limolita
<1/256	Partícula	Arcilla	Lutita

Tabla 1.1 Rocas detríticas clasificadas de acuerdo a su textura (Tarbuck², 2005).

b) Rocas sedimentarias químicas

Al contrario de las rocas detríticas, formadas a partir de productos sólidos de la meteorización, los sedimentos químicos derivan del material que es transportado en solución a los cuerpos acuíferos. Este material no permanece disuelto indefinidamente en el agua; la parte que se precipita forma sedimentos químicos que posteriormente dan lugar a las rocas químicas. La precipitación se origina de dos maneras. Mediante procesos inorgánicos como la evaporación y la actividad química que pueden producir sedimentos químicos y mediante los procesos orgánicos de los seres acuáticos que también forman sedimentos químicos (origen bioquímico).

El criterio principal para distinguir entre rocas diferentes en el grupo químico es su composición mineralógica. Dentro de éstas se encuentra el grupo de las calizas, las rocas silíceas* y las evaporitas. La Tabla 1.2 exhibe una clasificación más detallada de las rocas químicas junto con su composición mineral y su textura, que a diferencia de las rocas detríticas, puede ser clástica y no clástica.

* Una serie de rocas muy compactas y duras compuestas de sílice (SiO₂) microcristalino. Son rocas como el pedernal, jaspe y ágata.

ROCAS SEDIMENTARIAS QUÍMICAS			
Composición	Textura	Nombre de la roca	
Calcita CaCO_3	No clástica: cristalino de fino a grueso	Caliza cristalina y travertino	
	Clástica: caparazones y fragmentos de caparazón visibles, cementados débilmente.	Coquina	Caliza bioquímica
	Clástica: caparazones y fragmentos de caparazón de diversos tamaños cementados con cemento de calcita	Caliza fosilífera	
	Clástica: caparazones y arcilla microscópicos.	Creta	
Cuarzo SiO_2	No clástica: cristalino muy fino	Rocas silíceas (sílex)	
Yeso $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$	No clástica: cristalino de fino a grueso	Yeso	
Halita NaCl	No clástica: cristalino de fino a grueso	Sal gema	
Fragmentos vegetales alterados	No clástica: materia orgánica de grano fino	Hulla	

Tabla 1.2. Identificación de las rocas sedimentarias químicas de acuerdo a su composición mineralógica (Tarbuck², 2005).

De los diferentes tipos de rocas sedimentarias que existen, solo las areniscas, las lutitas y los carbonatos poseen propiedades de porosidad y permeabilidad propicias para el almacenamiento de hidrocarburos.

a) Yacimientos en areniscas

Compuestas principalmente por partículas de tamaño de las arenas o sedimentos incorporados a una matriz arcillosa más o menos unidas por un material cementante. Están compuestas en su mayoría por cuarzo y por fragmentos de roca. Son rocas altamente porosas y permeables, por lo que constituyen yacimientos convencionales.

b) Yacimientos en lutitas

Formadas por la litificación de material fino incluyendo arcillas, lodo y limolitas con una estructura estratificada paralela a la dirección del depósito. Las lutitas son rocas porosas que contienen hidrocarburos pero debido a que poseen bajos valores de permeabilidad se consideran dentro de los yacimientos no convencionales explicados más adelante.

c) Yacimientos carbonatados

Las calizas (compuestas por carbonato de calcio) son las rocas carbonatadas más importantes y más abundantes. Generalmente su porosidad primaria es muy baja, por lo cual su porosidad secundaria, generada por disolución, fracturación o por dolomitización, toma un papel importante. La dolomía es una roca compuesta del mineral dolomita, un carbonato cálcico magnésico. Esta roca se origina

principalmente cuando el magnesio reemplaza parte del calcio de la caliza y por sus propiedades porosas y permeables también son de interés.

1.2 Clasificación de acuerdo a la variación del volumen originalmente disponible para los fluidos³

a) Yacimientos volumétricos

Estos yacimientos de hidrocarburos no cuentan con la presencia de un acuífero adyacente (Fig. 1.2); solo poseen una roca impermeable superior y una inferior que evitan la fuga de los fluidos.

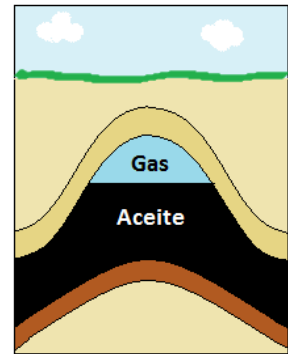


Fig. 1.2. Yacimiento de hidrocarburos sin acuífero asociado.

b) Yacimientos no volumétricos o con entrada de agua

Muchos yacimientos de hidrocarburos están hidráulicamente conectados a volúmenes de roca cuyo espacio poroso está completamente saturado de agua, llamados acuíferos (Fig. 1.3). Pueden existir varios yacimientos que comparten un acuífero común. De ser éste el caso, la producción de fluidos de un yacimiento provocará una declinación de la presión en los otros yacimientos debido a la comunicación que existe entre ellos a través del acuífero.

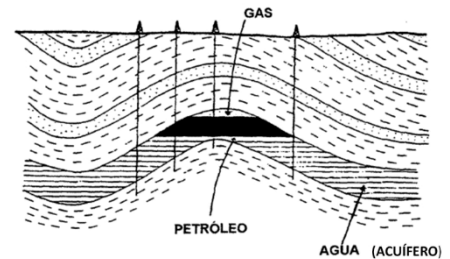


Fig. 1.3. Yacimiento de hidrocarburos conectado hidráulicamente a un acuífero.

1.3 Clasificación de acuerdo al diagrama de fases de los fluidos⁴

Esta clasificación requiere tener conocimiento del comportamiento termodinámico de las fases presentes en el yacimiento, lo cual se hace respecto a la posición que la presión inicial y la temperatura presenten dentro de un diagrama de fases P-T de los fluidos del yacimiento. De esta manera se dividen esencialmente en:

- Yacimientos de aceite: si la temperatura del yacimiento es menor que la temperatura crítica de los fluidos del yacimiento.
- Yacimientos de gas: si la temperatura del yacimiento es mayor que la temperatura crítica de los fluidos.

Yacimientos de aceite

a) Aceite negro

Denominado así debido a que los primeros crudos de este tipo fueron de color negro; sin embargo, pueden tener tonos marrón o verdusco. También conocido como petróleo de bajo encogimiento. Dentro de su composición química se incluyen moléculas grandes, pesadas y no volátiles. De acuerdo al diagrama de fase, el punto crítico se localiza cercano a la cima de la envolvente de fase y las líneas de calidad, que representan volúmenes constantes de líquido medidas generalmente como porcentaje del volumen total, se encuentran separadas a una distancia casi constante dentro de la envolvente, abarca un amplio rango de temperatura y la temperatura del yacimiento es menor que la temperatura crítica (Fig. 1.4).

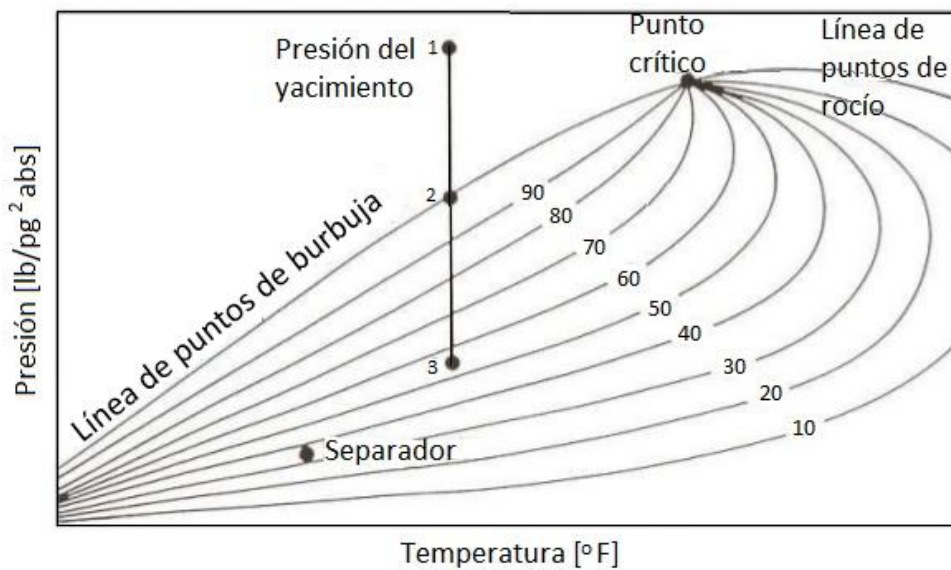


Fig. 1.4. Diagrama de fase de un aceite negro (Adaptado de Cuautli⁵).

b) Aceite volátil

Aceite volátil, de alto encogimiento o cercano al punto crítico. El rango de temperatura que posee es más pequeño, la temperatura crítica también es menor que en los crudos negros y está muy cercana a la temperatura del yacimiento. Las líneas de calidad no están espaciadas tan regularmente y se encuentran desplazadas hacia el punto de burbuja. Cuando la presión está por debajo del punto de burbuja, caídas de presión de 100 a 200 psia provocarían una liberación aproximada del 50% del gas disuelto en el aceite a condiciones de yacimiento (Fig. 1.5).

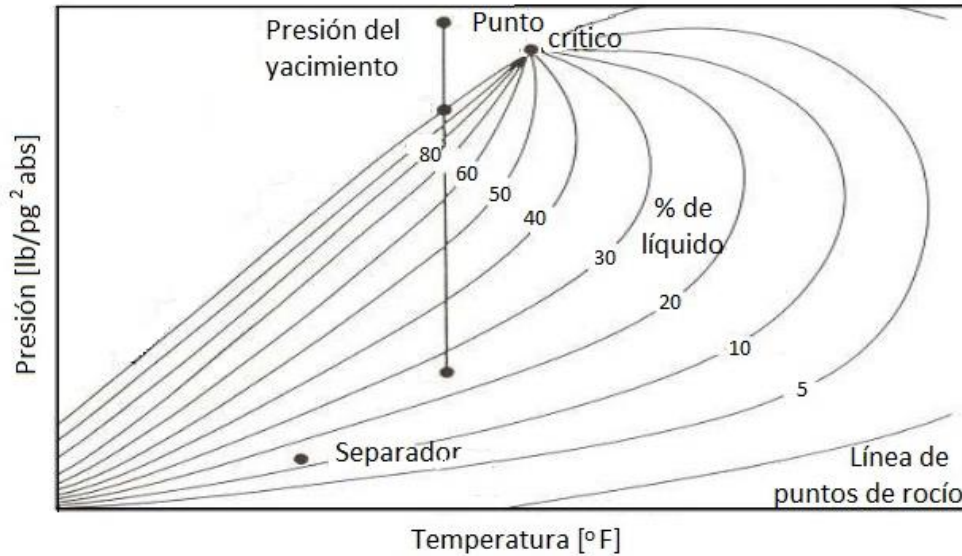


Fig. 1.5. Diagrama de fase de un aceite volátil (Adaptado de Cuautli⁵).

Yacimientos de gas

c) Gas y condensado

El diagrama de fase del gas y condensado es más pequeño que el de un aceite negro. El punto crítico se ubica hacia la parte izquierda baja de la envolvente de fases. Estos cambios en el diagrama se deben a que los fluidos contienen una menor cantidad de hidrocarburos de moléculas complejas respecto a los aceites negros. La temperatura del yacimiento se encuentra entre la del punto crítico y la cricondenterma.

A condiciones iniciales del yacimiento los hidrocarburos se encuentran en estado gaseoso y la formación de condensados ocurre únicamente en el trayecto al separador; conforme la presión del yacimiento decrece debido a la explotación, el gas alcanza el punto de rocío y reducciones subsecuentes de presión inician la condensación del líquido a partir del gas formando una cantidad apreciable de condensado en el yacimiento hasta llegar a un valor máximo y salir de la región de condensación retrograda, después de la cual los líquidos formados vuelven a evaporarse. Este condensado formado dentro del yacimiento no fluye hacia los pozos productores ocasionando una menor recuperación de hidrocarburos (Fig. 1.6).

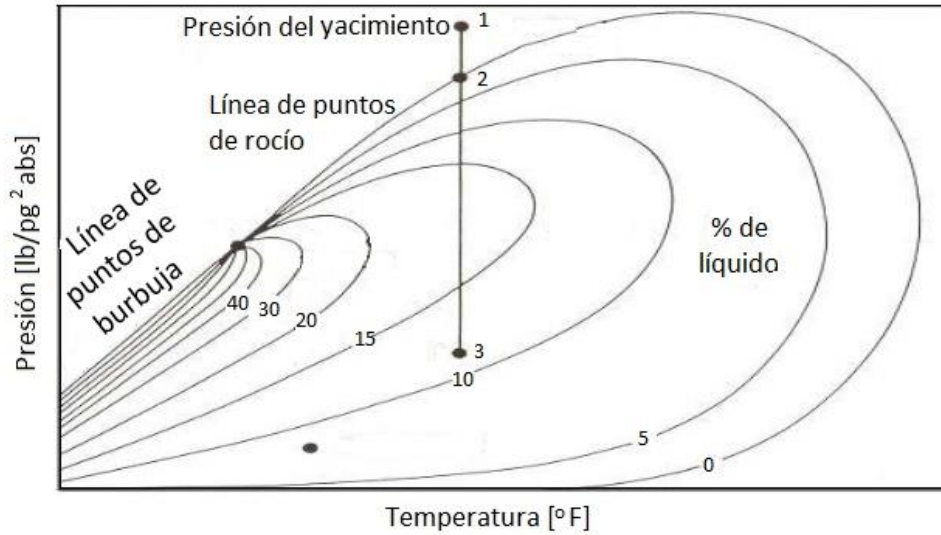


Fig. 1.6. Diagrama de fase de un yacimiento de gas y condensado (Adaptado de Cuautli⁵).

d) Gas húmedo

Toda la envolvente del diagrama de fases de la mezcla de hidrocarburos de gas húmedo, formada en su mayoría por moléculas simples, se encuentra en un rango de temperaturas menor que el valor de la temperatura inicial del yacimiento. El gas húmedo existe solamente en estado gaseoso en el yacimiento a lo largo de la caída de presión en el yacimiento provocada por la extracción. Sin embargo, a condiciones de separación, la trayectoria de producción entra a la región de dos fases, lo que origina que algo de líquido se forme en la superficie (Fig. 1.7).

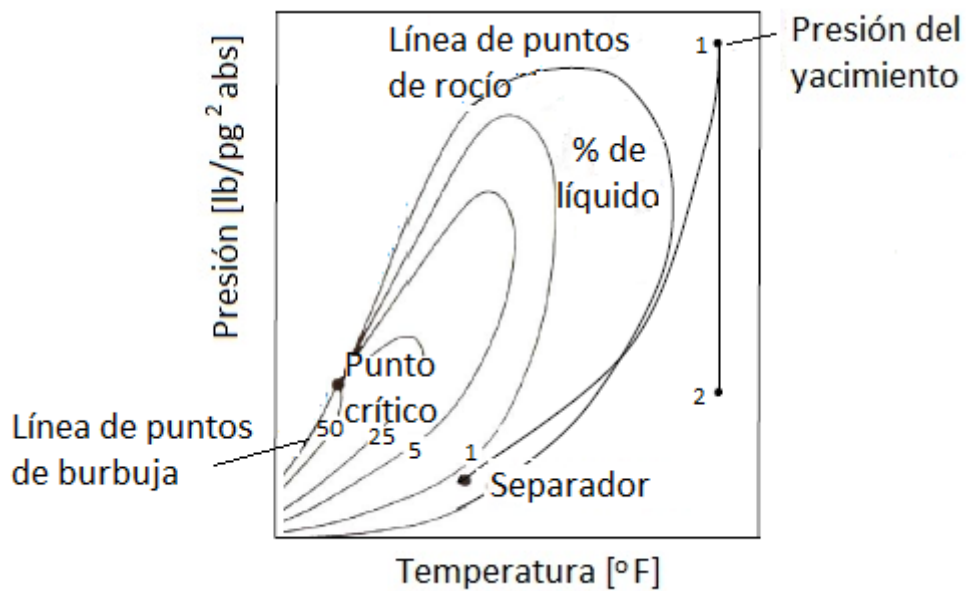


Fig. 1.7. Diagrama de fase de un gas húmedo (Adaptado de Cuautli⁵).

e) Gas seco

Está principalmente formado por metano con algunos componentes intermedios. La temperatura del yacimiento es mucho mayor a la cricondenterma y en cualquier trayectoria de producción está fuera de la región de dos fases. La composición de la mezcla permanece constante tanto en el yacimiento como en las líneas de producción, razón por la cual normalmente no se producen condensados, aunque si la presión del separador se mantiene lo suficientemente alta pueden producirse algunos líquidos transparentes de muy alta RGA (mayor a 50 000 scf/stb) (Fig. 1.8).

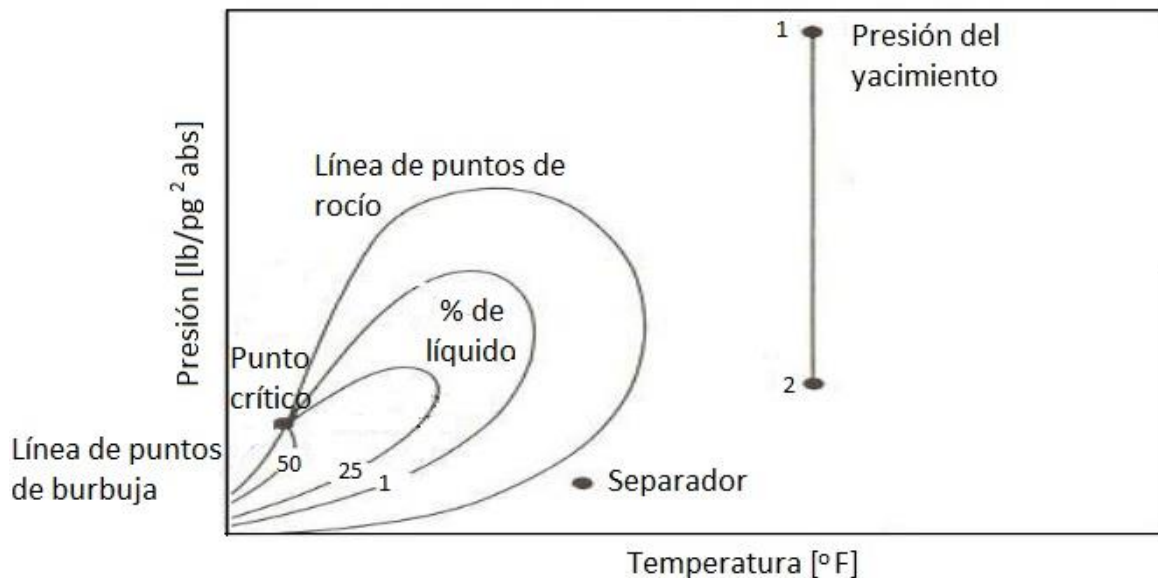


Fig. 1.8 Diagrama de fase de un gas seco (Adaptado de Cuautli⁵).

1.4 Clasificación de acuerdo al mecanismo de producción

La recuperación del aceite se obtiene mediante el desplazamiento de los fluidos⁶, el cual se produce al generar un gradiente de presión que obliga a los fluidos a desplazarse del yacimiento al pozo, pero ese movimiento solo se verifica si otro material llena el espacio desocupado y mantiene, en dicho espacio, la presión requerida para continuar con este desplazamiento. La explotación de hidrocarburos se obtiene inicialmente por la energía natural del yacimiento, cuyos mecanismos de producción son:

a) Por expansión del sistema roca-fluidos

La expansión del sistema roca-fluidos ocurre en yacimientos bajo saturados antes de alcanzar la presión de saturación. La producción se debe a la expansión del aceite, del agua congénita y de la roca, desalojando el aceite contenido en el yacimiento. El ritmo de declinación de la presión respecto a la extracción es considerablemente alto debido a la baja compresibilidad del sistema. El gas disuelto se libera en la tubería de producción al nivel en el que se alcanza el punto de saturación.

b) Por empuje del gas disuelto liberado

El empuje por el gas disuelto liberado se presenta una vez alcanzada la presión de saturación. Punto en el cual si bien el sistema roca fluido seguirá expandiéndose, su efecto es despreciable y el mecanismo predominante será la expansión del gas liberado debido a la alta compresibilidad del gas. El gas liberado llena el espacio desocupado por el aceite producido; inicialmente el gas no será producido debido a que sólo estará presente en forma de burbujas aisladas; posteriormente formará una fase continua, al alcanzar la saturación crítica fluirá hacia los pozos desplazándose más fácilmente que el aceite por ser más ligero y menos viscoso. La recuperación por este mecanismo es generalmente del 5 al 35% del aceite contenido a la presión de saturación.

c) Por empuje del casquete de gas

El mecanismo consiste en la invasión progresiva en la zona de aceite por gas junto con un desplazamiento del aceite fuera de la zona de gas libre y hacia los pozos productores. La presencia de la zona de gas libre requerida puede presentarse de tres maneras:

- Existir inicialmente en el yacimiento como casquete.
- Por su acumulación en la parte superior debido al gas disuelto liberado por el aceite al abatirse la presión del yacimiento y a consecuencia de la segregación gravitacional.
- Por la capa de gas creada artificialmente por inyección de gas en la parte superior del yacimiento, en caso de existir condiciones favorables para su segregación.

Si la presencia de la zona de gas libre surge de la declinación de la presión en el yacimiento el empuje por la capa de gas tendrá lugar gracias a la expansión de gas del casquete. El gas no tiene acceso a la zona de aceite excepto atrás o en el frente de avance del gas libre y por lo tanto la parte inferior de la estructura conserva sus condiciones originales de saturación de aceite hasta que se invade por el gas. La producción de aceite proviene de los pozos localizados en la zona de aceite, pero el aceite producido es reemplazado por el que se mueve adelante del frente de gas. El proceso obliga al aceite a moverse hacia la parte inferior del yacimiento. La recuperación en yacimientos con este tipo de empuje usualmente es mayor que en los yacimientos con empuje por gas en solución liberado y varía del 20 al 40% del aceite original, pero si existen condiciones favorables de segregación se pueden obtener recuperaciones del orden del 60% o más.

d) Por empuje de un acuífero asociado al yacimiento

En el desplazamiento debido al empuje por agua el movimiento de los hidrocarburos tiene lugar en la interfase agua-aceite móvil. En este proceso, el agua invade y desplaza al aceite progresivamente desde las fronteras exteriores del yacimiento hacia los pozos productores. Si el empuje hidráulico es lo suficientemente fuerte para mantener la presión del yacimiento o permitir solo un ligero abatimiento de ella, entonces la recuperación del aceite será casi totalmente debido al desplazamiento con agua puesto que no habrá liberación del gas disuelto o ésta será pequeña.

Lo requerido para este proceso es:

- Una fuente adecuada que suministre agua en forma accesible al yacimiento.
- Una presión diferencial ente el yacimiento y el acuífero que induzca y mantenga la invasión. Este empuje hidráulico puede ser natural o artificial.

El agua tiene una ventaja desplazante sobre el gas, ya que por su menor movilidad, un volumen dado de agua en el espacio poroso desalojará más aceite que el mismo volumen de gas mostrando menos tendencia que el gas a fluir a través del aceite. La recuperación varía del 35 al 75% del volumen original del yacimiento. En el caso de ser yacimientos heterogéneos o con aceite viscoso la recuperación es menor.

e) Desplazamiento por segregación gravitacional

La segregación gravitacional es la tendencia del aceite, gas y agua a distribuirse en el yacimiento de acuerdo a sus densidades. Puede participar activamente en la recuperación del aceite. En un yacimiento con condiciones favorables de segregación, la mayor parte del gas liberado fluirá hacia la parte superior del yacimiento en lugar de moverse hacia los pozos productores por la diferencia de presión incrementando la eficiencia del desplazamiento. Los yacimientos con condiciones propicias para la segregación de fluidos son aquellos que poseen espesores considerables o alto relieve estructural, alta permeabilidad vertical y cuando los gradientes de presión no gobiernan en su totalidad el movimiento de los fluidos.

f) Por efecto combinado de mecanismos

En muchos yacimientos pueden operar varios mecanismos de producción al mismo tiempo, pero existe uno que predomina. La gráfica presión de yacimiento-eficiencia de recuperación (Fig. 1.9) muestra el factor de recuperación de los yacimientos en función de cada uno de los mecanismos de desplazamiento.

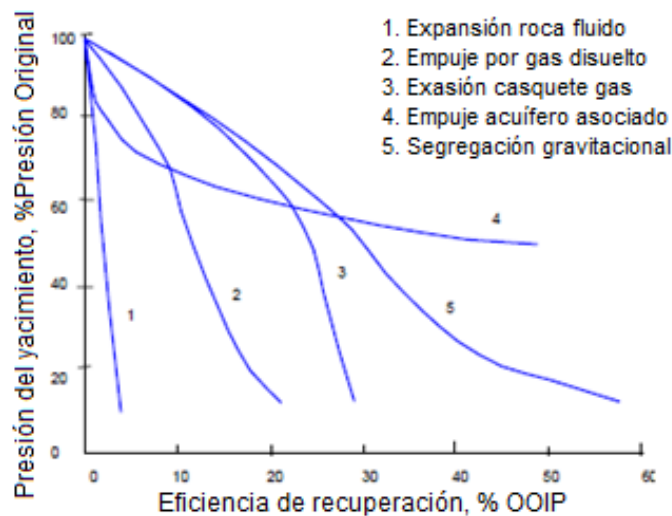


Fig. 1.9. Factor de recuperación según el mecanismo de desplazamiento (Escobar³).

Durante la vida productiva del yacimiento su mecanismo de desplazamiento natural cambia. Además, dicho mecanismo, puede ser ayudado o modificado si el sistema está bajo algún proyecto de recuperación secundaria o mejorada.

Yacimientos no convencionales

Para clasificar los yacimientos no convencionales se considera el Triángulo de Recursos (Fig. 1.10), concepto introducido por Masters-Gray, cuyo principio es aplicable a todos los campos de hidrocarburos del mundo ya que en la cima se encuentran los recursos de mayor calidad, es decir, los de mayor permeabilidad, la cual disminuyen hacia la base. La explotación de los recursos de mayor calidad, como ya se dijo, se hace con tecnologías convencionales bien conocidas. A pesar de que el aprovechamiento de estos recursos no plantea considerables dificultades operacionales, los volúmenes de estos hidrocarburos son pequeños en comparación con los yacimientos que se encuentran hacia la base de la figura.

Debajo de los yacimientos convencionales se encuentran los no convencionales y descendiendo en el triángulo (Fig. 1.10) se tienen los yacimientos de metano en capas de carbón, los de aceite y gas en formaciones de muy baja permeabilidad (tight oil and tight gas), el aceite y gas de lutitas (shale oil and shale gas) y los hidratos de metano. Conforme la calidad de los yacimientos disminuye, el volumen de estos yacimientos es mucho mayor, como también lo es la tecnología necesaria para explotarlos.

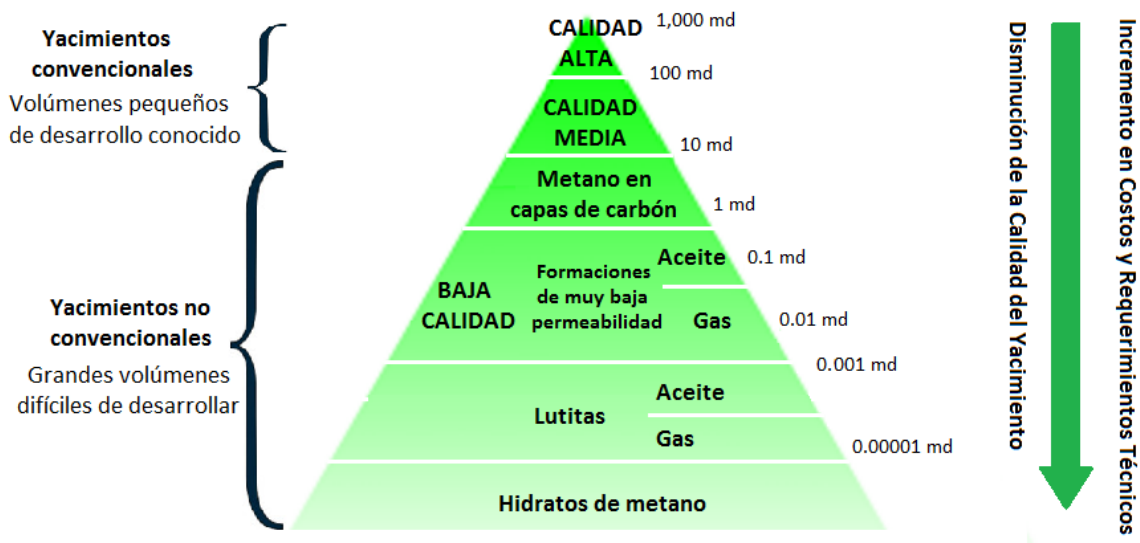


Fig. 1.10. Triángulo de recursos, en el cual la calidad del yacimiento es mayor hacia la cima, el volumen de los recursos es simbólicamente representado por el tamaño de la pirámide y el reto operacional y económico es mayor hacia la base (Adaptada de Holditch⁶, 2006)

a) Metano en capas de carbón

Yacimiento productor de gas proveniente de vetas de carbón. Los yacimientos de este tipo son poco profundos y generalmente heterogéneos (Figs. 1.10 y 1.11). Este gas es generado durante la formación del carbón quedando adsorbido en éste. La producción de gas ocurre cuando se disminuye la presión por debajo de la presión de desorción, de este modo el gas se desprende de la superficie, se difunde a través de la matriz y se convierte en gas libre. Esta disminución de presión se logra con la extracción del agua natural del yacimiento.

Los parámetros clave para caracterizar estos yacimientos son: el espesor del estrato de carbón, la composición del carbón y el contenido y composición del gas.

b) Aceite y gas en formaciones de muy baja permeabilidad

Son yacimientos que contienen hidrocarburos que fueron generados en otra formación, migraron y posteriormente quedaron atrapados en rocas de muy baja permeabilidad, del orden de 0.1 md o menor (Figs. 1.10 y 1.11). Se caracterizan además por tener baja porosidad, los poros son muy pequeños y con limitadas interconexiones entre sí, lo que ocasiona que los fluidos se muevan con gran dificultad. Fuera de esto, no existe un yacimiento característico de este tipo ya que pueden ser profundos, someros, de alta o baja presión, lenticulares, homogéneos o naturalmente fracturados.

Se pueden definir como aquellos yacimientos que no producen a gastos ni volúmenes económicamente atractivos a menos que el pozo haya sido estimulado exitosamente por un tratamiento de fracturamiento hidráulico, que sea explotado con un pozo horizontal o con pozos multilaterales.

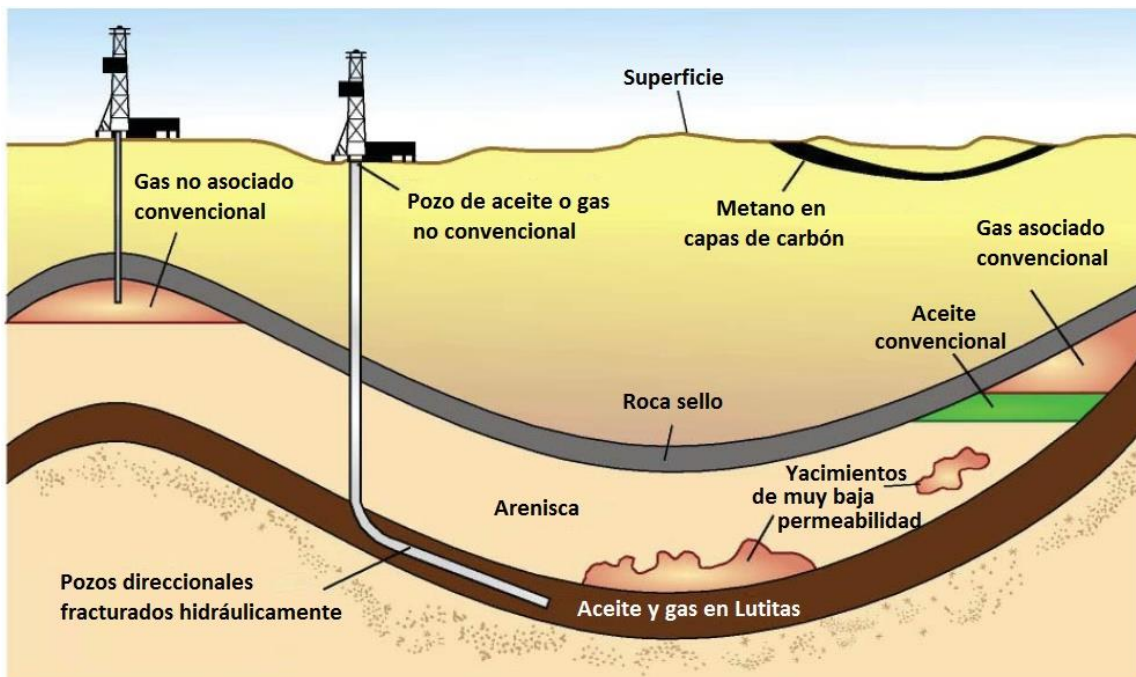


Fig. 1.11. Representación de los yacimientos convencionales (de aceite y de gas asociado y no asociado) y de los no convencionales (metano en capas de carbón, aceite y gas en formaciones de muy baja permeabilidad, yacimientos de lutitas).

Se refiere a las formaciones impregnadas por aceite y/o bitumen y al gas natural almacenado y producido por lutitas (Figs. 1.10 y 1.11). Son yacimientos en los que la roca tiene doble función: roca generadora y roca almacén. Son rocas sedimentarias de grano fino compuestas por arcilla y limo, compactas e impermeables (con permeabilidades de cientos de nanodarcies) con porosidades del 2% al 10%; al ser rocas generadoras maduras sometidas a grandes presiones, no permiten rutas de migración, ocasionando que los hidrocarburos se queden atrapados convirtiéndose en roca almacén. Las variaciones de las propiedades de este tipo de yacimientos varían en dirección horizontal y vertical dentro de la misma cuenca, por lo que su caracterización es compleja.

El potencial de una lutita está en función de su volumen, la calidad y tipo de materia orgánica (el kerógeno tipo I y II produce gas y aceite, mientras que el kerógeno tipo III genera gas) y la madurez térmica.

Es más difícil producir estos yacimientos principalmente debido a que se encuentran a mayores profundidades y a causa de su baja permeabilidad sólo es posible producirlos, de manera rentable, con pozos direccionales u horizontales estimulados con fracturamiento hidráulico.

c) Hidratos de metano

Se describen como moléculas de metano en estructuras de agua que debido a condiciones de alta presión y baja temperatura quedaron atrapadas dentro de las estructuras cristalinas del hielo (Fig. 1.12). De manera que para producir el gas que se encuentra contenido en estas sustancias sólidas cristalinas es necesario fundir el hielo. Se forman en zonas extremadamente frías como el permafrost (parte del subsuelo en regiones árticas permanentemente congelado) y en aguas profundas (Fig. 1.13).

A la fecha no se han explotado estos recursos de manera comercial debido a los retos operacionales y económicos que representa su extracción, sin embargo, contienen cantidades de hidrocarburo de significancia económica.

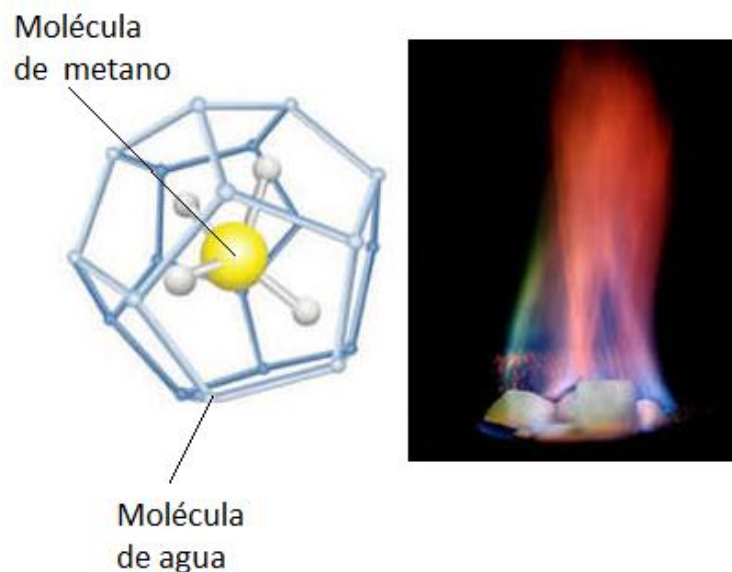


Fig. 1.12. Hidratos de metano. Izquierda: esquema a nivel molecular. Derecha: representación física de hidratos de metano en combustión.

Dentro de los yacimientos no convencionales se pueden incluir los yacimientos naturalmente fracturados y en aguas profundas debido a la complejidad que representa su extracción.

d) Yacimientos naturalmente fracturados

Son aquellos yacimientos cuya producción está influenciada por la presencia de fracturas (Fig. 1.13). Estas fracturas naturales tienen un efecto significativo en el flujo de los hidrocarburos; de no ser por la compleja red de fracturas naturales existentes en la formación, estos yacimientos podrían incluirse dentro de los convencionales. La peculiaridad de estas formaciones es que tienen porosidades y permeabilidades primarias y secundarias, cuya comprensión es fundamental para lograr una explotación económicamente atractiva. Para la caracterización de estos yacimientos, a diferencia de los convencionales, además de las caracterizaciones de la matriz y del sistema de fracturas por sí mismos, se requiere la caracterización de la interacción entre estos dos elementos. La mayoría de estos yacimientos tienen acuíferos activos asociados, por lo que pueden tener una temprana irrupción de agua en los pozos durante el desarrollo del campo.

e) Yacimientos en aguas profundas

El término hace referencia a yacimientos de hidrocarburos en regiones marinas ubicadas en tirantes de agua mayores a 500 metros (distancia entre la superficie y el lecho marino) y si el tirante de agua es superior a los 1500 m se designan como yacimientos en aguas ultraprofundas (Fig. 1.13). Sin embargo, las formaciones que pueden encontrarse debajo del lecho marino pueden ser tanto convencionales como no convencionales. La razón por la que pueden incluirse dentro de los no convencionales es que operativamente se tienen retos como los cambios de temperatura que se experimentan desde el fondo del pozo hasta la superficie del mar debido al largo tirante de agua, el riesgo que representan las corrientes oceanográficas y la alta sensibilidad a factores ambientales en estas localizaciones.

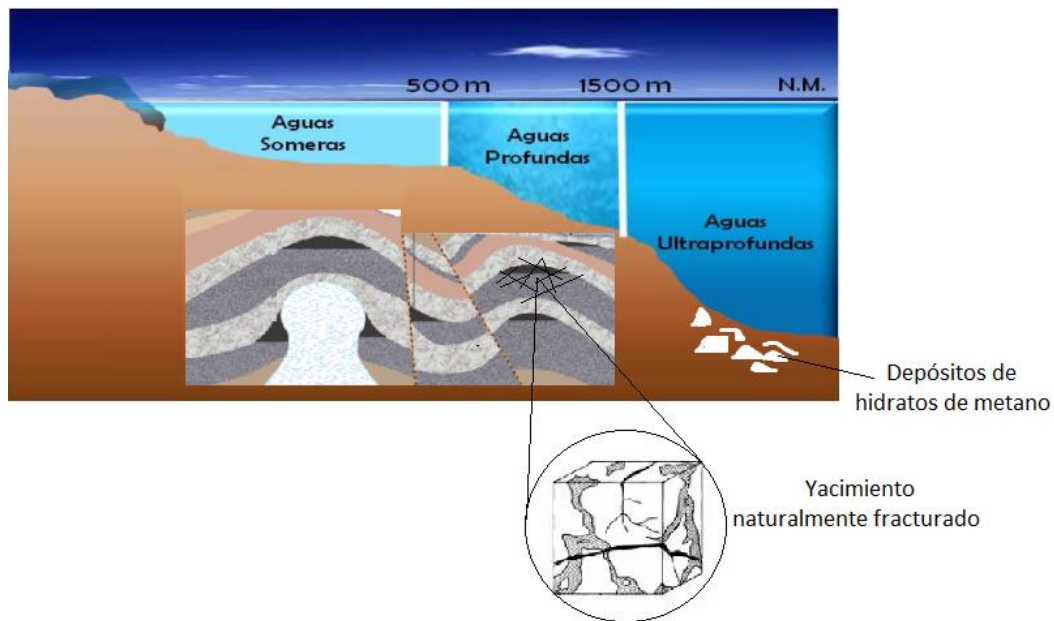


Fig. 1.13. Representación de los depósitos de los hidratos de metano debajo del lecho marino, de yacimientos naturalmente fracturados y profundidad de los tirantes de agua que definen a los yacimientos en aguas profundas y ultraprofundas.

2 Productividad de pozos petroleros

Para saber si un pozo petrolero produce en forma apropiada, es necesario conocer su potencial, que es el gasto máximo que aportaría si se le impusiera el mejor conjunto de condiciones posibles al sistema integral de producción (SIP), el cual está conformado por: el yacimiento, el pozo, el estrangulador, la línea de descarga y las instalaciones de tratamiento, acondicionamiento, almacenamiento y comercialización (Fig. 2.1).

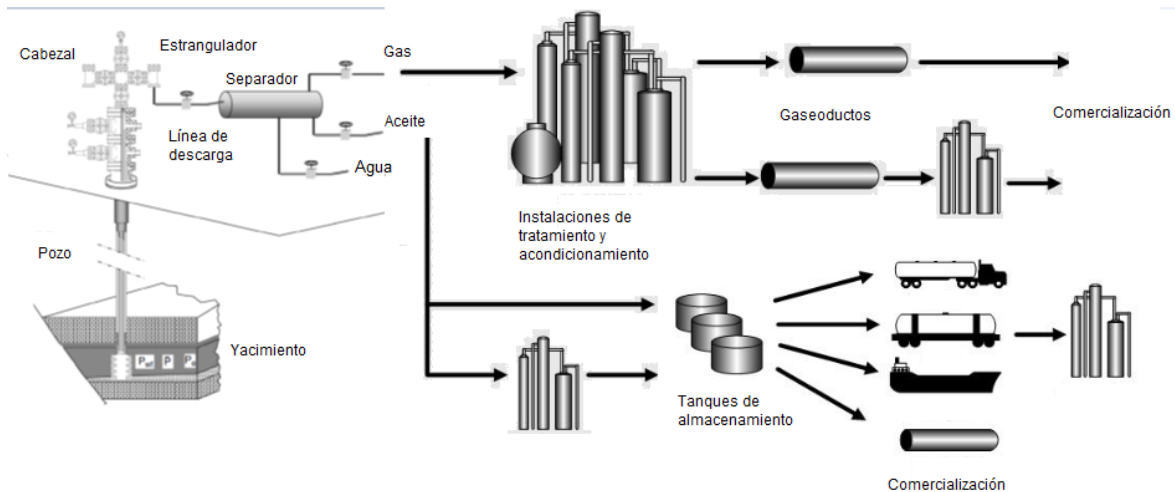


Fig. 2.1 Sistema Integral de Producción (SIP), (Adaptada de Guo⁷, 2007).

La capacidad de aporte de un pozo se define como el gasto de producción de aceite o gas que se puede obtener de un yacimiento a una presión de fondo específica y está determinado por los siguientes factores⁷:

- Propiedades de los fluidos
- Tipo de frontera del yacimiento
- Presión del yacimiento
- Permeabilidades relativas del yacimiento
- Espesor del intervalo de interés
- Radio del pozo
- Condiciones en boca de pozo

La capacidad de aporte puede ser matemáticamente modelada teniendo en cuenta los regímenes de flujo: flujo transitorio, estacionario o pseudo estacionario, además de que su identificación permite describir el comportamiento de flujo de fluidos y la distribución de presión como función del tiempo en el yacimiento.

2.1 Regímenes de flujo

Cuando se abre a producción un pozo vertical, a un gasto de producción q , considerando un patrón de flujo horizontal radial como se muestra en la Figura 2.2, se crea una caída de presión en un radio de drenaje r_e alrededor del pozo perforado en un yacimiento de espesor h , con permeabilidad efectiva al aceite k_o , viscosidad del aceite μ_o , factor de volumen del aceite B_o , con radio de pozo r_w , con presión de fondo fluyendo p_{wf} y presión inicial del yacimiento p_i .

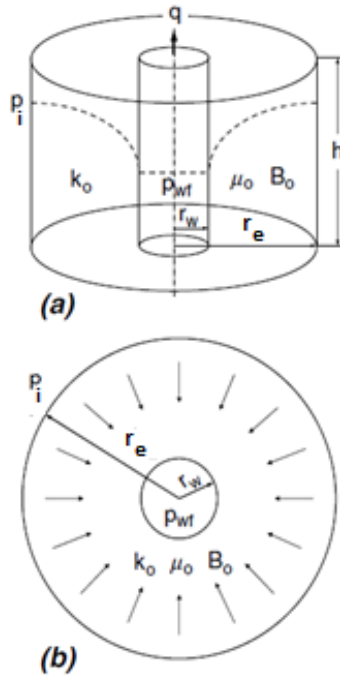


Fig. 2.2 Modelo de yacimiento con flujo radial. a) Vista lateral, b) Vista de planta (Adaptada de Guo⁷, 2007).

a) Flujo transitorio

El flujo transitorio está definido como un régimen de flujo en el que el radio de propagación de la onda de pérdida de presión no ha alcanzado los límites del yacimiento. El radio en el que se siente la caída de presión es relativamente pequeño (r_i) comparado con el radio de drenaje del yacimiento (Fig. 2.3). Nótese que el radio de drenaje está continuamente incrementando con el tiempo (t_1 , t_2 , t_3 , ..., t_n), por ello el yacimiento se comporta como infinito (Ec. 2.1).

$$\frac{\partial P}{\partial t} \neq 0 \quad \text{Ec. 2.1}$$

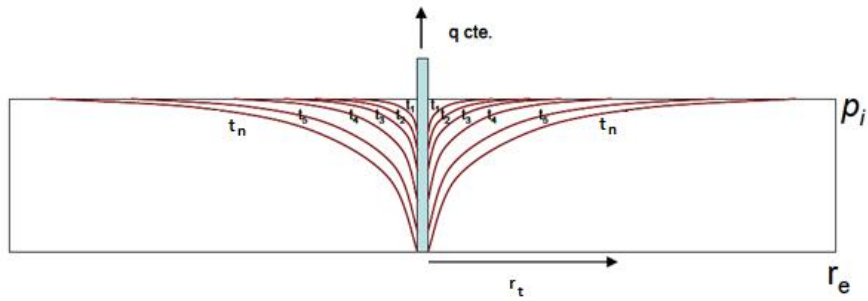


Fig. 2.3. Perfil de presiones en régimen de flujo transitorio en un pozo explotado a gasto constante (Adaptada de Arana⁸).

b) Flujo estacionario

Es el régimen de flujo en el que la presión en cualquier punto del yacimiento se mantiene constante a lo largo del tiempo (Ec. 2.2). La caída de presión se ha propagado hasta alcanzar una frontera externa y puede ocurrir cuando el fluido producido es completamente sustituido por otro (Fig. 2.4) (como agua de un acuífero activo). Es más aplicable a experimentos de desplazamiento en laboratorio que a condiciones de yacimiento.

$$\frac{\partial P}{\partial t} = 0$$

Ec. 2.2

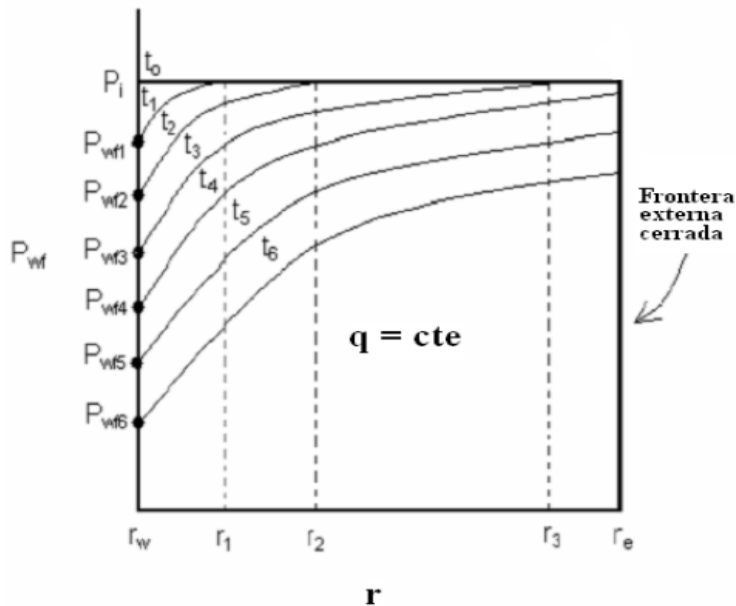


Fig. 2.4 Flujo estacionario con frontera externa a presión constante.

c) Flujo pseudo estacionario

Como resultado de la producción, la región total drenada por el pozo comienza a ser depresionada y la presión en cualquier punto del yacimiento declina constantemente con respecto al tiempo (Ec. 2.3); es decir, el radio de drene ha alcanzado las fronteras externas de no flujo. La caída de presión es debida a la expansión de fluidos del yacimiento a medida que éstos se producen (Fig. 2.5).

$$\frac{\partial P}{\partial t} = \text{constante}$$

Ec. 2.3

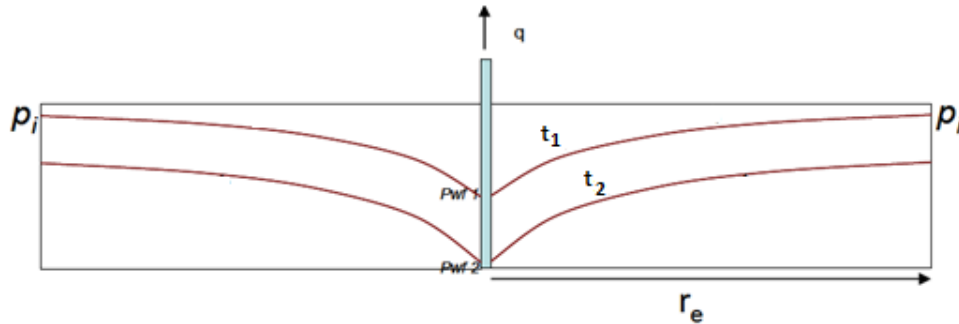


Fig. 2.5 Flujo pseudo estacionario (Adaptada de Arana⁸).

2.2 Geometrías de flujo de fluidos en el yacimiento en la cercanía del pozo

La mayoría de los yacimientos poseen límites irregulares debido a la geometría de la estructura del yacimiento y su descripción rigurosa sólo es posible con el uso de simuladores numéricos⁹. La producción de hidrocarburos genera patrones de flujo que siguen geometrías muy diversas, debido a factores como el tipo de terminación, el gasto de producción, el tiempo de explotación y la estructura de la formación; sin embargo, para la mayoría de los problemas ingenieriles los sistemas geométricos de mayor interés práctico son los que dan origen a los flujos lineal y radial.

a) Flujo lineal

Las líneas de flujo son paralelas y el fluido fluye en una sola dirección, es decir, las líneas de flujo se desplazan sobre un mismo plano. La sección transversal expuesta al flujo es constante. En un pozo perforado en una fractura natural del yacimiento, el flujo lineal puede presentarse en el interior de la fractura (Fig. 2.6 a) y además puede generarse flujo lineal hacia la fractura (Fig. 2.6 b). La combinación simultánea de estas dos geometrías da como resultado un flujo bilineal, mismo que se observa comúnmente en pozos hidráulicamente fracturados, y ocurre por una fractura de conductividad finita en donde el flujo lineal se presenta tanto en la fractura como en el plano fracturado.

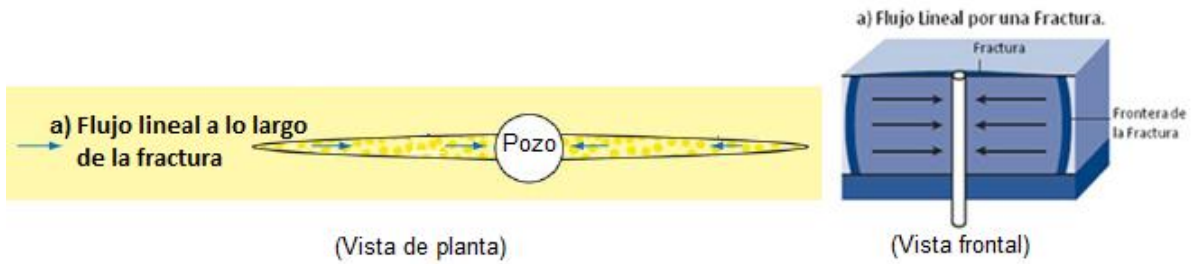


Fig. 2.6 a) Geometría de flujo lineal dentro de una fractura (Adaptada de Bobadilla¹⁰, 2012 y Bellarby¹¹, 2009).

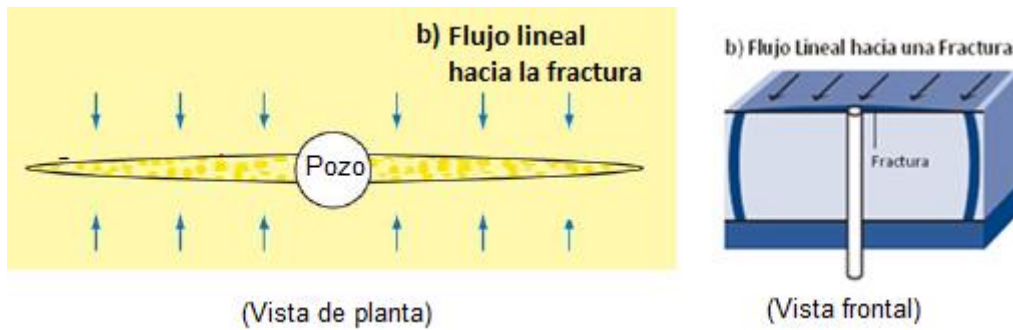


Fig. 2.6 b) Geometría de flujo lineal hacia una fractura (Adaptada de Bobadilla¹⁰, 2012 y Bellarby¹¹, 2009).

b) Flujo radial

Visto en dos y en tres dimensiones, el flujo radial se identifica debido a que las líneas de flujo son rectas y convergen en un centro común (Fig. 2.7). La sección transversal expuesta al flujo disminuye a medida que se aproxima al centro.

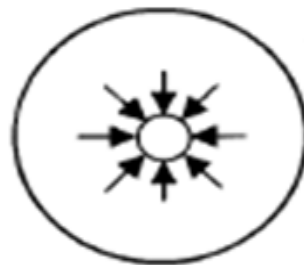


Fig. 2.7 Vista de planta de las líneas de flujo radial (Paris de Ferrer⁹, 2009).

Este tipo de flujo puede presentarse en distintos casos: el flujo radial hacia una porción del pozo vertical ocurre inicialmente cuando el pozo penetra parcialmente la formación, cuando el pozo es parcialmente terminado o cuando el daño restringe el flujo al pozo (Fig. 2.8 a); al transcurrir el tiempo de explotación, el flujo radial se extiende a todo el espesor del intervalo productor (Fig. 2.6 b). Los pozos horizontales presentan flujo radial en el plano vertical al pozo como resultado de la combinación de la permeabilidad horizontal y vertical de la formación (Fig. 2.8 c). El flujo

pseudo radial se origina por el flujo hacia un mayor radio efectivo de convergencia en comparación con el radio del pozo, este tipo de geometría de flujo se presenta en un pozo fracturado (natural o hidráulicamente) o hacia un pozo horizontal (Fig. 2.8 d y e). El flujo pseudo radial también puede presentarse en un pozo después de que la caída de presión se ha propagado más allá de una o más barreras de flujo como en un pozo cercano a una falla (Fig. 2.8 f).

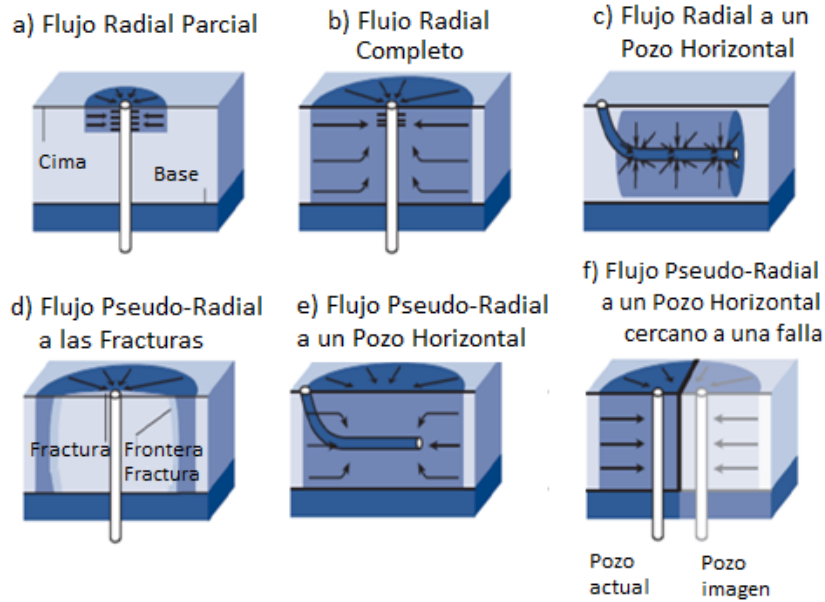


Fig. 2.8 Geometría de flujo radial y pseudo radial (Bobadilla¹⁰, 2012).

Se puede dar una combinación de las líneas de flujo. Observando por ejemplo una geometría de flujo lineal y pseudo radial en un pozo terminado horizontalmente (Fig. 2.9).

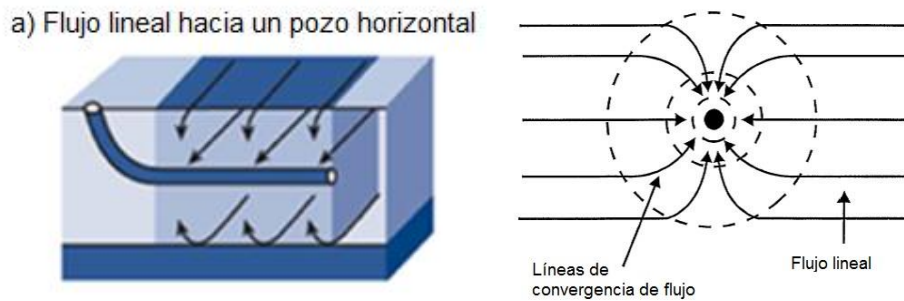


Fig. 2.9 Geometría de flujo hacia un pozo horizontal (Bobadilla¹⁰, 2012).

Dependiendo del tipo de configuración de la terminación de pozo, es posible tener un flujo esférico, semiesférico u otras geometrías de flujo cerca de los pozos.

c) Flujo esférico y semiesférico

En este caso todas las líneas de flujo van orientadas hacia la parte abierta al flujo, que es como el centro de una esfera a donde confluyen todas las líneas de flujo. El flujo esférico se presenta cuando una formación productora de gran espesor, ha sido abierta a flujo sólo en una fracción relativamente pequeña de su espesor y el flujo semiesférico resulta en un pozo que sólo penetra parte de la zona productiva, ubicada en la cima de la zona productiva, en este caso, la capa impermeable más cercana impone este régimen de flujo (Fig. 2.10).

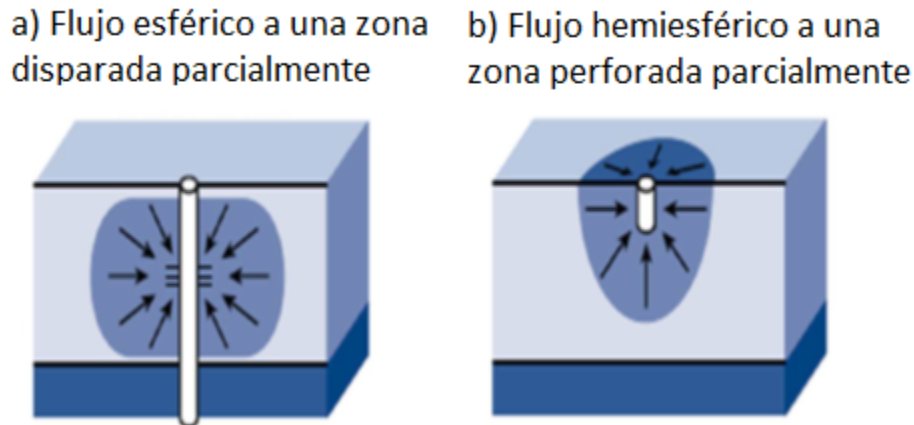


Fig. 2.10 Geometría de flujo esférico y semiesférico (Bobadilla¹⁰, 2012).

2.3 Daño total a la formación

El factor de daño total es una variable adimensional y compuesta, que es empleada para ajustar la ecuación de flujo derivada a partir de la condición ideal (un medio poroso homogéneo e isótropo[†]) y adaptarla a aplicaciones en condiciones de flujo no ideales⁷. El daño total (coeficiente denotado por el término “ S_t ”) afecta solo una zona ubicada en las inmediaciones del pozo (radio dañado r_s), que no está bien definida (Fig. 2.11) y es la alteración, natural o inducida, de las propiedades petrofísicas de la formación que caracterizan el flujo de fluidos a través de la misma provocando caídas de presión adicionales (Fig. 2.12). Las consecuencias del daño a la formación son la reducción de la productividad de aceite y gas en los yacimientos de hidrocarburos resultando en operaciones no rentables.

[†] Homogéneo: El cambio de una propiedad respecto a la distancia es cero.

Isótropo: El valor de una propiedad física no depende de la dirección en la que es medida.

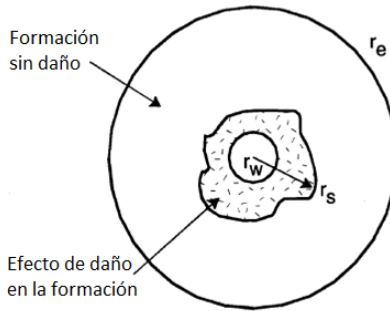


Fig. 2.11 Vista de planta de un pozo con daño (Adaptada de Civian¹², 2000).

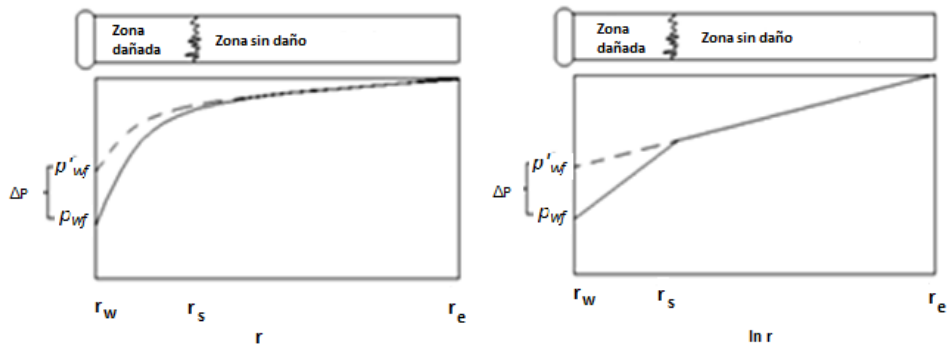


Fig. 2.12 Gráfica Presión contra radio de pozo, en escalas normal y semilogarítmica, donde se puede ver la caída de presión debida al daño de la formación (Adaptada de Golan¹³, 1996).

Una expresión general para calcular el factor de daño total es la Ec. 2.4.

$$S_t = S_d + S_{c+\theta} + S_p + \sum \text{pseudodaño} \quad \text{Ec. 2.4}$$

donde S_t es el daño total; S_d es conocido como daño verdadero y es causado durante las operaciones de perforación, cementación, terminación, durante la etapa de producción y en la inyección (en caso de haber). Este daño es el único realmente originado dentro de la formación y actúa directamente en el sistema poroso, disminuyendo la porosidad y permeabilidad ya que físicamente se debe al taponamiento del espacio poroso por partículas sólidas, o bien, por fluidos.

El resto de los componentes de la ecuación son llamados factores de pseudo daño y tienen que ver las condiciones de terminación del pozo y las condiciones de flujo no ideales en las perforaciones y en la cercanía del pozo. El factor $S_{c+\theta}$ es el daño por penetración parcial y ángulo de desviación del pozo que provoca que la geometría de flujo en la cercanía del pozo sea diferente del flujo radial ideal; S_p es el pseudo daño debido a condiciones de flujo no ideales alrededor de los disparos asociados con la terminación de pozo entubado, depende de distintos parámetros incluyendo la densidad de disparos, la fase de disparos (ángulo de separación entre las cargas), la profundidad del pozo, el diámetro, entre otros y $\sum \text{pseudodaño}$ es la suma de los pseudodaños debidos a condiciones de flujo no Darciano, multifásico y convergencia de flujo en la cercanía del pozo.

El factor de daño total es una medida cuantitativa para evaluar el comportamiento de un pozo relativo a la producción ideal de un pozo perforado y terminado completamente sin restricciones de flujo, este factor puede ser positivo o negativo (Fig. 2.13). La magnitud del daño indica la necesidad de estimular un pozo.

Si el factor de daño total es positivo significa que existen restricciones adicionales del flujo hacia el pozo, es decir, la permeabilidad en la vecindad del pozo es menor a la permeabilidad original del yacimiento. En caso de que el daño sea cero, no existen restricciones del flujo hacia el pozo, la permeabilidad en la vecindad del pozo es igual a la permeabilidad original del yacimiento. Por último, si el factor es negativo, el pozo ha sido estimulado por lo que se considera que el pozo produce con un diámetro de pozo mayor que el perforado.

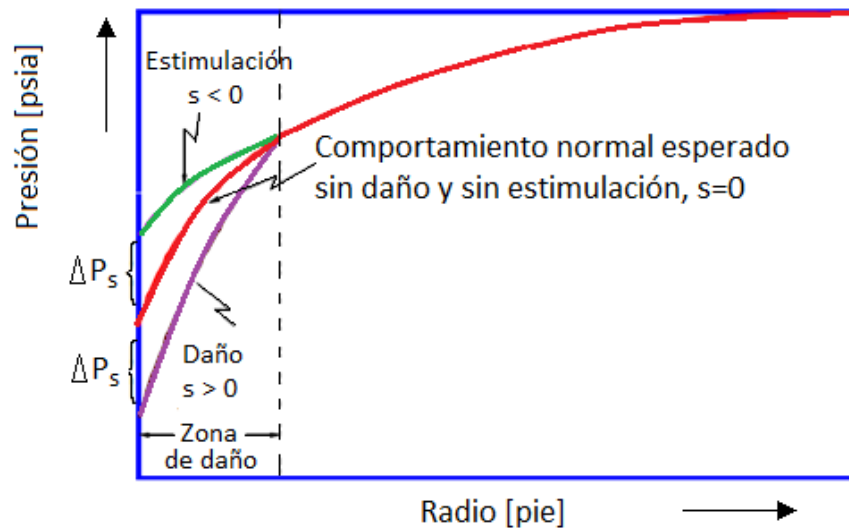


Fig. 2.13 Gráfica presión contra radio de pozo en escala normal donde se ven las curvas de un pozo sin daño, estimulado y dañado.

2.3.1 Daño verdadero a la formación

Es causado por muchos factores que pueden ocurrir desde el momento en que la formación es perforada o en algún tiempo durante la vida del pozo (Tabla 2.1).

POZOS NUEVOS	POZOS VIEJOS	POZOS INYECTORES
Invasión de fluidos y/o sólidos	Depósito de sarros y corrosión	Depósito de sarros y corrosión
Sólidos del lodo de perforación	Bloqueos por agua y emulsiones	Hinchamiento de arcillas
Filtrado del lodo	Parafinas y asfaltenos	Filtración de sólidos
Cemento	Hinchamiento de arcillas y migración de finos	

Tabla 2.1. Generación de daño verdadero durante la vida del pozo.

Cabe señalar que este componente del daño puede ser removido o evitado con operaciones de estimulación de pozo. Las causas principales del daño verdadero son:

1. Bloqueos por emulsión
2. Bloqueo por agua
3. Cambios de mojabilidad
4. Invasión de sólidos
5. Migración de arcillas
6. Depósitos orgánicos
7. Depósitos inorgánicos
8. Depósitos

A continuación se explican brevemente cada una de las causas citadas en la lista previa.

1. Bloqueos por emulsión

Las emulsiones son sistemas líquidos heterogéneos compuestos por dos líquidos inmiscibles, donde uno se encuentra disperso en forma de gotas dentro del otro (Fig. 2.14). El bloqueo por emulsión ocurre cuando una emulsión inversa (agua en aceite) ocupa el espacio poroso cercano al pozo y bloquea el flujo de fluidos hacia el mismo. Las emulsiones tienen viscosidades muy altas y su efecto se hace más pronunciado en el medio poroso.

Normalmente se forman durante la invasión de filtrados de lodos de perforación y terminación, cuando hay altos gastos de producción o inyección y por la presencia de surfactantes en los fluidos de perforación.

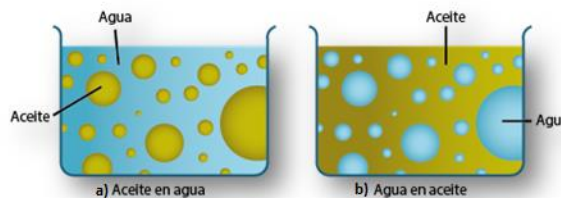


Fig. 2.14. Emulsión directa (a) e inversa (b).

2. Bloqueo por agua

Es causado por un incremento en la saturación de agua (S_w) en las inmediaciones del pozo disminuyendo la permeabilidad relativa al aceite (Fig. 2.15). Los bloqueos por agua pueden ocurrir cuando se filtra a la formación agua proveniente de los fluidos de perforación, terminación o reparación o bien por comunicación con una zona productora de agua.

El bloqueo por agua se produce debido al efecto capilar en los micro poros de este tipo de formaciones cuando el filtrado de fluidos invaden la formación. Este fenómeno se ha observado particularmente en yacimientos de muy baja permeabilidad.

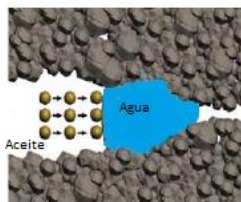


Fig. 2.15. Espacio poroso boqueado por agua.

3. Cambios de mojabilidad

Se origina por la modificación de la tensión superficial de la roca que impide el flujo de los fluidos del yacimiento que puede ocurrir por el fenómeno de adsorción a través de minerales activos en la superficie de la pared de los poros (Fig. 2.16). Este efecto lo producen, en general, los filtrados de lodos de emulsión inversa.

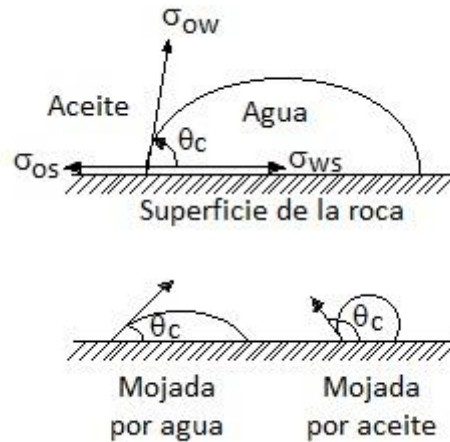


Fig. 2.16. Superficie mojada por agua y por aceite.

4. Invasión de sólidos

Durante las operaciones a pozo las partículas del fluido de control pueden invadir la formación y causar daños bloqueando los canales de flujo; sin embargo, las partículas de mayor tamaño pueden penetrar en la formación durante la perforación antes de que se forme el enjarre. Una vez que el enjarre está totalmente formado, debido a su estructura y a su baja permeabilidad, se filtran los sólidos más finos (Fig. 2.17). La invasión de los sólidos de los fluidos de perforación está favorecida por: poros de gran tamaño en la roca del yacimiento, presencia de fisuras y fracturas naturales, partículas de pequeño diámetro entre los componentes del lodo de perforación, la baja velocidad de perforación que provoca destrucción del enjarre permitiendo el contacto directo entre el lodo y la formación, baja o alta velocidad de perforación y alta presión de fondo.

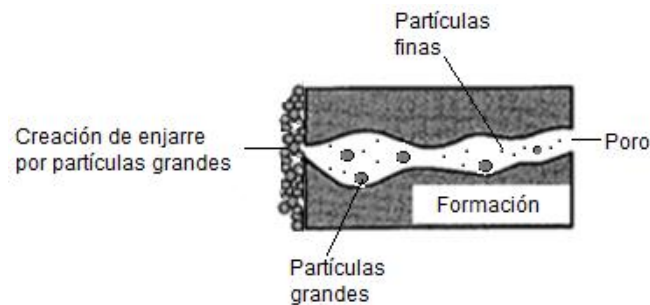


Fig. 2.17. Invasión de sólidos de los fluidos de control (Adaptado de Economides¹⁴, 1994).

5. Migración e hinchamiento de arcillas

La mayoría de las formaciones contienen diferentes tipos y cantidades de arcillas; para que ocurra su migración las partículas deben desprenderse de la superficie del grano, dispersarse y fluir a través del medio poroso hasta llegar a las gargantas de los poros, lo que causa un taponamiento (Fig. 2.18). Además, las arcillas son muy sensibles a la hidratación con ciertos fluidos acuosos, generando con ello su hinchamiento y el taponamiento de los canales de flujo reduciendo en gran medida las permeabilidades relativas a los fluidos de la formación

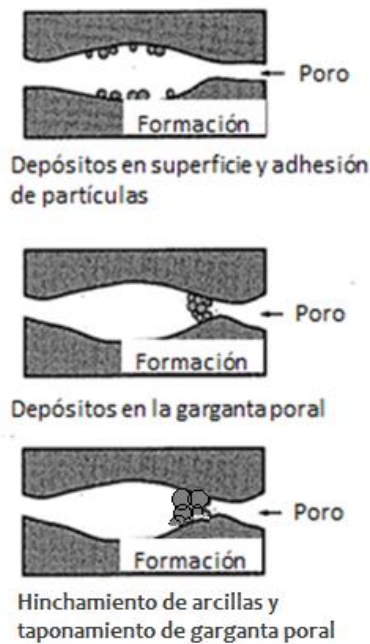


Fig. 2.18. Daño por migración e hinchamiento de finos y arcillas (Adaptado de Economides¹⁴, 1994).

6. Depósitos orgánicos

Los depósitos orgánicos son precipitados de hidrocarburos pesados, normalmente asfaltenos y parafinas que pueden precipitar de manera natural o inducida. Los mecanismos por los cuales se originan son variados y complejos, pero el principal motivo es algún cambio en las variables termodinámicas durante el proceso de perforación o producción. Los precipitados orgánicos se pueden depositar en la matriz, en la vecindad del pozo o en las tuberías.

Los asfaltenos son compuestos aromáticos y nafténicos de alto peso molecular; son fracciones presentes en el crudo que suelen originar precipitados al agruparse por sufrir alteración en su ambiente, dañando el medio poroso o bloqueando las tuberías de producción evitando así el flujo de hidrocarburos en pozos petroleros. Los asfaltenos están presentes en algunos crudos en dispersión coloidal estabilizada por la presencia de resinas, cuando se disminuye de algún modo el contenido de estas resinas, los asfaltenos forman partículas grandes que precipitan y se depositan. La cantidad de asfaltenos en el petróleo varía dependiendo de la profundidad, gravedad API del crudo y contenido de azufre.

Las parafinas son químicos orgánicos de hidrocarburos saturados de alto peso molecular (ceras) que se acumulan en la tubería de producción, líneas de flujo de superficie y otros equipos de producción y almacenamiento. Son sustancias que precipitan de ciertos tipos de crudo que se separan y depositan en áreas donde la temperatura del sistema cae por debajo de la temperatura de solubilidad de las parafinas o cuando la composición del crudo cambia por la liberación del gas a medida que declina la presión. Por ello pueden también quedar en el sistema poroso, bloqueando el flujo de hidrocarburos hacia el pozo.

7. Depósitos inorgánicos

Puede haber precipitación de sólidos inorgánicos cuando el fluido de control utilizado y los fluidos de la formación son incompatibles, esto es, durante el desarrollo de un pozo; en tanto que la depositación que ocurre durante la producción del pozo se debe a cambios en las condiciones de presión y temperatura. Estos depósitos inorgánicos pueden incrustarse en las tuberías de producción o revestimiento del pozo obstruyendo el área disponible al flujo de hidrocarburos. Entre las varias incrustaciones inorgánicas, también llamadas sarros, que se han identificado está el carbonato de calcio, sulfato de calcio y de bario (Fig. 2.19).

8. Depósitos mixtos

Son depósitos compuestos por la mezcla de componentes orgánicos e inorgánicos que pueden incluir también sílices y arcillas. Su presencia se puede deber a: el abatimiento de presión y/o temperatura, la presencia de finos en la formación o el aumento de producción de agua.

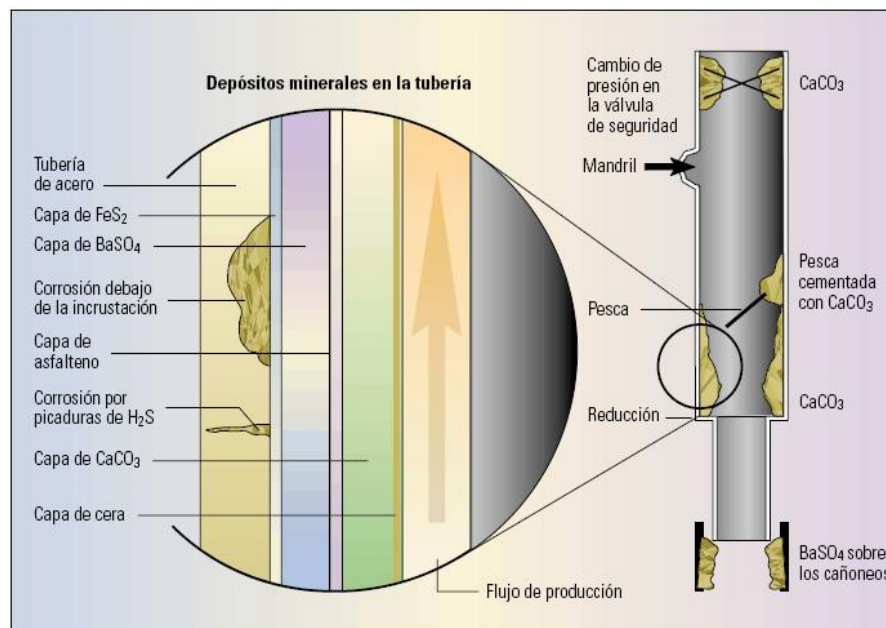


Fig. 2.19. Varias incrustaciones inorgánicas en la tubería de producción (Pérez García¹⁵, 2008).

2.3.2 Pseudo daños

Los pseudo daños pueden ser atribuidos directamente al pozo y no tienen que ver con el daño verdadero, las causas que los producen son:

1. Penetración y terminación parcial del pozo
2. Ángulo de desviación del pozo
3. Aspectos asociados al efecto de los disparos

Existe otro tipo de factor de pseudo daño que es dependiente de la velocidad del flujo de producción y es producido por:

4. Condiciones de flujo no darciano

Brevemente son explicadas a continuación las causas de los pseudo daños.

1. Penetración y terminación parcial del pozo

Los pozos perforados y terminados solo en una fracción del espesor total de la formación reciben el nombre de pozos parcialmente penetrantes y pozos con terminación parcial (Fig. 2.20), esto es, el intervalo de la formación abierto al flujo es mucho más pequeño que el espesor total del intervalo de interés. Las razones para realizar estas limitadas entradas a la formación son:

- Evitar la conificación de agua y/o gas.
- Debido a que la totalidad del intervalo no puede ser perforado por cuestiones mecánicas o razones de seguridad.
- Evitar la producción de arena u otros finos de la formación en caso de existir intervalos pobremente consolidados.
- Probar un pozo exploratorio en intervalos seleccionados.
- Dejar porciones de la tubería de revestimiento sin perforar para futuras necesidades de instalar herramientas y accesorios.
- Errónea interpretación de registros geofísicos que llevan a equivocaciones al definir el total de la zona de interés.
- Taponamiento de los disparos que no contribuyen a la perforación.

La mayoría de las razones de la penetración y terminación parciales son diseñadas para mejorar el desempeño de los pozos, las últimas dos razones no están planeadas.

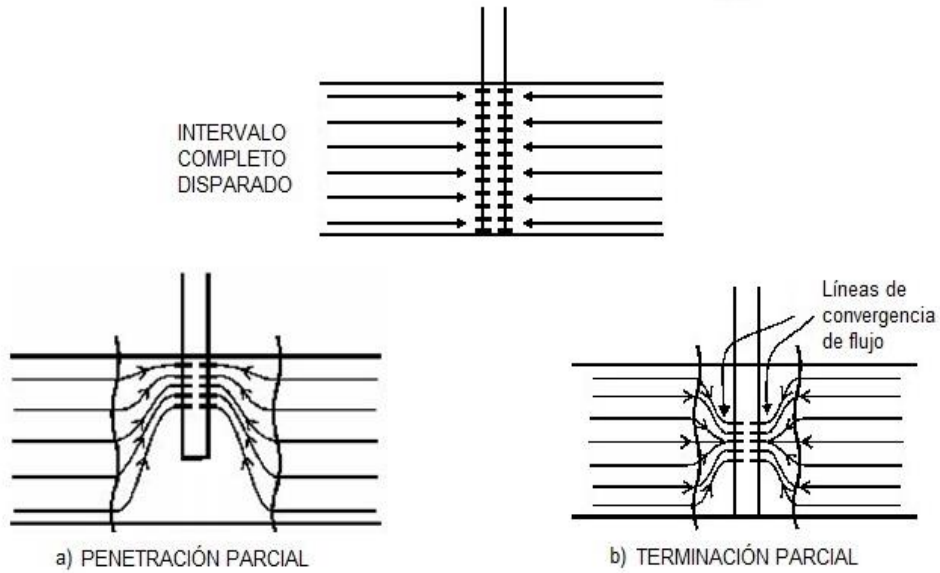


Fig. 2.20. Pozo vertical parcialmente penetrante y con terminación parcial.

Las líneas de flujo que convergen por arriba y por debajo del intervalo abierto cambian gradualmente a flujo radial en las zonas lejanas al pozo. Debido a la geometría de flujo y a los gradientes de presión cerca de los extremos del intervalo abierto, se requiere menor presión de fondo fluyendo para producir el gasto deseado. Estas caídas de presión adicionales son las que resultan en el efecto de daño denotado por S_c . El daño por penetración o terminación parciales es siempre positivo debido a que la entrada disponible al flujo reduce la productividad del pozo en comparación con el mismo intervalo penetrado y disparado completamente.

2. Ángulo de desviación del pozo

Un pozo desviado, al contrario, resulta en un efecto de daño negativo, debido a que el área de contacto con la formación es mayor (Fig. 2.21). Cuanto mayor sea el ángulo de desviación mayor será la contribución negativa al efecto total de daño.

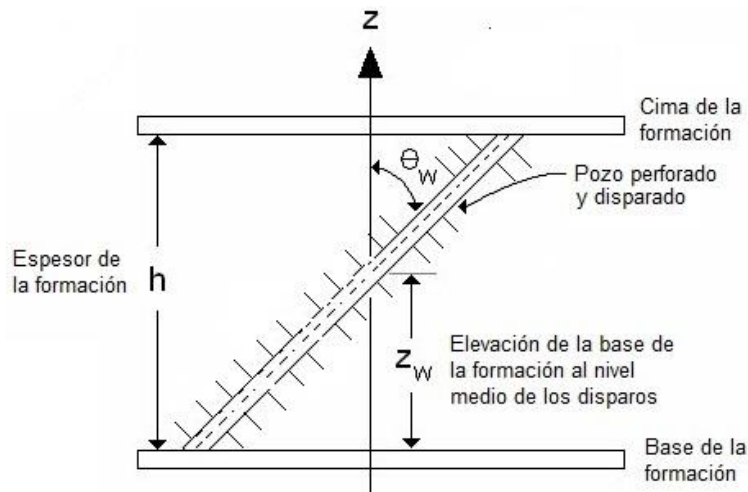


Fig. 2.21. Pozo desviado y disparado en todo el espesor de la formación.

3. Aspectos asociados al efecto de los disparos

La mayoría de los pozos son terminados con agujero entubado, cementado y disparado para permitir la entrada de fluidos del yacimiento al pozo. Es importante reconocer que la penetración de los disparos no se logra pulverizando el material al paso del disparo, sino por trituración y compactación de la tubería de revestimiento, del cemento y de la formación (Fig. 2.22). La operación de disparos es usualmente hecha bajo balance con el fin de facilitar el flujo de fluidos al pozo de inmediato, posterior a la detonación y dejar limpio el túnel de disparo (Ver Apéndice D).

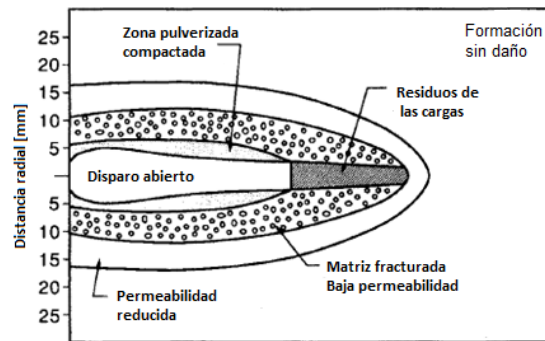


Fig. 2.22. Zona de la formación dañada por efecto de los disparos (Adaptada de Economides¹⁴, 1994).

El efecto de daño causado por los disparos (S_p) depende de la geometría (Fig. 2.23) y la calidad de los disparos; estos parámetros geométricos son:

- Profundidad de penetración (l_{perf}); cuanto mayor sea la profundidad, mejor será la función de las perforaciones en la formación creadas por los disparos. Si los disparos sobrepasan la zona dañada y llegan a la zona sin daño, las grandes caídas de presión se minimizan. El efecto de los disparos en el daño se incrementa si los disparos penetran en una zona dañada alrededor del pozo, pero debido a que la distancia dañada alrededor del pozo es difícil de cuantificar este efecto de los disparos usualmente no se considera.
- Diámetro de disparos (r_{perf}); si el diámetro del túnel del disparo es mayor, el rendimiento de flujo de fluidos de la formación al pozo será mejor.
- La densidad de disparos (h_{perf}). Se refiere a la cantidad de disparos por distancia (generalmente medida en cargas por pie). Cuanto mayor sea el número de cargas por pie, mejor será el flujo.
- Fase del disparo (θ), la cual es la distribución radial de cargas de disparo sucesivas alrededor del eje de la pistola. Los conjuntos de pistola están disponibles comúnmente en fases de 0, 60, 90, 120 y 180 grados (Fig. 2.24). La fase 0 se emplea generalmente en cañones de diámetro externo pequeño, mientras que los cañones de fase 60, 90 y 120 grados son generalmente más grandes. La fase entre los disparos tiene un efecto en la productividad.

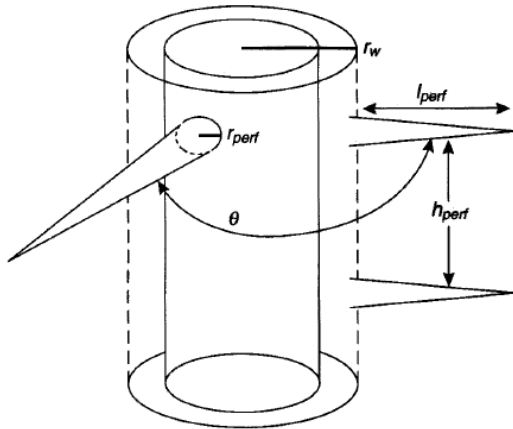


Fig. 2.23. Esquema de la geometría de los disparos en un pozo (Economides¹⁴, 1994).

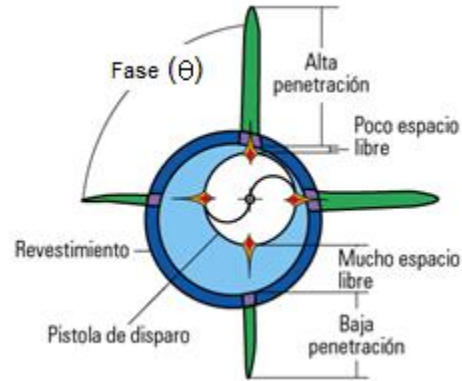


Fig. 2.24. Fase de los disparos a 90°.

4. Efecto de flujo a alta velocidad

Varios experimentos realizados en diferentes materiales porosos indican que la ley de Darcy aplica para un amplio rango de velocidades de flujo. La relación lineal entre la caída de presión y el gasto de la ley de Darcy es el modelo de flujo en el medio poroso más simple y para muchas aplicaciones es suficiente. Sin embargo, para altos gastos esta relación ya no es válida.

El flujo no darciano se observa con mayor frecuencia en pozos de gas a elevados gastos de producción cuando el flujo que converge en el pozo alcanza velocidades que exceden el flujo laminar y da como resultado flujo turbulento. El flujo no darciano es un factor de pseudo daño dependiente del flujo de producción.

Estas condiciones de flujo también se presentan en los pozos de aceite dominados por flujo a alta velocidad, una de las siguientes condiciones existe: altos gastos, daño significativo, intervalo perforado parcialmente, baja densidad de perforación o terminación con empacamiento de grava.

El cálculo del daño total está compuesto de condiciones no ideales en la cercanía del pozo debido a los efectos individuales; sin embargo, el factor de daño total no es necesariamente la suma de los factores individuales, sino que es el producto de la existencia de algún grado de interacción entre las diferentes restricciones al flujo que pueden magnificar o simplificar el efecto total de daño a la formación.

2.4 Índice de productividad y curva de IPR

Las herramientas analíticas empleadas en Ingeniería de Producción para evaluar la capacidad de aporte o potencial de un pozo son:

- Índice de productividad
- Curva de IPR (Inflow performance relationship)

Ambos conceptos serán explicados brevemente a continuación.

- a) El índice de productividad es una medida de la capacidad productiva de los pozos; es la relación entre el gasto de producción de líquidos y el abatimiento de presión, como lo expresa la ecuación:

$$J = \frac{q}{P_{ws} - P_{wf}} \left[\frac{\left(\frac{bl}{día} \right)}{\left(\frac{lb}{pg^2} \right)} \right] \quad \text{Ec. 2.5}$$

donde:

J = Índice de productividad [bl/día/psi]

q = Gasto de líquidos [bl/día]

P_{ws} = Presión de fondo estática [lb/pg²]

P_{wf} = Presión de fondo fluyendo [lb/pg²]

La escala típica de valores del índice de productividad de los pozos petroleros se muestra en la Tabla 2.2.

ESCALA TÍPICA DE VALORES DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD	
Baja productividad	$J < 0.5$
Productividad media	$0.5 < J < 1.0$
Alta productividad	$1.0 < J < 2.0$
Excelente productividad	$2.0 < J$

Tabla 2.2 Valores típicos del Índice de Productividad.

- b) La curva de IPR (Inflow Performance Relationship) es la representación gráfica de la presión de fondo fluyendo (eje de las ordenadas) y el gasto de producción (eje de las abscisas), donde la magnitud de la pendiente de la curva es el índice de productividad. Esta gráfica sirve para analizar yacimientos bajo saturados y saturados por lo que el IPR se basa en las siguientes hipótesis¹⁶:

- El mecanismo de desplazamiento en el yacimiento es por expansión del gas disuelto liberado.
- El yacimiento es radial, circular y de dimensiones finitas con un pozo completamente penetrante en su centro.
- El medio poroso es uniforme e isótropo con una saturación de agua constante.
- Los efectos de segregación gravitacional se pueden despreciar.
- La compresibilidad de la roca y del agua pueden ser despreciados.
- La composición y propiedades del aceite y del gas son constantes.
- Las dos fases tienen las mismas condiciones de presión.

Si la curva de IPR presenta un índice de productividad constante, la gráfica sería una línea recta con pendiente negativa con intersección de $P_{wf} = \bar{P}_y$ y $q = q_{max}$ en valores de $q = 0$ y $P_{wf} = 0$, respectivamente (Fig. 2.25). Esto es debido a que el índice de productividad es independiente del gasto de producción para yacimientos bajo saturados (flujo de fluidos en una sola fase).

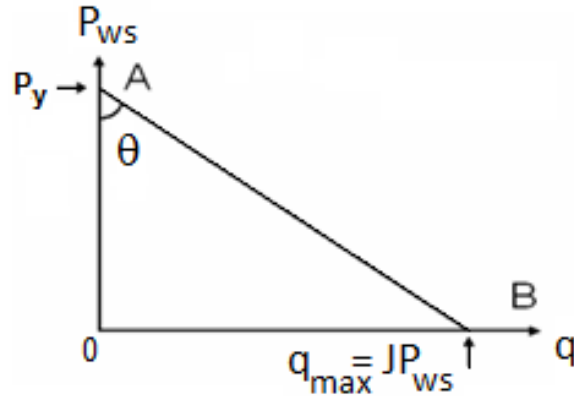


Fig. 2.25 Gráfica de gasto contra presión para yacimientos bajo saturados.

Cuando existe flujo de dos fases en el yacimiento, el valor de la pendiente de la curva cambia continuamente en función del abatimiento de presión (Fig. 2.26); razón por la cual, el índice de productividad de un pozo cambia a lo largo del tiempo y también en relación con la producción acumulada. En los yacimientos saturados, los principales factores que afectan el comportamiento del IPR son¹⁷:

- Decremento en la permeabilidad relativa al aceite conforme la saturación de gas incrementa.
- Incremento en la viscosidad del aceite conforme la presión disminuye y el gas se libera.
- Encogimiento del aceite conforme se libera el gas debido a la caída de presión.
- Formación de daño o de estimulación en la vecindad del pozo.

Para el flujo de fluidos en dos fases, Vogel introdujo una relación empírica normalizada por el flujo potencial de gasto de aceite máximo ($q_{o\ max}$) en un sistema abierto al flujo (pozo terminado en agujero descubierto).

$$\frac{q_o}{q_{o\ max}} = 1 - 0.2 \frac{p_{wf}}{\bar{p}} - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{\bar{p}} \right)^2 \quad \text{Ec. 2.6}$$

La ventaja de usar la ecuación derivada por Vogel es que permite emplear las propiedades solo del aceite para un sistema de dos fases con lo que se puede escribir una ecuación generalizada para calcular el IPR de la siguiente manera:

Primero q_b , donde $p_{wf}=p_b$, puede expresarse como:

$$q_b = \frac{k_o h (p_i - p_b)}{141.28 \mu_o (p_D + S_t)} \quad \text{Ec. 2.7}$$

donde p_o es la presión adimensional, ya sea para flujo estacionario o pseudo estacionario.

El índice de productividad por encima del punto de burbuja es:

$$J = \frac{q_b}{p_i - p_b} \quad \text{Ec. 2.8}$$

Y se relaciona con la ecuación de Vogel (q_v) por:

$$q_v = \frac{p_v J}{1.8} \quad \text{Ec. 2.9}$$

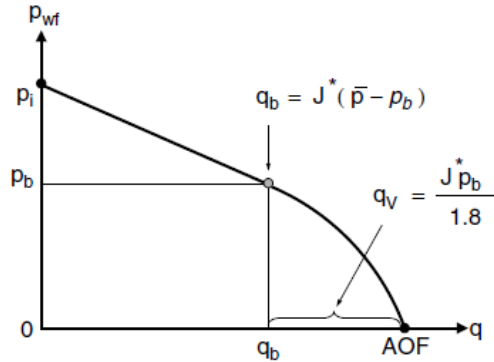


Fig. 2.26. IPR generalizada para un sistema de dos fases. (AOF Absolute Open Flow), (Guo⁷, 2007).

Para aplicar este modelo es necesario validarlo y conocer el gasto correspondiente a la presión de fondo fluendo con datos de campo pero cuando el método de Vogel no es útil, Fetkovich sugirió normalizar la ecuación con la expresión $q_{o\ max} = C p^{-2n}$ (Ec. 2.10); concluyó que los yacimientos de aceite saturados y bajo saturados se comportan de la misma manera que los pozos de gas.

Definió una ecuación de flujo de la forma:

$$q_o = C(\bar{p}^2 - p_{wf}^2)^n \quad \text{Ec. 2.10}$$

donde C es el coeficiente de presión de retorno y n es un coeficiente de ajuste para la curva.

La Ec. 2.11 se convierte en:

$$\frac{q_o}{q_{o\ max}} = \left[1 - \left(\frac{p_{wf}}{\bar{p}} \right)^2 \right]^n \quad \text{Ec. 2.11}$$

Aunque implica la determinación de dos variables desconocidas: $q_{o\ max}$ y n , para lo cual se requieren datos provenientes de pruebas de presión.

Las causas de una baja productividad en un pozo pueden variar desde un problema fundamental del yacimiento hasta restricciones al flujo en la zona cercana al pozo, en el pozo mismo o en sus instalaciones. El daño a la formación no es la única causa a la cual se debe un bajo índice de productividad. Por ello la importancia del diagnóstico correcto de las causas que pueden relacionarse con ello, por ejemplo:

Problemas fundamentales del yacimiento

- Baja permeabilidad natural.
- Baja permeabilidad relativa al aceite.

Restricciones al flujo cercano al pozo

- Daño de la formación.

Restricciones en el pozo

- Restricciones a nivel de pozo (pseudodaños).
- Área de drene reducida.
- Ubicación del pozo en el área de drenaje.
- Espesor pequeño del intervalo.
- Alta viscosidad del crudo

Dependiendo de la causa de la baja productividad de los pozos petroleros se elige alguna de las alternativas para mantener los gastos de producción deseados. Entre las posibles opciones se encuentran los sistemas artificiales de producción y las estimulaciones a pozos (Ver Capítulo 3).

3 Tipos y objetivos de las estimulaciones a pozos petroleros

Existen varias técnicas en la industria petrolera que se aplican para mantener o incrementar la productividad continua de los pozos; entre ellas están la instalación de los sistemas artificiales de producción (SAP) y las estimulaciones. Ambas operaciones se realizan a nivel de pozo y no a nivel de yacimiento, es decir, su influencia está limitada al sistema mecánico del pozo o bien en la vecindad del pozo actuando sólo en un radio reducido alrededor de él.

Mediante una estimulación también se puede mejorar la inyectividad de un pozo; la cual se define como el gasto al que un fluido puede ser inyectado a la formación a determinada diferencia de presiones. Su aplicación está dirigida a procesos de recuperación secundaria o mejorada en pozos donde se inyecta agua, gas, vapor u otras sustancias como surfactantes, polímeros y álcalis, y el resultado es la optimización de los patrones de flujo del fluido inyectado del pozo a la formación.

3.1 Sistemas artificiales de producción

Los sistemas artificiales de producción son equipos adicionales a la infraestructura de un pozo, que suministran energía adicional a los fluidos que serán extraídos del yacimiento desde una profundidad determinada; son los sistemas mediante los cuales se proporciona energía al pozo para poder vencer la contrapresión ejercida por la columna de fluidos sobre la formación y así restablecer o incrementar la producción de hidrocarburos que pueda ser obtenida del yacimiento en forma comercial.

Los tipos de sistemas artificiales son: bombeo mecánico, bombeo de cavidades progresivas, bombes hidráulicos tipo pistón y tipo jet, bombeo electrocentrifugo sumergido, bombes neumáticos continuo e intermitente, émbolo viajero y sistemas híbridos (Fig. 3.1).

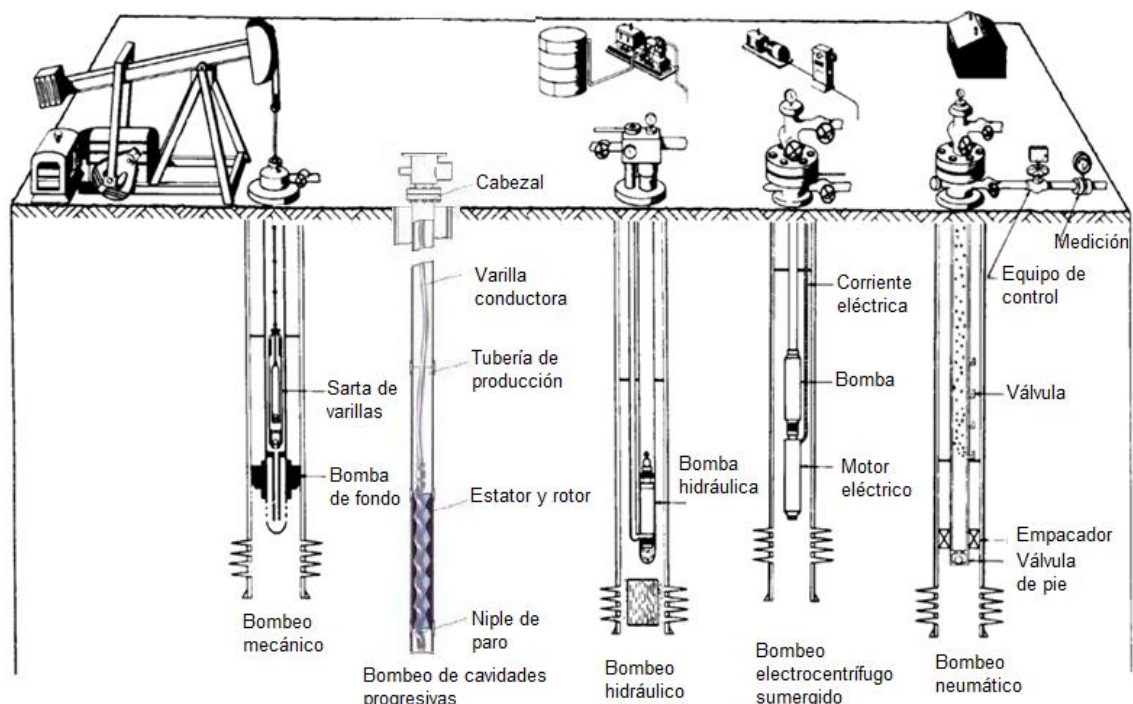


Fig. 3.1. Esquemas de algunos de los distintos sistemas artificiales de producción (Adaptado de Lucero Aranda¹⁸, 2013).

La necesidad de utilizar los sistemas artificiales de producción surge cuando la energía natural del yacimiento disminuye. El objetivo principal de los sistemas artificiales de producción es optimizar técnica y económicamente la producción del sistema yacimiento-pozo. Para su implementación se debe primero definir la necesidad de un sistema artificial de producción (SAP), posteriormente seleccionarlo, diseñarlo e implementarlo en campo, seguido del monitoreo de los datos de producción y del funcionamiento del equipo, con lo cual se puede hacer una evaluación integral del sistema instalado.

Los factores que deben tomarse en cuenta para la selección del SAP son¹⁸:

Características de producción

- Índice de productividad
- Gasto de flujo
- Relación gas-aceite
- Porcentaje de agua

Propiedades de los fluidos

- Densidad
- Viscosidad
- Factor de volumen

Características del yacimiento

- Mecanismos de empuje presentes

Características del pozo

- Profundidad y temperatura del pozo
- Condiciones de la tubería de revestimiento
- Diámetro interno de la tubería de revestimiento y de la tubería de producción
- Tipo de pozo (vertical o desviado)
- Terminaciones múltiples

Instalaciones en superficie

- Líneas de flujo
- Cabezales de distribución
- Presión en el separador

Problemas operacionales

- Producción de arenas y ceras
- Presencia de corrosión
- Formación de emulsiones
- Altas temperaturas de fondo

Localización

- Costa afuera
- Zona urbana o aislada
- Condiciones ambientales

Energía disponible para el SAP

- Energía eléctrica
- Diesel
- Gas natural
- Propano
- Energía solar

Factores adicionales

- Factores económicos
- Conocimientos suficientes del personal para instalación y monitoreo

3.2 Estimulaciones a pozos petroleros

Para garantizar la productividad continua de los pozos petroleros se utilizan, además, las técnicas llamadas de estimulación de pozos, que constituyen el medio por el cual se mejora su productividad. Estas técnicas consisten en introducir a la formación determinados materiales, cuya función es establecer o restablecer condiciones propicias para el flujo de fluidos de la roca productora al pozo a lo largo de la vida productiva del mismo.

Se emplean materiales diversos, que van desde ácidos para eliminar las obstrucciones de los poros o bien para grabar por disolución canales altamente conductivos en las paredes de una fractura previamente creada, hasta fluidos de alta viscosidad para fracturar hidráulicamente la formación y colocar, dentro de la fractura generada, un cuerpo de partículas sólidas resistentes a las condiciones de presión y temperatura de la formación, cuya función es formar un medio altamente conductivo, poroso, permeable y que conserve la geometría de la fractura después del tratamiento¹⁹.

Como ya se mencionó, la estimulación de pozos es una actividad fundamental para el mantenimiento o incremento de la producción de aceite y gas; es también parte de las reparaciones mayores en pozos petroleros, favoreciendo la recuperación de las reservas de los yacimientos. Para determinar si un pozo es candidato a una estimulación o no, es importante tomar en cuenta un indicador inicial que depende de la identificación de la causa que reduce la producción de hidrocarburos.

Las razones principales para realizar este tipo de operaciones en pozos donde se desea incrementar la productividad son:

- En caso de que la formación productora tenga una baja permeabilidad original, el tratamiento permitirá aumentar la permeabilidad en la vecindad del pozo para mejorar el flujo de hidrocarburos de la formación al pozo productor.
- Si el motivo de la baja productividad de hidrocarburos es por un alto factor de daño en la formación, se creará un canal altamente permeable para conectar al pozo con la formación de permeabilidad inalterada.

El daño a la formación es un aspecto importante debido al efecto negativo que tiene sobre la productividad de los pozos. Es un fenómeno que causa una distorsión en el flujo lineal en dirección al pozo debido a restricciones en el tamaño de los poros de la roca, ocasionando una caída de presión adicional en las inmediaciones del pozo.

Las técnicas de estimulación conocidas son: la estimulación matricial y el fracturamiento hidráulico. La primera se emplea para disminuir el daño presente en la vecindad del pozo y es comúnmente requerida al inicio de su explotación debido al daño ocasionado durante su perforación y su terminación, mientras que el fracturamiento sobrepasa la vecindad del pozo para lograr modificar positivamente el flujo de los fluidos hacia el pozo.

Estos dos tipos básicos de estimulación se distinguen por las presiones a las cuales se inyectan los fluidos de tratamiento y los gastos empleados. La estimulación matricial se efectúa con gastos de inyección a presiones inferiores a la presión de fractura de la formación y las operaciones de fracturamiento hidráulico se ejecutan con presiones superiores a la presión de fractura.

Para definir estos rangos de gastos y presiones a utilizar durante la ejecución del tratamiento es común realizar pruebas de admisión o inyectividad en el intervalo de interés.

La prueba de admisión consiste en inyectar a la formación un fluido inerte (agua tratada o fluido oleoso limpio) a gastos muy bajos (de ½ a 10 barriles por minuto) que varían de acuerdo a la presión de admisión de la formación. A continuación se incrementa el gasto de bombeo por etapas, registrando la presión de inyección a gasto estabilizado en cada etapa. Al continuar con incrementos de gasto se registrará un cambio brusco en la pendiente de la curva formada por el perfil de presiones y los gastos, como muestra el punto A de la Fig. 3.2. Los procedimientos de estimulación matricial son caracterizados por gastos a presiones abajo de los valores apreciados en el punto A.

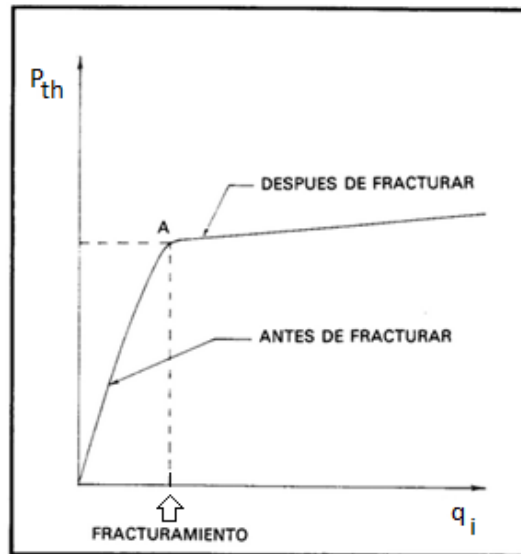


Fig. 3.2 Comportamiento de la presión de inyección en la cabeza de pozo (P_{th}) a los gastos de inyección correspondientes (q_i) durante una prueba de admisión a la formación (Islas Silva²⁰, 1991).

3.2.1 Estimulación matricial

La estimulación matricial se caracteriza por establecer gastos de inyección del fluido de tratamiento a presión mayor que la presión de formación pero menor a su presión de fractura. Durante el tratamiento debe buscarse que la inyección del fluido sea uniformemente radial, a fin de lograr que el incremento en la permeabilidad sea igualmente uniforme.

Se divide, dependiendo de la interacción entre las soluciones de estimulación y el tipo de daño presente en la formación, en dos grandes grupos: la estimulación matricial no ácida y la ácida.

El éxito de una estimulación matricial depende primordialmente de la selección apropiada del fluido de tratamiento²⁰.

La planeación y el diseño de una estimulación consisten, en términos generales, de los siguientes pasos:

1. Evaluación e identificación del tipo de daño.
2. Seleccionar el fluido de tratamiento y sus aditivos de acuerdo a pruebas previas de compatibilidad con la roca y con los fluidos de formación preferentemente realizadas con núcleos propios de la formación a fracturar.
3. Realizar una prueba de admisión para determinar los gastos y presiones a manejar, además de los requerimientos de potencia del equipo de bombeo.
4. Determinar el volumen de los fluidos de tratamiento de acuerdo a la longitud del intervalo a tratar y el radio de penetración de la zona dañada.
5. Calcular el incremento de productividad esperado para determinar la rentabilidad del tratamiento.
6. Elaborar un programa operativo, que especifique las acciones que deberán tomarse antes, durante y después del tratamiento. Dicho programa también deberá contener los volúmenes, gastos, presiones, tipos de fluidos a manejar, estado mecánico y los antecedentes del pozo.
7. En caso de ser una estimulación no reactiva, se recomienda cerrar el pozo como mínimo 24 horas para permitir que el fluido de tratamiento actúe según la respuesta esperada. Si el tratamiento es ácido, se debe inducir el pozo inmediatamente después de terminada la inyección.

3.2.1.1 Estimulación matricial no ácida o no reactiva

Estimulación en la cual los fluidos de tratamiento no reaccionan químicamente con los materiales de la roca y se emplea para la remoción de daños verdaderos de la formación. Los fluidos base a utilizar son: soluciones oleosas o acuosas, alcoholes o solventes mutuos, acompañados principalmente de surfactantes u otros aditivos afines.

La estimulación no ácida se emplea para remover daños relacionados con las fuerzas retentivas del yacimiento y bajo estas condiciones se pueden atacar problemas de bloqueos de agua, emulsiones, daños por tensión interfacial, por mojabilidad y por depósitos orgánicos, principalmente. En el caso de que el tipo de daño no se logre identificar plenamente, la estimulación matricial no reactiva no deberá aplicarse, esto debido a que existe una gran posibilidad de utilizar fluidos de estimulación contraindicados, corriéndose el riesgo no sólo de no remover el daño, sino de agravarlo. Para este caso, lo recomendado es la aplicación de una estimulación matricial ácida que al reaccionar químicamente, ya sea con la formación o con materiales obturantes del espacio poroso, permite mejorar la permeabilidad de la zona cercana al pozo de una manera más efectiva.

El flujo de fluidos a través de medios porosos está fuertemente afectado por fenómenos de superficie, que representan fuerzas retentivas al movimiento de los fluidos dentro de la roca. La acción de la estimulación matricial no reactiva concierne principalmente con la alteración de estas fuerzas retentivas manifestadas en los fenómenos de tensión superficial e interfacial, mojabilidad y capilaridad. El radio de penetración recomendado para este tipo de estimulación varía de 2 a 5 pies.

Los agentes activos de superficie (surfactantes) son los productos químicos que principalmente se utilizan en la estimulación matricial no reactiva, debido a su eficiente acción que permite alterar los

fenómenos de superficie. Los surfactantes son compuestos de moléculas orgánicas formados por dos grupos químicos, uno afín al agua (hidrofílico) y otro afín al ácido (lipofílico); dada esta estructura, tienden a orientarse según la interfase con la que sean solubles.

La acción de los surfactantes se manifiesta principalmente en los siguientes fenómenos²⁰:

- Disminución de las fuerzas retentivas de los fluidos en el medio poroso. La acción bajo tensora de los surfactantes permite reducir las fuerzas capilares responsables del atrapamiento de los fluidos en el medio poroso. Este efecto es de mayor importancia en formaciones de baja permeabilidad, de pequeños poros, donde las fuerzas retentivas son las causantes de que los hidrocarburos del yacimiento no fluyan hacia el pozo.
- Mojabilidad de la roca. Si la formación está mojada por agua existe un fenómeno de resbalamiento entre la película de agua adsorbida en la pared del poro y los hidrocarburos, lo que facilita el flujo de éstos últimos. Pero cuando cambia la mojabilidad de la roca, este fenómeno favorable de resbalamiento se elimina. Adicionalmente, en caso de que la formación en la vecindad del pozo llegue a ser mojada por aceite, éste se adhiere a la pared de los poros o superficie de los sólidos incrementando el espesor de la película que moja la roca con la consecuente disminución del movimiento del aceite. Todo esto trae como consecuencia una reducción considerable de la permeabilidad a los hidrocarburos, entre el 15 y el 85%, de aquella que tendría la roca si estuviese mojada por agua. Los surfactantes alteran la mojabilidad de la roca favorable o desfavorablemente en función del tipo y características de la roca.
- Rompimiento de emulsiones. Los surfactantes actúan en las emulsiones reduciendo la tensión interfacial, lo cual permite romper la rigidez de la película o neutralizar el efecto de los agentes emulsificantes. Adicionalmente el cambio de mojabilidad de las partículas sólidas también puede contribuir en el rompimiento de la emulsión.

Los surfactantes, en general, alteran en forma favorable o desfavorable el flujo de los fluidos en el medio poroso. Las estimulaciones no reactivas pueden prevenir, remover, disminuir o agravar los daños a la formación dependiendo de la selección de los surfactantes. La remoción de daños generalmente es costosa, por lo que lo más adecuado es emplear los surfactantes para prevenir el daño, siempre y cuando se tenga presente el tipo de daño probable que se puede causar durante casi todas las fases de las operaciones a pozos.

Aunque los tipos de daño ya han sido explicados a detalle en el capítulo anterior, cabe señalar a continuación los tipos de daño, junto con su tratamiento, que pueden ser prevenidos o removidos con las estimulaciones no reactivas:

1. Bloqueo por agua. Puede prevenirse siempre y cuando en los fluidos acuosos que invaden la formación (lodo de perforación y otros fluidos de control) se adicionen surfactantes en concentraciones del 0.1 al 0.2% en volumen. Este daño puede ser removido inyectando matricialmente una solución acuosa con una concentración de 1 a 3% de surfactante que permita bajar efectivamente la tensión superficial e interfacial que asegure la mojabilidad de la formación por agua.
2. Bloqueo de aceite en pozos de gas. La invasión de fluidos base aceite causará una reducción drástica de la permeabilidad relativa al gas. La inyección matricial de soluciones acuosas con solventes mutuos o alcoholes, con surfactante de 1 a 3% en volumen disminuirá las fuerzas

retentivas del aceite que bloquea la formación, permitiendo una rápida disminución de la saturación de la fase oleosa.

3. Bloqueo por emulsión. La cantidad de surfactante requerida para remover un bloqueo por emulsión debe ser usualmente unas 20 o 30 veces mayor que el volumen que sería necesario para prevenir su formación, por lo que se recomienda su prevención en lugar de su remoción. La inyección de soluciones de surfactantes desemulsificantes del 2 al 3% en volumen en fluidos oleosos, acuosos o con solventes mutuos puede usarse para romper una emulsión.
4. Mojamiento por aceite. Cuando la formación en la vecindad del pozo queda mojada por aceite se produce un daño significativo a la productividad del pozo por lo que la prevención del problema debe ser contemplado. La remoción de este daño implica la inyección de solventes mutuos para remover la fase mojante de aceite, seguida de una solución acuosa de un surfactante con propiedades mojantes por agua.
5. Depósitos orgánicos. Estos daños son removidos al resolubilizar o disolver estos depósitos (asfaltenos y parafinas) con solventes aromáticos y un surfactante dispersor. También se recomienda la adición de alcohol o solventes mutuos en pequeñas cantidades.

En general, las areniscas son más susceptibles a ser dañadas que las rocas calcáreas; sin embargo, en todos los casos es recomendable que los fluidos y productos químicos utilizados en las diferentes operaciones a pozos, se sometan a pruebas de compatibilidad con los fluidos de la formación y, de ser posible, con la roca del yacimiento utilizando para ello núcleos representativos en el laboratorio.

Un surfactante utilizado para prevenir o remover daños debe:

- Ser compatible con los fluidos de la formación.
- Ser soluble en el fluido base de acarreo a la temperatura del yacimiento.
- Mojar de agua a la roca del yacimiento, considerando la salinidad y el pH del agua utilizada.
- Prevenir la formación de emulsiones o romper las previamente formadas.
- Reducir las tensiones superficial e interfacial.
- Mantener la actividad de superficie a las condiciones de yacimiento.
- No hinchar o dispersar a las arcillas de la formación.

La acción de los surfactantes depende principalmente de las fuerzas electrostáticas, por ello se clasifican de acuerdo a la naturaleza iónica del grupo soluble en agua de la siguiente manera: aniónicos, catiónicos, no iónicos y anfotéricos (la carga de sus moléculas cambia con el pH), (Tabla 3.1).

CLASIFICACIÓN	CARGA DEL GRUPO SOLUBLE EN AGUA	GRUPOS QUÍMICOS	USOS PRINCIPALES
Aniónicos (usados en 70% de los tratamientos)	Negativa	Sulfatos, sulfonatos, fosfatos, fosfonatos.	No emulsificantes, retardadores y limpiadores.
Catiónicos	Positiva	Compuestos de amina.	No emulsificantes, inhibidores de corrosión y bactericidas.
No iónicos	Sin carga	Polímeros de óxido de etileno o propileno.	No emulsificantes, espumantes e inhibidores de corrosión.
Anfotéricos	Positiva, negativa o sin carga (depende del pH del sistema)	Sulfonato amina y fosfato amina.	Inhibidores de corrosión y agentes de suspensión (viscosificantes).

Tabla 3.1. Clasificación de los surfactantes usados en estimulaciones matriciales no reactivas (Adaptado de Islas Silva²⁰, 1991).

Antes del tratamiento con surfactantes, puede ser necesario limpiar la tubería de producción, la pared del pozo y las perforaciones para eliminar óxidos, incrustaciones, parafinas, asfaltenos, arenas, limos y otros materiales que obstruyan el paso de los fluidos de estimulación. Puede ser aconsejable redisparar para procurar la inyección del surfactante en todas las zonas.

Al requerir fluidos base aceite como acarreadores del surfactante, suele usarse diesel, xileno, aromáticos pesados o keroseno con 2 o 3% en volumen de un surfactante dispersable o miscible en el aceite; también se puede usar aceite crudo limpio y filtrado pero sin sólidos en suspensión como material asfáltico, parafina o finos del aceite crudo ya que son difíciles de eliminar.

Al aplicar agua como fluido base, se debe utilizar agua limpia con 2% de cloruro de potasio o agua salada limpia, con 2 o 3% de un surfactante soluble o dispersable en agua.

Los solventes mutuos son sustancias químicas solubles en petróleo, agua y fluidos de tratamiento con base ácida. Se usan en aplicaciones como el control de mojabilidad, para prevenir o romper emulsiones y para la remoción de depósitos orgánicos. El solvente mutuo comúnmente utilizado es el éter etilenglicol-monobutilo (EGMBE). Su uso, junto con el de alcoholes o soluciones micelares como fluidos base han demostrado efectividad principalmente en la remoción de bloqueos por agua, presencia de emulsiones y depósitos orgánicos. Generalmente se utilizan al 10% mezclados con fluidos acuosos u oleosos.

En las estimulaciones matriciales no reactivas se recomienda usar surfactantes a concentraciones del 2 al 5% en volumen, se puede usar una mayor concentración dependiendo de los requerimientos, por ejemplo, si el factor de daño es alto o si el radio de daño es mayor.

3.2.1.2 *Estimulación matricial ácida o reactiva*

También llamada acidificación matricial, consiste en la inyección, a través de los poros de la formación, de una solución ácida a una presión mayor que la del yacimiento pero menor a la presión de fractura con el fin de mejorar el comportamiento de afluencia. La estimulación matricial reactiva normalmente se utiliza bajo las técnicas de tratamientos de limpieza y acidificación matricial en areniscas y rocas calcáreas. La diferencia entre ellas es que la de limpieza permite restablecer la permeabilidad natural de la formación al remover el daño y la de acidificación matricial sirve para incrementar la permeabilidad natural de la formación disolviendo parte de ella y agrandando los poros comunicados de la roca.

a) Tratamientos de limpieza

El objetivo básico de estos tratamientos es eliminar las obstrucciones presentes en el pozo y en las perforaciones, además de remover el daño en la vecindad inmediata a la pared del pozo que ocasionan la baja o nula productividad inicial de los pozos; estas obstrucciones deben ser eliminadas para que el pozo se manifieste a su potencial natural. Esta técnica es obligada en la mayoría de los pozos posterior a la terminación y requiere la utilización de pequeños volúmenes de ácido.

El fluido seleccionado es normalmente ácido clorhídrico entre el 5 y 15 por ciento en peso, indistintamente del tipo de formación. Se debe tener cuidado con la acción corrosiva del ácido por lo que se recomienda el uso de aditivos que, además, serán útiles para prevenir la generación de daños adicionales a la formación.

El diseño de estas estimulaciones sigue el mismo procedimiento general explicado con anterioridad, la única diferencia radica en el volumen del sistema de estimulación, el cual depende de la longitud del intervalo perforado y de que su penetración no debe ser mayor a tres pies dentro de la formación.

b) Acidificación matricial

En este tipo de estimulación los fluidos de tratamiento reaccionan químicamente disolviendo los materiales que obstruyen el flujo de fluidos y algunos minerales contenidos en la roca (daño por partículas de sólidos y precipitaciones inorgánicas). Se emplea cuando se necesita remover daños verdaderos no muy profundos debido a que la capacidad de reacción del ácido tiene una distancia corta de acción (del orden de algunas pulgadas a partir de la pared del pozo). La acidificación matricial se recomienda cuando el pozo tiene un alto factor de daño que no puede ser atribuido a penetración o terminación parciales, u otros aspectos mecánicos de la terminación (pseudodaños). En algunos casos, la estimulación matricial reactiva se utiliza no sólo para remover el daño, sino también para estimular la producción natural del pozo a través del mejoramiento de la permeabilidad de la formación en la vecindad del pozo.

Estas operaciones pueden ser utilizadas en formaciones de carbonatos y de areniscas, aunque los sistemas ácidos a utilizar son distintos, se emplea la misma técnica para ambas litologías. Con la inyección de ácido en areniscas se busca recuperar la permeabilidad (remoción del daño) mientras que en yacimientos carbonatados lo que se desea es incrementar la permeabilidad en la cercanía del pozo.

Un tratamiento de estimulación matricial ideal restablece la permeabilidad en la vecindad del pozo, es decir, la permeabilidad en esta zona después del tratamiento será por lo menos igual a la permeabilidad original de la formación sin daño. En el caso de existir daño, los resultados de la estimulación pueden originar un incremento significativo de la producción. Por otro lado, en caso de no existir daño, se puede incrementar la producción hasta en un orden del 50% dependiendo de la magnitud del tratamiento y de la profundidad de penetración del ácido; de ser un tratamiento inapropiado o mal ejecutado se podría reducir la permeabilidad natural de la formación y reducir la productividad del pozo.

Así como en una estimulación matricial no reactiva los surfactantes son los productos activos, en las acidificaciones matriciales los ácidos son el elemento clave. Por ello se debe seleccionar bien la solución ácida por sus propiedades de disolución tanto de los minerales de la formación como de los sólidos extraños de los fluidos de control que se hayan filtrado durante las distintas operaciones realizadas al pozo ya que el éxito de estos tratamientos se basa en la apropiada selección del sistema ácido.

Los fenómenos más importantes de interacciones físicas y químicas del fluido de tratamiento con los fluidos y minerales del yacimiento son²¹:

- Transferencia de masa⁺⁺ entre las moléculas del ácido y la superficie del mineral. La reacción de los ácidos con los minerales tiene lugar en la frontera entre el sólido y el líquido en lugar de ser dentro de alguna de las fases. Para que la reacción ocurra, el ácido vivo debe ser transportado a la superficie del material por convección. La velocidad de reacción total es influenciada por: las características del mineral, las propiedades del ácido (tipo y concentración), la temperatura del yacimiento y depende de las velocidades de transferencia de masa y de reacción en la superficie del mineral.
- Cambio en la estructura poral: el cambio físico de la estructura porosa causada por la disolución de algunos minerales es el mecanismo por el cual se incrementa la permeabilidad. La manera en que cambia el sistema poroso es diferente para las areniscas y los carbonatos por lo cual se utilizan diferentes modelos para aproximar cada uno de los procesos.
- Precipitación de los productos de reacción. Ocurren reacciones químicas secundarias al realizar una acidificación, particularmente en areniscas, que implican la precipitación de algunos de los productos de reacción. Estos precipitados sólidos pueden bloquear el espacio poroso y evitan alcanzar los objetivos propios de una estimulación.
- Formación de emulsiones o cambios en la mojabilidad de la formación en la vecindad del pozo.

⁺⁺Transferencia de masa: tendencia de uno o más componentes de una mezcla a transportarse desde la zona de mayor concentración a otra de menor concentración.

Parámetros de acidificación

Los parámetros de acidificación incluyen el volumen del ácido, el gasto y la presión de inyección⁷.

a) Volumen de ácido

El volumen de ácido debe ser lo suficientemente grande para tratar el daño de la formación cercano al pozo y lo suficientemente pequeño para reducir el costo del tratamiento. El volumen de ácido requerido depende fuertemente de la profundidad de la zona dañada. La eficiencia del tratamiento ácido, así como del volumen de ácido depende del gasto de inyección.

El volumen total de fluidos a bombear durante la operación normalmente consiste de un volumen inicial para el acondicionamiento de la formación (prelavado) que contiene cierta concentración de ácido disuelta en un fluido base que es generalmente agua, el volumen correspondiente de solución para el tratamiento, el cual es un volumen de fluido base más ácido a mayor concentración que el volumen de prelavado y finalmente un volumen de desplazamiento adecuado. La magnitud y composición de cada uno de esos tres volúmenes deben ser diseñados cuidadosamente para las estimulaciones a carbonatos y a areniscas.

El volumen de prelavado tiene como objetivo crear una barrera física entre el ácido y el agua de la formación, previniendo la precipitación de sustancias. El volumen dependerá del contenido del material calcáreo y del desplazamiento del agua congénita de la vecindad del pozo. El fluido de estimulación seleccionado dependerá del tipo de litología a estimular. Finalmente, el fluido de desplazamiento tiene como propósito desplazar los precipitados dañinos de la vecindad del pozo, asegurar la reacción total del ácido y facilitar la remoción de los productos de reacción.

b) Gasto de inyección

El gasto de inyección se selecciona basándose en la disolución del mineral y la profundidad de la zona dañada. El gasto al cual se inyecta el ácido, generalmente es un poco menor que el gasto máximo a que puede inyectarse la formación sin romperla. El proceso de determinación del gasto de inyección es complicado debido a que el radio de la zona dañada, los efectos de disolución de los minerales y la posible precipitación de los productos de reacción son raramente conocidos con exactitud.

Sin embargo, algunas investigaciones demuestran que gastos lo más altos posibles llevan a mejores resultados del tratamiento. En la mayoría de los casos, los gastos iniciales son bajos y paulatinamente van creciendo por la acción disolvente del ácido. Siempre existe un límite en el gasto de inyección que es impuesto por la presión de fractura de la formación y por la presión de bombeo disponible para el tratamiento. En las formaciones de carbonatos, el máximo gasto de bombeo del sistema ácido se ve además condicionado por la permeabilidad de la formación.

c) Presión de inyección

En la mayoría de las operaciones de tratamientos ácidos solo se monitorea la presión de superficie de la tubería de producción. Es necesario predecir la presión de inyección en la etapa de diseño para la selección del equipo de bombeo.

Acidificación matricial en areniscas

Las areniscas están constituidas de diferentes tamaños de granos y composición mineralógica. La matriz está formada por granos gruesos principalmente de cuarzo y en menor escala de feldespatos. En los espacios vacíos encontrados entre estos granos gruesos se tienen partículas de diámetros muy pequeños, que pueden ser arcillas, carbonatos, granos muy finos de cuarzo o de material sólido dejado por los fluidos de perforación. Estos finos obstruyen parcialmente los poros e impiden el movimiento del fluido dentro de la roca.

En un tratamiento matricial se busca eliminar los finos que están en los poros para mejorar el área de flujo. El objetivo común de cada tratamiento es incrementar la producción por efecto de la reducción de daño producido durante los procesos de perforación y terminación del pozo. Para lograr esto, es importante identificar el tipo y mecanismo de generación del daño, caracterización de la composición mineralógica de la roca, fluidos producidos y temperatura del yacimiento para seleccionar entre varias mezclas de ácidos el sistema óptimo a aplicar. Esta estimulación sólo es necesaria cuando se esté seguro que el daño es significativo para afectar la productividad del pozo.

Comúnmente el sistema más utilizado para los tratamientos en areniscas está basado en mezclas de ácido clorhídrico (HCl) y ácido fluorhídrico (HF) en concentraciones de 12%-3% y 9%-1.5%, respectivamente⁷. Gdanski recomienda 13.5% HCl y 1.5 % HF para formaciones con alto contenido en feldespatos y 9% HCl y 1% HF para areniscas ricas en arcillas²². Recientemente la tendencia ha sido usar soluciones con concentraciones de ácido fluorhídrico, lo cual reduce la cantidad de precipitados y disminuye el riesgo de disolver parte de la matriz dando como resultado una formación frágil en la cercanía del pozo. Las concentraciones recomendadas para tratamientos de acidificación en areniscas se presentan en la Tabla 3.2.

MINERALOGÍA DE LA ARENISCA	CONCENTRACIÓN DEL ÁCIDO
Cualquier permeabilidad Solubilidad al HCl > 20%	Usar solo HCl (no usar HF)
Alta permeabilidad (k > 100 md) Alto contenido de cuarzo (80%), bajo contenido arcilloso (<5%) Alto contenido de feldespato (>20%) Alto contenido de arcilla (>10%) Alto contenido de arcilla clorito/hierro	10% HCl – 3% HF ^a 13.5% HCl – 1.5% HF ^a 6.5% HCl – 1% HF ^b 3% HCl – 0.5% HF ^b
Baja permeabilidad (k < 10 md) Bajo contenido de arcilla (< 5%) Alto contenido clorita	6% HCl – 1.5% HF ^c 3% HCl - 0.5% HF ^d
^a Flujo de prelavado con 15% HCl ^b Flujo de prelavado con 5% HCl ^c Flujo de prelavado con 7.5% HCl o 10% ácido acético ^d Flujo de prelavado con 5% de ácido acético	

Tabla 3.2. Tipos y concentraciones de ácidos para acidificación matricial en areniscas (Guo⁷, 2007).

Una variable importante adicional para seleccionar el tratamiento de estimulación a utilizar es el porcentaje de carbonato presente en la arenisca, es decir, si aumenta el contenido de carbonatos se debe agregar ácido acético para mantener bajo el pH del sistema y reducir las precipitaciones; si la concentración del carbonato de calcio (CaCO_3) es mayor al 20%, el pozo no es candidato a una acidificación con HF siendo el HCl el ácido de tratamiento más adecuado.

El volumen de prelavado para un tratamiento para acidificación es de aproximadamente 50 galones por pie de intervalo disparado (gal/ft), seguido de una mezcla de HCl y HF con un volumen que varía de 50 a 200 gal/ft ²¹ en concentraciones del 5 al 20% de ácidos. Posteriormente se inyecta un bache lavador de diesel, salmuera o HCl que limpie la mezcla de ácido del pozo. Una vez que el tratamiento se termina, el ácido usado debe ser inmediatamente producido de regreso para evitar que se originen reacciones secundarias que puedan producir precipitados.

La temperatura del yacimiento, al igual que la compatibilidad entre los fluidos de estimulación, los minerales que conforman la roca y los fluidos del yacimiento constituyen factores determinantes en la selección de los fluidos de estimulación a utilizar, puesto que éstos actúan en forma eficiente con el objeto de lograr una máxima penetración dentro de la matriz de la roca y, a su vez, se requiere que la velocidad de reacción sea acorde con la temperatura del pozo candidato. Puesto que la velocidad de reacción de los ácidos es función de la temperatura (la velocidad de reacción se incrementa al aumentar la temperatura), en formaciones profundas de alta temperatura es necesario enfriar la roca para conseguir una mayor reacción.

Por último, en las mezclas de estimulación se utilizan surfactantes para evitar la formación de emulsiones en el fondo del pozo.

Acidificación matricial en carbonatos

El objetivo de la acidificación en carbonatos no es tratar el daño en la cercanía del pozo sino disolver la mayor cantidad de matriz en la cual se encuentra intrínseco el daño. Consiste básicamente en generar canales de flujo (agujeros de gusano) en la matriz de la roca acidificada en la cercanía del pozo a través de los cuales los fluidos se moverán después del tratamiento.

Los agujeros de gusano son canales pequeños y continuos formados por el ácido que preferencialmente agranda los poros en el orden de 2 a 5 mm de diámetro. La longitud de los agujeros de gusano puede alcanzar varios pies y puede controlarse por el ritmo de pérdida de fluido desde el agujero de gusano a la matriz de la formación. La longitud de los agujeros de gusano puede reducirse aumentando el ritmo de pérdida de fluido a la formación e incrementarse reduciendo el ritmo de pérdida. Una vez que la longitud del agujero de gusano se ha estabilizado, el ácido inyectado sirve para incrementar su diámetro.

Usualmente se crean patrones de disolución no uniformes razón por la cual la acidificación en este tipo de formaciones es un proceso más difícil. La estructura de los agujeros de gusano depende de muchos otros factores, incluyendo la geometría de flujo, el gasto y volumen de inyección y el gasto de transferencia de masa. Gdanski desarrolló un modelo práctico respecto a la penetración de los agujeros de gusano que varía de 1 a 5 pies²². En carbonatos, el ácido puede llegar a rebasar el radio dañado por la formación de los agujeros de gusano.

La selección de los fluidos para la acidificación matricial de los carbonatos es más sencilla que para areniscas, puesto que la composición mineralógica de la roca no es tan compleja por lo que las reacciones entre los ácidos usados y la calcita o dolomita no tiende a formar precipitados.

La selección del sistema ácido depende de:

- La composición mineralógica de la roca
- La solubilidad de la roca en el ácido
- La velocidad de reacción del ácido de estimulación con la roca
- La temperatura de la formación

El tipo de ácido comúnmente empleado para este tipo de tratamiento es el ácido clorhídrico debido a la alta solubilidad que presentan en él los carbonatos y por su bajo costo. La concentración del ácido normalmente varía del 5 al 28%²³. El HCl tiende a grabar la roca siguiendo los canales de alta permeabilidad en lugar de avanzar formando un frente uniforme como lo es en el caso de las areniscas. Generalmente el volumen de ácido inyectado varía de 50 a 200 galones por cada pie del intervalo disparado que se desea estimular, el volumen depende principalmente de la profundidad estimada del daño de la formación.

El HCl tiene como desventaja principal su alto efecto corrosivo sobre los metales, principalmente a temperaturas mayores de 121°C. Además, las tuberías que contienen aluminio o cobre en su metalografía son más fácilmente corroídas que las tuberías de acero.

Cabe señalar que la velocidad de reacción del ácido clorhídrico con formaciones de dolomía es más lenta que con formaciones de carbonato de calcio. Acidificar una formación somera de dolomía debe hacerse a bajos gastos ya que de lo contrario se podría tener un patrón de múltiples agujeros de gusano que no penetren muy profundo dentro de la formación disolviendo uniformemente la cara de la formación desde el pozo lo cual es ineficiente en la remoción del daño. Para formaciones más profundas, el gasto debe incrementarse debido a que la temperatura de reacción incrementa con la profundidad²¹.

También se usan los ácidos orgánicos: fórmico y acético (conocidos también como ácidos débiles) que son mucho menos corrosivos. Estos ácidos reaccionan más homogéneamente que el HCl, por lo cual se requiere mayor volumen. Las concentraciones máximas permitidas del ácido acético están cercanas al 10%, debido a que su velocidad de reacción con los carbonatos es lenta, para concentraciones mayores se corre el riesgo de que el ácido no se utilice totalmente en la roca y en la apertura del pozo se tenga un retorno en superficie de ácido vivo. Cuando se diseñan tratamientos de estimulación en los que se use ácido acético se deben considerar los costos de éste para determinar su rentabilidad, puesto que es más caro en comparación con el HCl y el fórmico.

En cuanto al ácido fórmico, éste tiene un poder de disolución menor que los otros dos ácidos y su concentración debe limitarse a 9 o 10% para evitar que se precipiten productos de la reacción.

A continuación se presenta una tabla con las concentraciones de ácido recomendadas para la acidificación matricial de formaciones carbonatadas (Tabla 3.3).

TIPO DE DAÑO	TIPO Y CONCENTRACIÓN DE ÁCIDO
Daño verdadero por invasión de fluidos de control	Ácido acético al 5%
Pseudodaño por efecto de los disparos	Ácido fórmico al 9% Ácido acético al 10% Ácido clorhídrico al 15%
Daño verdadero profundo	Ácido clorhídrico al 15% Ácido clorhídrico al 28% Ácido clorhídrico emulsificado

Tabla 3.3 Tipo y concentración de ácido para acidificación matricial de carbonatos (Guo⁷, 2007).

La temperatura es un factor que debe ser controlado para evitar el incremento en la velocidad de reacción con los carbonatos. En pozos con temperaturas de formación mayores a los 121°C normalmente la velocidad de reacción del ácido es instantánea y con penetración limitada (limitándose a la vecindad de la formación). Con base a lo anterior y a fin de lograr una mayor penetración del ácido dentro de la formación, existen tres métodos de retardación de los sistemas ácidos: ácidos gelificados, mezclas de ácidos inorgánicos-orgánicos y ácidos emulsionados.

Todos los modelos de propagación de agujeros de gusano predicen una mayor penetración si la fuerza del ácido es mayor, por lo que una alta concentración de ácido es siempre preferible. Además por ser la longitud de los agujeros de gusano una función directa del gasto de inyección a mayor gasto se incrementa la penetración del tratamiento en la matriz de la roca.

3.2.2 Fracturamiento hidráulico

Si el daño es muy profundo o la permeabilidad original de la formación es baja, lo que se requiere es crear canales de flujo de alta conductividad por lo cual se opta por una operación de fracturamiento hidráulico.

El fracturamiento hidráulico es el proceso mediante el cual se crea un canal altamente conductivo en la formación productora generado por el bombeo de un fluido viscoso a alto gasto y presión mayor que la presión de fractura de la roca. La finalidad de llevar a cabo un fracturamiento hidráulico, es incrementar el índice de productividad de un pozo productor o el índice de inyectividad en un pozo inyector.

El proceso consiste en bombear algún fluido a la formación a un gasto de inyección que sea lo suficientemente alto para que la formación lo admita en un flujo radial. Conforme la resistencia al flujo incrementa, la presión en el pozo aumenta hasta un valor que sobrepasa la presión de fractura de la formación. Una vez que la formación se rompe se crea una fractura y el fluido de inyección comienza a moverse dentro de la fractura. En la mayoría de las formaciones se crea una fractura que se propaga en dos direcciones opuestas 180° desde el pozo comúnmente conocidas como alas de la fractura (Fig. 3.3).

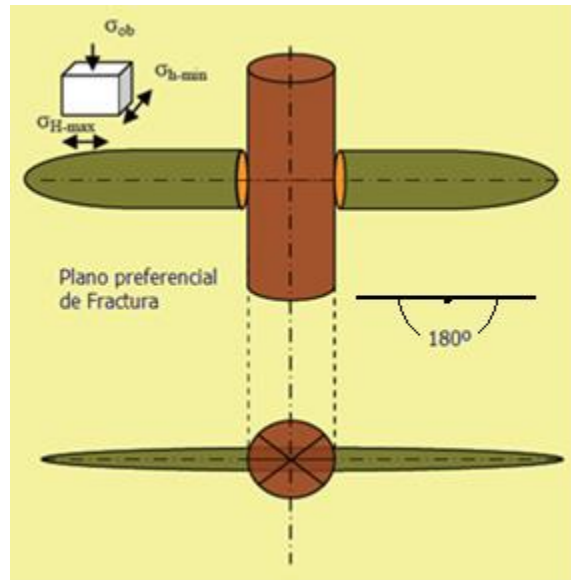


Fig. 3.3 Vista frontal y de planta de las alas de la fractura.

Existen varias aplicaciones del fracturamiento hidráulico en pozos productores, entre las cuales se pueden mencionar:

- Incremento de las reservas recuperables.
- Aceleración en la recuperación de las reservas.
- Incremento del área de dreno o de la superficie de contacto entre la formación y el pozo.
- Conexión de fracturas naturales de la formación con el pozo.
- Incremento del gasto de aceite y/o gas de un yacimiento de baja permeabilidad generando recuperaciones comerciales.
- Incremento del índice de productividad de pozos que han sido dañados.
- Decremento de la caída de presión alrededor del pozo para minimizar la producción de finos y los problemas ocasionados por el depósito de precipitados orgánicos e inorgánicos.
- Mejora de los empacamientos de arena colocados.
- Aumento de la estabilidad del agujero.

El fracturamiento hidráulico se ha aplicado en todo tipo de formaciones y yacimientos, así como en pozos verticales, desviados, horizontales, múltiples y su éxito depende, entre otros factores, de:

- La selección apropiada del pozo candidato a ser fracturado.
- La determinación de las propiedades críticas del yacimiento (Ver Tabla 4.2).
- La selección apropiada del modelo de fractura.
- Las selecciones apropiadas del tipo y la cantidad de fluidos fracturantes, aditivos y agentes sustentantes (en caso de ser un fracturamiento hidráulico apuntalado)
- La adecuada realización del programa de bombeo y su control durante la estimulación.

La efectividad de un fracturamiento hidráulico está en función de factores como la longitud de penetración de la fractura y de su conductividad. Esto es: para yacimientos altamente permeables se requiere la creación de una fractura corta altamente conductiva que mejore la comunicación entre el yacimiento y el pozo, sobrepasando el radio dañado (en caso de existir), con lo cual se incrementará el índice de productividad con una menor caída de presión; si la caída de presión se reduce, la tendencia de producir finos se reduce, teniendo un mayor control en la producción de arena. La razón por la que los yacimientos con alta permeabilidad son raramente fracturados es debido a que son usualmente económicos sin estimulación y el fracturamiento a veces puede poner en riesgo estos altos gastos debido a errores como fracturar una zona de gas o de agua (Fig.3.4).

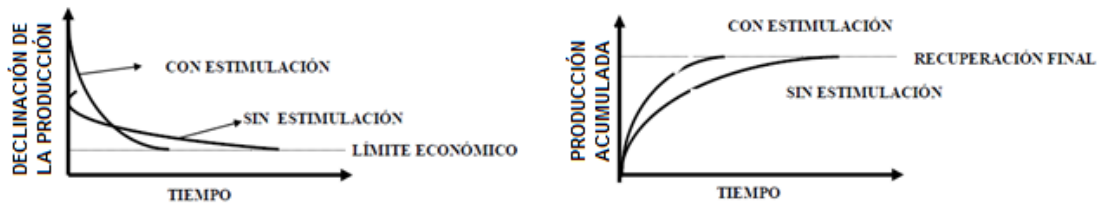


Fig. 3.4. Gráficas comparativas entre un pozo con estimulación y sin estimulación en yacimientos altamente permeables (Adaptada de Islas Silva²⁴).

Por otro lado, en formaciones poco permeables el pozo sería poco rentable si no se efectuara un fracturamiento hidráulico exitosamente (Fig. 3.5), donde se requiere que la longitud de la fractura creada sea larga, estando en segundo plano su conductividad. Sólo de esta manera se tendría un beneficio en términos de incremento de la productividad.



Fig. 3.5 Gráficas comparativas entre un pozo con estimulación y sin estimulación en yacimientos de baja permeabilidad (Adaptada de Islas Silva²⁴).

Existen dos tipos de fracturamiento hidráulico que están en función del tipo de litología del yacimiento del pozo a estimular que serán tratados a detalle en el siguiente capítulo.

4 Fracturamiento hidráulico en pozos petroleros

4.1 Generalidades del fracturamiento hidráulico en pozos petroleros

4.1.1 Reología de los fluidos

La reología es la ciencia que estudia la deformación y el flujo de los fluidos; la importancia de su estudio radica en que se deben conocer las características reológicas de los fluidos usados en operaciones de perforación, mantenimiento y terminación de pozos, así como en aquellas requeridas para procesos de estimulación o inyección también en pozos. La clasificación de los fluidos, en general, se hace con base en su comportamiento, descrito por los esfuerzos cortantes[§] y las velocidades de corte^{**}. Los fluidos se dividen en dos grandes grupos principales: los newtonianos y los no newtonianos, los cuales, a su vez, tienen subdivisiones.

a) Fluidos newtonianos

Son aquellos que a condiciones de presión y de temperatura constantes mantienen una relación directamente proporcional entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte, también son conocidos como fluidos lineales (Fig. 4.2). A esta constante de proporcionalidad se le conoce como viscosidad verdadera de los fluidos newtonianos, μ , y está definida como:

$$\tau = \mu \frac{dv_x}{dy} \quad \text{Ec. 4.1}$$

donde τ es el esfuerzo de corte y v_x es la componente de la velocidad a lo largo del eje x (Fig. 4.1).

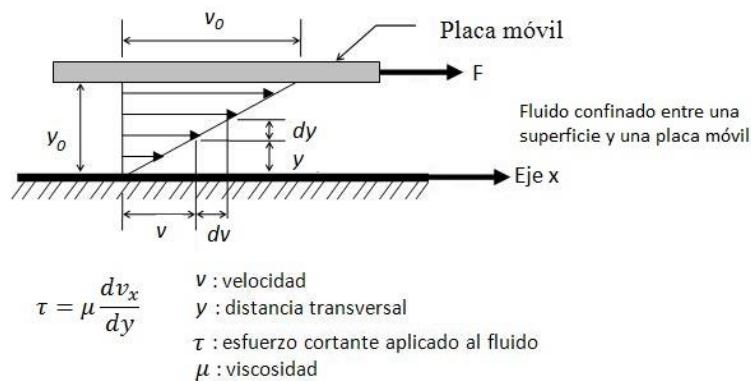


Fig.4.1. Fluido newtoniano sometido a un esfuerzo de corte.

b) Fluidos no newtonianos

Estos fluidos no mantienen una relación lineal entre la velocidad de corte y el esfuerzo de corte, es decir, no se comportan como un fluido newtoniano y no pueden representarse por la ecuación de la viscosidad²⁵. La mayoría de los fluidos usados para las operaciones petroleras de perforación,

[§]Movimiento entre planos conocido como corte o cizalla.

^{**} Cizallamiento ejercido sobre el material relacionado con la velocidad relativa de movimiento y la distancia entre los planos.

terminación y mantenimiento a pozos son de este tipo. Dentro de este grupo se encuentran los fluidos cuyo comportamiento no depende del tiempo y aquellos que son dependientes del tiempo. Como su nombre lo indica, los primeros son aquellos cuyos valores de esfuerzo y de velocidad de corte no cambian con el tiempo.

La subclasificación de los fluidos no newtonianos es la siguiente (Fig. 4.2):

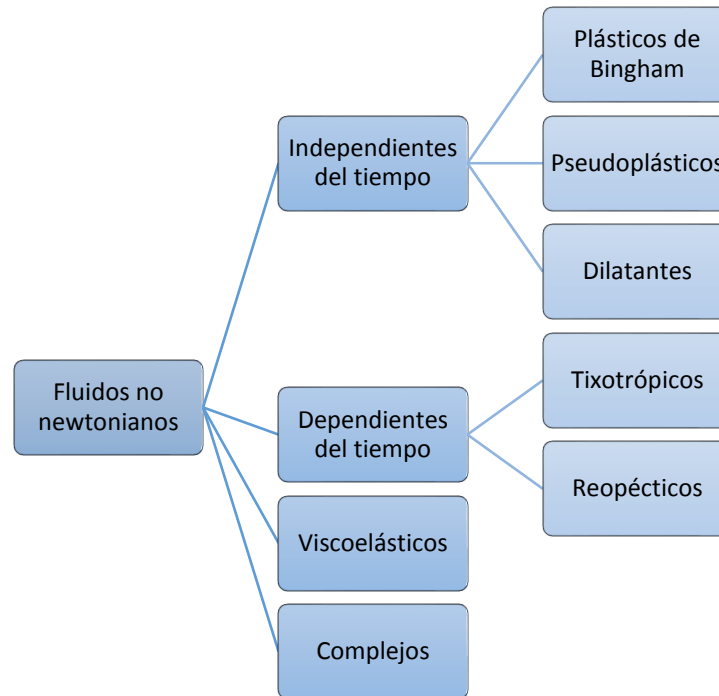


Fig. 4.2. Clasificación de los fluidos no Newtonianos

Los fluidos independientes del tiempo son:

- Plásticos de Bingham. La relación velocidad de corte- esfuerzo cortante es lineal una vez que se ha alcanzado cierto esfuerzo de corte inicial, es decir, el fluido requiere un valor finito de esfuerzo de corte para iniciar el movimiento y es representado por una línea recta (Fig. 4.3). A este valor mínimo de esfuerzo de corte se le denomina punto de cedencia (yield point, YP). Matemáticamente esto es:

$$\tau = YP + \mu_p * \gamma \quad \text{Ec. 4.2}$$

siendo μ_p la viscosidad plástica que físicamente es la resistencia al flujo causada por fricción mecánica que gráficamente está representada por la pendiente de $d\tau/d\gamma$. Y la velocidad de corte es γ .

- Fluidos pseudoplásticos y dilatantes. Ambos tipos iniciarán su movimiento al aplicarles un esfuerzo de corte infinitesimal y su comportamiento se puede expresar matemáticamente por la ecuación conocida como Ley de Potencias

$$\tau = k\gamma^n$$

Ec. 4.3

donde k y n son constantes, k es el índice de consistencia que es semejante a la medida de la viscosidad del fluido, el cual es constante para un cierto fluido. El factor de potencia n es una medida del grado de desviación del comportamiento respecto a un fluido newtoniano, el cual se determina por la pendiente de la recta; es la relación de esfuerzo-velocidad de corte. Si el valor de $n=1$ entonces $k=\mu$ y el fluido es newtoniano, si $n>1$ el fluido es dilatante y si $n<1$ el fluido es pseudoplástico.

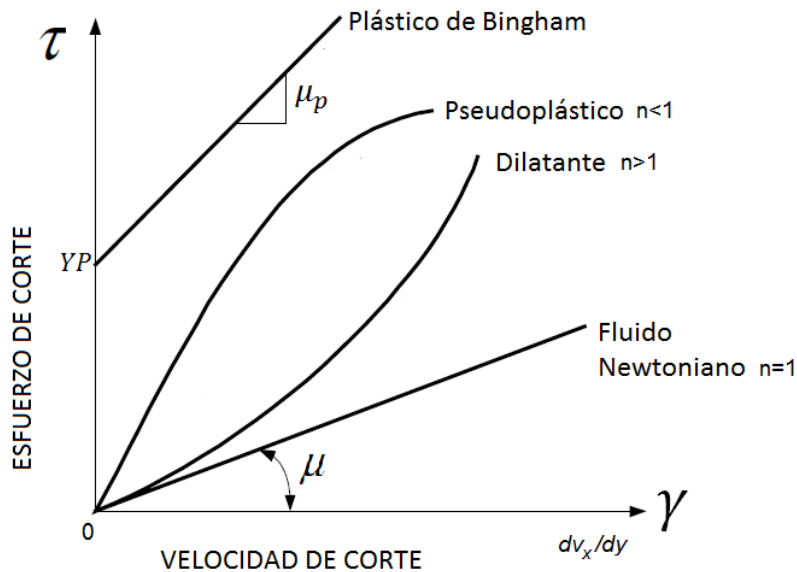


Fig.4.3 Gráfica que relaciona la velocidad de corte y el esfuerzo de corte para fluidos no newtonianos independientes del tiempo.

Los fluidos dependientes del tiempo son:

Fluidos no newtonianos que tienen un comportamiento en el flujo no lineal dependiendo del tiempo de reposo con un valor constante del esfuerzo de corte. Se clasifican en tixotrópicos y reopéticos.

- Fluidos tixotrópicos. La tixotropía se define como la capacidad de un fluido para formar una estructura de gel mientras está en reposo, revirtiendo esta condición cuando se agitan. Su estructura gelatinosa interna incrementa su resistencia al movimiento cuando se someten a un esfuerzo cortante mientras se encuentran estáticos. Al aplicar un esfuerzo de corte constante a estos fluidos, la estructura gelatinosa se rompe y la curva de esfuerzo cortante-

velocidad de corte se parece a la curva característica de los fluidos pseudoplásticos. Son fluidos en los cuales el esfuerzo cortante decrece con la duración del corte (Fig. 4.4).

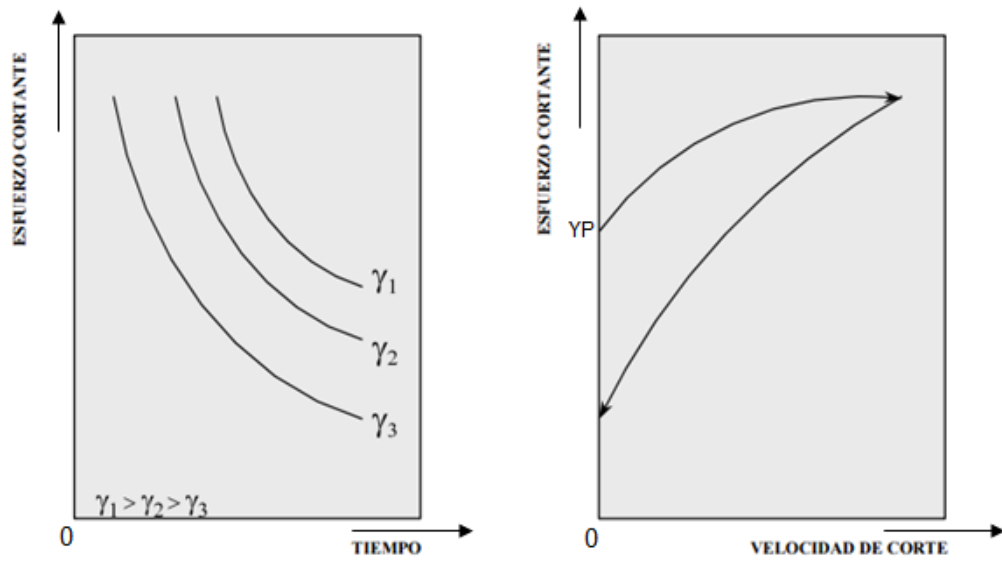


Fig.4.4 Gráficas que relacionan el esfuerzo cortante con el tiempo y con la velocidad de corte de un fluido tixotrópico (Adaptada de Hernández²⁶, 2010).

Las ecuaciones 4.2 y 4.3 se pueden usar para el comportamiento del fluido tixotrópico una vez que los efectos de la estructura gelatinosa desaparece. La tixotropía de los fluidos usados en diferentes operaciones a pozos ayuda a proporcionar resistencia al flujo o a reducir las pérdidas de fluido hacia el sistema poroso cuando se requiera.

- Fluidos reopécticos. Son fluidos que tienden a aumentar los esfuerzos estructurados bajo un límite de esfuerzo de corte, esto es, a diferencia de los fluidos tixotrópicos, se incrementa su velocidad de corte respecto al tiempo bajo un esfuerzo cortante constante (Fig. 4.5).

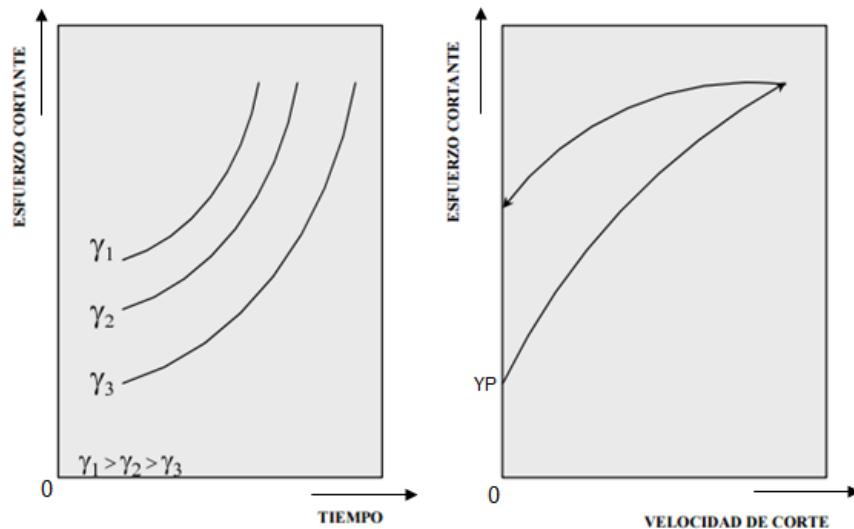


Fig.4.5 Gráficas que relacionan el esfuerzo cortante con el tiempo y con la velocidad de corte de un fluido reopéctico (Adaptada de Hernández²⁶, 2010).

Fluidos viscoelásticos. Las propiedades viscosas de estos fluidos muestran algún grado de elasticidad. Tienden a deformarse o elongarse cuando están sujetos a altos valores de esfuerzo de corte y regresan a su condición inicial indeformada cuando los valores de esfuerzo de corte descienden.

Fluidos complejos. Son fluidos que bajo condiciones variables de esfuerzo de corte, tiempo, presión y temperatura muestran propiedades de otros fluidos no newtonianos de tiempo dependiente (tixotrópicos y reopécticos).

4.1.2 Geomecánica

Cada punto de material de la corteza terrestre está sometido a un campo de esfuerzos; la mecánica de las rocas tiene como objetivo estudiar la respuesta de la roca a los esfuerzos a los que se encuentra sometida.

El comportamiento mecánico de la roca influye en diversos aspectos de perforación, terminación, estimulación y producción de un pozo. Sin embargo, en la primera parte de este capítulo se resumen algunos de los aspectos más importantes de la geomecánica para caracterizar el comportamiento mecánico de la roca en el intervalo de interés y sus formaciones adyacentes aplicado sólo al proceso de estimulación.

Un aspecto importante de la mecánica de rocas es determinar la relación entre esfuerzo y deformación.

Se entiende por esfuerzo al cociente entre una fuerza y el área sobre la cual actúa (Ec. 4.4). Los esfuerzos pueden ser de tensión o compresión; por convención, en geomecánica los esfuerzos compresivos se toman como positivos debido a que usualmente las fuerzas que prevalecen en la corteza terrestre son compresivas y los esfuerzos de tensión son considerados negativos.

$$\sigma = \frac{F}{A} \quad \text{Ec. 4.4}$$

Los esfuerzos naturales que se presentan en las formaciones, comprimiéndolas, oponen resistencia al fracturamiento de la roca. Con los estudios de mecánica de la roca se puede determinar la magnitud y dirección de los esfuerzos principales in situ, las propiedades elásticas de la roca y el comportamiento de falla de la formación, por mencionar algunos. Los esfuerzos son claramente el factor más importante que controla la mecánica de la roca durante un proceso de fracturamiento hidráulico; definen el azimuth y la orientación de la fractura, el crecimiento de la geometría de la fractura, las presiones de tratamiento en superficie y la selección del agente apuntalante (en caso de estimular formaciones de areniscas), entre otras cosas.

Cuando un cuerpo está sometido a un campo de esfuerzos, la posición relativa de sus puntos respecto a la posición inicial se altera; si la nueva posición de los puntos no puede hacerse corresponder con la posición inicial por rotación y/o translación, se dice que el cuerpo se deformó. Por lo cual, la deformación se define como el cambio de la longitud y espesor de cualquier sólido al que se le aplicó algún esfuerzo.

Se han desarrollado varias teorías para describir la relación entre esfuerzo y deformación, la más simple es la teoría de elasticidad lineal, la cual asume que hay una relación de correspondencia uno a

uno entre estos dos elementos y será explicada debido a que es la que se considera en el caso del fracturamiento hidráulico²¹.

Para explicar la teoría de elasticidad lineal se considerará un cilindro de longitud inicial l y diámetro d . La muestra se acorta en dirección de la fuerza compresiva F aplicada (Fig. 4.6). El esfuerzo axial unitario aplicado al cilindro es:

$$\sigma = \frac{4F}{\pi d^2} \quad \text{Ec. 4.5}$$

y la deformación unitaria longitudinal es:

$$\varepsilon_1 = \frac{l-l^*}{l} = \frac{\Delta l}{l} \quad \text{Ec. 4.6}$$

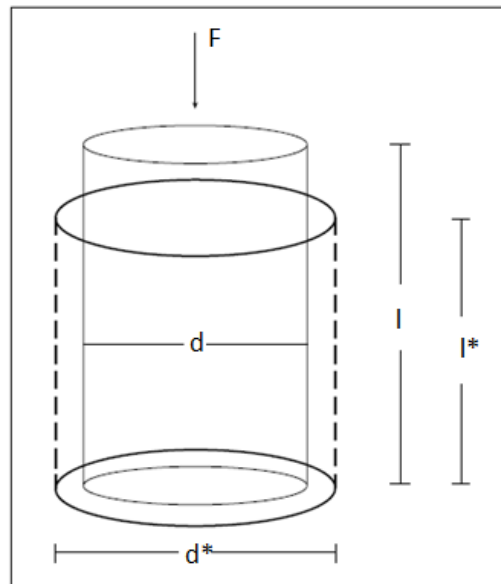


Fig. 4.6. Cilindro sometido a un esfuerzo de compresión uniaxial (Adaptada de Economides²¹, 2000).

La elasticidad lineal asume una relación única y lineal entre esfuerzo y deformación. Donde la elongación o acortamiento (Δl) es directamente proporcional a la fuerza aplicada (F), conocida como: Ley de Hooke.

$$F = k * \Delta l \quad \text{Ec. 4.7}$$

donde k es una constante de proporcionalidad.

En el caso de compresión uniaxial donde se incluye el módulo de elasticidad de Young (E), la ecuación queda de la siguiente manera:

$$E = \frac{F/A}{\Delta l/l} = \frac{\sigma}{\varepsilon_1} \quad \text{Ec. 4.8}$$

El módulo de Young, que es una constante de proporcionalidad característica de cada material, es una propiedad elástica de la roca que describe el comportamiento de un material bajo compresión uniaxial.

Es la relación entre esfuerzo y deformación de una roca, es decir, la resistencia que opone la roca a la deformación (Fig. 4.6).

Cuando un cuerpo es comprimido en una dirección, no sólo se acorta longitudinalmente en dirección del esfuerzo aplicado, sino también se expande en dirección lateral. Esto es cuantificado por la introducción de una constante adicional, la relación de Poisson (ν). Esta relación es la propiedad mecánica de la roca que relaciona la elongación lateral unitaria β que va siempre acompañada de una contracción axial unitaria ϵ_1 , la cual es constante para un material dado, dentro de un margen de comportamiento elástico

$$\nu = - \frac{\text{Elongación lateral unitaria}}{\text{Contracción axial unitaria}} = - \frac{\beta}{\epsilon_1} \quad \text{Ec. 4.9}$$

siendo:

$$\beta = \frac{d-d^*}{d} \quad \text{Ec. 4.10}$$

donde d^* es el nuevo diámetro. El signo negativo de la ecuación 4.9 es debido a que, por convención, la expansión es considerada negativa y la relación de Poisson, por definición tiene un valor positivo.

Para unas condiciones dadas de presión y temperatura, un material responderá a la aplicación de un esfuerzo primero con una deformación elástica (reversible), que es directamente proporcional al esfuerzo; luego si se sigue aumentando la carga, el material se deforma rápidamente y si se retira el esfuerzo no se recupera la longitud inicial quedando una deformación permanente y el cuerpo tiene una deformación plástica (irreversible); por último, el cuerpo tiene una deformación rígida (rotura), que a diferencia de las anteriores rompe la continuidad original de los puntos del material (Fig. 4.7).

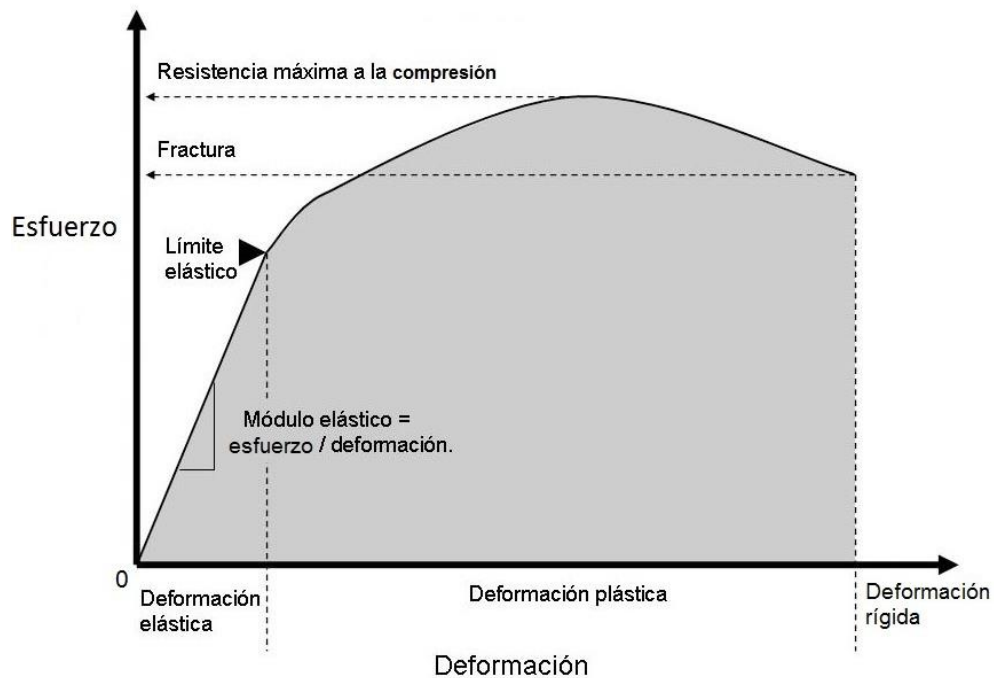


Fig. 4.7. Curva de esfuerzo contra deformación que permite determinar el punto de fractura de un material.

Otro parámetro elástico importante es el módulo de corte G , el cual describe la relación que existe entre el esfuerzo de corte y la deformación de corte. Se define el esfuerzo de corte como la fuerza que actúa tangente a la superficie dividida entre el área sobre la que actúa y la deformación de corte como el cociente del desplazamiento x entre la dimensión transversal h (Fig. 4.8).

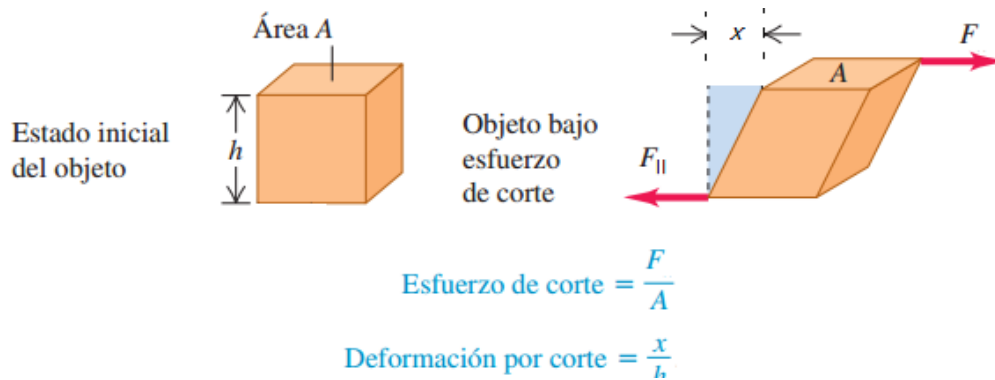


Fig. 4.8. Esfuerzo de corte aplicado a un cuerpo (Adaptada de Sears²⁷, 2004).

El módulo de corte puede expresarse en función del módulo de Young y la relación de Poisson:

$$G = \frac{E}{2(1+\nu)} \quad \text{Ec. 4.11}$$

4.11

Finalmente, el módulo de volumen K es el coeficiente de proporcionalidad entre el esfuerzo hidrostático principal σ_p , provocado por una presión hidrostática con respecto a una deformación volumétrica ε_v . Es una medida de la resistencia de la roca o muestra respecto a la compresión hidrostática.

$$\sigma_p = K\varepsilon_v \quad \text{Ec. 4.12}$$

donde:

$$\varepsilon_v = \frac{\Delta V}{V} \quad \text{Ec. 4.13}$$

siendo V es el volumen de roca y ΔV su variación.

El módulo de volumen expresado en función del módulo de Young y de la relación de Poisson queda de la manera:

$$K = \frac{E}{3(1-2\nu)} \quad \text{Ec. 4.14}$$

La mayoría de los modelos de propagación de fracturas asumen el principio de elasticidad lineal. El conocimiento de los parámetros elásticos es de gran importancia en aplicaciones ingenieriles y asumir que la roca se comporta como un material elástico tiene importantes ventajas.

Existen dos principales maneras de determinar los parámetros elásticos: puede ser bajo condiciones estáticas o bajo condiciones dinámicas²¹. Las propiedades elásticas estáticas medidas en laboratorio generalmente se consideran las más apropiadas para estimar el ancho de la fractura; estas constantes deben ser ajustadas a condiciones de yacimiento para propósitos de diseño. También se pueden medir las propiedades elásticas bajo condiciones dinámicas en el laboratorio, lo cual se hace con

herramientas sónicas, estas mediciones se hacen a condiciones de fondo simuladas. Las mediciones de fondo de pozo se hacen para estimar las propiedades elásticas dinámicas, estas mediciones son hechas con registros geofísicos de pozo y deben calibrarse con los datos de laboratorio.

4.1.2.1 Esfuerzos *in situ*

En la corteza terrestre las formaciones están sometidas a tres esfuerzos principales de compresión, los cuales son diferentes entre sí, mutuamente perpendiculares y se ejercen perpendiculares a la superficie del plano. Se reconoce una dirección de esfuerzo máximo, otra de esfuerzo mínimo, perpendicular al anterior y por último una de esfuerzo medio perpendicular a los esfuerzos máximo y mínimo.

Los fluidos contenidos en el yacimiento juegan un papel importante debido a que soportan una parte del esfuerzo total aplicado. Por lo tanto, sólo una parte del esfuerzo total, llamado componente de esfuerzo efectivo es soportado por la matriz de la roca. El concepto de esfuerzo efectivo fue introducido por Terzaghi, quien propuso la siguiente relación:

$$\sigma' = \sigma - P_p \quad \text{Ec. 4.15}$$

donde σ' es el esfuerzo efectivo por la consolidación del material, σ es el esfuerzo total y P_p es la presión de poro o la presión de formación (concepto explicado con más detalle en la sección 4.1.3 de este trabajo).

La condición general de esfuerzos en las formaciones se define en términos de los esfuerzos efectivos: σ_x , σ_y y σ_z sobre los ejes x, y y z, respectivamente (Fig. 4.9), ya que la magnitud de éstos controlan la falla de la formación.

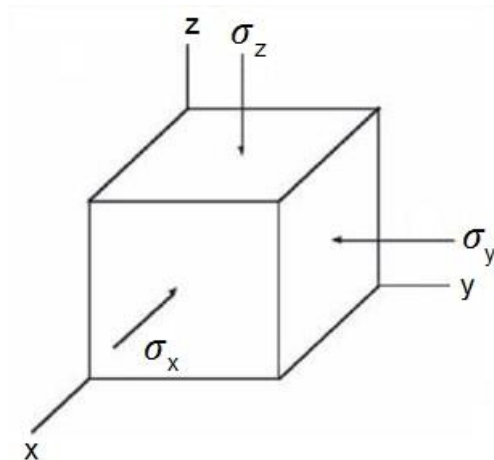


Fig. 4.9. Esfuerzos principales de compresión.

Es importante conocer la magnitud y dirección de los esfuerzos principales de compresión *in situ* de la zona de interés y de las zonas aledañas al pozo, ya que el contraste entre ellos permitirá determinar el comportamiento de la fractura.

La resistencia de una roca está definida por el esfuerzo al que la roca se rompe. La relación entre los tres esfuerzos efectivos principales determina la resistencia de la roca; esta relación se llama criterio de falla y su representación gráfica recibe el nombre de envolvente de falla.

Se entiende por criterio de falla a la relación entre el esfuerzo efectivo principal representando un límite más allá del cual el sistema deja de tener un comportamiento elástico y la falla ocurre. El esfuerzo efectivo de Terzaghi se usa en los criterios de falla.

Uno de los criterios de falla es el del máximo esfuerzo de tensión que establece que la fractura se inicia tan pronto como la componente de esfuerzo mínimo principal alcanza la resistencia a la tensión T_0 del material.

$$\sigma_{min} - P_p = T_0 \quad \text{Ec. 4.16}$$

Otro criterio de falla es el criterio de Mohr (Ver Apéndice A).

Para obtener la representación gráfica del criterio de falla (envolvente de falla), se llevan a cabo una serie de pruebas de esfuerzos triaxiales a determinado tipo de roca sometiéndola bajo diferentes presiones de confinamiento hasta que la roca se fracture en cada una de las condiciones de presión. El enfoque clásico en la mecánica de rocas es graficar el esfuerzo efectivo de falla usando una representación del círculo de Mohr (Fig. 4.10).

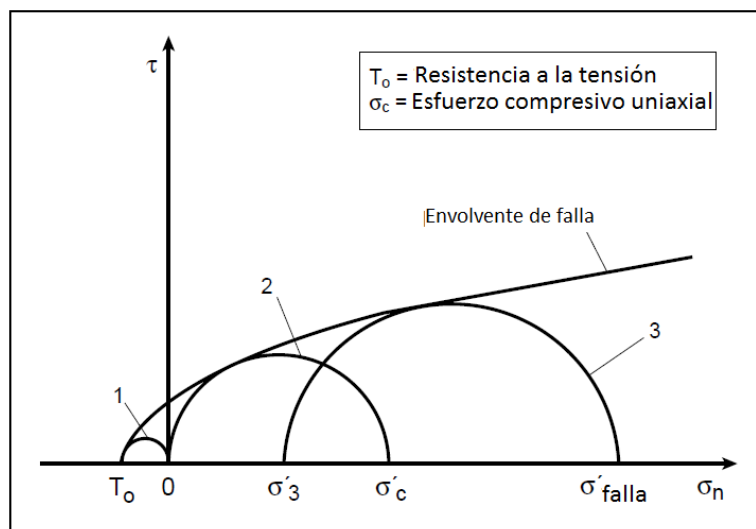


Fig. 4.10. Envolvente de falla. Círculo de Mohr correspondiente a: 1) una prueba de esfuerzo de tensión uniaxial, 2) una prueba de compresión uniaxial y 3) una prueba de esfuerzo triaxial con esfuerzo efectivo de confinamiento y esfuerzo de falla (Adaptada de Economides²¹, 2000).

El procedimiento más común para medir los esfuerzos in situ, previo a una operación de fracturamiento hidráulico, es realizar pruebas de inyección o inyektividad que, de manera general, consisten en bombear un fluido a la formación a bajos gastos monitoreando la presión en superficie hasta que se produzca la fractura, posteriormente la fractura se cierra al detener el bombeo. Estas pruebas de inyektividad se explican con más detalle en la sección 4.1.7 de esta Tesis.

Los parámetros elásticos y los criterios de falla se usan para obtener perfiles de esfuerzo en función de la profundidad y de las propiedades de las rocas. Estos perfiles son importantes para estimar la variación de esfuerzos entre los estratos y consecuentemente la geometría de la fractura hidráulica inducida.

De los tres esfuerzos principales a los que está sometida la formación, el de mayor interés en términos de diseño es el esfuerzo mínimo ya que éste determinará, al momento de aplicar presión sobre la roca, la orientación de la fractura que se propagará sobre un plano perpendicular a este esfuerzo (Fig. 4.11); además, controla aspectos como la geometría de la fractura y, por consiguiente, su conductividad después de fracturar, por mencionar algunos. El esfuerzo mínimo se define a partir de la relación de Poisson y del módulo de Young.

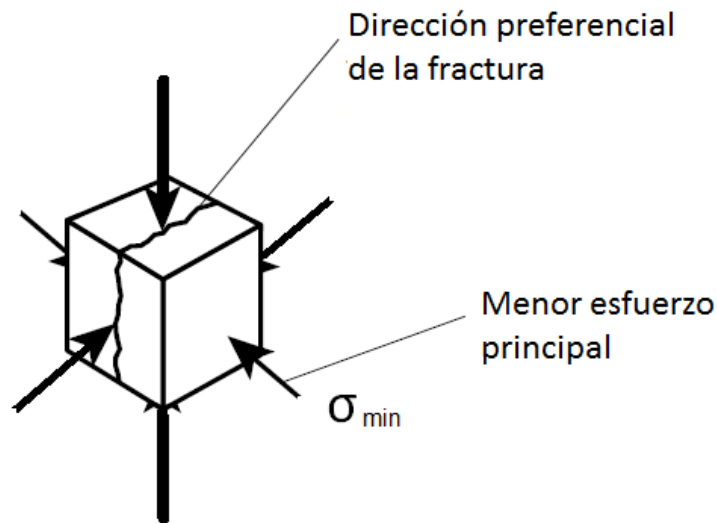


Fig. 4.11. Dirección preferente de la fractura de acuerdo al perfil de esfuerzos principales.

La Tabla 4.1 muestra valores típicos del módulo de Young y de la Relación de Poisson para diversos tipos de roca. Un material con un valor grande de módulo de Young físicamente significa que no se estira mucho, es decir, se requiere un esfuerzo grande para una deformación dada.

TIPO DE ROCA	MÓDULO DE YOUNG (X10 ⁶ PSI)	RELACIÓN DE POISSON
Caliza	5 – 13	0.30 – 0.35
Arenisca no consolidada	0.2 – 1.3	0.25 – 0.35
Arenisca consolidada	1 – 8	0.15 – 0.30
Limo	4 – 8	0.20 – 0.30
Lutita	1 – 5	0.25 – 0.45

Tabla 4.1. Valores del módulo de Young y relación de Poisson según la litología (Antuñano²⁸, 2011).

4.1.3 Conceptos básicos

A continuación se presentan las definiciones de algunos conceptos fundamentales.

Presión de sobrecarga. Es la presión causada por los granos de la roca y del fluido contenido en el espacio poroso. Es la presión originada por el peso de las rocas sobreyacentes a una cierta profundidad de interés y se calcula a partir de la densidad combinada de la matriz de la roca y de los fluidos contenidos en los espacios porosos. Se puede expresar de la siguiente manera:

$$S = \text{Peso de la matriz de la roca} + \text{Peso de los fluidos} \quad \text{Ec. 4.17}$$

$$S = (1 - \varphi)\rho_r + \varphi\rho_f gh \quad \text{Ec. 4.18}$$

donde:

S = Presión de sobrecarga [kg/m^2]

Φ = Porosidad [fracción]

ρ_r = Densidad de la roca [kg/m^3]

ρ_f = Densidad del fluido [kg/m^3]

g = Gravedad [m/s^2]

h = Altura vertical de los fluidos [m]

Presión de poro. Es aquella a la que se encuentran confinados los fluidos en el espacio poroso de la formación, también se conoce como presión de formación. Para explicar la presión de poro (P_p) es necesario primero explicar el proceso de compactación que da origen a la litificación de los sedimentos.

Durante la acumulación de los sedimentos, el peso del material suprayacente comprime los más profundos; dicho de otra manera, la presión de sobrecarga se incrementa. A mayor profundidad el material se compacta y se vuelve más firme. Como consecuencia, el espacio entre los granos se reduce (reducción de porosidad) ocasionando la expulsión de gran parte del agua que estaba atrapada entre los sedimentos, de manera que el esfuerzo de sobrecarga que anteriormente era soportado por esa agua es transferido a la matriz de la roca convirtiéndose en esfuerzos integranulares (σ).

A partir de ello, la presión de poro se puede entender como la presión a la que quedan confinados los fluidos en los poros de la formación una vez que tuvieron lugar fenómenos geológicos como el depósito, la acumulación y la compactación de los sedimentos debido al esfuerzo de sobrecarga.

$$P_p = S - \sigma \quad \text{Ec. 4.19}$$

Los métodos para determinar la presión de poro están clasificados en dos grupos: los métodos indirectos de estimación a partir de modelos que usan los valores de las propiedades de las rocas obtenidos a partir de los registros geofísicos y los métodos directos de medición de presión de poro que se efectúan durante la perforación.

Presión de fractura (P_f). Es la fuerza por unidad de área necesaria para vencer la presión de formación y la resistencia de la roca. La resistencia de una formación a ser fracturada depende de la cohesión de la roca y de los esfuerzos de compresión a los que está sometida (presión de sobrecarga). Es la suma de los esfuerzos in situ y la resistencia a la tensión de la roca.

Al igual que la presión de poro, la presión de fractura se puede estimar mediante métodos indirectos y directos. Dentro de los métodos indirectos se tienen aquellos que fueron desarrollados, mediante experimentos basados en el concepto de esfuerzo mínimo, por Hubbert & Willis, Matthews & Kelly, Eaton y Daines (Ver Apéndice B). Los métodos directos realizan las mediciones a la formación para obtener la presión de fractura real que únicamente se puede llevar a cabo durante la perforación y se hace mediante la denominada prueba de goteo más conocida como prueba de “leak off”.

Gradiente de fractura (G_f). Es la relación entre la presión de fractura y la profundidad de la formación. Los valores numéricos son característicos para cada formación, puesto que están directamente relacionados con la presión que depende del comportamiento mecánico de la roca. La presión de fractura está en función de la presión de poro, por lo tanto, el gradiente de fractura variará de acuerdo a ese factor.

$$G_f [\text{psi}/\text{pie}] = \frac{P_f [\text{psi}]}{D [\text{pie}]} \quad \text{Ec. 4.20}$$

La orientación de la fractura puede ser conocida dependiendo del valor calculado del gradiente de fractura, en general es aceptado que si²⁴:

- $G_f < 1$ psi/pie la fractura será vertical
- $G_f > 1$ psi/pie la fractura será horizontal

Presión neta en la fractura. Es la diferencia entre la presión del fluido fracturante dentro de la fractura y el esfuerzo de cierre.

$$P_{net} = P_{ff} - P_c = P_{ff} - \sigma_c \quad \text{Ec. 4.21}$$

donde:

P_{net} = Presión neta en la fractura [psi]
 P_{ff} = Presión del fluido fracturante [psi]
 P_c = Presión de cierre de la fractura [psi]
 σ_c = Esfuerzo de cierre

Físicamente es la presión que se necesita para que la fractura quede abierta y se propague. Si la presión neta es cero significa que la fractura se encuentra cerrada. El perfil de la presión neta se utiliza para estimar el comportamiento del crecimiento de la fractura, además de indicar si existe arenamiento. La presión de cierre es una propiedad constante de la formación y depende fuertemente de la presión de poro. El perfil de presión neta controla la altura de la fractura, la distribución de espesor a lo largo de su longitud al mantener separadas las paredes. Es igual a la suma de los esfuerzos, más la caída de presión neta más la caída de presión en la cercanía del pozo.

Factor de intensidad de esfuerzo o rugosidad. Es una medida de la resistencia de la roca a la propagación de la fractura, en donde domina la presión requerida para propagar la fractura, es una medida de la facilidad con la cual una fractura se propaga en la roca²⁸ (Fig. 4.12). Es un factor proporcional a la cantidad de energía que puede ser absorbida por la roca antes de que la propagación ocurra.

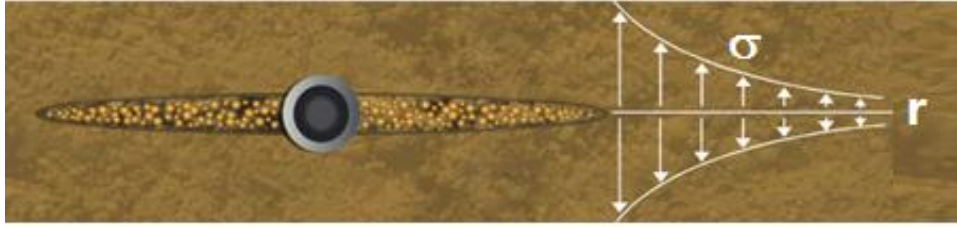


Fig.4.12. Perfil de esfuerzos durante la propagación de la fractura (Antuñano²⁹, 2011).

La distribución de esfuerzos desde la cercanía del pozo a la punta de la fractura se define en la siguiente expresión.

$$\sigma = \frac{KIC}{\sqrt{2\pi r}} \quad \text{Ec. 4.22}$$

donde:

σ = Esfuerzo [psi]

KIC = Factor de intensidad de esfuerzo [psi*pg^{0.5}]

r = Distancia radial desde el pozo al extremo de la fractura [pg]

La rugosidad es un parámetro importante requerido para el diseño de la fractura y se selecciona según el tipo de roca.

Presión de fricción en la cercanía del pozo. Se refiere a la porción de las pérdidas de presión mientras los fluidos se encuentran en movimiento. Puede ser una combinación de la caída de presión del flujo de fluidos por los disparos o la caída de presión resultado de la tortuosidad entre el pozo y la fractura. Es calculada con las mediciones de presión de fondo.

Conforme la fractura se propaga hay una pérdida de presión por fricción a lo largo de la fractura. Esto crea una presión de tratamiento más alta lo que hará que la fractura crezca junto con activación de intervalos de esfuerzo más alto.

Presión de fricción neta. Es calculada con las mediciones de presión de superficie. Se refiere a la diferencia entre la última presión de bombeo y la presión de cierre instantánea al detener el bombeo como resultado del flujo de fluido viscoso en la fractura más cualquier incremento de presión.

Presión instantánea al detener el bombeo (ISIP Instantaneous shut in pressure). Es la presión de fondo correspondiente al gasto de inyección cero²⁸. Se puede obtener gráficamente a partir de la información de la inyección del fluido, como la presión correspondiente a la intersección entre la tangente a la declinada de la presión y la vertical trazada al tiempo correspondiente a un gasto de inyección igual a cero (Fig. 4.13).

$$ISIP = P_{net} - P_c \quad \text{Ec. 4.23}$$

Presión de cierre. Es la presión de fondo a la cual la fractura no apuntalada se cierra. Es un esfuerzo global promedio de la formación y es diferente al esfuerzo mínimo, el cual es un dato local y varía para toda la zona de interés. La magnitud de este parámetro depende de la profundidad y de las propiedades de la formación.

Esfuerzo de cierre. Es la diferencia entre las presiones de cierre de fractura y la de fondo fluyendo.

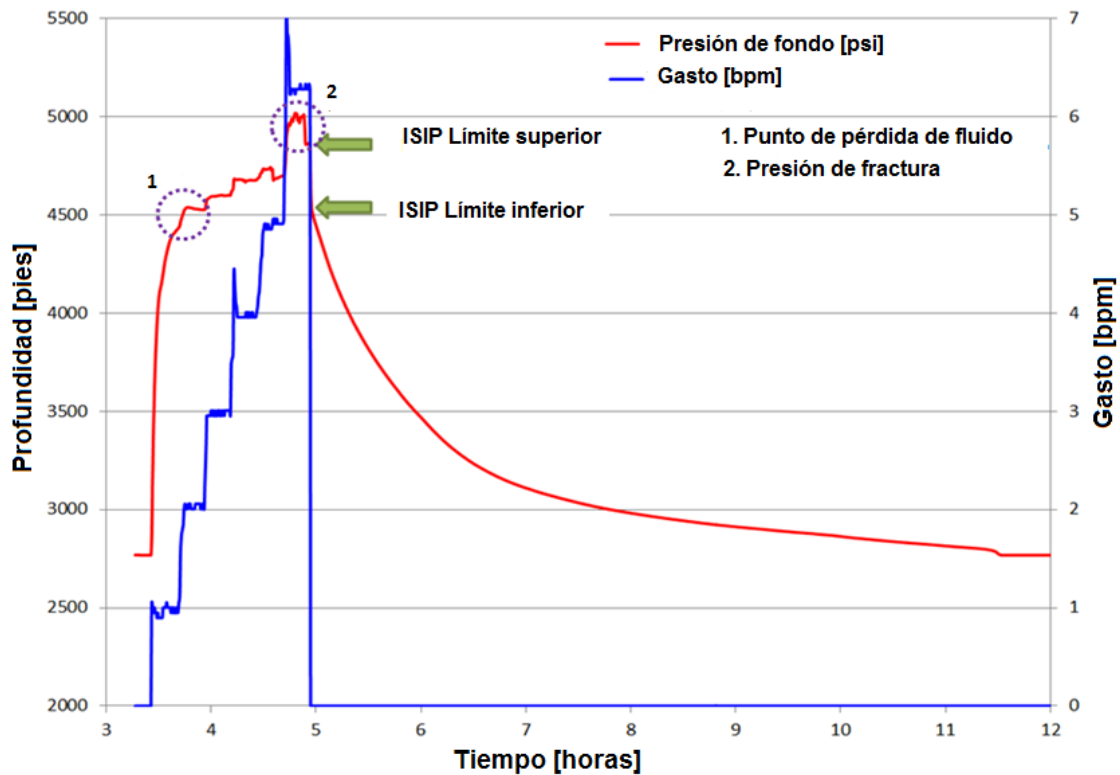


Fig. 4.13. Curvas de presión de fondo y gasto de inyección donde se identifican las presiones ISIP superior e inferior.

Pérdida de fluido. Es la magnitud de pérdida del fluido fracturante relacionada con la permeabilidad de la formación y las características del filtrado del fluido fracturante.

La pérdida de fluido en el fracturamiento hidráulico es similar a la pérdida de fluido durante la perforación, donde el filtrado, el enjarre, la invasión y compresión de los fluidos de la formación tienen lugar. La diferencia radica en que durante la perforación la pérdida de fluido es radial, alrededor del pozo, y en una estimulación de fracturamiento hidráulico la pérdida de fluido es principalmente lineal, por la cara de la fractura.

La pérdida de fluido se cuantifica mediante el coeficiente de pérdida, el cual es la medida de la velocidad de pérdida en cualquier punto a lo largo de la cara de la fractura y es un factor clave en el diseño de tratamiento y en unidades de campo se mide en $\text{pies}/\text{min}^{1/2}$.

El coeficiente de pérdida está gobernado por tres mecanismos²⁴: los coeficientes controlados por las características del fluido de fractura y los fluidos del yacimiento y el coeficiente controlado por efecto del aditivo de la pérdida de fluido (más detalles Ver Sección 4.2.4.3). El coeficiente de pérdida controlado por las características del fluido fracturante (C_v) puede calcularse con la siguiente ecuación:

$$C_v = 0.0469 \left[\frac{k_f \Delta P \phi}{\mu_f} \right]^{1/2} \quad \text{Ec. 4.24}$$

que como puede verse se calcula conociendo las propiedades del fluido fracturante que son la permeabilidad efectiva de la formación al fluido fracturante (k_f medida en Darcys), la diferencial de presión a través de las caras de la fractura (ΔP), la porosidad de la formación y la viscosidad del fluido fracturante (μ_f medido en cp).

El siguiente mecanismo es definido por las características del fluido del yacimiento (C_c) y puede calcularse de una manera similar usando la ecuación:

$$C_c = 0.0374 \Delta P \left[\frac{k C_f \phi}{\mu} \right]^{1/2} \quad \text{Ec. 4.25}$$

donde:

k = permeabilidad efectiva a los fluidos del yacimiento [D]

C_f = compresibilidad isotérmica de los fluidos del yacimiento [psi^{-1}]

μ = viscosidad de los fluidos de la formación [cp]

ϕ = porosidad [fracción]

Por último, el coeficiente de pérdida definido por el efecto del aditivo de pérdida de fluido (C_w) debe ser determinado en mediciones realizadas en el laboratorio. La prueba mide el ritmo de volumen perdido por unidad de tiempo a través de un núcleo. Se lleva a cabo en una prensa filtro donde una vez mezclado el fluido gelado con los aditivos correspondientes, se coloca la mezcla en la celda de prueba, se calienta de 0 a 125 °F (temperatura estándar) y con nitrógeno se aplica una presión diferencial de 1,000 psi a través del núcleo. La válvula de salida es abierta y el volumen de filtrado acumulado es medido respecto al tiempo. Se grafica el volumen contra la raíz cuadrada del tiempo (Fig. 4.14). Se obtiene la ordenada al origen que representa la pérdida inicial de fluido antes de la generación del enjarre "spurt loss" y la pendiente de la curva resultante (m) que indica el volumen perdido por unidad de tiempo. Con esta información se calcula el coeficiente de pérdida con la ecuación:

$$C_w = \frac{0.0164 m}{A_f} \quad \text{Ec. 4.26}$$

donde A_f es el área transversal del núcleo.

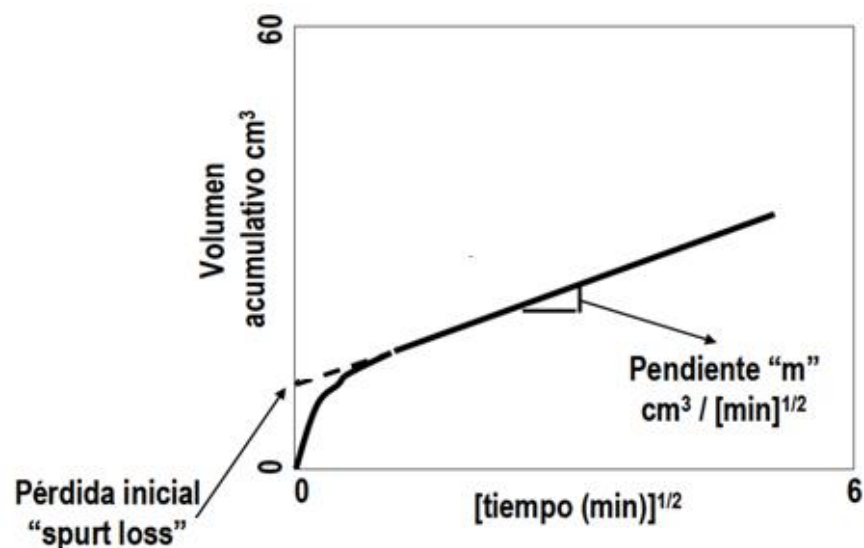


Fig. 4.14. Gráfica para determinar el coeficiente de pérdida de fluido por efecto del aditivo al fluido fracturante (Islas Silva²⁴).

Estos tres coeficientes describen la resistencia al flujo de fluidos a la formación actuando simultáneamente por lo que se debe calcular el coeficiente de pérdida total; para ello existen dos expresiones que consideran estos tres coeficientes en un balance de presión y son: la expresión conocida como armónica (Ec.4.26) y la dinámica (Ec. 4.27).

$$C_T = \frac{C_v C_c C_w}{C_v C_c + C_w C_c + C_v C_w} \quad \text{Ec. 4.27}$$

$$C_T = \frac{2C_v C_c C_w}{C_v C_w + \sqrt{(C_v C_w)^2 + [4C_c^2 (C_v^2 + C_w^2)]}} \quad \text{Ec. 4.28}$$

donde:

C_T = Coeficiente de pérdida total [pie/min^{1/2}]

C_v = Coeficiente de pérdida definido por las características del fluido fracturante [pie/min^{1/2}]

C_c = Coeficiente de pérdida definido por las características del fluido del yacimiento [pie/min^{1/2}]

C_w = Coeficiente de pérdida definido por el efecto del aditivo de pérdida de fluido [pie/min^{1/2}]

Conforme la fractura se propaga, la pérdida de fluido se incrementa; no obstante, existe un límite hasta donde la fractura puede propagarse. Cabe señalar que la intersección con una fractura natural incrementará la pérdida de fluido.

Eficiencia del fluido fracturante (η_f). Es la relación que existe entre el volumen del fluido que permanece dentro de la fractura al concluir el tratamiento y el volumen total bombeado al pozo. Esta relación se expresa con la siguiente ecuación:

$$\eta_f = \frac{\text{Volumen de fluido en la fractura al final del tratamiento}}{\text{Volumen total de fluido bombeado}} \quad \text{Ec. 4.29}$$

Un fluido de baja eficiencia equivale a que tuvo lugar una gran cantidad de pérdida del fluido a la formación a través de la cara de la fractura y que no contribuyó a la extensión y propagación de la misma, por el contrario, un fluido de alta eficiencia si permite el crecimiento de la fractura (Fig. 4.15).

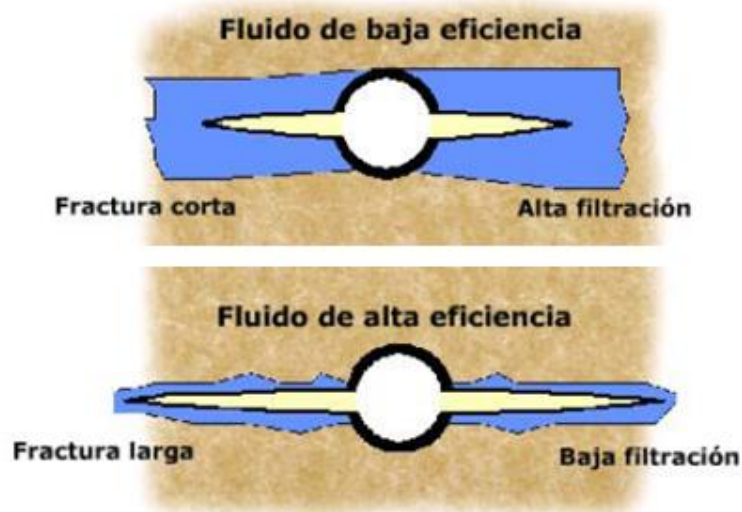


Fig. 4.15. Diferencia entre las dimensiones de la fractura al variar la eficiencia del fluido fracturante.

4.1.4 Orientación y geometría de la fractura

El perfil de esfuerzos y su variación en las formaciones adyacentes dominan la orientación y el crecimiento de la fractura; además, influyen en su geometría parámetros de diseño como son: el tipo de fluido, el gasto y el volumen bombeado, entre otros.

Usualmente la fractura se propagará en dirección perpendicular al menor esfuerzo principal. Para que se inicie la fractura, la presión de bombeo del fluido en la cara de la formación debe ser mayor a este esfuerzo mínimo. En formaciones poco profundas el mínimo esfuerzo principal es el de sobrecarga, por lo que la fractura creada será horizontal (Fig. 4.16). En yacimientos más profundos (>1000 pies) el menor esfuerzo principal será horizontal por lo que la fractura se creará verticalmente²² (Fig. 4.17).

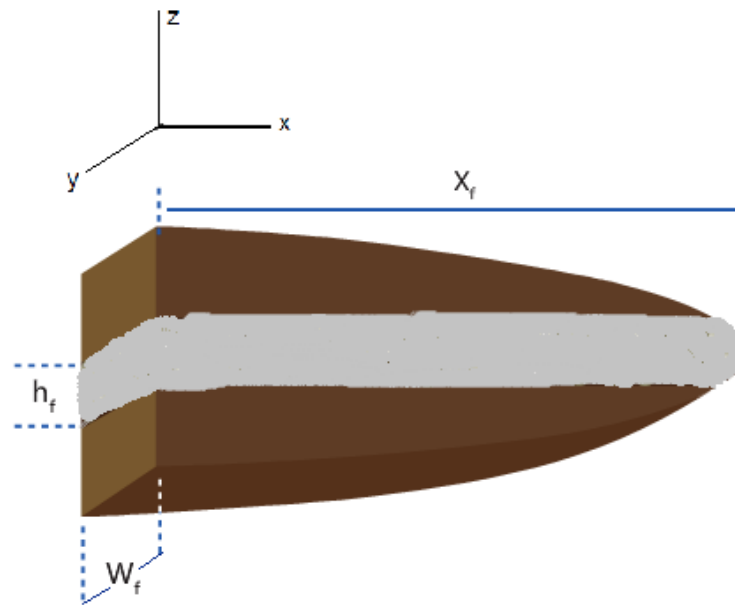


Fig. 4.16. Esquema representativo de la geometría de una fractura horizontal (Adaptada de Antuñano²⁸, 2011).

Los factores geométricos de la fractura creada son la altura (h_f), la amplitud (w_f), también conocida como ancho o espesor y la longitud (x_f o l) (Figs. 4.16 y 4.17).

La altura de la fractura (h_f) es aquella dimensión que queda abierta al flujo una vez liberada la presión de bombeo y referenciándola a un sistema coordenado (x , y , z), la altura se mide en dirección del eje z tanto para fracturas orientadas horizontalmente como verticalmente (Figs. 4.16 y 4.17). La altura es controlada por la mecánica de las rocas que incluye el perfil de los esfuerzos en sitio de la formación y la presión neta.

El ancho de la fractura (w_f) es la amplitud formada a lo largo de la longitud y la altura creada abierta al flujo una vez liberada la presión de bombeo. El espesor se mide en dirección del eje y y es controlado por la altura y longitud de la fractura; la presión neta interna de la fractura interviene para abrir y propagar la fractura junto con la rigidez de la roca.

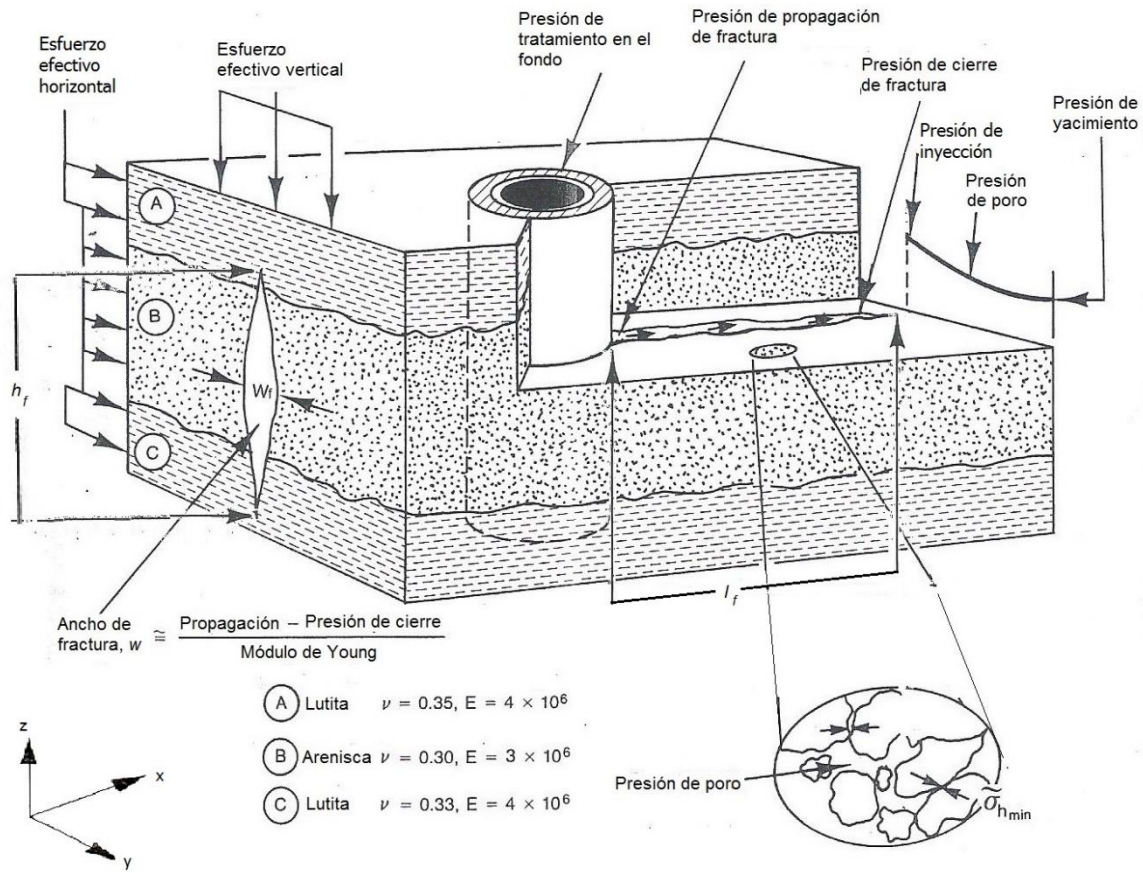


Fig. 4.17. Esquema representativo de la geometría de una fractura vertical (Adaptada de Allen²⁹, 1989).

Generalmente se asume que al fracturar la formación se crean dos "alas" de la fractura, las cuales se encuentran separadas una de la otra formando un ángulo de 180°. La longitud de la fractura (x_f) es la magnitud de cada una de las alas de la fractura medidas a partir del pozo (Fig. 3.3).

4.1.5 Modelos de propagación de fracturas

Uno de los mejores métodos para analizar el tratamiento de estimulación es mediante el uso de un modelo de propagación de fractura, el cual tiene como objetivo determinar aproximadamente el crecimiento de su geometría. Para modelar este fenómeno se requiere el uso de ecuaciones fundamentales de continuidad, de momento y de parámetros elásticos de mecánica de fractura que en conjunto darán como resultado las dimensiones de la fractura. Estos modelos pueden ser útiles en el diseño de ambos tipos de fracturamiento hidráulico (apuntalado y ácido) con excepción de que el impacto de la amplitud de la fractura diferirá.

Existen ciertos factores que afectan la propagación de fractura, los cuales son: variación de los esfuerzos in situ que existen en los diferentes estratos de la formación, espesor de los estratos de la formación en la vecindad de la fractura, consolidación de la formación, variaciones en las propiedades

mecánicas de la roca (incluye, entre otros, el módulo de Young y la relación de Poisson), gradientes de presión en la fractura y variaciones de presión de poro de una zona a otra³⁰.

Existen modelos de propagación en dos y tres dimensiones, mismos que serán explicados a continuación.

a) Modelos en dos dimensiones

En este tipo de modelos se establece una de las dimensiones de la fractura, la cual se mantiene constante (normalmente la altura) y se calcula a partir de ella el espesor y la longitud de la misma. Estos modelos asumen que la fractura es plana, esto es, que la fractura se propaga en una dirección en particular; suponen que existe un flujo unidireccional del fluido, por consiguiente se produce un cambio unidireccional de presión, así como que los efectos de la deformación lateral deben ser pequeños en comparación con los efectos de la deformación causada por la propagación de la fractura en la formación. La roca que se fractura se asume que es continua, homogénea, isótropa y que la altura de la fractura ha sido previamente determinada o bien su crecimiento está completamente confinado en un estrato. Además se consideran constantes las siguientes variables: altura de la fractura, módulo de Young, relación de Poisson, dureza y coeficiente de fluido de presión en la formación, que está gobernada por una expresión simple de teoría de filtración.

Los modelos comúnmente utilizados son: el desarrollado por Perkins-Kern-Nordgren (PKN), cuya geometría es considerada apropiada cuando la longitud de la fractura es mucho más grande que la altura, $x_f \gg h_f$, y el modelo Krinstonovich-Geertsman-Daneshy (KGD) que se usa cuando la altura es mayor o igual que la longitud de la fractura, $x_f \leq h_f$. Además de estos dos modelos existe el modelo radial (Ver Apéndice C).

El modelo PKN se desarrolla a partir de la premisa de que la sección transversal de la fractura en el plano vertical, perpendicular al eje longitudinal de la fractura, generalmente mantiene una configuración elíptica (Fig. 4.18). Considera que el gasto en la fractura es constante y que la presión en la misma puede ser aproximada por una constante de presión en casi todo el cuerpo de la fractura a excepción de una pequeña región, cerca de punta, sin penetración de fluido y, por lo tanto, sin presión de fluido. Este modelo analiza la geometría de la fractura por medio de secciones verticales planas y crea fracturas más largas y estrechas (Fig. 4.18) donde la altura de la fractura mide normalmente un tercio de la longitud total de la fractura (considerando las dos alas)²¹.

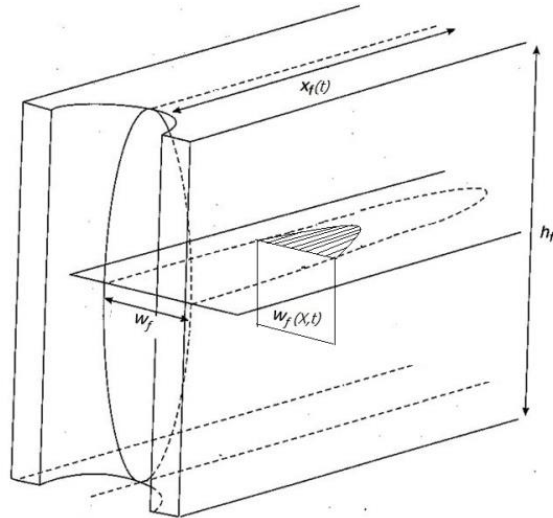


Fig. 4.18. Geometría de la fractura según el modelo PKN que desarrolla fracturas más largas y estrechas.

El modelo KGD considera una configuración aproximadamente elíptica en el plano horizontal y una forma rectangular en el plano vertical. Analiza la geometría de la fractura por medio de secciones horizontales planas. Desarrolla fracturas más cortas y más anchas, teniendo aplicaciones limitadas (Fig. 4.19). A diferencia del modelo anterior, se incluyen los aspectos mecánicos de la punta de la fractura, para hacer posible la solución analítica se asume que el gasto dentro de la fractura es constante y que la presión dentro de la fractura puede ser aproximada por una constante de presión en la mayor parte del cuerpo de la fractura a excepción de una pequeña región, cerca de la punta, sin penetración de fluido y por lo tanto sin presión.

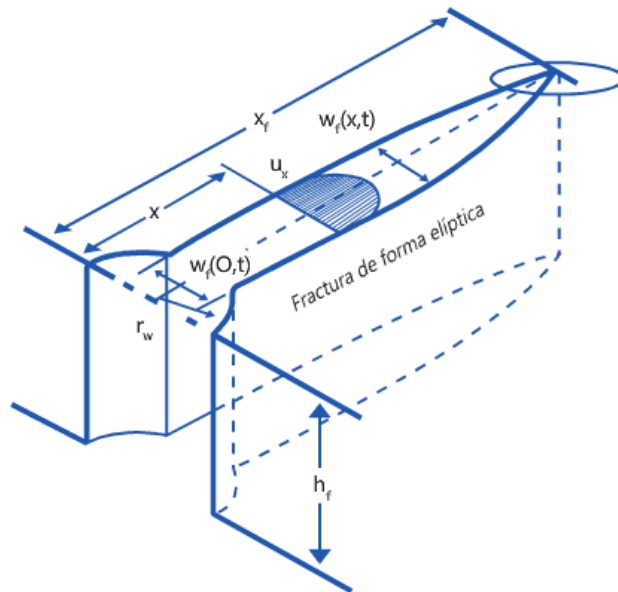


Fig. 4.19. Geometría de la fractura de acuerdo al modelo KGD que desarrolla fracturas cortas y anchas (Antuñano²⁸, 2011).

El modelo radial es similar al modelo KGD y establece una relación de longitud respecto a la altura de la fractura equivalente a $\frac{1}{2}$. Se divide en dos variantes:

El modelo radial vertical que es usado para formaciones masivas homogéneas y el radial horizontal que es útil para profundidades pequeñas y formaciones altamente geopresurizadas (Fig. 4.20).

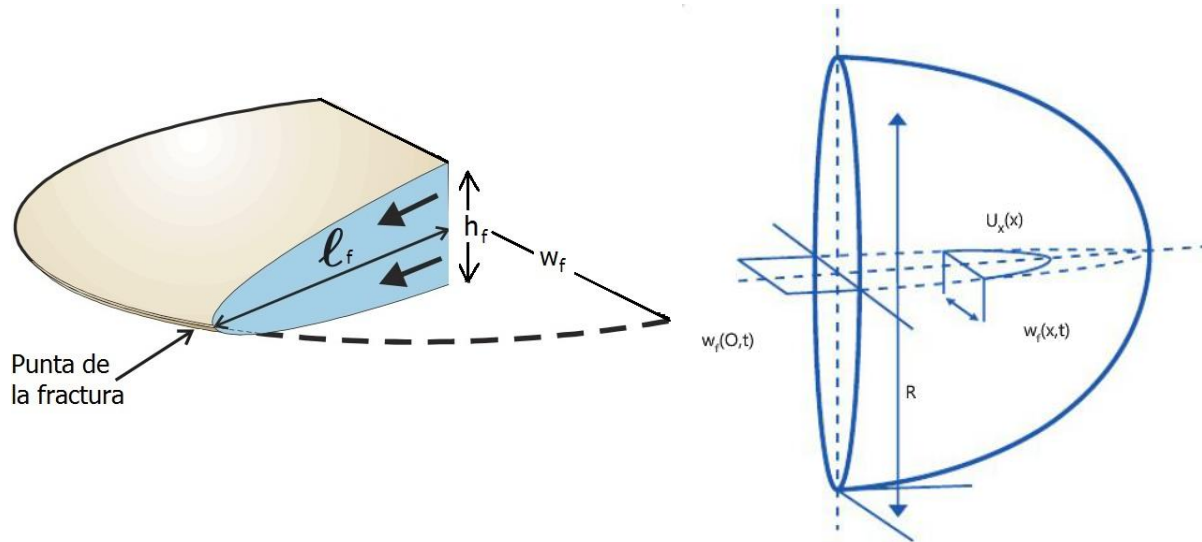


Fig. 4.20. Geometría de la fractura conforme al modelo radial horizontal (izquierda) y vertical (derecha) (Antuñano²⁸, 2011).

En estos modelos (2D), si se elige un valor correcto de altura de la fractura se tendrán valores estimados razonables de la longitud y del espesor si otros parámetros como esfuerzos in situ, el módulo de Young y la permeabilidad de la formación son conocidos y usados de manera adecuada. Aunque tienen sencillas consideraciones, son modelos útiles para entender el crecimiento de las fracturas hidráulicas.

b) Modelos en tres dimensiones

Son mejores que los modelos en 2D debido a que calculan el espesor, la altura y la longitud con los datos de la zona de interés y de los estratos vecinos. Cuentan con modelación del crecimiento de altura a lo largo de la fractura. Modelan detalladamente el yacimiento y la posibilidad de la propagación de una fractura no plana. Proporcionan estimados más realistas de la geometría y las dimensiones de la fractura que pueden mejorar el diseño y, por ende, el resultado final de la estimulación.

La aplicación de estos modelos es importante, principalmente en yacimientos complejos donde hay múltiples zonas con propiedades diferentes y distintas características de pérdida de fluidos y donde los esfuerzos de cierre determinan una geometría de fractura compleja. Los modelos tridimensionales son: Pseudo 3D, planos 3D y 3D completos.

Los modelos pseudo 3D proporcionan muy buenas aproximaciones para el diseño y la evaluación del tratamiento y son una extensión de los modelos 2D que incluyen el crecimiento de altura de la fractura. Las herramientas computacionales calculan la longitud horizontal y la extensión vertical

en cada posición para cada paso del tiempo. Los modelos requieren consideraciones tales como flujo en dos dimensiones del fluido y del agente apuntalante (en caso de usarse) y la caída de presión vertical en la fractura. Para usar estos modelos, los datos deben ser tratados por capas (estratos). Existen dos tipos de análisis en general.

El primero es el análisis basado en celdas, el cual divide a la fractura en bloques separados o celdas (Fig. 4.21). Aplica las ecuaciones físicas de continuidad y de flujo de fluidos en la fractura en cada celda para resolver el balance de masa a través de ellas. En este análisis la fractura no tiene forma, sino es tratada como una serie de celdas conectadas sólo por el flujo de fluidos de celda a celda. La altura en cualquier sección transversal es calculada a partir de la presión en esa celda y el flujo de fluidos en dirección vertical es generalmente aproximado.

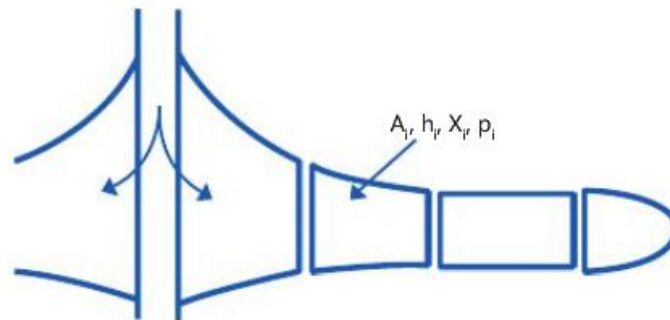


Fig.4.21. Modelo pseudo 3D analizado por celdas. Vista frontal (Antuñano²⁸, 2011).

El segundo es el análisis global que pronostica la geometría de la fractura y una presión promedio del fluido de fractura. Es un análisis simplificado, donde las ecuaciones físicas fundamentales se cumplen de manera global. Asume que la forma de la fractura es de dos medias elipses de igual extensión lateral unidas en el centro pero de diferente extensión vertical. Las líneas de corriente de fluidos viajan a lo largo de las perforaciones hasta el borde de las elipses y se considera que cada una de estas líneas tiene una forma determinada.

Los modelos 3D planos manejan un modo de análisis tipo mallas vertical y horizontal, parecido a los modelos 2D (Fig. 4.22). Realizan cálculos rigurosos del flujo del agente apuntalante y del fluido. Cuenta con cálculos de variación de los esfuerzos en la zona de dos dimensiones.

Estos modelos son más demandantes computacionalmente que los P3D ya que calculan las dimensiones y la forma del perímetro de la fractura en función de la distribución de los gradientes de presión que son determinados por el gasto del flujo de fluidos en la fractura, aspectos que cambian durante el tratamiento y el cierre.

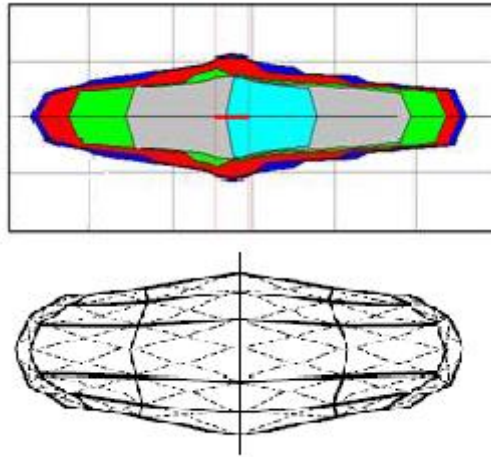


Fig. 4.22. Modelo de la fractura en 3 dimensiones plano dividido en elementos que inicialmente eran cuadrados. Vistas en planta y frontal (Adaptado de Economides²¹, 2000).

Los modelos 3D completos realizan un mallado 3D (Fig. 4.23) y fueron diseñados principalmente para proyectos de investigación debido fundamentalmente a la complejidad del análisis que consume mucho tiempo de ejecución. Para las condiciones iniciales, la forma de fractura es desconocida al principio y dependiendo de los parámetros in situ puede ser drásticamente diferente en forma de lo predicho por simuladores P3D para el mismo juego de datos.

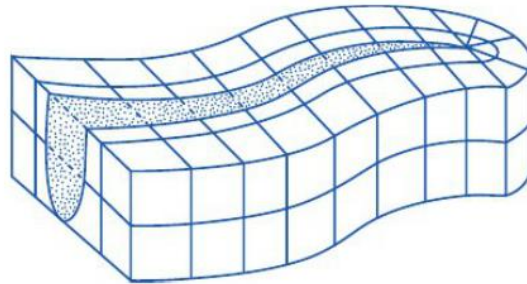


Fig. 4.23. Geometría de fractura en un modelo en tres dimensiones completo (Antuñano²⁸, 2011).

El modelo debe ser seleccionado para que coincida con el nivel de complejidad requerido para una aplicación específica, así como en calidad y cantidad de datos asignados en tiempo para desarrollar un diseño que se adecue a la información deseada de salida.

4.1.6 Aspectos asociados al efecto de los disparos y a la tortuosidad

Se han observado altas pérdidas de presión por fricción en la vecindad del pozo en tratamientos de fractura, especialmente en pozos desviados o con inadecuado diseño de disparos. Estas pérdidas de presión se han atribuido a fenómenos tales como el efecto de los disparos, la tortuosidad, la desalineación de la fase de los disparos, que disipan la energía hidráulica, lo cual limita la geometría de la fractura e incrementa la potencia de bombeo requerida durante los tratamientos de estimulación. Se asume que estos tres componentes son factores adicionales y que sólo se puede predecir aquel debido a la fricción a través de los disparos.

La pérdida de presión en la vecindad del pozo puede indicarse con la siguiente expresión:

$$\Delta p_{\text{vecindad del pozo}} = \Delta p_{pf} + \Delta p_{tort} + \Delta p_{\text{desalineación}} \quad \text{Ec. 4.30}$$

Descuidar el tipo de carga^{††} (que determina la longitud de penetración y el diámetro del orificio), la densidad, fase y orientación de los disparos puede conducir al arenamiento prematuro de la fractura, lo cual es muy perjudicial para la producción en el largo plazo, además de agregar costos de terminación por el tiempo adicional del uso de equipo de terminación y de las herramientas para limpiar los pozos, así como de malgastar en apuntalantes y en fluidos de estimulación, también puede hacer más difícil el refracturamiento en el futuro.

Las características de los disparos dependen de los requisitos de terminación, tales como el control o la prevención de producción de arena, y de los criterios de diseño de fractura, como pueden ser el calibre del apuntalante (Fig. 4.24), los regímenes de bombeo, las presiones de tratamiento y el flujo de producción requerido. Insuficiente densidad de disparos puede afectar la ejecución y evaluación debido a que afecta las presiones de fractura y de tratamiento (Fig. 4.25).

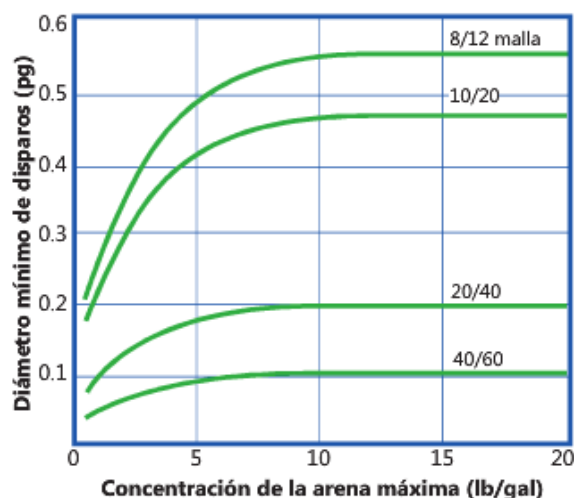


Fig. 4.24. Diámetro mínimo de los disparos en la tubería de revestimiento, respecto a la concentración de arena máxima, requerido para transportar varios tipos de arena respecto a su tamaño (Gidley³⁰, 1989).

^{††} Carga de alta penetración: Generan un disparo estrecho, alargado y fino (alrededor de 13 pg de penetración de diámetro entre 0.2 y 0.5 pg).

Cargas de agujero grande: generan perforaciones poco profundas (8 pg) y de diámetro relativamente grande (entre 0.6 y 1.5 pg).

Las fracturas se inician y propagan a lo largo de un plano preferencial de fracturamiento (PFP, preferential fracture plane). En la mayoría de los casos el esfuerzo mayor se presenta en la dirección vertical, por lo que el PFP es vertical y se encuentra en la dirección del siguiente esfuerzo mayor, el esfuerzo horizontal máximo.

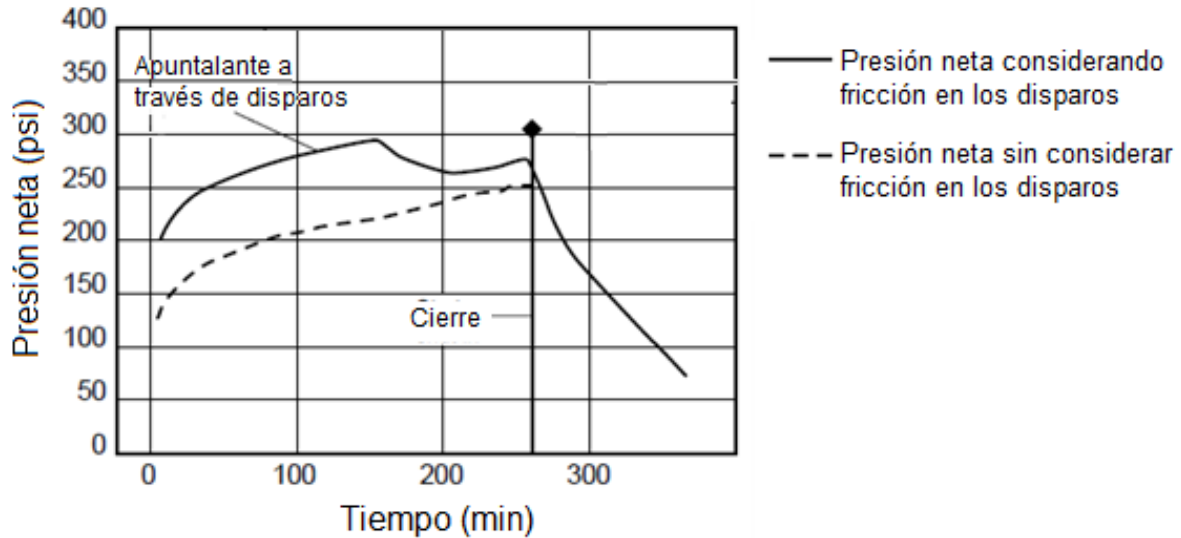


Fig. 4.25. Gráfica que ilustra la diferencia entre las respuestas de presión cuando se incluyen las pérdidas de presión por fricción en los disparos en un modelo de geometría PKN y cuando no se incluyen (Adaptada de Economides²¹, 2000).

No todos los disparos en el pozo están alineados con el plano preferencial de fractura. Cuando se desconocen las direcciones de los esfuerzos o no es posible orientar los disparos, las pistolas con alta densidad de disparos y con fase de 60 o 120° ayudan a garantizar que al menos algunos de los disparos estarán entre 25 y 30° respecto de la dirección del esfuerzo máximo, esta aproximación no asegura que los disparos estén estrechamente alienados con el PFP.

Los disparos desalineados respecto al esfuerzo máximo tienden a producir trayectorias de flujo complejas durante los tratamientos ya que los materiales deben abandonar el pozo y luego girar dentro de la formación para alinearse con el PFP haciendo que las fracturas viajen desde la base o tope del túnel alrededor de la tubería de revestimiento y cemento, o giren dentro de la formación para alinearse (Fig. 4.26).

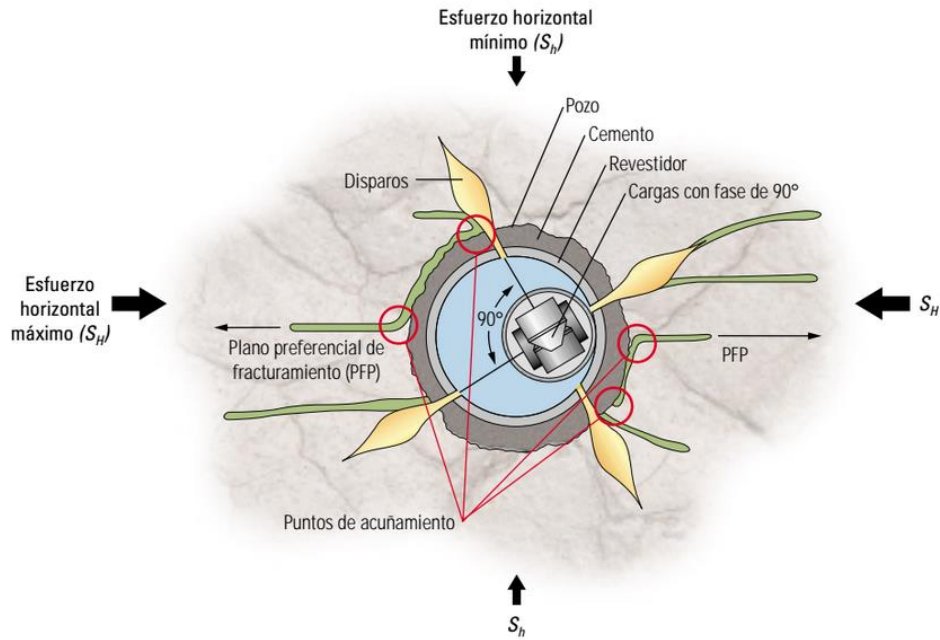


Fig. 4.26. Efectos de disparos desalineados con el PFP o con el esfuerzo horizontal máximo (Almaguer³¹, 2002).

Al complejo camino que conecta al pozo con el cuerpo principal de la fractura se le define como tortuosidad (Fig. 4.27). Esta tortuosidad origina puntos múltiples de iniciación de fractura, alas de fracturas que son curvas y están pobremente alineadas con el pozo, causa fricción y caídas de presión adicionales que aumentan los requerimientos de energía de bombeo y limitan el ancho de fractura, lo cual puede originar arenamientos prematuros.

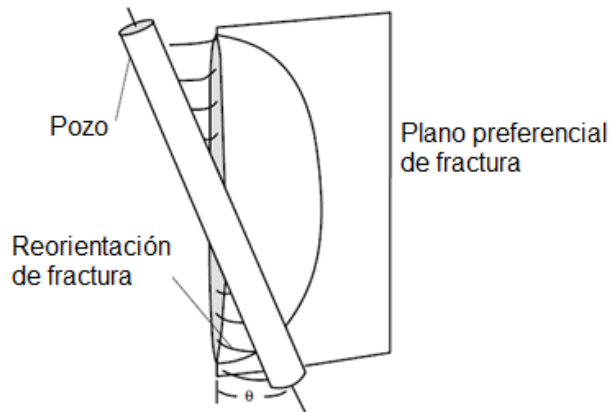


Fig. 4.27. Giro de la fractura para alinearse con el plano preferencial de fractura (Adaptada de Economides²¹, 2000).

Para manejar los problemas de caída de presión por fricción causadas por disparos desalineados y restricciones al flujo en las cercanías del pozo, los operadores generalmente han recurrido a aumentar los regímenes y presiones de bombeo, a utilizar fluidos de mayor viscosidad que son más dañinos, a

preestimar con ácido, a repetir la operación de disparos y a bombear baches de apuntalante durante las etapas iniciales de un tratamiento para erosionar las restricciones. Estos métodos generan costos adicionales e influyen en la efectividad del tratamiento.

Los disparos orientados, por su parte, son más estables que aquellos alineados en otras direcciones; aumentan la eficiencia de las operaciones de bombeo y reducen las fallas durante la operación; minimizan las caídas de presión provocadas por la fricción, y las restricciones al flujo durante el fracturamiento hidráulico favoreciendo el crecimiento de fracturas más anchas que permiten usar apuntalantes más grandes y concentraciones mayores; reducen el riesgo de un arenamiento prematuro mientras se termina de inyectar el apuntalante y previenen la producción de arena durante la vida productiva del pozo y, por lo tanto, mejoran la productividad. (Para más detalles sobre la operación de disparos y las herramientas de orientación de los mismos Ver Apéndice D)

4.1.7 Pruebas de inyectividad

La técnica más confiable para medir el esfuerzo in situ son las pruebas de admisión o inyectividad, las cuales consisten en bombear fluido al yacimiento, crear una fractura y medir la presión a la cual la fractura se cierra. Estas pruebas de esfuerzos son: pruebas de decremento (fall off) y la prueba de mini fractura (conocida como prueba de minifrac) que incluye las pruebas en etapas y retorno más conocidas como step-rate/ flowback, las de inyección/decremento (pump in/shut in) y las de inyección/retorno (pump in/flowback). Generalmente, antes de realizar una operación de fracturamiento hidráulico se hacen estas pruebas de inyectividad buscando recabar información necesaria para la operación, no obstante, las pruebas de pump in/flowback no se hacen en todos los pozos y lo más común es que sean hechas en campos nuevos o en nuevos yacimientos para desarrollar correlaciones requeridas para optimizar los tratamientos de fractura para pozos subsecuentes. Necesariamente se realiza una prueba minifrac previa a cualquier tratamiento de fracturamiento hidráulico.

a) Prueba de decremento o fall off (cierre de pozos inyectores).

Para que sea hecha exitosamente se requiere establecer una conexión entre el pozo y la fractura creada. El objetivo principal de una prueba de esfuerzos en sitio y de minifrac es determinar las presiones en la fractura, cuando ésta se abre y cuando se cierra. Si hay una excesiva caída de presión en las inmediaciones del pozo debido a mala conectividad entre el pozo y la fractura, la interpretación de los datos puede ser difícil.

La prueba de decremento es una medición de presión en un pozo que está en proceso de inyección y se hace antes del minifrac, debido a que se recomienda que el pozo no haya estado perturbado antes de la ejecución de esta prueba. En ella se bombean fluidos lineales a gastos fracturantes. La presión en el fondo del pozo durante la inyección es función de la presión neta en la fractura y de la caída de presión en la cercanía del pozo. Para medir esta caída de presión, la presión neta en la fractura tiene que ser relativamente constante durante la etapa de decremento de la prueba. Para ello, la prueba se empieza inyectando al pozo durante 10 o 15 min. El gasto de inyección se reduce en pasos hasta un gasto de cero. El gasto de inyección en cada etapa debe permanecer constante durante aproximadamente un minuto para que la presión de inyección estabilizada pueda ser medida. El gasto de inyección debe ser disminuido desde el valor máximo hasta cero en tres o cinco etapas en menos de 5 minutos. El objetivo es medir la caída de presión en la cercanía del pozo como

función del gasto de inyección. Si la presión neta en la fractura es relativamente estable entonces el cambio de la presión de inyección de fondo será función de la caída de presión en la cercanía del pozo a medida que el gasto de inyección se reduce.

La clave para analizar esta prueba es identificar las dos razones principales de la caída de presión conforme los datos se analizan, las cuales son debido a la fricción en los disparos o bien, debida a la tortuosidad (Fig. 4.28).

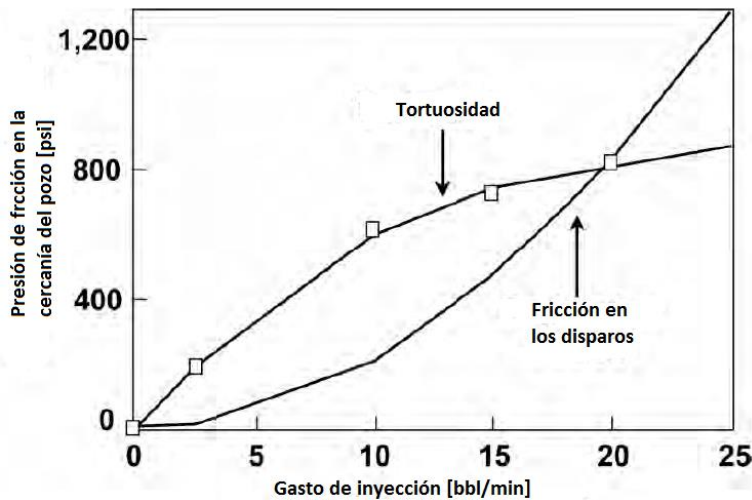


Fig. 4.28. Gráfica de pérdida de presión por fricción (ΔP) a causa de la tortuosidad o al efecto de los disparos (Adaptada de Lake²², 2007).

b) Prueba minifrac.

Prueba de inyectividad que se hace como diagnóstico previo al tratamiento principal de fractura. Con ésta se busca determinar el valor de los parámetros necesarios para la ejecución de un fracturamiento hidráulico. Sirve, en términos generales, para confirmar el valor del esfuerzo in situ de la zona de interés y estimar las propiedades de pérdida del fluido fracturante. El objetivo es crear una fractura con altura similar a la que será creada en el tratamiento principal mediante el bombeo de varios cientos de barriles a gastos de fractura con un fluido semejante al que se usará en el tratamiento principal. Después de que la mini fractura es creada, el bombeo se detiene y la declinación de la presión se monitorea. La caída de presión puede usarse para estimar la presión de cierre, el coeficiente de pérdida y el esfuerzo mínimo. Los datos de esta prueba pueden ser usados para modificar el diseño del fracturamiento, en caso de ser necesario. La prueba de minifrac puede incluir la prueba de inyección de fluido en forma de escalón (step rate test) aumentando el gasto de inyección (step up) seguido de un periodo de flujo que puede ser escalonada (step down) o de retorno (flowback) y las pruebas de inyección/decremento e inyección/retorno.

- La prueba step up consiste en inyectar al pozo gastos cada vez mayores con lo que se busca obtener la presión de extensión de fractura. Mientras que la parte de decremento en escalones se realiza después de que la presión de propagación de fractura ha sido establecida. Consiste en que una vez bombeado un pre colchón, se disminuye el gasto de inyección por escalones. Su función es ayudar a determinar la pérdida de presión ya sea por fricción en los disparos o bien por efectos de tortuosidad.

Los escalones de las pruebas deberán mantener una duración de algunos minutos y además de obtener la presión de extensión de la fractura y las pérdidas de presión, puede hacer posible determinar las propiedades de pérdida de fluido en la formación.

El periodo de flujo de retorno sirve para estimar la presión de cierre de la fractura al analizar la curva de caída de presión (Ver Capítulo 5 de esta Tesis).

- Pruebas de inyección/decremento (pump in/shut in) e inyección/retorno (pump in/flowback). La prueba pump in/shut in a veces se incluye como parte del step up o step down; se realiza con pequeños volúmenes de fluido (algunos barriles) inyectados a bajo gasto (decenas de galones por minuto). El objetivo es bombear un fluido a gasto suficiente para crear una pequeña fractura. Una vez que se crea dicha fractura, las bombas se apagan y la presión es registrada y analizada para determinar la presión de cierre. Por lo anterior, el término presión de cierre de la fractura es equivalente al mínimo esfuerzo horizontal; cuando la presión en la fractura es mayor que la presión de cierre de fractura, la fractura es abierta y cuando la presión en la fractura es menor que la presión de cierre de la fractura, la fractura se cierra (Fig. 4.29). Se efectúan varias pruebas para asegurar la consistencia de los datos.

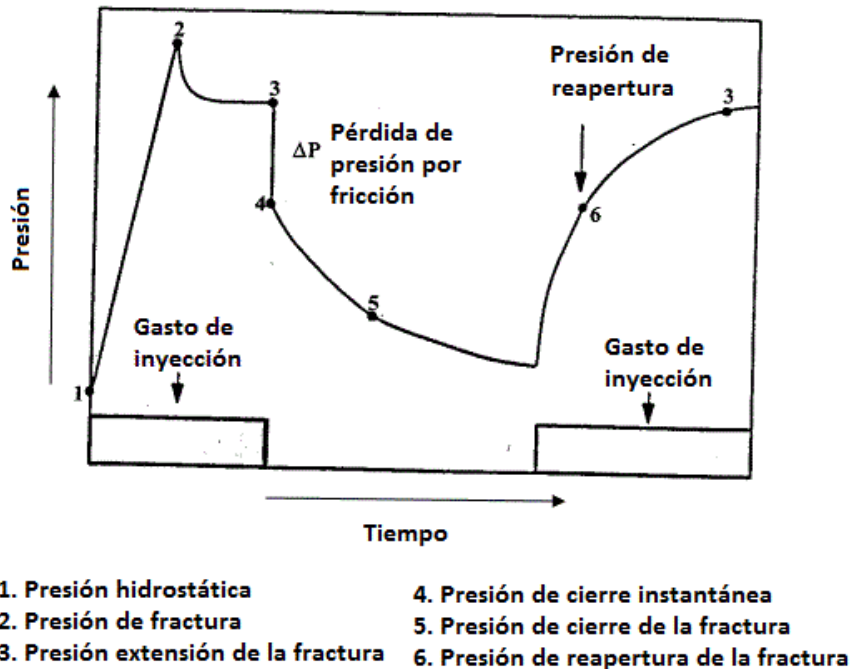


Fig. 4.29. Gráfica general presión-tiempo de una prueba de esfuerzos in situ.

La presión se monitorea en superficie durante el tratamiento de manera que se puedan identificar cada uno de los puntos de la gráfica anterior (Fig. 4.29). Inicialmente se tiene la presión hidrostática del pozo (1), se comienza el bombeo, la presión aumenta hasta el punto máximo (2) y una caída repentina de la presión indica la iniciación y posteriormente la propagación de la fractura (3). Para romper la roca en el intervalo deseado, la presión

de iniciación de la fractura debe exceder la suma de esfuerzo principal mínimo y la resistencia a la tensión de la roca. Para hallar la presión de cierre de la fractura, se deja que la presión descienda y se llega a la presión de cierre instantánea (ISIP) (4), la disminución de la presión continúa a causa del efecto combinado de la pérdida de fluido a la formación y de la actuación de los esfuerzos de cierre de la formación. Cuando el ritmo de declinación cambia, la fractura se habrá cerrado (5); el tiempo transcurrido entre el término del bombeo del fluido y este cambio en el ritmo de declinación, corresponde al tiempo que se requiere para que la fractura se cierre, el cual deberá ser considerado en el diseño de la operación. Para comprobar la consistencia de las presiones identificadas se inyecta una segunda etapa de fluido y de esta manera se halla la presión de reapertura de la fractura mediante la presurización de la zona hasta que la presión indica que la fractura se ha reabierto (6); se sigue con la inyección y nuevamente se llega a la presión de extensión (3). Las presiones de cierre y reapertura son controladas por el esfuerzo de compresión principal mínimo.

Adicionalmente permite determinar la pérdida de fluido del sistema roca fluido.

La diferencia entre la prueba pump in/shut in y la de pump in/flowback radica en que en la segunda, después de que el fluido se inyecta a gasto determinado durante cierto tiempo y el pozo se cierra, se abre y se fluye a gasto constante. Se monitorea la presión hasta que el gasto constante es difícil de mantener o bien el operador de la prueba esté seguro de que la fractura está cerrada. Esta prueba pump in/flowback no se lleva a cabo con mucha frecuencia debido a que es complicada de realizar en formaciones de alta permeabilidad, por lo que se considera que la presión de cierre tomada del pump in/shut in es fidedigna y cuando se lleva a cabo, comúnmente se hace después de la prueba de step rate.

En el tratamiento principal, después de iniciar la fractura, la zona se presuriza hasta la presión de propagación de la fractura, que es mayor que la presión de cierre de la fractura y de esta manera garantizar la extensión y el crecimiento de las dimensiones de ésta.

Se describen más detalles de las pruebas minifrac en el Capítulo 5 de este trabajo.

4.1.8 Conductividad de la fractura

La creación de una fractura larga no es suficiente, es necesario que sea conductiva para que sea productiva.

El objetivo de una fractura es proporcionar una ruta para el flujo de fluidos hacia el pozo. Esta ruta está compuesta por el flujo a lo largo de la fractura y el flujo a través de la formación hacia la fractura. El flujo a lo largo de la fractura está definido por la conductividad C_f , que puede expresarse de la siguiente manera.

$$C_f = k_f w_f \quad \text{Ec. 4.31}$$

cuyas unidades normalmente son mD*pie, ya que k_f es la permeabilidad de la fractura medida en mD y w_f es el ancho de la fractura medida en pies.

La conductividad de la fractura es convertida a un factor adimensional (FCD), que se puede definir como la capacidad que tiene la fractura para transportar el fluido recibido de la formación hacia el

pozo²⁸. Un alto factor adimensional de conductividad indica que el flujo de fluidos dentro de la fractura es más fácil que el flujo de la formación a la fractura. Un bajo factor de conductividad indica que el flujo dentro de la fractura está restringido. El factor de conductividad adimensional se puede estimar empleando la siguiente ecuación:

$$FCD = \frac{k_f w_f}{k x_f} \quad \text{Ec. 4.32}$$

donde k es la permeabilidad de la formación y x_f corresponde a la longitud de la fractura creada. En un tratamiento siempre se busca que el factor sea mayor a uno.

La manera en la que fluyen los fluidos a través del yacimiento hacia la fractura y en ésta es dependiente del tiempo. Inicialmente el flujo es dominado por una geometría de flujo lineal a lo largo de la fractura, lo que permite que por un periodo muy corto de tiempo se alcancen altos gastos. En tiempos intermedios de producción el flujo es dominado por flujo lineal hacia la fractura. Posteriormente se desarrolla flujo pseudo radial antes de que se observen las fronteras de flujo, una vez que estas fronteras se observan, se tiene un flujo de producción pseudo estacionario, siendo el resultado final un flujo transitorio en el pozo fracturado.

4.2 Tipos de fracturamiento hidráulico en pozos petroleros

En general, el objetivo de un tratamiento de fracturamiento hidráulico, como ya se dijo, es incrementar el índice de productividad de un pozo, el cual se define como el gasto al que se puede producir aceite o gas a determinada diferencia de presiones entre el yacimiento y el pozo.

Existen numerosas aplicaciones para el fracturamiento hidráulico, entre las cuales se pueden mencionar: incrementar el gasto de aceite o gas de yacimientos con baja permeabilidad, incrementar el gasto de hidrocarburos de pozos con daño en la formación, conectar las fracturas naturales de la formación con el pozo, disminuir la caída de presión alrededor del pozo para minimizar la producción de arena, mejorar el funcionamiento de los empacamientos de arena, desarrollar reservas adicionales, prolongar la vida productiva de los pozos, reducir precipitación y depositación de asfaltenos e incrementar el área de contacto del pozo con la formación.

4.2.1 Procedimiento operativo general

El tratamiento de fracturamiento hidráulico consiste en inyectar un fluido al pozo bombeándolo a la presión de fractura con la finalidad de romper la formación y crear una fractura que sirva como canal que facilite el flujo de fluidos de la formación al pozo. Una vez detenido el bombeo, las presiones existentes dentro de una fractura decrecen a medida que los fluidos fluyen de regreso al pozo o bien que se pierdan en la formación. Esta caída de presión permite que la fractura tienda a cerrarse nuevamente. Para asegurar que las fracturas permanezcan abiertas, se inyectan materiales adicionales, cuya selección depende de la litología. En formaciones de areniscas o lutitas se inyecta un agente apuntalante para mantener las fracturas abiertas y en las formaciones carbonatadas, se bombea ácido en las fracturas para atacar la formación generando una rugosidad artificial en las caras de la fractura creada, permitiendo a su vez la formación de agujeros de gusano.

4.2.2 Equipo superficial

La logística y la preparación del pozo son extremadamente importantes, debido a las grandes cantidades de materiales y equipo requeridos para ejecutar un fracturamiento y lograr alcanzar los objetivos del mismo.

El equipo necesario para su ejecución incluye: una unidad de monitoreo, tanques para el almacenamiento del fluido base del fracturamiento, contenedores del apuntalante (en caso de que la formación a tratar sea detrítica) y de aditivos, mezcladoras para incorporar todos los componentes del tratamiento y bombas para llevar a cabo la inyección de materiales desde la cabeza del pozo hasta el fondo con suficiente potencia hidráulica para iniciar y propagar la fractura (Fig. 4.30). Adicionalmente se recomienda tener un laboratorio químico portátil en el lugar. La participación del personal encargado de dirigir los procesos de fracturamiento hidráulico es fundamental en todo momento y los empleados de campo involucrados en la operación deben contar con el equipo de protección personal adecuado con el fin de garantizar su seguridad y evitar accidentes.

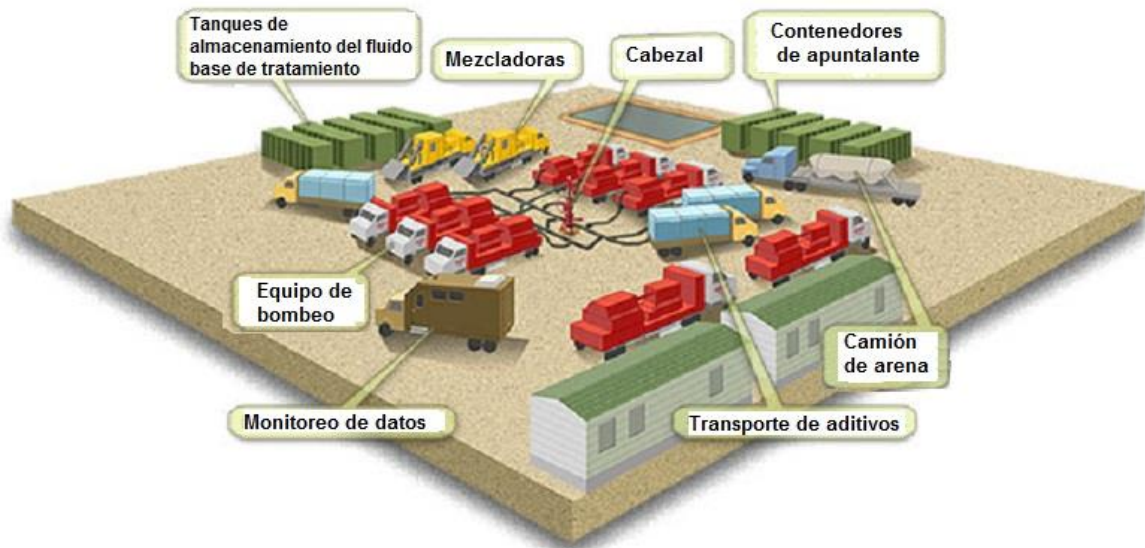


Fig. 4.30. Equipo superficial para fracturamiento hidráulico con apuntalante.

4.2.3 Selección del pozo candidato

Los parámetros críticos para el diseño y ejecución de un fracturamiento hidráulico son: la distribución de esfuerzos de la roca a fracturar, la profundidad, temperatura y presión del yacimiento, la permeabilidad de la formación, el factor de daño de la formación, la viscosidad del fluido del yacimiento y el estado mecánico del pozo (Tabla 4.2).

PARÁMETRO	SÍMBOLO	UNIDADES	FACTOR DE PONDERACIÓN DE LOS PARÁMETROS
Relación Permeabilidad-Viscosidad	k/μ	md/cp	0.25
Factor de daño	S	Adimensional	0.2
Gradiente de la presión de la formación	g_p	Psi/ft	0.1
Saturación de agua	S_w	%	0.1
Espesor neto del intervalo	h	ft	0.1
Condición del agujero	W	Adimensional	0.1
Porosidad	ϕ	%	0.05
Profundidad de la formación	D	ft	0.05
Área de drene	A	acres	0.05

Tabla 4.2. Parámetros o condiciones críticas para la selección del pozo candidato a fracturar hidráulicamente (Islas Silva²⁴).

La relación permeabilidad efectiva- viscosidad es conocida como la movilidad de un fluido. Es el parámetro de mayor ponderación para la selección de un pozo candidato a fracturamiento hidráulico debido a que describe la penetración del fluido de tratamiento en la formación y de ello depende la iniciación y propagación de la fractura. Es decir, si el fluido fracturante no penetra al medio poroso, puede ser debido a que la permeabilidad de la formación es muy baja y/o el fluido tiene alta viscosidad, por lo que se requeriría mayor presión para iniciar la fractura. Esto se presenta cuando la movilidad del fluido es despreciable, $k/\mu < 10^{-11}$ mD/cp. La presión de fractura disminuye al aumentar la movilidad del fluido fracturante por lo que se prefiere un fluido penetrante para iniciar la fractura, $k/\mu > 10^{-11}$ mD/cp, y para propagarla se requiere un fluido poco penetrante.

Los mejores pozos candidatos a esta estimulación que requieren incrementar su índice de productividad preferentemente son aquellos que tienen un gran espesor de la zona de interés, presión de media a alta, barreras de esfuerzos in situ para minimizar el crecimiento vertical de la fractura e inclusive una zona de baja permeabilidad que ha sido dañada. Es fundamental la realización de un estudio para determinar las condiciones críticas del yacimiento, ya que sin éstas no puede asegurarse el éxito del fracturamiento hidráulico debido a la complejidad del mismo.

Los pozos no candidatos al fracturamiento hidráulico serán aquellos con las siguientes características²⁴:

- Pozos localizados en yacimientos con reservas limitadas. Realizar una estimulación de fracturamiento no es rentable, ya que el tratamiento incrementará la productividad del pozo pero no lo suficiente como para justificar la inversión hecha.
- Yacimientos depresionados. En estos yacimientos existe el riesgo de que el fluido fracturante no pueda ser limpiado de la formación debido a la baja presión de la misma, pudiéndose generar un daño adicional. De ser así, existe la posibilidad de ejecutar un fracturamiento hidráulico utilizando un fluido energizado (Ver Sección 4.2.4.2).
- Yacimientos donde existe contacto agua-aceite cerca del intervalo de interés. Al fracturar cerca del contacto agua-aceite se corre el riesgo de incrementar la producción de agua al comunicar la zona de agua con la zona productora de aceite.

- Formaciones incompatibles a los fluidos fracturantes. De ser este el caso, los fluidos inyectados podrían generar daños adicionales en la formación disminuyendo la producción de hidrocarburos, no cumpliéndose los objetivos del fracturamiento hidráulico diseñado.

4.2.4 Fracturamiento hidráulico apuntalado

Como ya ha sido mencionado, la principal diferencia entre los fracturamientos hidráulicos apuntalado y ácido es la forma en la que se mantiene la conductividad de la fractura abierta, en ambos casos, mediante la inyección de fluidos fracturantes a presiones mayores que la presión de fractura de la formación. La selección del tipo de fracturamiento hidráulico a aplicar se hace en función de la litología. El tipo apuntalado es generalmente para formaciones de areniscas.

4.2.4.1 Procedimiento operativo

Una operación de este tipo de estimulación consiste en el bombeo de diferentes fluidos a determinadas presiones de inyección y a un gasto constante que se estimará de acuerdo al diámetro de la tubería de producción. El primer fluido bombeado a la formación recibe el nombre de precolchón (prepad), el cual se emplea para llenar la tubería de revestimiento y la tubería de producción, también sirve para probar la presión del sistema.

El siguiente fluido que se inyecta es el colchón (pad), el cual es el fluido inyectado a la formación para romperla. El objetivo del pad es, además, extender la fractura para que tenga dimensiones suficientes como para admitir el agente apuntalante. La fractura se crea debido a que el gasto y la presión de inyección del colchón son mayores que el gasto y la presión a los que el fluido puede entrar en la formación sin romperla; en esta etapa, la geometría de flujo del fluido inyectado es radial dentro de la formación, resultando en una baja pérdida de fluido^{**}. No obstante, durante la propagación de la fractura, el fluido fracturante está perdiéndose hacia la formación, si la fractura es más larga, habrá mayor pérdida de fluido, especialmente si el fluido de tratamiento no crea un enjarre en las paredes de la fractura.

El fluido fracturante comprime y desplaza los fluidos del yacimiento; durante esta compresión se crea una diferencia de presión en la zona invadida debido a la viscosidad de los fluidos y a la permeabilidad de la formación. Se busca que los fluidos fracturantes mantengan una alta viscosidad mientras están en el interior de la fractura para reducir su filtrado hacia el interior de la formación a través de las caras de la fractura, aumentando de esta manera la propagación de la misma. Adicionalmente, al utilizar fluidos que crean un enjarre en las paredes de la fractura se generará una caída adicional de presión; antes de que se forme el enjarre habrá una pérdida de fluido fracturante inicial, la cual recibe el nombre de "spurt loss"¹¹. Generalmente en la punta de la fractura no alcanza a formarse enjarre. (Fig. 4.31).

^{**} Pérdida del fluido: Fluido de tratamiento que no contribuye a la extensión y propagación de la fractura debido a que se filtra a la formación a través de las caras de la fractura.

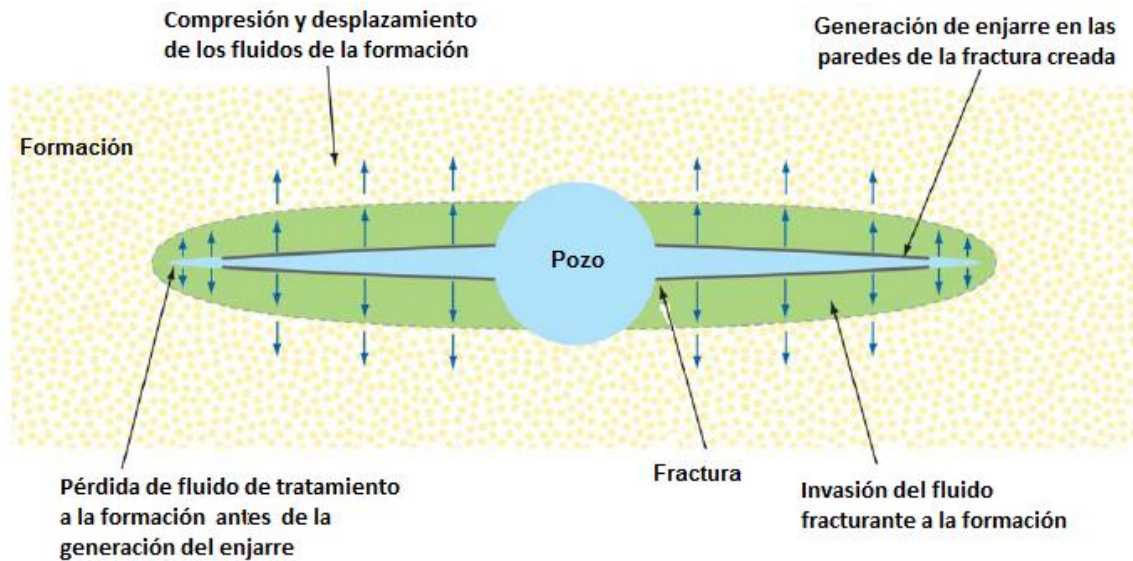


Fig. 4.31. Flujo del fluido fracturante durante la estimulación (Adaptada de Bellarby¹¹, 2009).

Seguido del pad, el fluido fracturante se combina con el apuntalante en una mezcladora en la superficie y la mezcla se inyecta en la fractura. Debe haber una concentración constante del mismo a lo largo de la fractura hasta que se termine de bombear. Esto se alcanza aumentando gradualmente la concentración del apuntalante hasta la concentración máxima deseada (Fig. 4.32).

El propósito del apuntalante es mantener abierta la fractura una vez que la operación de bombeo termina, que la presión en la fractura disminuya y que la fractura tienda a cerrarse.

El tratamiento de estimulación finaliza cuando se concluye el programa de bombeo planificado o cuando un incremento repentino de la presión indica que se ha producido un arenamiento. El arenamiento es el bloqueo causado por una obturación de apuntalante a través del ancho de la fractura que restringe el flujo de fluido hacia la fractura hidráulica. A continuación se lleva a cabo el lavado de los fluidos y materiales del tratamiento.

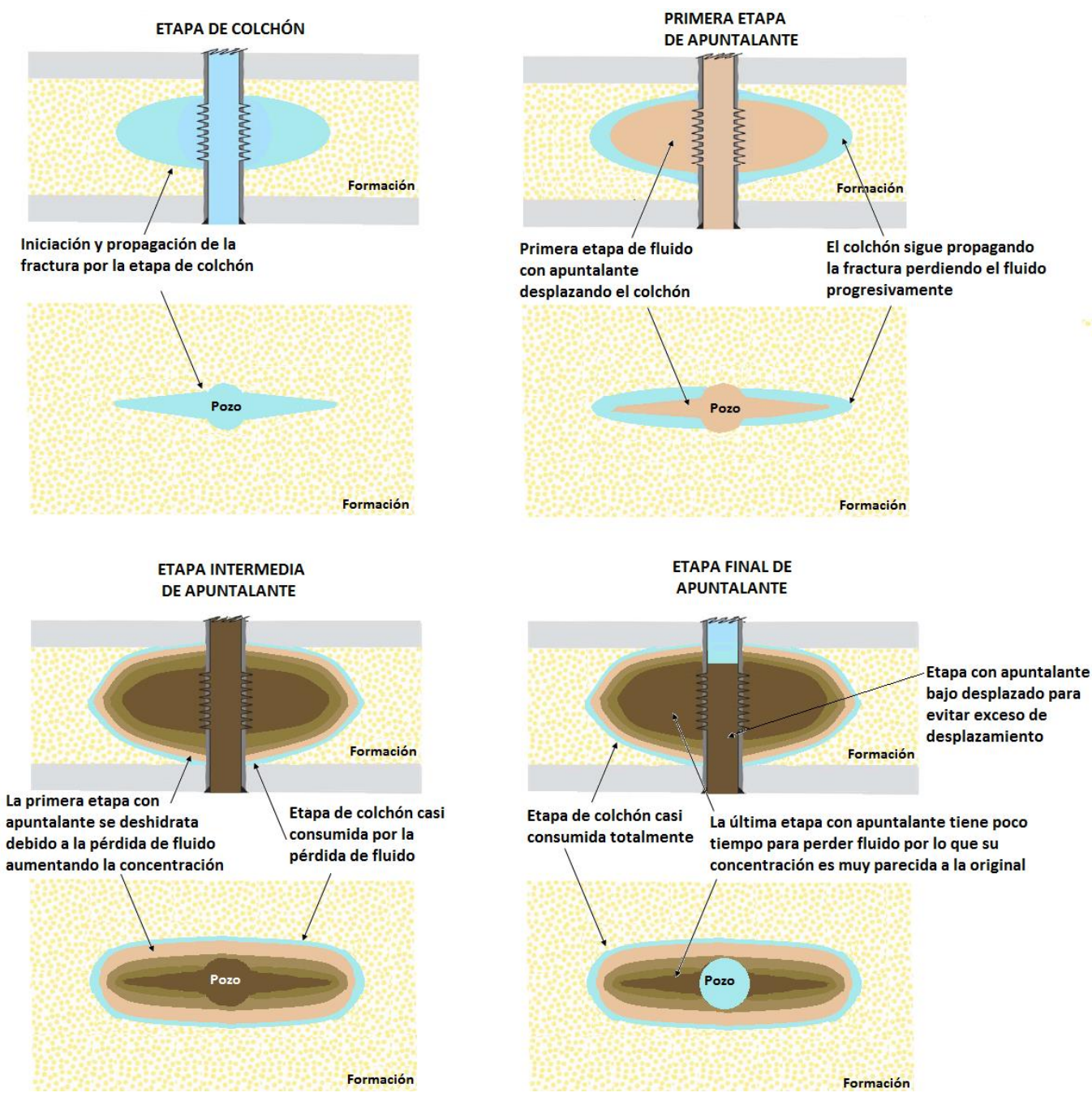


Fig. 4.32. Etapas de inyección de los fluidos de fracturamiento hidráulico. Vistas frontal y de planta (Adaptada de Bellarby¹¹, 2009).

4.2.4.2 *Fluido fracturante*

Los parámetros de selección del fluido fracturante son: la temperatura del yacimiento en el intervalo de interés, la compatibilidad del fluido de tratamiento con la roca y con los fluidos de la formación, las presiones de bombeo, el estado mecánico del pozo y el costo de la estimulación.

Para lograr con éxito la operación de estimulación, el fluido fracturante requiere tener algunas propiedades físicas y químicas, detalladas a continuación³⁰:

1. Debe ser compatible con el material de la formación. De lo contrario el fluido fracturante causará, por ejemplo, el hinchamiento de las arcillas presentes, provocando taponamiento de los canales porosos, o bien, si el fluido provoca migración de los finos de la formación el tratamiento fracasará. Otra consecuencia de la incompatibilidad del fluido se produce cuando éste disuelve el material cementante que mantiene los granos de la roca juntos y ocurre el desprendimiento de la formación.
2. Debe ser compatible con los fluidos de la formación. Por ejemplo, si se crean emulsiones con el crudo del yacimiento habrá taponamiento, además, el fluido fracturante no debe causar corrosión o problemas de precipitación de parafinas.
3. Debe ser un fluido eficiente, es decir, un alto porcentaje del fluido debe permanecer en la fractura y no perderse en la formación; ésto se logra combinando una alta viscosidad del fluido con aditivos contra pérdida de fluido. En la mayoría de los yacimientos de baja permeabilidad la pérdida de fluido y la eficiencia del mismo son controlados por la permeabilidad de la formación que limita la entrada del fluido fracturante. Un fluido de fractura ineficiente no creará el volumen de fractura deseado, no transportará el apuntalante o no permitirá la penetración a la formación deseada si gran parte del fluido se pierde durante el tratamiento.
4. Debe ser capaz de desarrollar el ancho de fractura necesario para admitir el apuntalante. Se requieren altas viscosidades (50 a 1000 cp) para transportar el apuntalante y desarrollar el ancho de fractura necesario (0.2 a 2 pulgadas), para crear y propagar largas fracturas. Un ancho insuficiente de fractura debido a poca viscosidad del fracturante no permitirá que el apuntalante sea transportado a largas distancias dentro de la fractura.
5. Debe ser estable para que pueda mantener su viscosidad de diseño durante el tiempo que dure el tratamiento, con mínima disminución de viscosidad estando a condiciones de temperatura de fondo de pozo.
6. Debe tener la capacidad de suspender y transportar el apuntalante a lo largo de la tubería, a través de los disparos y hasta el fondo de la fractura creada. Dependiendo de las propiedades del fluido, debe poder suspender perfectamente al apuntalante para que al momento en que la fractura tienda a cerrarse, el apuntalante esté distribuido lo más uniformemente posible y en consecuencia formando una fractura sustentada de mayores dimensiones que asegurará una mayor productividad.
7. Debe ser fácil de remover de la formación. El fluido debe tener la propiedad de disminuir su viscosidad una vez que ha estado dentro de la fractura durante algún tiempo; ésto es necesario para su fácil remoción. Normalmente la reducción de la viscosidad se logra gracias a la alta temperatura de los pozos o bien se controla mediante el uso de agentes de ruptura como enzimas, óxidos o ácidos débiles (rompedores). La degradación de la viscosidad controlada es

esencial para mantener la alta viscosidad durante el tratamiento pero disminuirla una vez que se haya concluido.

8. La densidad del fluido también es importante. La densidad del fluido afecta la presión de inyección en superficie y la capacidad del fluido de retornar después del tratamiento.
9. Debe tener baja presión de fricción con el fin de facilitar su bombeo al interior de la formación, de lo contrario no puede ser usado como fluido fracturante.
10. Su preparación en campo debe ser simple y fácil.
11. Debe ser rentable; no se considera que sea un fluido ideal para el tratamiento aquel que cumpla con todas las propiedades antes mencionadas si no es rentable.

Los fluidos fracturantes que se usan pueden ser clasificados de acuerdo al fluido base de su preparación y son²⁴:

a) Fluidos fracturantes base agua

Es el tipo de fluido más ampliamente usado actualmente en los tratamientos de fracturamiento hidráulico. Los fluidos base agua tienen densidades cercanas a las 8.4 lb/gal. Su uso presenta ventajas sobre los otros fluidos respecto a que es más económico, es un fluido incombustible, la presión de la columna hidrostática que genera dentro del pozo es mayor, presentan gran disponibilidad respecto a otros, puede ser acondicionado para adquirir las propiedades necesarias para el tratamiento y su control es sencillo.

b) Fluidos fracturantes base aceite (diesel, keroseno, crudo, entre otros)

Su uso es conveniente en ciertas situaciones para evitar que se genere daño en la formación cuando la roca productora es sensible al agua; también cuando el crudo producido tiene alta densidad (superior a los 35° API) puede ser usado para fracturar la formación. La densidad de los fluidos base aceite tienen del 70 al 80% de densidad que los fluidos base agua. La principal desventaja del uso de este fluido base aceite es su alta inflamabilidad, por lo que su preparación requiere alta capacidad técnica y un adecuado control de calidad. Adicionalmente, su fricción de bombeo es mayor que la de un sistema base agua y la presión requerida para bombearlo es mayor debido a la poca presión generada por la columna hidrostática del aceite comparada con la del agua.

c) Fluidos fracturantes base alcohol

Los alcoholes más usados son el metanol y el isopropanol. Los principales beneficios de su aplicación están relacionados a su baja tensión superficial, su miscibilidad con el agua, su capacidad de remoción de bloqueos de agua y la compatibilidad que presentan con formaciones que son sensibles al agua. Los inconvenientes de su utilización tienen que ver con el riesgo que se presenta al personal por la inhalación del alcohol y por ser un fluido combustible.

d) Fluidos fracturantes base dióxido de carbono líquido

Su aplicación ha mostrado ser de gran utilidad cuando existen restricciones de carga hidrostática, además de que no dañan a la formación.

e) Fluidos fracturantes base ácido

Aunque también se consideran en la clasificación presentada, su utilización está limitada a los tratamientos de fracturamiento hidráulico ácido por lo que será tratado en la Sección 4.2.5.2 de esta Tesis.

A todos estos fluidos base agua, aceite, alcohol, dióxido de carbono o ácido, se les incorporan aditivos que los hacen adquirir las propiedades antes explicadas y puedan ser aptos para el fracturamiento.

Los fluidos de estimulación también pueden ser clasificados de acuerdo a su consistencia o viscosidad de la siguiente manera:

a) Fluido convencional

Caracterizado por ser geles lineales (Ver Sección 4.1.1) preparados con polímeros y fluidos base agua, aceite o ácido. Su utilización surge de la necesidad de viscosificar el fluido base para transportar el apuntalante, disminuir la pérdida de fluido e incrementar el ancho de la fractura.

El primer viscosificador fue el almidón. Su utilización duró poco tiempo debido a su falta de estabilidad ante los cambios de temperatura y a su degradación bacteriana. Posteriormente, en la década de los 60's, el almidón fue remplazado por la goma guar que espesaba y viscosificaba al fluido. La goma guar es un polímero natural que se hidrata con el agua, el polímero se descompone en una cadena más larga y simple y las moléculas de agua se adhieren a la cadena polimérica, lo que crea un fluido viscoso por la interacción de las moléculas de la goma con el sistema acuoso. Algunos de los polímeros preparados a partir de la goma guar se siguen utilizando.

Otros geles lineales usados actualmente son: la goma hidroxipropilo (HPG), la hidroxietil-celulosa (HEC), el carboxi-metil hidroxipropilo (CMHPG), la goma xanthan y en algunos casos poli-acril-amidas. La HPG se ha convertido en la goma más ampliamente usada y se obtiene a partir de la reacción del óxido de propileno con la molécula de guar, creando una sustancia de temperatura más estable y un polímero más viscoso. Fue desarrollada principalmente para reducir el residuo derivado de la goma guar y para que fuera más estable en cuanto a las variaciones de temperatura.

Los residuos posteriores a la degradación de algún polímero viscosificante se definen como el material insoluble remanente, producto de la degradación del polímero que consiste en sólidos coloides que son buenos agentes de pérdida de control. Se creía que estos residuos podrían actuar como agentes taponantes en el sistema fracturado, por lo cual se desarrolló el HPG que genera residuos en el rango del 1 al 4% en comparación con los residuos de la goma guar que varían del 8 al 12%. Sin embargo, se observó que estos residuos funcionan como materiales de control en la pérdida de fluido en intervalos altamente permeables. Entonces, la cualidad más importante del HPG es su estabilidad a la temperatura y no su menor cantidad de residuos producidos.

El siguiente derivado de la goma guar, el CMHPG, se forma a partir de la reacción del HPG con mono-cloro-acetato sódico que es usado sólo con agentes reticulantes.

La reacción reticular es aquella en la que el peso molecular del polímero base es substancialmente incrementado por la unión de varias moléculas del polímero dentro de la estructura con agentes reticulantes que son generalmente sustancias metálicas, dando como resultado un sistema o fluido reticulado, es decir, un sistema de alta viscosidad.

Otros agentes viscosificantes usados en sistemas de gel lineal incluyen el HEC, el carboximetil celulosa (CMC) y el carboximetil-hidroxietil celulosa (CMHEC). Estos polímeros de celulosa son considerados sintéticos. El HEC fue ampliamente usado durante finales de la década de los 60's y principios de los 70's, su uso actual es en aplicaciones de empacamientos de grava donde se requiere un fluido altamente viscoso que no deje residuos. El CMC tiene poca o nula utilización en procesos de fracturamiento hidráulico debido a su sensibilidad a las concentraciones salinas.

Una mejora del CMC es el CMHEC que no es sensible a la salinidad; es usado rara vez en sistemas lineales de gel y moderadamente en sistemas reticulados para sistemas de baja temperatura.

Los geles lineales son fluidos relativamente fáciles de usar y controlar (Tabla 4.3), el problema con ellos es su poca capacidad de mantener en suspensión el apuntalante, además de que son menos estables en cuanto a temperatura que fluidos similares reticulados.

AGENTE VISCOSIFICANTE	NOMBRE QUÍMICO
Almidón	Almidón
Goma guar	Guar
Goma hidroxipropilo	HPG
Hidroxietil celulosa	KEC
Carboxi-metil hidroxiproplilo	CMHPG
Goma Xanthan	XCD
Carboximetil celulosa	CMC
Carboximetil-hidroxietil celulosa	CMHEC

Tabla. 4.3. Geles lineales usados como agentes viscosificantes de los fluidos convencionales (Adaptado de Islas Silva²⁴).

Si se está diseñando un tratamiento de remoción de daño con una fractura altamente conductiva en la vecindad del pozo, el uso de un gel lineal puede ser lo ideal, pero si se requiere una gran penetración de apuntalante lejos de la vecindad del pozo, se debe optar por utilizar un fluido fracturante reticulado.

b) Fluido complejo o reticulado.

Caracterizado por su alta viscosidad, generalmente es la combinación de geles lineales con agentes reticulantes desarrollados a finales de la década de los 60's. La adición de estos productos incrementa la viscosidad de las soluciones de polímeros al unir en una red tridimensional las moléculas de polímeros resultando compuestos de alto peso molecular y fluidos fracturantes complejos. Los agentes reticulantes deben seleccionarse en función del polímero a reticular, la temperatura y el pH del sistema.

Los primeros agentes reticulantes fueron el borato y el antimonio. Los metales se dispersan entre los componentes del polímero y ocurre una atracción entre los metales y los grupos hidroxilos o carboxilos. Esta interacción hace que un sistema gelado pase de líquido a un fluido pseudo plástico.

El primer fluido reticulado fue la goma guar combinado con antimonio y borato. El antimonio le proporciona al fluido fracturante un pH bajo (3 a 5) y el borato hace un sistema fracturante más ácido (alrededor de 10). Inicialmente estos sistemas tenían desventajas en relación al bombeo debido a su rápida reacción reticulante, la alta viscosidad del gel y los problemas con la degradación incompleta del gel. La degradación incompleta de gel, posterior al tratamiento de fracturamiento, tiene como consecuencia el flujo de un fluido altamente viscoso a la superficie, capaz de acarrear apuntalante fuera de la fractura, lo que resultaría en un taponamiento de apuntalante temporal o posiblemente permanente en los disparos y en el fondo del pozo.

Posteriormente, otros agentes reticulantes han sido desarrollados, como el aluminio, el cromo, el cobre, el manganeso, el titanio y el zirconio. A principios de la década de 1980 el agente reticulante más utilizado fue el titanio, a pesar de que el zirconio tenía más estabilidad de temperatura y era más económico.

Reticular la molécula de polímero incrementa la estabilidad a la temperatura del polímero base. Se pensaría además que al aumentar la viscosidad también se incrementaría la presión de fricción durante el bombeo, lo cual no es así.

Estos sistemas reticulados fueron reemplazados posteriormente por los sistemas reticulados retardados. Los sistemas reticulados retardados son fluidos que adquieren alta viscosidad gradualmente. De esta manera, la viscosidad del fluido al principio del proceso de bombeo es baja, lo que permite que el bombeo tenga baja presión de fricción al momento de inyectar los fluidos fracturantes al yacimiento, la viscosidad del fluido incrementa gradualmente en el transporte hacia la formación y durante su permanencia en la fractura.

El tiempo de reticulación se entiende como el tiempo que le toma al fluido base adquirir una estructura rígida, es decir, el tiempo que toma un incremento significativo en la viscosidad. Las ventajas que presenta un agente reticulante retardado sobre su predecesor es que tiene menor fricción de bombeo debido a la menor viscosidad que tiene al principio del tratamiento, conforme transcurre el tiempo de la operación, el fluido fracturante adquiere una mayor viscosidad debido a la acción del agente reticulante retardado por lo que se consigue una mejor dispersión del agente sustentante y tiene mejor estabilidad a la temperatura del fluido fracturante. Las principales ventajas de su aplicación son enlistadas a continuación:

- Se puede alcanzar una mayor viscosidad en la fractura en comparación a un gel lineal.
- El fluido es más eficiente desde el punto de vista de control de pérdida de fluido.
- Su capacidad de transporte de apuntalante es mayor.
- Tiene más estabilidad ante los cambios de temperatura.
- Es más económico por libra de polímero usado.

Si se requiere alta viscosidad a altas temperaturas y gran penetración en la fractura, el fluido más adecuado es un fluido reticulado con zirconio o titanio. Si se está trabajando en pequeñas zonas de baja presión y temperatura se puede considerar el uso de fluidos lineales.

c) Fluido bifásico

- Fluido bifásico líquido/líquido o fluido emulsionado

Están preparados como dispersiones de fluidos base agua o ácido con aceite. Estos sistemas han sido aplicados por muchos años, se usaron primero las emulsiones inversas y posteriormente las emulsiones directas. Aunque la presión de fricción es alta durante el bombeo, son fluidos rentables y funcionales. La rentabilidad de una emulsión con aceite resulta de la posible venta del aceite posterior a su uso. Una emulsión directa proporciona un buen control de pérdida de fluido, tiene una excelente capacidad de acarreo de apuntalante y tiende a limpiar bien el pozo después del tratamiento.

La emulsión se rompe cuando el surfactante que creó la emulsión se absorbe en la formación. Una emulsión inversa es un fluido fracturante fácil de mezclar y bombear dentro de los yacimientos. Las emulsiones inversas tienen mayores presiones de fricción debido a la alta viscosidad del aceite. Las emulsiones directas, aunque tienen menor presión de fricción, pueden disminuir aún más su presión de fricción con el uso de surfactantes; por ello, la presión de bombeo de estas emulsiones es menor que la de las emulsiones inversas pero mayor que la de un fluido reticulado.

- Fluido bifásico líquido/gas

Son fluidos cuya preparación consiste en la incorporación de fase líquida, que se considera la fase continua, y una fase gaseosa discontinua (usualmente CO₂ o N₂). La utilización de nitrógeno o de dióxido de carbono depende de la compatibilidad con la roca y los fluidos del yacimiento, de condiciones logísticas, de la disponibilidad de equipo y materiales y de factores económicos. Estos fluidos empezaron a aplicarse con mayor frecuencia a partir de 1970.

Las burbujas de gas se crean por turbulencia cuando el líquido y el gas se mezclan. Las burbujas emulsionadas en el líquido (normalmente agua) crean una mezcla que se romperá lentamente con el tiempo. La emulsión puede estabilizarse adicionando surfactante para recubrir las burbujas, también puede hacerse más estable la emulsión adicionando polímeros, lo que hace que la emulsión dure de 3 a 4 minutos; si se adiciona un estabilizador de polímero se puede incrementar el tiempo que dura la emulsión a 20 o 30 minutos.

Los fluidos bifásicos líquido/gas se dividen en dos grandes grupos: los fluidos energizados y las espumas. Un fluido bifásico es energizado si la calidad de espuma no supera el 52%, de lo contrario es una espuma.

Entiéndase por calidad de espuma (FQ) a la porción de gas que se agrega al fluido base. La calidad, medida volumétricamente se mantiene en un rango entre 40% y 90% para fluidos de fractura. Matemáticamente está definida por:

$$FQ (\%) = \frac{\text{Volumen gas}}{\text{Vol.líquido} + \text{Vol.gas}} * 100 \quad \text{Ec. 4.33}$$

Una calidad de espuma igual a cero significa que todo el fluido es líquido y si es 100% significa que todo el fluido es gaseoso.

En un fluido energizado la viscosidad original del fluido base no es influenciada por la presencia del gas, por lo que para transportar el apuntalante es necesario incrementar la viscosidad reticulando el fluido. Los fluidos energizados generan una mayor presión hidrostática que las espumas, pero menor que la de la fase líquida debido a la cantidad reducida de gas, por lo que están compuestos y pueden transportar una mayor concentración de apuntalante dentro de la fractura.

Su principal objetivo es hacer más efectiva la limpieza del pozo, debido a que el gas, al proveer una energía adicional a los fluidos inyectados favorece su retorno a la superficie. Es esencial fluir el pozo estimulado inmediatamente después de terminada la operación de fracturamiento para evitar la disipación de la energía contenida en el gas comprimido.

En las espumas (fluido cuya calidad de espuma es mayor al 52%), la viscosidad del fluido se incrementa en forma exponencial a medida que se incrementa la calidad de espuma. Sin embargo, para calidades menores al 70%, aunque la viscosidad aumenta, es necesario reticular el fluido base para incrementar la capacidad de transporte del apuntalante. Y a rangos de calidad superiores (entre el 75 y el 96%) la viscosidad es tan alta que no habría diferencias si se reticulara el fluido o no³². Además, el coeficiente de pérdida de fluido disminuye debido a la dificultad del sistema bifásico a moverse en el medio poroso.

Las espumas y los fluidos energizados no pueden usarse en pozos con temperatura mayor a los 125 °C. Para formaciones someras, de baja permeabilidad y presión, se recomienda el uso de espuma porque el bajo coeficiente de pérdida de fluido de tratamiento permitirá obtener una gran longitud de fractura. En una formación de permeabilidad media (mayor a 20 mD) se recomienda usar un fluido energizado lo que permitirá un control del coeficiente de pérdida y una mayor concentración de apuntalante.

La ventaja de usar este tipo de fluidos es la utilización de menos agua para el tratamiento, del orden del 65 al 80% que en un tratamiento con un fluido no bifásico. Las desventajas son principalmente operacionales; pequeñas variaciones en los gastos de agua o gas durante el mezclado produce pérdida en la estabilidad de la espuma. La espuma formada con N₂ requerirá mayores presiones de bombeo por su baja densidad en comparación con un fluido de gel lineal. Finalmente, otra desventaja es que difícilmente se logra una alta concentración de apuntalante.

4.2.4.3 Aditivos al fluido fracturante

Actualmente es común la incorporación de siete u ocho diferentes aditivos a un fluido de tratamiento, siempre y cuando sea comprobada su compatibilidad tanto con los fluidos como con la composición mineralógica de la formación a fracturar. Entre los aditivos utilizados están los biocidas, los rompedores, los controladores de pH (buffers), los surfactantes y agentes no emulsificantes, los estabilizadores de arcillas, los reductores de pérdida de fluidos, los espumantes, los reductores de fricción, los estabilizadores de temperatura y los agentes desviadores (Tabla 4.4).

ADITIVO	PRODUCTOS TÍPICOS	FUNCIÓN
Biocida	Amidas, aminos y fenoles	Inhibir el crecimiento de bacterias dentro del yacimiento y evitar la degradación de los polímeros.
Rompedores	Ácidos, oxidantes y enzimas (persulfatos)	Degradar al polímero en forma controlada, permitiendo la reducción de la viscosidad del fluido para su fácil remoción.
Controladores de pH (Buffers)	Bicarbonato de sodio, ácido fumárico, fosfato mono sódico y disódico, sosa y acetato sódico	Mantener el pH del sistema para permitir que el polímero se hidrate para incrementar la viscosidad y garantizar la activación de los rompedores.
Surfactantes	Sulfatos, fosfatos, sulfatos, fosfonatos, cloruros y óxidos	Permitir la formación de emulsiones en caso de requerir incremento de la viscosidad, evitar la formación y los bloqueos por emulsiones y asegurar el mojado con agua de formación, según sea el caso.
Estabilizadores de arcillas	KCl, aminos, compuestos de aluminio y zirconio	Evitar que el fluido genere hinchamiento y/o dispersión de las arcillas.
Reductores de pérdida de fluido	Arena fina, adomita y resinas	Minimizar la pérdida del fluido fracturante a la formación creando un enjarre en las caras de la fractura.
Espumantes	Metanol, tiosulfato de sodio	Reducir la degradación de la espuma especialmente ante altas temperaturas.
Reductores de fricción	Poliacrilamidas	Disminuir las pérdidas de presión por fricción al evitar la turbulencia.
Estabilizadores de temperatura	Trisulfato de sodio o alcohol metílico.	Estabilizar térmicamente el fluido fracturante
Agentes desviadores	Ácido benzoico o métodos mecánicos.	Desviar el flujo del fluido de tratamiento de zonas que no serán estimuladas.

Tabla 4.4. Aditivos a los fluidos fracturantes (Adaptada de Islas Silva²⁴).

Biocidas. Su adición está limitada cuando se inyectan a la formación fluidos fracturantes base agua debido a que su propósito principal es inhibir el crecimiento de bacterias anaeróbicas dentro del yacimiento, además de que contribuyen a eliminar la degradación superficial de los polímeros durante su estadía en los tanques. El crecimiento de bacterias anaeróbicas que generan ácido sulfhídrico, por ejemplo, provocarán que se produzca un crudo amargo.

El procedimiento adecuado para su incorporación al fluido fracturante es colocar al menos la mitad del biocida en el tanque antes de llenarlo con agua, esto eliminará rápidamente las bacterias dentro del tanque. Cuando el tanque se llene, el resto del biocida debe ser adicionado y esperar alrededor de

6 horas antes de gelificar el fluido con el polímero seleccionado. Todo esto porque la mayoría de los biocidas tienen una lenta velocidad de reacción.

Rompedores. Son aditivos que permiten la degradación de un fluido viscoso a un fluido ligero para que pueda ser producido fuera del pozo fracturado. Los rompedores se usan para degradar los polímeros; su mecanismo de ruptura consiste en descomponer la estructura molecular del polímero. Todos los rompedores usados actualmente se incorporan al fluido fracturante base en superficie antes de ser introducidos en el pozo. Estos aditivos están constituidos por enzimas y sistemas oxidantes catalizadores que retrasan la reacción. Los rompedores convencionales se aplican en un rango de temperatura de 130 a 200° F y los de efecto retardado tienen un rango de temperatura de 180 a 240° F. Algunos ácidos orgánicos se usan como rompedores para temperaturas mayores a 200° F.

Un factor crítico para asegurar la reacción de los rompedores propios para los fluidos base agua está definido por su pH. Los rompedores enzimáticos funcionan en un rango de pH de 3 a 8 (valor óptimo con pH de 5), fuera del rango su efectividad se reduce y los rompedores óxidos funcionan en un rango de pH de 3 a 14.

En los sistemas base aceite los rompedores son bicarbonato, cal o soluciones de amidas y se requieren sólo en sistemas de baja temperatura.

La manera de incorporarlos al sistema puede ser en pequeñas concentraciones en las etapas tempranas del tratamiento e incrementar su concentración secuencialmente para garantizar su acción.

Buffers. Estos aditivos permiten controlar el pH de los fluidos base en función del reticulante utilizado. También aceleran o retardan la hidratación de ciertos polímeros. Los productos utilizados son bicarbonato de sodio, ácido fumárico, combinaciones de fosfato mono sódico y disódico, sosa, acetato sódico o pueden ser combinaciones de estos químicos. Otra función importante de los controladores de pH es que permiten controlar y garantizar la activación de los rompedores; su correcta aplicación permite preparar fluidos fracturantes que se hidratarán y romperán adecuadamente.

Surfactantes y agentes emulsificantes o no emulsificantes. Un agente activo de superficie puede definirse como una molécula que busca una interfase y cambia sus condiciones. Está compuesto de dos partes: una larga cadena de hidrocarburo que es insoluble en agua y una cadena larga de agua; por ello, pueden actuar como agentes no emulsificantes si se requiere prevenir la emulsificación de un crudo en particular con el fluido de tratamiento o como emulsificantes si lo que se requiere es que el fluido de tratamiento adquiera una mayor viscosidad durante la etapa de inyección en la que se crea y se propaga la fractura, en este caso, para que la emulsión se rompa una vez que haya cumplido su función, lo que se requiere es que el surfactante se adsorba en la formación con el fin de que la emulsión se rompa. Este aditivo debe ser capaz de mantener su actividad de superficie a las temperaturas de yacimiento.

Además, se usan para prevenir o tratar los daños por bloqueo de agua al reducir la tensión superficial del agua y reducir su presión capilar, requiriendo menor energía para mover el agua a través de la matriz. Otro tipo de daño que se puede tratar con surfactantes en el fluido de tratamiento es el daño por bloqueo de finos al mojar las partículas individuales de manera que serán removidas más fácilmente de la formación cuando se limpie el fluido de tratamiento.

Estabilizadores de arcilla. Se ha demostrado que las arcillas y finos presentes en las formaciones productoras pueden reducir el éxito de una estimulación. La susceptibilidad de una formación a dañarse con el hinchamiento de arcillas y la migración de partículas pequeñas depende de las

siguientes características: contenido, tipo y distribución de arcillas, tamaño de poro y distribución de tamaño de grano y cantidad y localización de materiales cementantes. Este daño por arcillas y partículas finas puede ser mitigado usando agentes estabilizadores de arcilla como: cloruro de potasio, cloruro de amonio, cloruro de calcio, sales de zirconio, poliaminas y estabilizadores poliméricos.

El cloruro de potasio (KCl) previene la dispersión de las partículas arcillosas, pero se usa principalmente para evitar el hinchamiento de arcillas. Casi todos los tratamientos para areniscas deben contener KCl y se usa también en carbonatos con intervalos arcillosos. El cloruro de amonio (NH_4Cl) se comporta como el KCl en la prevención del hinchamiento de arcillas, pero casi no se usa en tratamientos de fracturamiento, sino más bien en estimulaciones matriciales ácidas. El cloruro de calcio funciona como los dos químicos anteriores, aunque fácilmente forma precipitados en la presencia de sulfato o en una formación de agua alcalina; sin embargo, es útil en presencia de soluciones altas en metanol donde el KCl y el cloruro de amonio tienen limitada solubilidad.

Las sales de zirconio se adsorben sobre superficies de arcilla de forma irreversible y pueden unir las partículas de arcilla a las superficies de los granos de arena. Este agente estabilizador es aplicado preferentemente en las etapas de limpieza, anteriores a la etapa de fractura.

Las poliamidas que se usan como agentes estabilizadores tienen dos funciones: controlar el hinchamiento y prevenir la migración de arcillas. Son útiles durante las etapas de altos gastos del fracturamiento. Finalmente, los estabilizadores poliméricos previenen también los dos fenómenos anteriores pero si no se tiene cuidado y se sobredimensiona el volumen de aditivo necesario, se puede taponar el espacio poroso por la precipitación de productos de la reacción de éstos con los fluidos o con la roca de la formación.

Reductores de pérdida de fluido. El control de pérdida de fluido es un requisito para un fracturamiento efectivo; para conseguirlo, se debe tener un material de relleno y también alguno que genere un enjarre en las paredes de la fractura. Los fluidos utilizados para este fin son las gomas guar combinadas con fluoruro de silicio. Otra combinación usada previamente era el talco con gomas guar. El uso de HEC o CMHEC no controla la pérdida de fluido debido a que no genera residuos que puedan taponar las paredes de la fractura.

Espumantes. Los espumantes actualmente son muy usados y prácticamente todos los fluidos fracturantes base pueden ser espumados siempre y cuando sea previamente determinado que la espuma será estable durante el tratamiento. Los estabilizadores de espuma incluyen goma guar y xanthan que se adicionan para incrementar la vida de la espuma especialmente a temperaturas elevadas.

Reductores de fricción. Todos los polímeros evitan la turbulencia en los sistemas base de baja viscosidad. Cuando se bombean fluidos poco viscosos a altos gastos por tuberías pequeñas se alcanza el flujo turbulento que aumenta la presión de fricción; de ahí surge la necesidad de adicionar reductores de fricción que evitarán la turbulencia y con ello, se reducirá la presión de fricción. Estos agentes se aplican en sistemas base agua y base ácido donde se sabe que puede haber turbulencia en el flujo.

Estabilizadores de temperatura. Esta estabilidad de temperatura resulta de la estabilidad de la cadena polimérica, del pH del fluido fracturante y de la presencia de agentes oxidantes. Una de las razones para estabilizar el fluido fracturante es lograr que el pH del fluido esté dentro del rango de 8 a 10, que es lo recomendado. Otro de los objetivos de la estabilización es la remoción de oxígeno libre en el sistema, para lo cual se usa tri-sulfato sódico o alcohol metílico.

Agentes desviadores. Su mayor propósito es desviar el flujo del fluido fracturante de zonas superiores o inferiores ya sea tapando las perforaciones (si es un agujero entubado) o taponando parte de la formación (si es un pozo terminado con agujero descubierto). Para ello se usa principalmente ácido benzoico. El método de desviación más eficaz es mecánico, usando bolas selladoras o aislando el intervalo con empacadores.

4.2.4.4 Agentes sustentantes o apuntalantes

Los apuntalantes se requieren para mantener la fractura abierta cuando se deja de bombear el fluido fracturante y la fractura empieza a cerrarse; además, sirven para crear un canal de flujo de alta conductividad dentro de la fractura (Fig. 4.33). El agente ideal debe ser resistente a la ruptura, a la corrosión por la presencia de sustancias como ácido sulfhídrico o dióxido de carbono en la formación, tener un tamaño tal que permita su manejo y colocación dentro de la fractura, ser un material inerte, libre de impurezas, tener baja densidad, estar disponible en grandes cantidades y ser económicamente rentable.



Fig. 4.33. Colocación del apuntalante dentro de la fractura que la mantendrá abierta para formar un canal de alta conductividad.

El Instituto Americano del Petróleo (API) ha establecido especificaciones sobre los apuntalantes a utilizar en los tratamientos de fracturamiento hidráulico; tales normas cubren básicamente la distribución del grano, la esfericidad y la redondez, los contenidos de arcilla y de limo y la resistencia al rompimiento, entre otros aspectos. Las propiedades de los sustentantes que conducen al éxito o al fracaso de una operación de fracturamiento son explicados con más detalle a continuación.

a) Granulometría

Se refiere al tamaño y distribución de las partículas. El tamaño de los sustentantes se especifica en función de dos cantidades que identifican el número de hilos por pulgada que forman una malla. Estas dos cantidades se pueden interpretar como, por ejemplo, un sustentante de malla 10/20 significa que cuando menos el 90% de las partículas pasan la malla 10 y se retienen en la malla 20.

Con relación a la permeabilidad según el tamaño de malla del apuntalante, una partícula de malla 16/20 tiene alrededor del doble de permeabilidad que un sustentante malla 20/40.

Los tamaños más utilizados en el fracturamiento hidráulico apuntalado son los sustentantes malla: 10/20, 12/20, 16/30, 20/40, 40/60 y 40/70.

b) Forma

Los sustentantes deben ser lo más redondo y esférico posible (Fig. 4.34), debido a que estas características permiten una distribución de esfuerzos más uniforme en la partícula, evitando que se rompan con facilidad. Se recomienda el uso de partículas cuya esfericidad y redondez esté en valores mayores o iguales al 0.7.

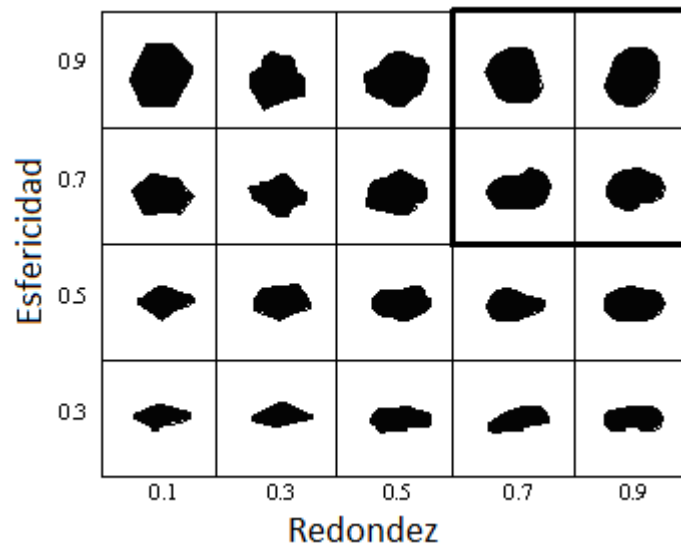


Fig. 4.34. Clasificación de esfericidad y de redondez de las partículas, preferentemente con valores mayores o iguales a 0.7 (figura en dos dimensiones).

c) Calidad

El sustentante debe estar libre de impurezas, como son: finos, arcillas y limos.

d) Densidad y porosidad.

Es deseable que los sustentantes tengan una densidad que permita su fácil transporte y su distribución dentro de la fractura, minimizando su asentamiento. La máxima porosidad posible sirve para optimizar la permeabilidad del canal conductivo formado por el sustentante.

e) Propiedades mecánicas

El comportamiento de los sustentantes o apuntalantes depende de la interacción entre las características mecánicas de la formación, la de los propios sustentantes y del esfuerzo de confinamiento. Como resultado de esta interacción se pueden originar la trituración del sustentante o el incrustamiento de éste a la formación.

- Trituración. Caso en el cual, bajo el esfuerzo de confinamiento, el sustentante se rompe por su baja resistencia.
- Incrustación. Se presenta, en general, cuando la formación es suave y el sustentante tiene mayor resistencia bajo el esfuerzo confinante.

f) Conductividad del empaque

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

Tipos de agentes sustentantes

Los materiales que cumplen con estas propiedades pueden ser naturales o sintéticos. Se han utilizado muchos materiales sustentantes, como: la cáscara de nuez, las esferas de vidrio, plástico y aluminio; partículas que se les identificó como apuntalantes elasto-plásticos por su comportamiento plástico. Actualmente se emplean agentes elasto-frágiles como son las arenas de sílice, las arenas recubiertas de resina, los apuntalantes de densidad intermedia y los apuntalantes cerámicos, que son materiales más resistentes (Fig. 4.35). Se presentan a continuación algunos comentarios sobre estos últimos.

Las arenas de sílice utilizadas deben ser probadas para asegurarse de que son lo suficientemente resistentes a la compresión de la formación, generalmente son seleccionadas para formaciones poco profundas. Su densidad está alrededor de 2.65 gr/cm^3 (Tabla 4.5). Las arenas usadas actualmente, como la arena Ottawa o Brown, son obtenidas de formaciones de arena consolidada que pasan por un proceso de minería, en el cual la roca se tritura, tamiza y lava para separar la matriz de la arenisca en sus granos individuales. Sólo del 20 al 30% de esos depósitos resulta tener un rango de tamaño de arena útil para las aplicaciones de fracturamiento hidráulico. Es el material más barato. Muchas de sus desventajas de la arena están relacionadas a su fácil ruptura al estar expuestas a altos esfuerzos.

Las arenas recubiertas de resina son más resistentes a los esfuerzos y son usadas en fracturamientos donde se requiere mayor resistencia a la compresión. El recubrimiento de resina distribuye la carga puntual y permite al material soportar más carga de la que podría soportar si no estuviese recubierto. El recubrimiento encapsula los granos de arena y los mantiene juntos, esta consolidación previene la pérdida de conductividad al asegurar la permanencia del apuntalante dentro de la fractura, el reflujó de arena de la fractura al pozo e inclusive a superficie lo que subsecuentemente dañaría el equipo del pozo.

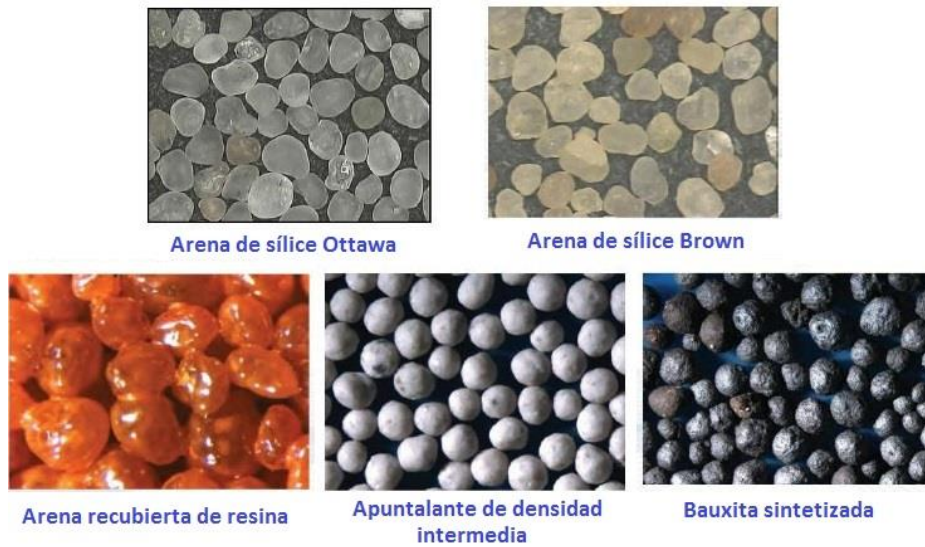


Fig. 4.35. Tipos de agentes sustentantes usados actualmente en el fracturamiento hidráulico apuntalado.

El apuntalante de densidad intermedia. Tiene poca susceptibilidad a la corrosión, su redondez y su esfericidad son mejores que las que tienen las arenas pero su densidad es sólo ligeramente mayor, en el rango de 2.7 a 3.3 gr/cm³ (Tabla 4.5). Su resistencia es muy cercana a la bauxita sintetizada debido a su composición de mullita o porcelanita (una forma de silicato de aluminio), por lo cual es menos denso y tiene menor gravedad específica que la bauxita. La durabilidad y la resistencia son menores que las de la bauxita y su función es equivalente excepto cuando se usa en pozos más profundos y de mayor temperatura.

Los apuntalantes cerámicos consisten en bauxita sintetizada (óxido de aluminio), y es un sustentante ligero medianamente resistente. Su resistencia es proporcional a su densidad. Se utiliza en pozos profundos (> 8000 pies), donde los esfuerzos de la formación ejercerán mucha presión sobre el agente. La resistencia de la bauxita sintetizada está definida por su composición (coridón, una forma del óxido de aluminio). Aunque es un material costoso, mantiene la permeabilidad bajo altos niveles de esfuerzos de cierre y condiciones severas de yacimiento. Es uno de los materiales más resistentes pues tiene un valor de 9 en la escala de dureza de Mohs. La bauxita es altamente erosiva debido a su dureza y su densidad. Tiene la densidad más alta de todos los apuntalantes, de 3.6 gr/cm³. Altas densidades promueven asentamiento del apuntalante en la fractura.

AGENTE APUNTALANTE	DENSIDAD [GR/CM ³]
Arenas de sílice	2.65
Arenas recubiertas de resina	2.55 – 2.67
Apuntalante de densidad intermedia	2.7 – 3.3
Bauxita sintetizada	3.6

Tabla 4.5. Valores de densidad de los diferentes tipos de apuntalantes.

El desarrollo de materiales más resistentes surgió de la necesidad de crear empaques de apuntalante en la fractura que minimizaran la reducción de la permeabilidad, causada por la falla del sustentante como consecuencia de los esfuerzos a los que están sujetos dentro de la fractura.

4.2.4.5 Conductividad de la fractura empacada

Debido a que la conductividad de la fractura es un factor muy importante en el éxito de una estimulación, será explicado más a fondo.

El volumen del fluido bombeado, como ya se mencionó, afectará la longitud de la fractura. Sin embargo, si no se bombea un agente apuntalante a la fractura y no se logra su correcta colocación, la fractura se cerrará o no se formará un canal altamente permeable. El flujo de aceite y gas desde la formación a la fractura es, por lo tanto, dependiente de las dimensiones de la fractura apuntalada.

Cuando se fractura un pozo, la conductividad de la fractura debe ser al menos lo suficientemente alta para eliminar el patrón de flujo radial que existe en un pozo sin fracturar y permitir el flujo lineal de fluidos del yacimiento a la fractura, esto requiere flujo lineal libre de la fractura al pozo y para obtenerlo, el apuntalante debe generar en la fractura una permeabilidad de mayor magnitud que la permeabilidad de la formación ($k_f > k$) (Fig. 4.36).

Existen diferentes factores que afectan la conductividad de la fractura y son³⁰:

a) Esfuerzo de cierre

El esfuerzo transmitido de la formación al apuntalante durante el cierre de la fractura provoca la compresión del empaque del apuntalante. Esto puede causar el rompimiento del apuntalante, reduciendo así el tamaño de la fractura e incrementando el área superficial del apuntalante; el resultado de esto será la reducción de la permeabilidad de la fractura. El esfuerzo de cierre también provocará que las partículas de apuntalante se incrusten en las paredes de la formación, lo que consecuentemente disminuirá el ancho de la fractura (Fig. 4.37).

b) Tamaño de partícula

Las partículas más grandes proveen mayor conductividad a niveles bajos de esfuerzos a diferencia de las partículas más pequeñas que son las que generalmente se manejan. Considerar el tamaño de partícula es importante durante el diseño debido a que se requiere un ancho de fractura mínimo para permitir que el apuntalante entre a la fractura. Los valores generalmente admitidos para el ancho de fractura están en el rango de dos a tres veces mayor que el diámetro de la partícula apuntalante. Además de ello, se debe considerar el transporte del apuntalante. Partículas más pequeñas son más fáciles de transportar en pozos profundos. En muchos casos la consideración de transporte del apuntalante es el criterio dominante para elegir el tamaño de partículas. Nunca deben emplearse apuntalantes grandes a menos que puedan ser colocados en la fractura exitosamente.

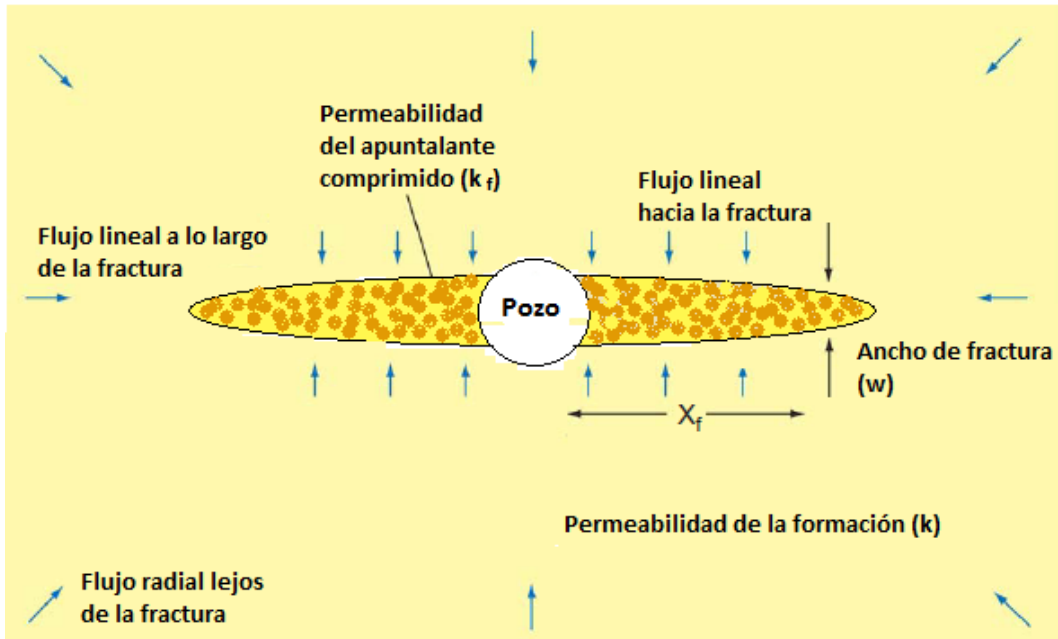


Fig. 4.36. Líneas de flujo de fluidos en un sistema fracturado (Adaptada de Bellarby¹¹, 2009).

c) Concentración del apuntalante

Se refiere a la cantidad de apuntalante que queda atrapada en cada pie cuadrado del área de fractura y se expresa en libras de apuntalante por pie cuadrado (Fig. 4.37). Si el apuntalante se deposita en el fondo de una fractura vertical, la concentración se determinará con el ancho de la fractura al tiempo de entrada (por ejemplo: durante el bombeo). Si el apuntalante se suspende en el fluido fracturante dentro de la fractura hasta que ésta se cierre, este parámetro se determinará por el ancho desarrollado durante el bombeo y la concentración del apuntalante contenida en el fluido de tratamiento.

La conductividad de la fractura depende de la concentración de apuntalante en la fractura, es decir, la conductividad en la fractura apuntalada será mayor si la concentración es mayor.

d) Resistencia del apuntalante

Se expresa en términos de la carga requerida para romper un sólo grano dividido entre el diámetro cuadrado del área de contacto en el punto de ruptura. Para realizar las pruebas se usa un aparato que aplica una carga constante en un empacamiento de apuntalante, el inverso del grado de reducción de tamaño de grano se toma como su valor de resistencia. Los resultados obtenidos a partir de una prueba de resistencia están influenciados por la forma del grano, la distribución del tamaño de partículas, el arreglo y otros atributos del paquete de apuntalante.

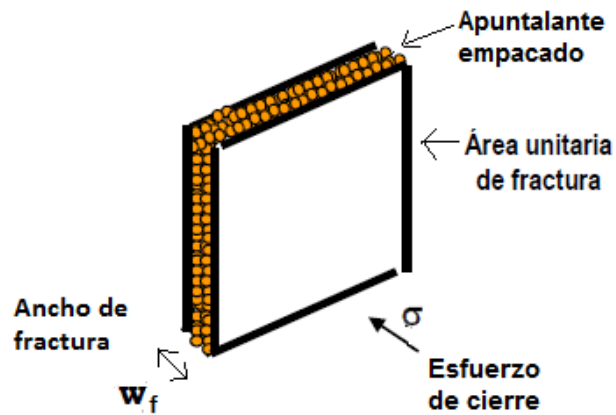


Fig. 4.37. Condiciones finales de fractura empacada al cierre (Islas Silva²⁴).

e) Forma de la partícula

La redondez y la esfericidad afectan la efectividad del empacamiento. Su importancia depende del nivel de esfuerzo al que será sometido. Las partículas más redondeadas y más esféricas son capaces de soportar mayores cargas sin romperse. Por ello un mayor grado de esfericidad y de redondez contribuyen a mayor conductividad.

f) Incrustación

Si las partículas se incrustan en las paredes de la fractura, el espesor efectivo de la fractura y por lo tanto su conductividad disminuye. Además, las partículas finas creadas al fracturar contribuyen también a la pérdida de la conductividad (Fig. 4.38).

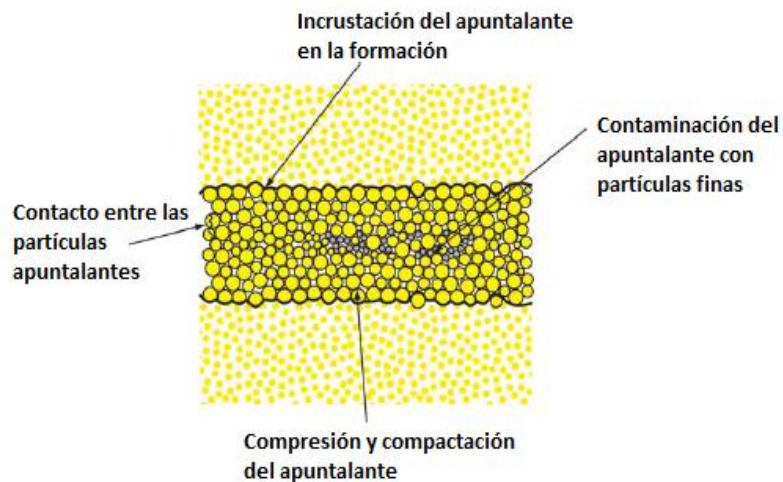


Fig. 4.38. Disminución de la conductividad hidráulica de la fractura por diversos fenómenos (Adaptada de Bellarby¹¹, 2009).

g) Residuos del fluido fracturante

El espacio poroso del apuntalante empacado en la fractura es, a veces, disminuido por la depositación de los residuos del fluido fracturante base agua. Ese residuo causará decremento drástico en la productividad bajo determinadas condiciones. El problema es más pronunciado cuando el volumen del residuo del polímero y su concentración son mayores, cuando la concentración de apuntalante en la fractura cerrada es menor y cuando el esfuerzo sobre la fractura es mayor (causando menor porosidad).

El residuo más común es un producto resultado de la degradación de los polímeros solubles en el agua usados como aditivos para viscosificar los fluidos fracturantes. Los efectos negativos del depósito de residuos pueden ser resueltos minimizando las concentraciones de polímero, usando mayores concentraciones de apuntalante en fluidos que sostienen el apuntalante, usando fluidos gelificados o emulsionados y evitando condiciones de rompimiento de apuntalante.

h) Movimiento de finos

Los finos creados por la ruptura de apuntalante expuesto a altos niveles de esfuerzo reducen la permeabilidad del paquete de apuntalante. Las partículas finas migran a través de la fractura apuntalada y tapan las gargantas de los poros, por lo tanto se reduce la conductividad hidráulica de la fractura (Fig. 4.38).

La conductividad hidráulica de la fractura disminuirá a lo largo de la vida productiva del pozo por el incremento de esfuerzo sobre el agente apuntalante, la corrosión que afecta la resistencia del apuntalante a los esfuerzos, la ruptura del apuntalante y el daño resultado de la pérdida de aditivos. El esfuerzo efectivo sobre el apuntalante se entiende como la diferencia entre el esfuerzo in situ y la presión fluyente en la fractura. Conforme el pozo produce, el esfuerzo efectivo sobre el apuntalante aumentará debido a que el valor de la presión de fondo fluyente disminuirá. No obstante, el esfuerzo in situ disminuirá con el tiempo conforme la presión del yacimiento disminuye.

4.2.5 Fracturamiento hidráulico ácido

La principal diferencia entre ambos tipos de fracturamiento hidráulico es la manera en la que se crea la conductividad de la fractura. En un tratamiento apuntalado se coloca un agente sustentante dentro de la fractura para mantenerla abierta una vez que el tratamiento ha finalizado. En el fracturamiento ácido, este fluido se emplea para crear canales en la roca que graben las paredes de la fractura. Por ello, la roca debe ser parcialmente soluble en el ácido.

Los principios básicos para generar y propagar la fractura son los mismos previamente explicados para el tipo apuntalado, por lo tanto, mucha de esa teoría puede ser aplicada para el caso del ácido. En ambas estimulaciones el objetivo consiste en generar una fractura altamente conductiva que cambie los patrones de flujo de los fluidos del yacimiento al pozo. Los conceptos que valen la pena explicar a detalle son: la pérdida de fluido y la conductividad de la fractura que se crea al final del tratamiento.

4.2.5.1 Selección del pozo candidato

En general, el fracturamiento ácido es preferencialmente aplicado en formaciones carbonatadas. Los mejores candidatos son yacimientos someros con baja permeabilidad, con temperatura menor a los 200 °F y donde el esfuerzo máximo efectivo en la fractura sea menor a 5,000 psi. Se prefiere baja temperatura ya que permite reducir la velocidad de reacción entre el ácido y la formación, lo que facilita que los fluidos de tratamiento penetren más en la formación antes de ser gastados (se dice que un ácido ha sido gastado cuando ha perdido su capacidad de reacción). Debido a que los yacimientos de calizas son dúctiles, se requiere un bajo esfuerzo efectivo para mantener una conductividad adecuada durante de la vida del pozo.

En yacimientos profundos de calizas, en los que prevalecen altas temperaturas de fondo y alto esfuerzo efectivo en la fractura, los fluidos base agua con agente apuntalante pueden considerarse e inclusive llegar a ejecutarse exitosamente. Para los yacimientos profundos de dolomía se puede discutir la implementación tanto de un fracturamiento hidráulico apuntalado como de uno ácido. Por el contrario, en caso de que la formación tenga abundantes fracturas naturales, el fracturamiento ácido será una mejor alternativa que el apuntalado.

Aún cuando el fracturamiento con ácido no es muy recomendado para formaciones de lutitas y de areniscas, se ha reportado su ejecución exitosa en este tipo de formaciones cuando se tienen fracturas naturales con material calcáreo de cementante.

Otras consideraciones para seleccionar el pozo a estimular, además de los parámetros críticos especificados en la Tabla 4.2, son el costo y los aspectos relacionados a la seguridad. Por ejemplo, en formaciones profundas de alta temperatura el costo de la fractura ácida puede exceder el costo de un tratamiento con apuntalante, ya que este tipo de yacimientos requieren químicos caros para inhibir la reacción en las tuberías del pozo y es necesario retardar la velocidad de reacción en la formación con el fin de promover una mayor longitud de penetración.

4.2.5.2 Procedimiento operativo

El fracturamiento hidráulico con ácido es una técnica de estimulación que consiste inicialmente en la creación de una fractura hidráulica con un fluido fracturante no reactivo que desarrolla las dimensiones de la fractura (Fig. 4.39 a). Al igual que en la operación del fracturamiento apuntalado, se inyecta primero el fluido de pre-colchón seguido del bache de colchón (normalmente un fluido gelado base agua o reticulado) que sirve para fracturar la formación, propagar la fractura y, adicionalmente, proporcionar un control efectivo de la pérdida de fluido y enfriar las caras de la fractura para minimizar la reacción del ácido con la roca. En esta técnica también se ha inyectado el ácido, con sus respectivos aditivos, sin el bache de colchón.

Después de estos baches, se continúa ininterrumpidamente con la inyección de un sistema ácido que fluye a través de la fractura creada, el cual reacciona, casi de manera instantánea, modificando las caras de la fractura en sus dos planos propiciando que las paredes se disuelvan en forma irregular, dependiendo de la composición mineralógica y de la distribución de los minerales de la roca. Conforme el ácido fluye, reacciona disolviendo minerales y grabando las paredes de la fractura (Fig. 4.39 b y c).

Es recomendable disminuir la temperatura en el área de interés con la finalidad de que el ácido vivo reaccione en las caras propagando la fractura; por el contrario, si la temperatura es alta, la velocidad de reacción incrementará sustancialmente y la longitud de penetración se verá disminuida.

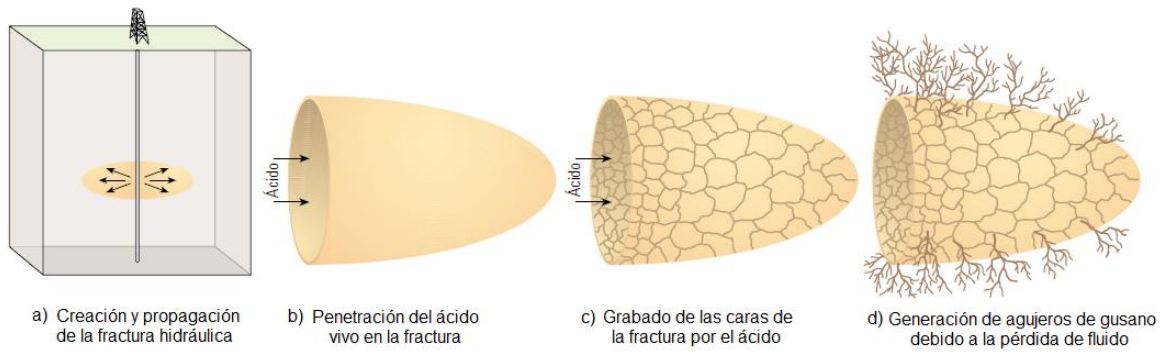


Fig. 4.39. Proceso de la creación de la conductividad en un fracturamiento hidráulico ácido (Adaptada de Al-Anzi³³, 2004).

Conforme el flujo dentro de la fractura es más turbulento y menos laminar, el ácido vivo (ácido sin reaccionar) entra en contacto con las paredes de la fractura más fácilmente y no penetra muy lejos a lo largo de ella, es decir, aumenta la pérdida de ácido con la creación de agujeros de gusano (Figs. 4.39 d y 4.41). El ácido utilizado es generalmente gelado, reticulado o emulsificado para mantener el ancho de la fractura y minimizar la pérdida de fluido de la fractura a la formación. Factores como ancho de fractura, gasto de inyección, viscosidad del fluido y temperatura del yacimiento afectan en la penetración del ácido. A medida que el ancho de la fractura incrementa, la distancia que alcanza el ácido en la fractura también incrementa. Esto sucede debido a que en una amplia fractura hay menos turbulencia; por ello, se deben controlar la viscosidad y la pérdida de fluido fracturante para maximizar el ancho de fractura; este control de pérdida de fluido es aún más importante en yacimientos con alta permeabilidad o en yacimientos altamente fracturados naturalmente.

Al dejar de bombear fluido la fractura se cierra y los valles y crestas producidas por el grabado de las caras de la fractura generan canales altamente conductivos que facilitan el flujo de fluidos del yacimiento hacia el pozo (Fig. 4.40). Finalmente el fluido ácido de tratamiento es desplazado a superficie después de la operación para evitar que quede en contacto con la tubería y genere corrosión.

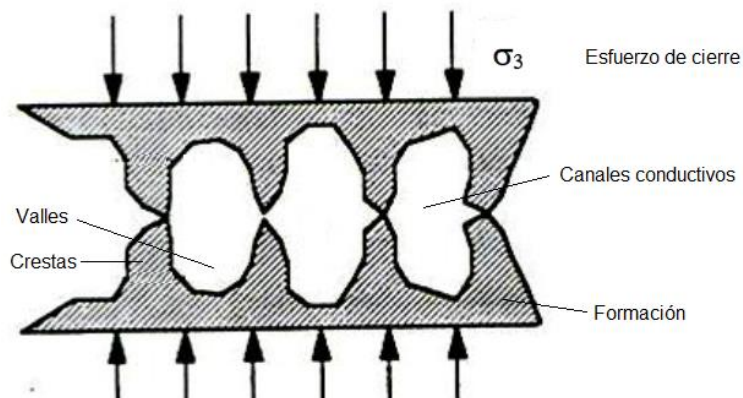


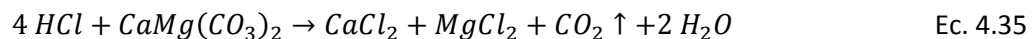
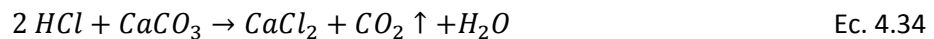
Fig. 4.40. Canales conductivos (formados por crestas y valles) grabados por el ácido en la formación (Adaptada de Islas Silva²⁴).

4.2.5.3 Sistema ácido

El fluido reactivo más utilizado en este tipo de fracturamiento hidráulico en formaciones de carbonatos es el ácido clorhídrico debido a: su capacidad de disolución del material calcáreo, los productos que genera posterior a la reacción son solubles en los fluidos de reacción y, por lo tanto, son fácilmente removibles de la formación, a ser un ácido relativamente seguro de manejar, a su precio accesible y a su alta disponibilidad en grandes cantidades²⁴.

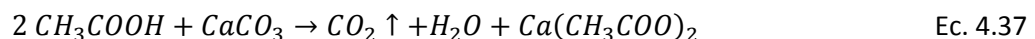
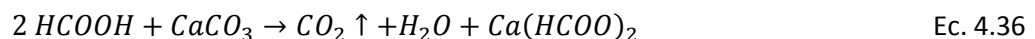
El ácido clorhídrico se caracteriza por ser un ácido mineral fuerte siendo su principal limitante de uso la temperatura, normalmente inyectado en pozos con temperaturas no mayores a los 130 °C. La concentración más comúnmente utilizada es ácido clorhídrico al 15%, aunque para obtener mayor penetración de ácido y mayor grabado en los planos de la fractura algunas veces se prepara en concentraciones al 28% de HCl o inclusive mayores, ya que su rango de aplicación puede variar del 5% al 35%.

Las reacciones químicas entre el HCl y las rocas caliza y dolomía se muestran en seguida:



Los productos de las reacciones químicas anteriores son: sales de cloruro de calcio y de cloruro de magnesio, dióxido de carbono (gaseoso) y agua. Todos ellos son solubles en agua y fácilmente recuperables una vez que en el pozo se inicie el proceso de limpieza.

En algunos tratamientos se aplican ácidos orgánicos como el fórmico (HCOOH) y el ácido acético (CH₃COOH) debido a que se inhiben más fácilmente bajo condiciones de alta temperatura (formaciones a temperaturas mayores a los 130 °C). Sin embargo, estos dos ácidos tienen un poder de disolución menor que el ácido clorhídrico (no reaccionan completamente con el carbonato de calcio y el carbonato de magnesio) y son más caros. Las concentraciones máximas a utilizar son 9% en el caso de ácido fórmico y 10% para el ácido acético, una mayor concentración originaría mayor cantidad de residuos de sales orgánicas de calcio que pueden precipitarse en la formación. Sus reacciones químicas se muestran a continuación. Una alternativa es mezclar ácidos orgánicos con HCl para tener una reacción retardada y poder tener una mayor penetración de fractura grabada.



Algunas ventajas de usar ácido acético en comparación con el ácido clorhídrico son: que el ácido acético puede, además, ser agente secuestrador de hierro para evitar su precipitación, puede ser inhibido fácilmente contra la corrosión, por lo que puede dejarse en contacto con la tubería de producción y de revestimiento sin peligro a una alta corrosión, inclusive si ésta está recubierta con aluminio o cromo. El ácido fórmico, por el contrario, es más difícil de inhibir en contra de la corrosión a temperaturas mayores.

Otro ácido utilizado es el ácido sulfámico (H₃NSO₃), el cual reacciona casi tan rápido como el ácido clorhídrico. La principal ventaja es que puede ser transportado a la localización como un agente seco y después mezclarse con agua. Algunas de sus desventajas son las siguientes: debido a su peso molecular, la cantidad de carbonato de calcio disuelto por una libra de este ácido es sólo un tercio de

lo que la misma cantidad de HCl disuelve, es más caro que el HCl y no es recomendado para formaciones con temperaturas mayores a los 180 °F porque se hidroliza para formar ácido sulfúrico que puede provocar precipitados.

Por otro lado, el ácido fluorhídrico nunca debe ser usado en tratamientos a carbonatos debido a que produce precipitados insolubles (fluoruro de calcio) que pueden taponar los espacios porosos.

4.2.5.4 Aditivos al sistema ácido

Las reacciones con ácidos pueden causar problemas como: desprendimiento de finos de la formación, creación de precipitados y formación de emulsiones en el espacio poroso y corrosión de la tubería. Por lo tanto, los ácidos se deben estabilizar, retardar, gelificar y mezclar con aditivos. Estos aditivos tienen la función de acondicionar los sistemas ácidos para tratar de asegurar su eficiencia y evitar daños a las formaciones y a los equipos. Los aditivos incluyen a los agentes de control de pérdida de fluidos, los reductores de fricción y de tensión superficial, los inhibidores de corrosión, los estabilizadores de arcilla, los preventores de lodos insolubles y formación de emulsiones, los agentes de suspensión y los secuestrantes de hierro. A continuación se indican algunas características de tales aditivos.

Agentes de control de pérdida de fluidos. Estos aditivos son los más importantes en el fracturamiento con ácido, pues del control de la pérdida del ácido a la formación depende principalmente la longitud de la fractura y, en consecuencia, los resultados exitosos de la estimulación. Entre estos aditivos se tienen a la harina de sílice, a las reinas solubles en aceite y al diesel. Para elegir el agente de control, como para el resto de los aditivos, es importante llevar a cabo análisis de núcleos previos a la operación. Se prefiere que estos aditivos sean degradables o lentamente solubles en la solución de tratamiento, en el crudo o en el agua producida.

Reductores de fricción. Según las condiciones del pozo, puede ser necesario reducir las pérdidas de presión por fricción para poder realizar el fracturamiento. Estos aditivos impiden que se requieran altos gastos de bombeo, pero también contribuyen a reducir la turbulencia en la fracturas, permitiendo un grabado más profundo dentro de la fractura.

Reductores de tensión superficial. Para ésto se pueden adicionar los surfactantes y los alcoholes. Los surfactantes sirven para reducir las tensiones interfacial y superficial, para prevenir emulsiones y para garantizar que la formación quede mojada por agua. Son particularmente útiles en yacimientos naturalmente fracturados, en los cuales el filtrado del fluido de perforación bloquea las fracturas. Los surfactantes ayudan, además, a mantener la suspensión de los sólidos propios de la formación o bien producto de las reacciones químicas y desplazarlos fuera del pozo. Normalmente, cuando se opta por alcoholes, se selecciona el metilo o isopropilo, en concentraciones del 5% al 30% y se usan para reducir la tensión superficial. Su utilización puede acelerar el proceso de limpieza de la fractura. Dentro de sus desventajas están las posibles precipitaciones de sal y el incremento del costo de la limpieza de la fractura.

Inhibidores de corrosión. La corrosión es dependiente del tipo metal, del tipo de ácido y su concentración, de la temperatura y del tiempo de contacto. Las dos razones principales para usarlos son para proteger tanto el equipo de manejo y bombeo del ácido como a las instalaciones del pozo. Se usan inhibidores orgánicos e inorgánicos. Los inorgánicos usualmente eran compuestos arsénicos pero se han dejado de utilizar debido a cuestiones de seguridad y protección ambiental. La mayoría de los

inhibidores orgánicos son cationes y funcionan por absorción en las superficies restringiendo el contacto del ácido con el metal.

Estabilizadores de arcilla. En general, las formaciones tienen cierto contenido de arcillas, algunas de ellas pueden ocasionar daños severos a la formación, reduciendo la conductividad de la fractura creada, por ello se opta por utilizar este tipo de aditivos.

Preventores de lodos insolubles y de formación de emulsiones. Algunos crudos, especialmente los pesados, forman un lodo insoluble cuando están en contacto con ácido, cuyos principales componentes son asfaltenos, resinas, parafinas o moléculas de alto peso molecular. La adición de estos aditivos pueden prevenir la formación de estos lodos al mantener el material coloidal disperso. Estos aditivos pueden, además, prevenir las emulsiones que son un problema potencial cuando se mezcla crudo y ácido, especialmente las emulsiones estables formadas por la incompatibilidad del ácido con el aceite.

Agentes de suspensión. La mayoría de las formaciones contienen sustancias insolubles que pueden bloquear los espacios porosos o fracturas si los finos desprendidos por el ácido se asientan, por ello se emplean estos aditivos, usualmente polímeros o surfactantes, que facilitan la limpieza de la fractura.

Secuestrantes de hierro. El hierro presente en los yacimientos carbonatados o en las tuberías puede precipitarse al reaccionar con el ácido. Al gastarse el ácido y subir el pH de la solución, el hierro puede precipitarse formando sólidos que dañen la formación. Para prevenir este fenómeno, el pH del ácido gastado deberá mantenerse bajo con ácidos orgánicos o agentes estabilizadores que reaccionan con el hierro, formando productos complejos que no precipitan. El problema es crítico en formaciones con aceite de alto contenido de asfaltenos, ya que los iones férrico constituyen un catalizador que acelera los procesos de formación de lodos asfálticos.

En general, la selección del tipo de sistema ácido, su volumen y los aditivos a utilizar, se deben hacer de acuerdo con las condiciones del pozo, de la formación y de sus fluidos y en función de los resultados de pruebas de laboratorio efectuadas con muestras representativas tanto de la roca como de los fluidos del yacimiento a fracturar.

4.2.5.5 Factores que contribuyen a la efectividad del fracturamiento hidráulico ácido

El éxito o fracaso de un tratamiento de fracturamiento hidráulico con ácido es función de la penetración de la fractura y de su conductividad. Cabe señalar que no existen medios directos para determinar la cantidad de roca que debe ser disuelta o el área que debe reaccionar para lograr una estimulación efectiva. Las pruebas de laboratorio de grabado de roca y de velocidad de reacción son esenciales.

- a) Penetración de la fractura conductiva

Corresponde a la longitud de fractura dentro de la formación que ayudará efectivamente al drenaje de fluidos del yacimiento. Esta longitud depende principalmente de:

- Las características de pérdida del fluido ácido
- El mecanismo de reacción entre el ácido y la roca
- La velocidad de flujo del ácido en la fractura

Para entender cómo influyen estos tres factores serán explicados enseguida.

- Características de pérdida del fluido reactivo

El enjarre desarrollado por el primer fluido inyectado durante la operación debe estar diseñado para limitar la pérdida del ácido dentro de la formación; sin embargo, el ácido tiende a destruir este enjarre debido a su alta reactividad. Esto provoca que el ácido se pierda perpendicularmente a las caras de la fractura, creando a su paso agujeros de gusano, que incrementan la pérdida del ácido, limitando la penetración de ácido en la fractura hidráulica creada anteriormente; esto tiene como consecuencia que sólo una pequeña parte de la fractura quede con huella de reacción (Fig. 4.41)

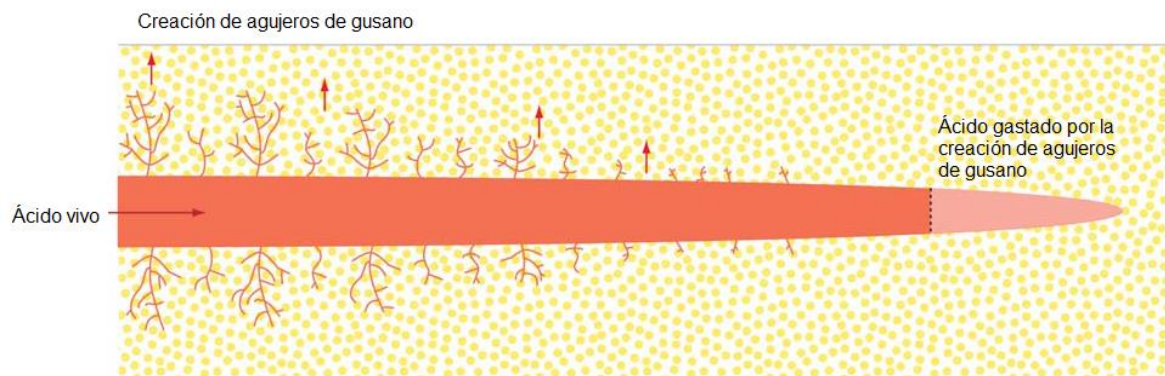


Fig. 4.41. Flujo de ácido dentro de la fractura y pérdida de fluido en forma de agujeros de gusano (Adaptada de Bellarby¹¹, 2009).

Durante el tratamiento, la manera de identificar si se está presentando este fenómeno es apoyándose en el perfil de presiones. Si se observa una caída continua de presión, es indicación de una excesiva pérdida del ácido en la formación; por el contrario, si la presión permanece constante se deduce que hay una baja pérdida de ácido en la formación y, por lo tanto, una mayor penetración del ácido en la fractura conductiva.

- Mecanismo de reacción entre el ácido y la roca

Se refiere a la velocidad de reacción del sistema ácido y los minerales de la formación. El ácido va reaccionando constantemente con la roca a lo largo de su movimiento a través de la fractura y disminuye su concentración. Dentro de la fractura, cuando la concentración de este fluido alcanza alrededor del 10% de su concentración original, se considera que no tiene ya suficiente capacidad para continuar disolviendo minerales y se dice entonces, que el ácido ha sido gastado y ya no propiciará canales conductivos, ni grabado de la roca ni agujeros de gusano.

La velocidad de reacción depende básicamente de la temperatura del yacimiento, de la concentración del ácido y de la composición mineralógica de la formación.

- Velocidad de flujo del ácido en la fractura

La penetración del ácido vivo en la fractura depende de las condiciones hidrodinámicas del proceso determinadas fundamentalmente por el gasto de inyección y la amplitud de la fractura.

Se ha demostrado que incrementar el gasto de inyección aumenta la penetración del ácido vivo en la fractura; también se ha observado que a una mayor amplitud de fractura se tiene un aumento de la distancia de penetración de ácido vivo, esto se debe a que, como se explicó anteriormente, una fractura más ancha evita la turbulencia dentro de ésta y el ácido, viajando en flujo laminar, penetra más dentro de la fractura. La amplitud de la fractura es proporcional a la viscosidad del fluido fracturante, por ello, es conveniente crear fracturas con fluidos de alta viscosidad.

En general, sólo el 40% de la fractura quedará con huella de reacción y entre los factores que permiten mayor penetración del ácido reactivo se tienen:

- Menores coeficientes de pérdida de fluido a la formación
- Mayor amplitud de fractura
- Baja temperatura en la fractura
- Mayor concentración y viscosidad del ácido

Es importante señalar que la reactividad del ácido puede dejar canales conductivos en zonas indeseables, como pueden ser zonas de gas o de agua, tal como sucede en el caso de una fractura apuntalada cuando ésta sobrepasa las barreras y comunica con una zona de fluidos que no se desean producir.

b) Conductividad de la fractura

La conductividad depende de la efectividad del grabado de las caras de la fractura. Para generar alta conductividad, el ácido debe disolver suficiente cantidad de minerales de la roca, siendo la distribución de los minerales y la heterogeneidad de la formación parámetros determinantes para la consecuente formación de canales de flujo. Estos canales se formarán en función de:

- Cantidad de roca disuelta

Depende del tiempo en el que el ácido permanezca vivo con poder de disolver los minerales. Si el tiempo es corto, pudiera no tenerse una suficiente huella de reacción y por el contrario, si el tiempo es excesivo, la cantidad de roca disuelta puede ser considerable y los canales propiciados por la huella de reacción pueden formar estructuras débiles, sin crestas ni valles, que no soportarán los esfuerzos de cierre de la fractura (Fig. 4.42).

- Composición química de la roca y distribución de sus minerales

La disolución de los minerales depende de la composición y distribución de los minerales reactantes con el ácido. Es decir, está en función de la homogeneidad o heterogeneidad de la formación.

En formaciones cuya composición mineralógica es altamente heterogénea y se realiza un fracturamiento hidráulico de este tipo, el ácido puede desarrollar un grabado no uniforme en las caras de la fractura, de manera que el área de la cara de la fractura que no es grabada actúa como soporte para aquellas áreas que sí reaccionaron con el ácido, ésto origina canales de flujo que incrementan la productividad del pozo (Fig. 4.40).

En el caso de ser una formación homogénea en su composición mineralógica, el ácido disolverá material calcáreo en forma uniforme produciendo grabados suaves en la cara de la fractura, por lo cual, no se desarrollarán crestas y valles suficientes para crear los canales de flujo altamente conductivos requeridos cuando el bombeo se detenga (Fig. 4.40). La productividad de estos pozos puede declinar rápidamente debido al cierre de la fractura por los inadecuados canales de flujo. Además, las fracturas pueden cerrarse después de un periodo de tiempo debido al rompimiento de los pilares de soporte conforme la presión del yacimiento declina.

En este tipo de formaciones donde la rugosidad creada por la reacción del ácido con la formación es mínima se han empleado técnicas especiales (explicadas en la sección 4.2.5.6) como el desarrollo de fracturas con fluidos muy viscosos, promoviendo que el ácido se interdigite a través de los fluidos del pre-pad y del pad, generando una disolución diferencial a lo largo de los planos de la fractura.

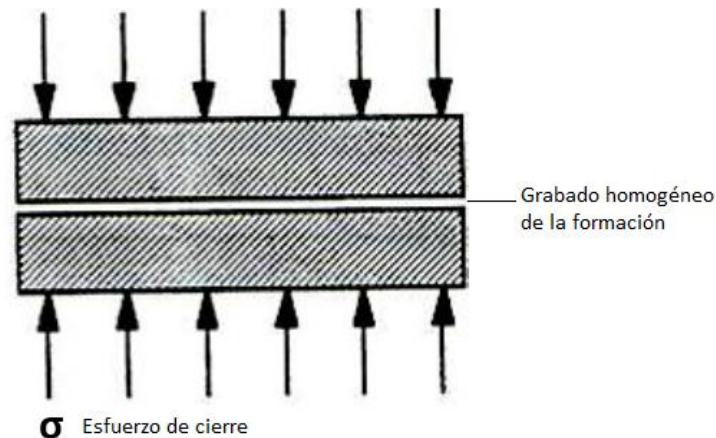


Fig. 4.42. Huella de reacción al cierre de la fractura en una formación homogénea (Silva²⁴).

- Resistencia de la roca y el esfuerzo de cierre

Estos dos factores están directamente relacionados con las características de los canales de flujo resultantes de la interacción entre las crestas y los valles que sirven como soporte al canal conductivo que debe permanecer abierto al concluir el bombeo y cuando la acción del esfuerzo de cierre provoque la tendencia al cierre de la fractura (Fig. 4.40). Una roca poco resistente permitiría que las crestas producidas por el ácido se colapsen perdiéndose, por ende, el canal conductivo.

La predicción de la conductividad de la fractura supone que la amplitud de la fractura es igual al volumen creado por la disolución de la roca y que la fractura no se cierra, condición ideal que debe corregirse, debido a que el ácido no disuelve todo el volumen de roca con el que entra en contacto.

4.2.5.6 Técnicas del fracturamiento hidráulico con ácido

Aunque la reacción del ácido es muy fácil de predecir al asociarla con la mineralogía y la temperatura de la formación, la creación de agujeros de gusano puede dominar el tratamiento, lo que complica la predicción de la pérdida de fluido e incluso la medición experimental.

La pérdida de fluido en los fracturamientos hidráulicos ácidos se presenta en forma de agujeros de gusano, lo que contribuye, de cierta manera, a la creación de canales conductivos; sin embargo, si se requiere una fractura de gran extensión longitudinal, el control de pérdida de fluido de tratamiento se vuelve fundamental. Las estrategias enlistadas a continuación sirven para disminuir esta pérdida.

- Inyectar un ácido más débil (ácido orgánico), una combinación de un ácido fuerte con uno débil, o bien, una menor concentración de ácido clorhídrico en formaciones de alta temperatura favorecerá una reacción retardada induciendo el grabado a lo largo de la fractura abierta y no su flujo perpendicular a través de las caras de la misma.
- Inyectar un colchón viscoso previo al ácido para enfriar la roca, reducir la pérdida y promover la interdigitación del ácido. Usualmente se usan varias etapas de bombeo del pad y del ácido.
- Limitar el número de intervalos tratados simultáneamente o la longitud del intervalo de interés.
- Viscosificar el ácido. El mecanismo de viscosificación utilizando algún polímero depende del pH del sistema. Antes de la reacción química entre la mineralogía de la formación y el ácido, el pH se mantiene debajo de 1, una vez que parte del ácido se gasta y el pH aumenta, el polímero se activa en un rango de 2 a 4 brindando cierto control de pérdida, al final del tratamiento el pH aumenta por arriba de 4 y el polímero se rompe. También se puede viscosificar con un surfactante viscoelástico (VES).
- Emulsificar ácido para incrementar la viscosidad y reducir el gasto de reacción. Se pueden usar emulsiones de ácido en aceite. Al ser la fase continua el aceite, los hidrógenos del ácido tendrán una barrera para alcanzar las caras de la fractura y, por consecuencia, se retardará la reacción.

5 Pruebas minifrac

5.1 Información previa necesaria para las pruebas de minifrac

La información necesaria para el diseño de una prueba de minifrac es la misma que se necesita para el diseño, la ejecución, el control y la evaluación de una operación de fracturamiento hidráulico. Tanto la prueba de minifrac, como el tratamiento principal de fracturamiento hidráulico deben ser diseñados exclusivamente para cada pozo y no se recomienda que sea aplicado a otro.

La información previa requerida comprende aspectos referentes al yacimiento y al pozo, pudiéndose agrupar de la siguiente manera.

Yacimiento

- Aspectos generales
 - Profundidad
 - Temperatura
 - Presión y gradiente de presión del yacimiento.

- Propiedades de la roca
 - Litología y composición mineralógica de la formación.
 - Geomecánica: parámetros elásticos, tales como el módulo de Young, relación de Poisson y gradiente de fractura; espesores bruto y neto del intervalo productor y espesor que admitirá el fluido fracturante; perfil de esfuerzos del intervalo de interés y de los estratos inmediatos superiores e inferiores, lo cual incluye la dirección y magnitud del esfuerzo horizontal mínimo.
 - Compresibilidad de la formación.
 - Porosidad y permeabilidad.

- Propiedades de los fluidos
 - Tipos de fluidos producidos: aceite, gas y agua.
 - Viscosidades y densidades de los fluidos.
 - Salinidad del agua de la formación.

- Propiedades del sistema roca-fluidos
 - Saturación de los fluidos.
 - Profundidades de los contactos existentes entre los fluidos: gas-aceite, gas-agua y aceite-agua.

Pozo

- Terminación del pozo
 - Localización: terrestre o marino.
 - Tipo de pozo: productor o inyector.
 - Geometría del pozo: vertical, desviado u horizontal.
 - Profundidad del pozo: profundidad vertical y profundidad desarrollada en caso de ser desviado u horizontal.
 - Diámetro del agujero del pozo.

- Estado mecánico del pozo
 - Información del cabezal del pozo: tipo de conexiones, presiones máximas permisibles.
 - Características de las tuberías de revestimiento y de producción (diámetros interno y externo, peso nominal, grado).
 - Características del empacador (en caso de tenerlo).
 - Aspectos relacionados a los disparos.
- Resultados de pruebas de presión.

5.1.1 Parámetros de mayor importancia

A continuación se detallan los parámetros de mayor influencia³⁰.

Presión del yacimiento en condiciones estáticas. Durante el proceso de diseño se requiere para determinar la presión de fractura; en la etapa de ejecución, la presión del yacimiento será la fuerza impulsora que proporcione la energía para recuperar el fluido inyectado una vez que el pozo se abre a producción. En caso de que la presión del yacimiento sea significativamente menor a la presión hidrostática se deben considerar fluidos de baja densidad que faciliten la limpieza del pozo. En caso de decidir la realización de un fracturamiento hidráulico, un dato correcto de presión de yacimiento es necesario para el acertado análisis de la productividad del pozo antes de la estimulación y es de crítica importancia para las estimaciones de recuperación a largo plazo posteriores al tratamiento.

Propiedades mecánicas de las rocas. Es necesario conocerlas para la realización de los cálculos de los modelos de propagación de fracturas. La distribución de esfuerzos verticales se requiere debido a que la altura de una fractura depende directamente de esta distribución. El espesor, la extensión areal y el nivel de esfuerzo de las barreras superior e inferior de la zona de interés influyen el éxito del tratamiento. Datos como el módulo de Young y la relación de Poisson idealmente se obtendrían de pruebas de núcleos realizadas bajo condiciones in situ reales, lo cual es poco frecuente.

Gradiente de fractura. Es un parámetro importante en la determinación de gastos y presiones de inyección admisibles a la formación de los materiales de fractura y también influirá en las dimensiones finales de la misma. La información de pozos vecinos puede ser tomada para estimar el comportamiento del nuevo pozo siempre y cuando se encuentre en el mismo yacimiento. El gradiente de fractura puede ser obtenido fácilmente a partir de los registros de fracturamientos realizados en pozos vecinos dividiendo el valor del ISIP entre la profundidad a la cual se realizó la fractura.

Espesores del yacimiento. Éstos son, como ya se mencionó, los espesores bruto, el neto del intervalo productor y el que admitirá el fluido fracturante, los que normalmente son diferentes entre sí. El espesor neto productivo se determina al separar los términos permeabilidad-altura (kh) de una prueba de incremento de presión y este dato será útil para la elaboración del diseño de la estimulación. Si el espesor es sobredimensionado se concluirá que se requiere mucho fluido fracturante para abarcar todo el espesor y probablemente no se seleccione un apuntalante que sea lo suficientemente conductivo al empacar la fractura principal. En el caso contrario, si el espesor es muy pequeño, la permeabilidad considerada será muy alta, lo que conllevará a errores en el proceso de selección de apuntalante. Este intervalo neto productivo debe ser diferente antes y después de la estimulación debido a que habrá un incremento de la producción gracias al crecimiento vertical de la fractura más

allá del intervalo disparado. La estimación de la recuperación a largo plazo depende directamente de estos valores de permeabilidad y espesor seleccionados.

El espesor que admitirá la pérdida de fluido durante el tratamiento puede ser mayor que el espesor neto productivo debido a razones como que esta pérdida puede ir más allá de la región de la fractura que se mantendrá abierta por la colocación del agente apuntalante, o bien, en caso de existir zonas que acepten alta pérdida de fluido pero con poca o inclusive nula aportación a la producción, este es el caso de algunas fracturas naturales de la formación.

Una fuente de información para estos espesores es a partir del análisis combinado de datos de núcleos con registros de porosidad.

Propiedades de los fluidos del yacimiento. Los fluidos del yacimiento influyen principalmente el comportamiento de pérdida del fluido inyectado, factor importante para la determinación de la eficiencia del fluido que se seleccionó para realizar la operación. Esta información idealmente proviene de pruebas de laboratorio realizadas a los fluidos.

Características del cabezal y de la tubería de producción. El cabezal debe soportar altas presiones de inyección para fracturar, si el rango de presiones bajo el que opera es menor al requerido se puede cambiar temporalmente o bien puede ser aislado de las presiones de tratamiento con una herramienta especial. Los fluidos de este tipo de operaciones usualmente se inyectan por la tubería de producción por lo que no debe tener restricciones y se requiere que tenga el diámetro suficiente para permitir altos gastos de inyección sin grandes caídas de presión por fricción. De no ser así, se deben adecuar los gastos y presiones de inyección, y en caso de ser necesario, se debe cambiar la tubería de producción a una de mayor diámetro.

Características de la tubería de revestimiento. Debe estar en condiciones adecuadas para soportar las altas presiones operativas. En algunos casos, se bombean los fluidos por la tubería de revestimiento para alcanzar altos gastos de inyección. Cuando la inyección se hace por debajo de la tubería de producción entre la tubería de revestimiento y el empacador, la tubería de revestimiento debe soportar todas las presiones de bombeo (Fig. 5.1). Otro caso especial es aquel que involucra inyección simultánea por la tubería de producción y el espacio anular entre ésta y la tubería de revestimiento.

Ubicación y tipo de empacador. El empacador debe resistir las fuerzas de presión que tienden a empujar hacia arriba al empacador durante la ejecución. Los empacadores que generalmente se tienen en los pozos a fracturar son permanentes. En caso de que la inyección se lleve a cabo tanto por la tubería de producción como la de revestimiento, la tubería de producción puede estar acompañada con un empacador hinchable que se infla una vez concluido el tratamiento para aislar el espacio anular. En pozos muy profundos se recomienda, de ser posible, que el empacador con un sello corredizo no se fije a la tubería de revestimiento hasta después de que se haya concluido la operación con la finalidad de que la tubería de producción pueda flotar en el receptáculo del empacador para evitar que los cambios térmicos debidos a la temperatura de los fluidos inyectados rompan parte de la tubería o las conexiones.

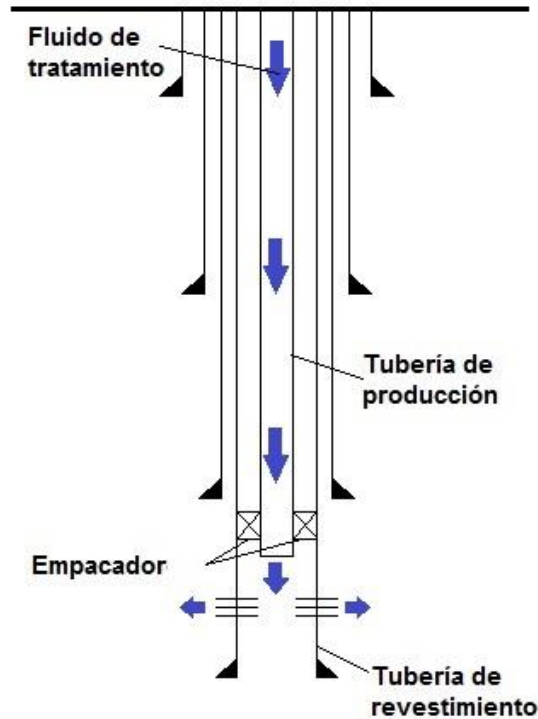


Fig. 5.1. Esquema de inyección de fluidos por tubería de producción de un pozo.

Aspectos asociados a los disparos. La densidad, orientación y tamaño de los disparos en una terminación de agujero entubado son importantes debido a que ayudan o dificultan el proceso. Las consecuencias de una baja densidad de disparos es que la gran pérdida de presión a través de ellos puede restringir la inyectividad. La desorientación de los disparos puede generar tortuosidad en la vecindad del pozo (Figs. 4.26 y 4.27).

En referencia al tamaño de los disparos se tiene que tomar en cuenta la degradación del fluido de fractura. Si los disparos son pequeños, los altos esfuerzos de corte que se generen en el túnel de disparo pueden destruir la estructura del fluido, esto es, provocar la pérdida de viscosidad necesaria para favorecer el crecimiento de la fractura. Y en caso de realizarse el tratamiento principal de fractura hidráulica apuntalada, si el tamaño de los disparos es muy pequeño y la estructura (viscosidad) del fluido se pierde, éste perderá su habilidad de transportar el apuntalante, también influye directamente en el tamaño y concentración del agente apuntalante que puede ser bombeado al interior de la fractura por lo que se debe tener presente que el diámetro de disparo debe ser lo suficientemente grande en relación al diámetro máximo del apuntalante para prevenir el taponamiento de los disparos.

Limitaciones en gastos y presiones de inyección. Para evitar que existan estas limitaciones en gastos y presiones de inyección, se debe considerar con anticipación, durante las etapas iniciales de la terminación del pozo, que éste se encuentre en condiciones de soportar altos gastos y presiones de tratamiento para futuras estimulaciones.

5.2 Prueba de minifrac

El término mini frac es comúnmente utilizado para describir cualquier prueba de inyección realizada en un yacimiento para obtener la información característica asociada a una estimulación de fracturamiento hidráulico. Es una prueba diagnóstica importante realizada en sitio previa al tratamiento principal, por lo cual debe ser desarrollada junto con éste.

La prueba minifrac tiene como objetivo principal determinar el valor de varios parámetros que gobiernan el proceso de fracturamiento hidráulico, lo que permitirá afinar el diseño o bien decidir la realización o suspensión de dicha estimulación.

La prueba debe ser lo más representativa posible, por lo cual se busca inyectar un volumen suficiente de fluido de tratamiento, a gastos y presiones de fractura, para crear una fractura que represente la geometría de la fractura principal; el tamaño de la prueba debe ser lo suficientemente pequeño para asegurar que no se sobrepasen las barreras y lo suficientemente grande para penetrar toda la zona de interés. Después de la etapa de inyección hay una etapa de interrupción para monitorear y, posteriormente, analizar la declinación de presión. Las gráficas más importantes para el análisis de la minifrac son: presión de fondo contra tiempo, presión de fondo contra raíz cuadrada del tiempo, logaritmo de presión contra logaritmo de tiempo y presión de fondo contra la función G.

Dentro de la información específica que puede ser obtenida de un pozo mediante la ejecución y análisis en tiempo real de la prueba minifrac están los siguientes datos: la presión de cierre, que comúnmente es considerada equivalente al esfuerzo principal mínimo horizontal, la presión de cierre instantánea (ISIP, por sus siglas en inglés), el tiempo de cierre, la presión neta, la pérdida de presión por fricción en los disparos, la presión de fondo, la presión en superficie, el coeficiente de pérdida de fluido, la eficiencia del fluido fracturante, la permeabilidad y la presión del yacimiento.

Permite, además, conocer el área de fractura o el modelo geométrico aproximado con el modelo de Nolte-Smith y la evidencia de la existencia de barreras de limitación en el crecimiento de la fractura con la gráfica de la función G.

La medición de la presión de fondo durante la prueba de minifrac permite determinar la presión máxima de operación en la tubería y además calcular las pérdidas por fricción en la tubería. No es necesario conocer la geometría de la fractura abierta para determinar información como el ISIP, el tiempo y la presión de cierre y la pérdida de presión por fricción.

Las pruebas de inyección realizadas en un pozo candidato a fracturar son: prueba de cierre en pozos inyectoros (conocida como fall off) y pruebas minifrac que incluyen a la prueba de step rate/ flowback, pump in/shut in y pump in/flowback (Ver Sección 4.1.7 de esta Tesis).

5.2.1 Principales gráficas a analizar

Las gráficas más representativas de cada una de las pruebas de inyección que forman parte de la prueba de minifrac son:

- a) Gráfico de la prueba de inyección step up
- b) Gráfico de la prueba step down
- c) Gráfico de la prueba de retorno
- d) Gráfico de la función G contra la presión de fondo
- e) Gráfico de Nolte-Smith

A continuación se presenta como el análisis de cada una de ellas permite obtener diferentes parámetros necesarios para el tratamiento principal de fracturamiento hidráulico.

- a) Gráfico de la prueba de inyección step up

Como ya se mencionó, los parámetros que se obtienen son: la presión y el gasto de extensión o propagación de fractura, la presión de cierre (cuyo valor es aproximado) y un estimado de la presión de yacimiento. Para obtener estos datos es necesario seleccionar valores de presión de fondo y de gastos de inyección a partir de la gráfica de éstos contra el tiempo; estas curvas tienen forma escalonada. Una vez seleccionados se grafican y se obtienen dos líneas rectas, cuya intersección se interpreta como la presión y el gasto de extensión de la fractura. Al prolongar estas líneas hasta el eje de las ordenadas se obtienen los valores de presión de yacimiento y presión de cierre aproximados²⁸ (Fig. 5.2).

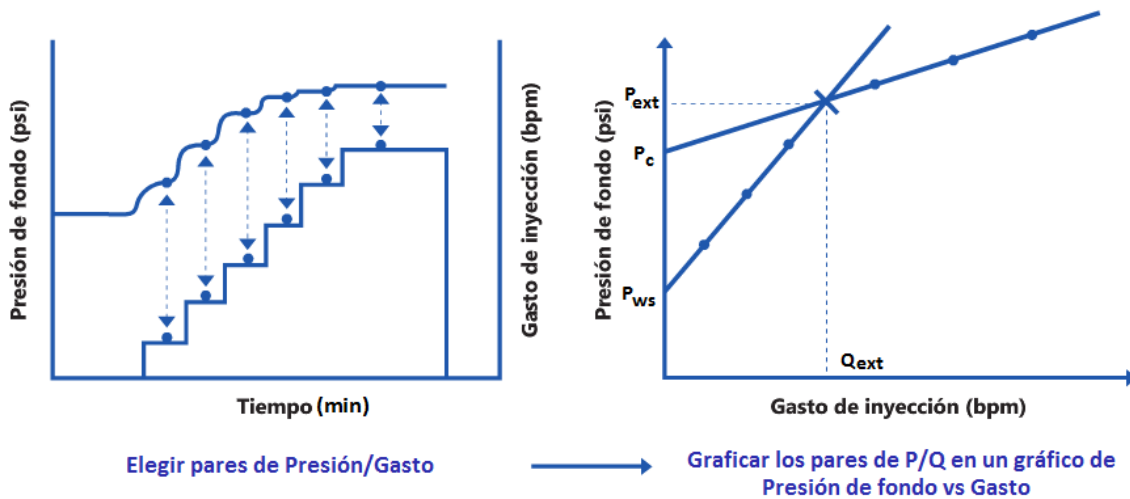


Fig. 5.2. Prueba de inyección step up para determinar la presión y el gasto de extensión de fractura (Adaptada de Antuñano²⁸, 2011).

- b) Gráfico de la prueba step down

El análisis de esta prueba permite determinar específicamente si el efecto de presión de fricción en la vecindad del pozo es debido al efecto de los disparos y/o a la tortuosidad; pueden presentarse ambos fenómenos, sin embargo, la gráfica tendrá la forma característica de aquel que sea predominante (Figs. 4.28 y 5.3). Esta prueba a veces se lleva a cabo en lugar de una prueba de

retorno. Al igual que en la prueba de step up, se seleccionan y grafican datos de presión de fondo y gasto de inyección (Fig. 5.3).

Las curvas resultantes permiten conocer la causa de las presiones por fricción, es decir: si la gráfica tiene una forma cóncava hacia arriba significa que la presión por fricción en la cercanía del pozo se debe principalmente a los efectos de los disparos (Fig. 5.3.A). Si, por el contrario, la gráfica tiene forma cóncava hacia abajo se indica que existen restricciones debidas a la tortuosidad (Fig.5.3.B).

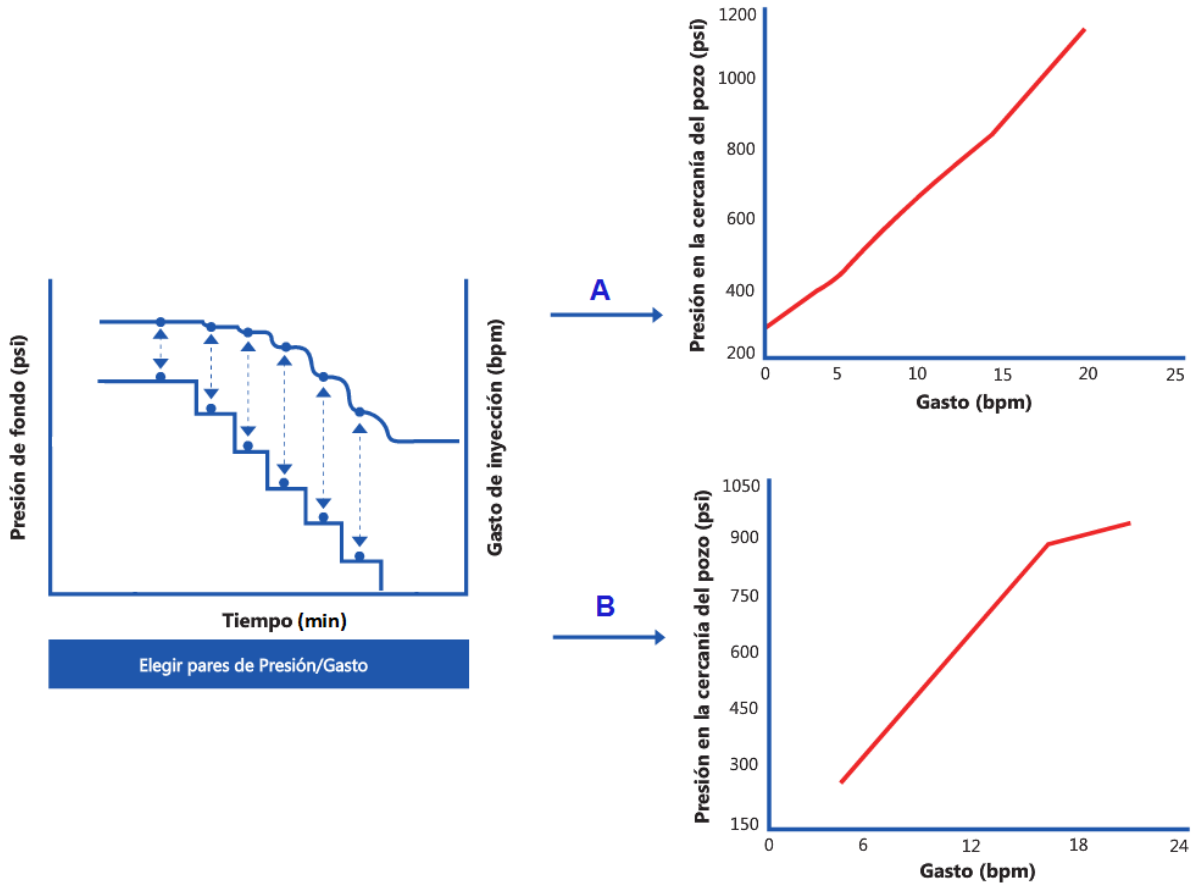


Fig. 5.3. Prueba de inyección step down para identificar la presión por efecto de los disparos (A) y por tortuosidad (B) (Adaptada de Antuñano²⁸, 2011).

c) Gráfico de la prueba de retorno (flowback)

La presión de cierre se puede estimar a partir del análisis de la curva de retorno, pero para que esta curva sea representativa, el gasto de flujo de retorno debió haber sido diseñado correctamente. El punto de intersección de dos rectas, una tangente al punto de inflexión y la otra tangente al cambio de la curvatura, será la presión de cierre (Fig. 5.4.B). Cabe señalar que esta prueba de retorno rara vez se hace en campo debido a que el tiempo que se requiere para su ejecución es largo y no es conveniente tener el pozo cerrado por largos periodos a menos que sea necesario.

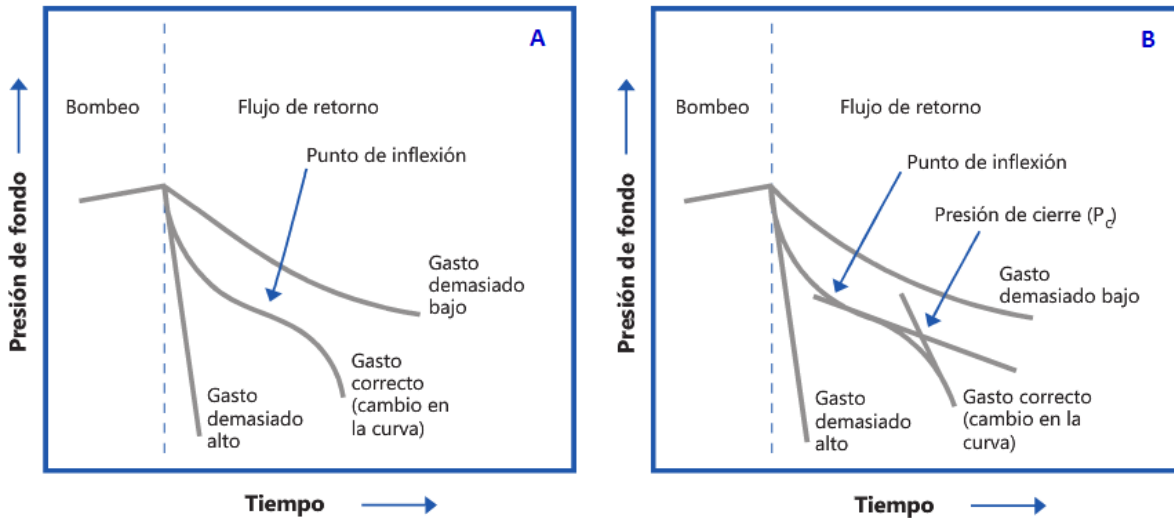


Fig. 5.4. Prueba de retorno para identificar la presión de cierre (Adaptada de Antuñano²⁸, 2011).

d) Gráfico de la función G contra la presión de fondo

La función G proporciona un gráfico especializado, útil para describir el comportamiento de la pérdida normal de fluido a lo largo de una fractura al linealizar el comportamiento de la presión. Una pérdida normal de fluido tiene lugar cuando es constante durante el cierre. Cualquier desviación de la curva se usa para identificar otro mecanismo de pérdida de fluido (Fig. 5.6).

Se asume que la pérdida ocurre en un medio homogéneo y la geometría de la fractura es constante una vez que se detiene el bombeo, caso que puede ser modificado y adaptado a un comportamiento no ideal como ocurre en la realidad. Esta función permite determinar principalmente la eficiencia del fluido de fractura y el coeficiente de pérdida de fluido.

Caso ideal

La gráfica de la función G en un caso de pérdida normal de fluido se caracteriza principalmente porque la función $G \frac{dP}{dG}$, conocida como función superposición, tiene una pendiente positiva constante similar a una línea recta que pasa por el origen, forma que conserva hasta el cierre de la fractura.

La relación entre la caída de presión y la función G es:

$$G(\Delta t_D) = \frac{P_{wDB} - P_w(\Delta t_D)}{\frac{\pi R_p C_L \sqrt{t_P}}{2C_f}} \quad \text{Ec. 5.1}$$

$$\Delta t_D = \frac{\Delta t}{t_P} \quad \text{Ec. 5.2}$$

donde:

P_{wDB} = Presión de fondo al detener el bombeo [psi]

P_w = Presión de fondo del tratamiento (presión hidrostática más la presión de tratamiento) [psi]

R_p = Razón entre el área de pérdida del fluido y el área de fractura [adimensional]

C_L = coeficiente de pérdida de fluido a la formación [pie/min^{1/2}]

C_f = coeficiente de conformidad de la fractura [pie/psi]

$G(\Delta t_D)$ = Función G del tiempo de pérdida de fluido [adimensional]

Δt = Tiempo de paro del bombeo [hrs]

t_p = Tiempo de bombeo [hrs]

Δt_D = Tiempo [adimensional]

El coeficiente de conformidad de la fractura define la relación entre la presión neta y el ancho promedio de fractura.

$$C_f = \frac{\bar{W}}{P_{net}} \quad \text{Ec. 5.3}$$

donde:

C_f = Coeficiente de conformidad de la fractura [pie/psi]

\bar{W} = Ancho promedio de la fractura [pie]

P_{net} = Presión neta [psi]

La pendiente de la declinación de presión (P^*) con respecto a la función G se define como:

$$P^* = \frac{\pi R_p C_L \sqrt{t_p}}{2 C_f} \quad \text{Ec. 5.4}$$

El gráfico de la función G contra la declinación de presión de una fractura de comportamiento ideal (Fig. 5.5) está representado por una línea recta cuya pendiente (P^*) es equivalente a:

$$P^* = \frac{ISIP - P_c}{G_c} = \frac{P_{net}}{G_c} \quad \text{Ec. 5.5}$$

donde:

P^* = Pendiente de la declinación de presión con respecto a la función G [psi]

$ISIP$ = Presión de cierre instantánea [psi]

P_c = Presión de cierre [psi]

G_c = Valor de la función G a la presión de cierre [adimensional]

P_{net} = Presión neta [psi]

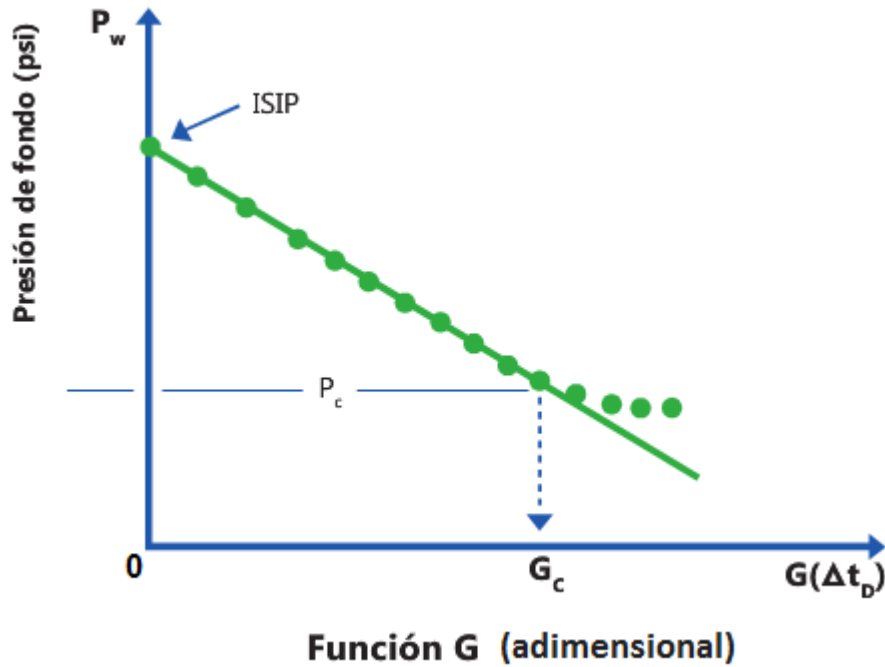


Fig. 5.5. Gráfico de la presión de fondo contra la función G, cuya curva es una línea recta (Adaptada de Antuñano²⁸, 2011).

El cierre de fractura se identifica fácilmente con la curva de la función superposición (curva roja) cuando ésta se desvía de la tendencia de una línea recta con pendiente positiva que pasa por el origen (azul). La curva de presión (verde) y la de la derivada de la presión respecto a G (negra) describen de manera complementaria el comportamiento de una pérdida normal de fluido fracturante cuando se induce una fractura (Fig. 5.6).

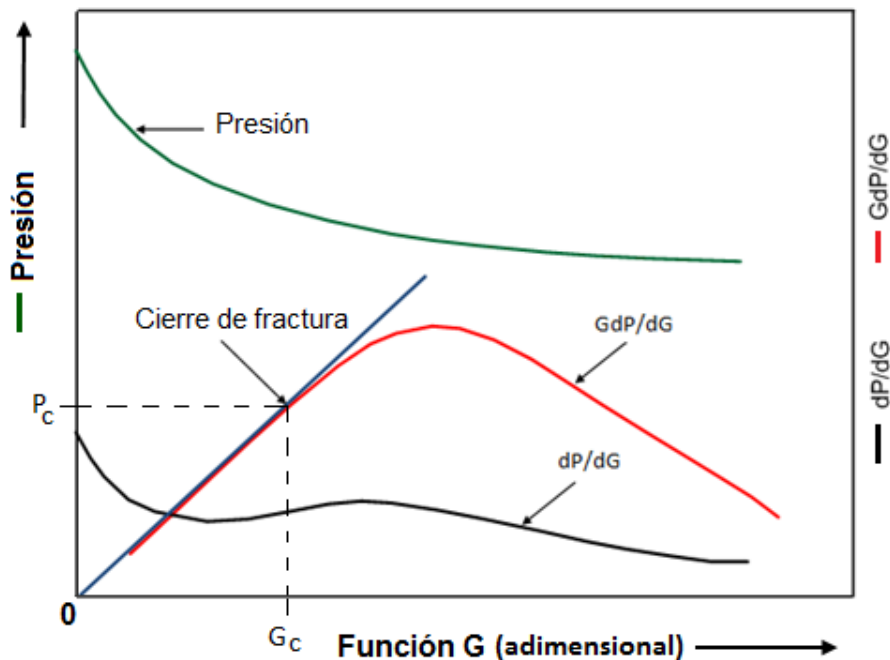


Fig. 5.6. Función G para determinar la presión de cierre de la fractura.

Al igualar las ecuaciones 5.5 y 5.6 y despejando es posible obtener el coeficiente de pérdida de fluido (C_L)

$$C_L = \frac{2C_f P_{net}}{\pi R_p G_C \sqrt{L_p}} \quad \text{Ec. 5.6}$$

El valor de la presión de la función G a la presión de cierre (G_c) permite calcular la eficiencia del fluido fracturante η_f mediante la siguiente ecuación:

$$\eta_f = \frac{G_c}{2\kappa + G_c} \quad \text{Ec. 5.7}$$

donde:

η_f = Eficiencia del fluido de fractura [fracción]

κ = Factor de corrección por la pérdida instantánea del filtrado [adimensional]. Normalmente se considera que no hay pérdida instantánea de filtrado en la formación durante la propagación de la fractura, esto es $\kappa=1$.

Comportamiento no ideal

Para describir el comportamiento no ideal de la fractura se establecen las ecuaciones:

$$P^* \neq \text{constante durante la declinación} \quad \text{Ec. 5.8}$$

$$\eta_f = \frac{G_c}{2\kappa + G_c} \quad \text{con } \kappa \neq 1 \quad \text{Ec. 5.9}$$

A continuación se ilustran brevemente las gráficas de los mecanismos comunes de pérdida de fluido que se pueden identificar con la gráfica de la función G.

- Pérdida de fluido en la formación controlada por la presión de la zona invadida o del yacimiento.

La pérdida de fluido controlada por la presión (PDL por sus siglas en inglés) tiene lugar cuando se generan fracturas secundarias que intersecan a la fractura principal. Esto tiene como consecuencia una pérdida de fluido más rápido de lo esperado ya que las fracturas adicionales proporcionan una mayor superficie de la matriz expuesta por donde el fluido fracturante se pierde.

La pérdida de fluido fracturante hacia la formación está controlada, además, por la generación de un enjarre en las paredes de la fractura, en caso de no formarse este enjarre, el fluido de tratamiento se filtrará hacia la formación controlado sólo por las restricciones impuestas por la presión del yacimiento.

Estos fenómenos se pueden identificar debido a que la curva de la derivada $G \, dP/dG$ tiene una forma cóncava hacia abajo que pasa por encima la línea recta que pasa por el origen que describe la pérdida normal de fluido (Fig. 5.7). Cuando la curva de la función superposición toca la línea recta se alcanza la presión de apertura de las fisuras, posteriormente, la sección de la curva que coincide con esta línea recta es la porción en la que hay una pérdida de fluido

normal. La presión de cierre se identifica cuando la derivada $G \frac{dP}{dG}$ se empieza a desviar de la línea recta. Al final de esta curva, la presión muestra un declive normal.

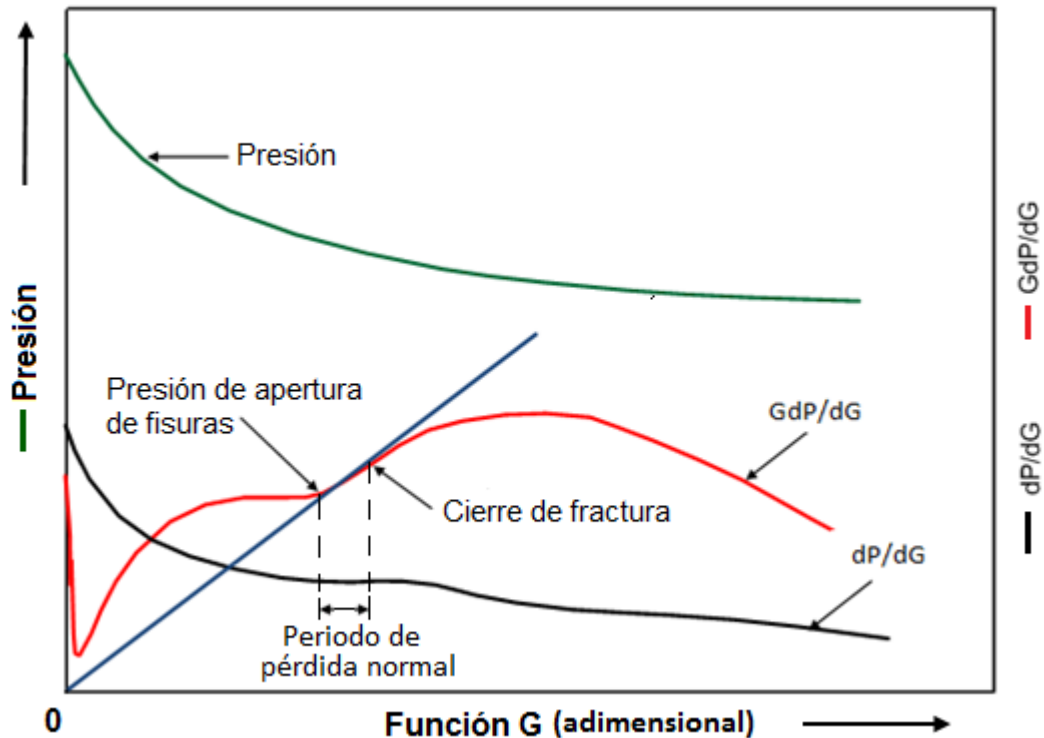


Fig. 5.7. Función G para identificar la pérdida de fluido debido a la conexión de la fractura principal inducida con una red de fracturas secundarias, o bien por la falta de la formación de un enjarre en las paredes de la fractura.

- Almacenaje transversal o recesión de la altura de la fractura

Si el fluido se está perdiendo más lento de lo esperado en una pérdida normal se entiende que la fractura tiene algún mantenimiento de presión y este comportamiento se puede explicar por la causa de dos fenómenos.

El primero de ellos es el almacenaje transversal que tiene lugar cuando la fractura principal interseca una red de fracturas secundarias, ya sea natural o inducida. La diferencia de este caso con el anterior, es que las fracturas secundarias proporcionan un soporte adicional de presión en lugar de una superficie adicional para la pérdida de fluido.

El otro fenómeno es la recesión de la altura de la fractura que se genera cuando la fractura se propaga a través de estratos contiguos impermeables durante la inyección (Fig. 5.8).

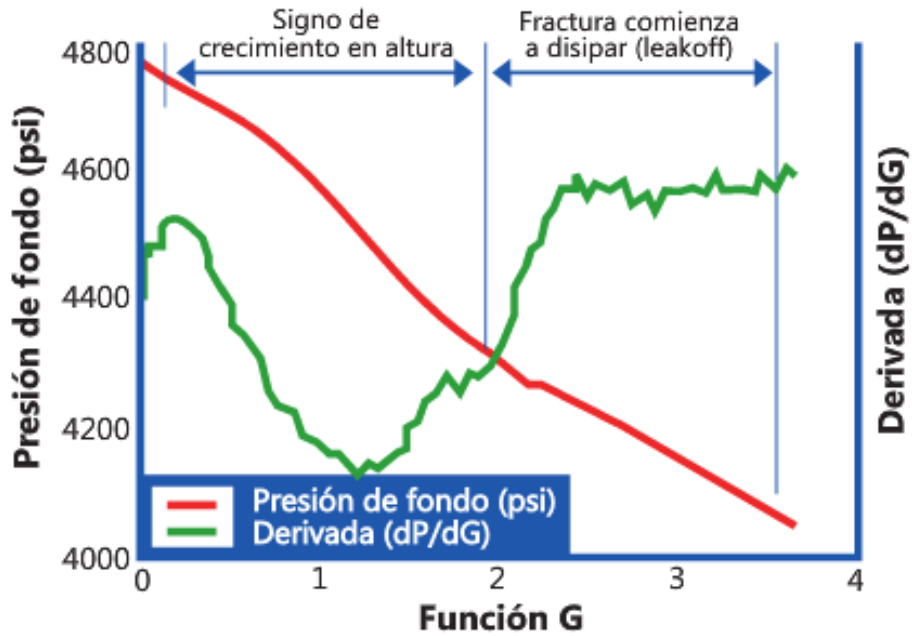


Fig. 5.8. Función G que describe el crecimiento de la altura hacia zonas impermeables (Adaptada de Antuñano²⁸, 2011).

En el caso normal, el fluido se pierde por toda la superficie de la fractura; en caso de recesión de la altura de la fractura, la pérdida se tiene sólo en la porción de la fractura que esté en contacto con una zona permeable. Como consecuencia, la pérdida es menor que en el caso normal. Posteriormente la fractura se empieza a cerrar en los estratos impermeables (recesión de la altura), durante este periodo la caída de presión incrementa y una vez que la altura de la fractura se encuentra en la zona permeable, toda la superficie de la fractura contribuye a la pérdida de fluido, dando como resultado un periodo de pérdida normal.

Los rasgos característicos de esta gráfica son:

La curva de la derivada $G \frac{dP}{dG}$ se encuentra por debajo de la línea recta de la pérdida normal y se observa como una curva cóncava hacia arriba. Similar al caso anterior, el inicio del cierre de la fractura está representado por el cambio de la curvatura (Fig. 5.9).

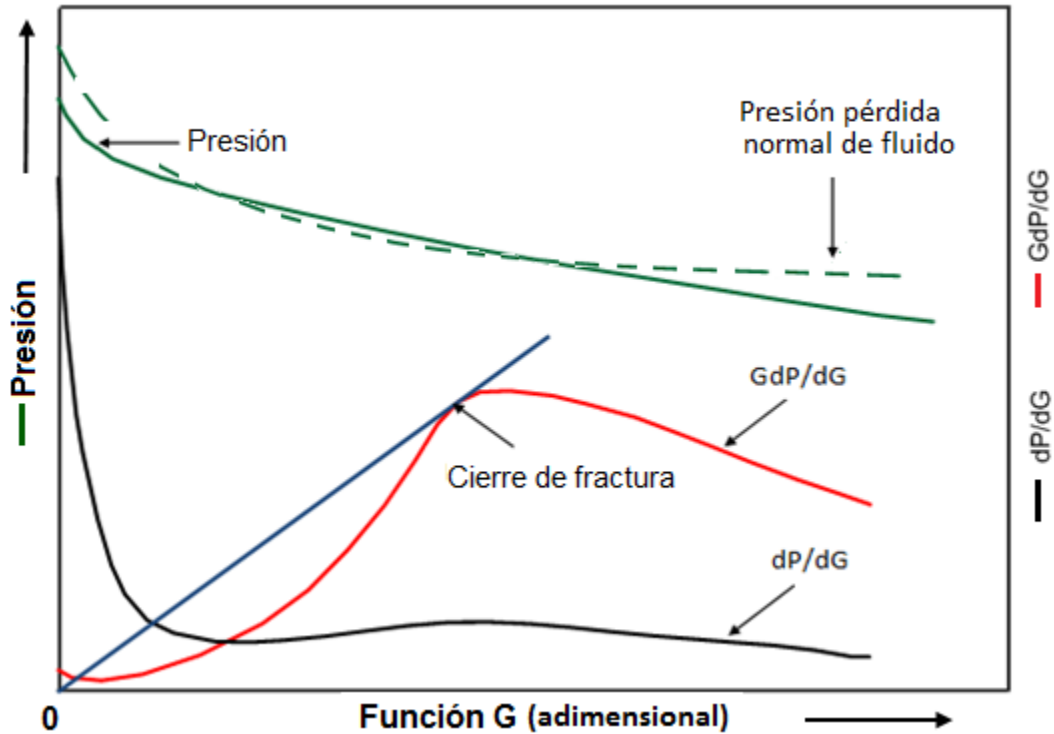


Fig. 5.9. Gráfica de la función G en caso de almacenaje transversal y/o recesión de la altura de la fractura.

- Extensión de la longitud de fractura

Se caracteriza por el crecimiento longitudinal de la fractura cuando el bombeo se ha detenido y el pozo se cierra. Generalmente ocurre en yacimientos de baja permeabilidad donde la energía, que normalmente se libera a través de la pérdida de fluido, se transfiere a la punta de la fractura resultando en la extensión de la longitud.

Al graficar la variación de la presión neta con respecto a la función G, la curva muestra una forma convexa al paro del bombeo, lo que indica una extensión longitudinal de la fractura. La segunda sección de la curva indica la recesión longitudinal y el inicio del cierre de la misma (Fig. 5.10).

La gráfica de la función derivada es similar a la pérdida de fluido dependiente de la presión y en algunos casos es difícil diferenciar entre ambos fenómenos. La curva $G \frac{dP}{dG}$ inicialmente tiene una pendiente positiva que posteriormente decrementa dando lugar a una curva cóncava hacia abajo (Fig. 5.11).

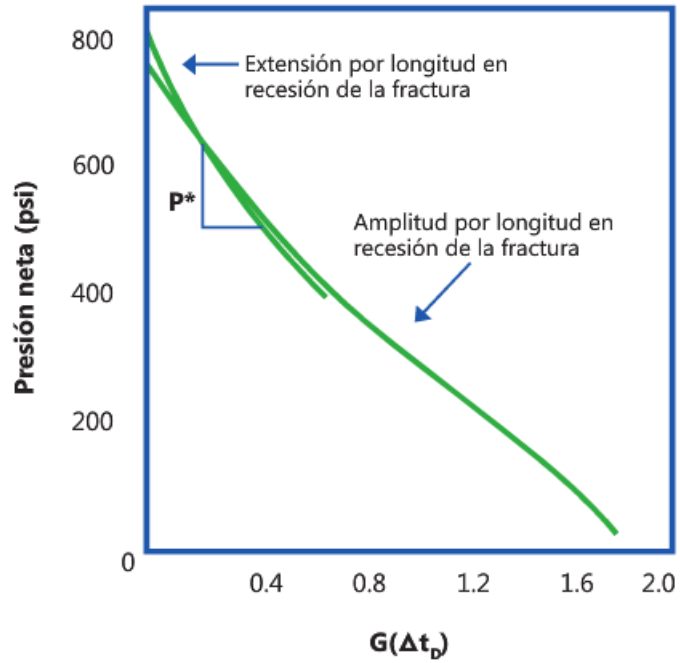


Fig. 5.10. Función G para identificar la extensión longitudinal de la fractura (Antuñano²⁸, 2011).

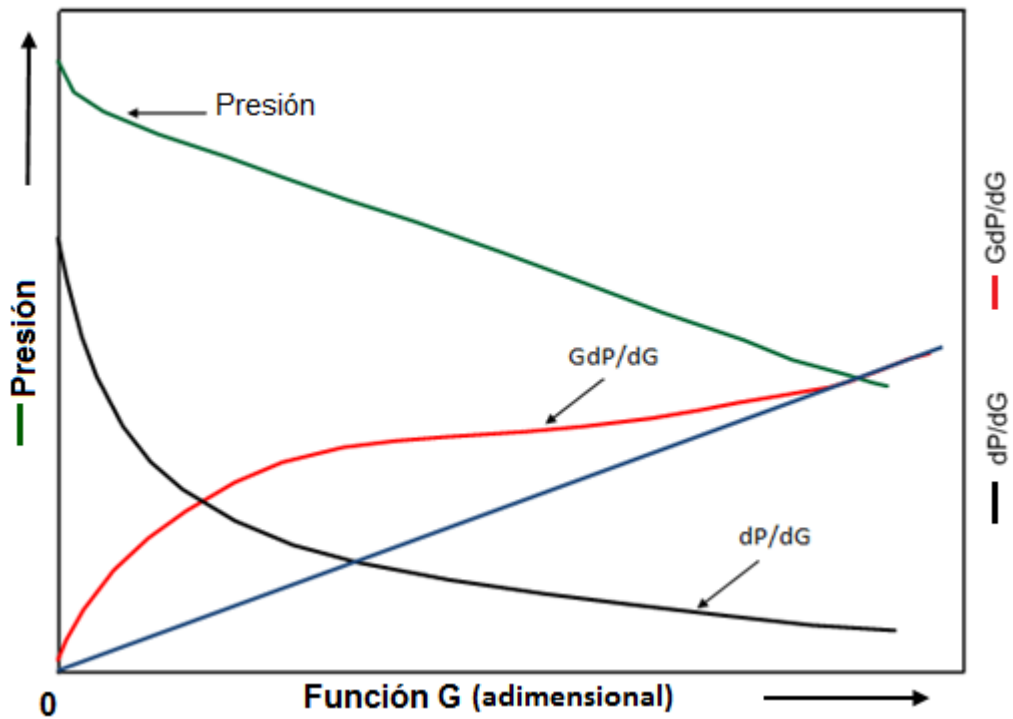


Fig. 5.11. Función G en caso de generarse extensión de la punta de la fractura.

e) Gráfico Nolte-Smith

La interpretación de los valores de presión neta respecto al tiempo está relacionada con la geometría de la fractura hidráulica. Una manera de analizarlo es a partir del gráfico Nolte-Smith y sirve para confirmar la geometría real de la fractura después de su cierre. Lo que se hace es graficar la presión neta de la fractura contra el tiempo en escala logarítmica y a partir de los cambios del valor de la pendiente de la curva se puede interpretar la geometría de la fractura (Fig. 5.12 y Tabla 5.1).

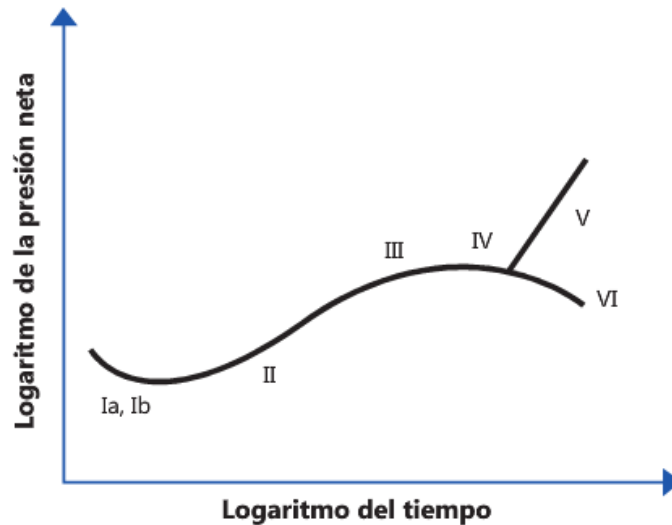


Fig. 5.12. Gráfico Nolte-Smith para estimar la geometría de la fractura (Antuñano²⁸, 2011).

TIPO DE PROPAGACIÓN	PENDIENTE	INTERPRETACIÓN DE LA GEOMETRÍA DE LA FRACTURA SEGÚN LA PENDIENTE
Ia	-1/6 a -1/5	KGD
Ib	-1/8 a -1/5	Radial
II	1/6 a 1/4	PKN
III	Reducción de II	Crecimiento en la altura controlado. Fisura sensible al esfuerzo.
IV	0	Crecimiento en la altura. Dilatación de fisura. Fisura en forma de "T"
V	≥1	Extensión restringida.
VI	Negativa después de IV	Crecimiento de altura incontrolado

Tabla. 5.1. Valores de las pendientes para determinar la geometría de la fractura según el modelo desarrollado por Nolte-Smith. Ver Sección 4.1.5 para más detalles (Adaptada de Antuñano²⁸, 2011).

5.3 Caso de estudio

Con la ejecución de una prueba de minifrac en el pozo de interés se busca conocer los parámetros necesarios para evaluar la viabilidad de realizar el tratamiento principal de fracturamiento hidráulico apuntalado.

5.3.1 Información previa

a) Ubicación

El pozo Jun 1 se ubica al noroeste del estado de Tabasco, a 55 km al oriente de puerto de Coatzacoalcos, Veracruz (Fig. 5.13). Perteneciente a la Cuenca Salina del Istmo, de la Provincia geológica Cuencas Terciarias del Sureste en los cuerpos arenosos propios de la Formación Encanto y estructuralmente la arena EN-18, considerada en este caso, se localiza en el punto más alto de la cuenca.

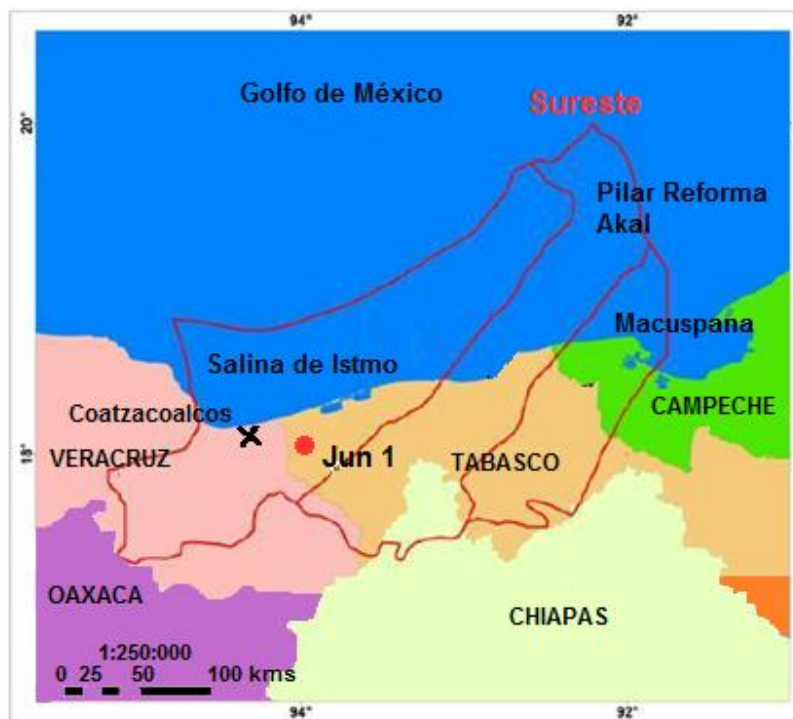


Fig. 5.13. Ubicación geográfica del pozo Jun 1 y de la Cuenca Salina del Istmo, perteneciente a la Provincia Petrolera Sureste (Adaptada de Robles³⁴, 2013).

b) Columna geológica y sección estructural

El intervalo potencial para explotación de hidrocarburos se encuentra a la profundidad de 2705 md hasta los 2795 md, sin embargo, el intervalo de interés acondicionado para explotación, es decir disparado, en este caso está a una profundidad de 2705-2775 metros desarrollados y 2404-2474 metros verticales y se encuentran en la arena identificada como EN-18 (Fig. 5.14).

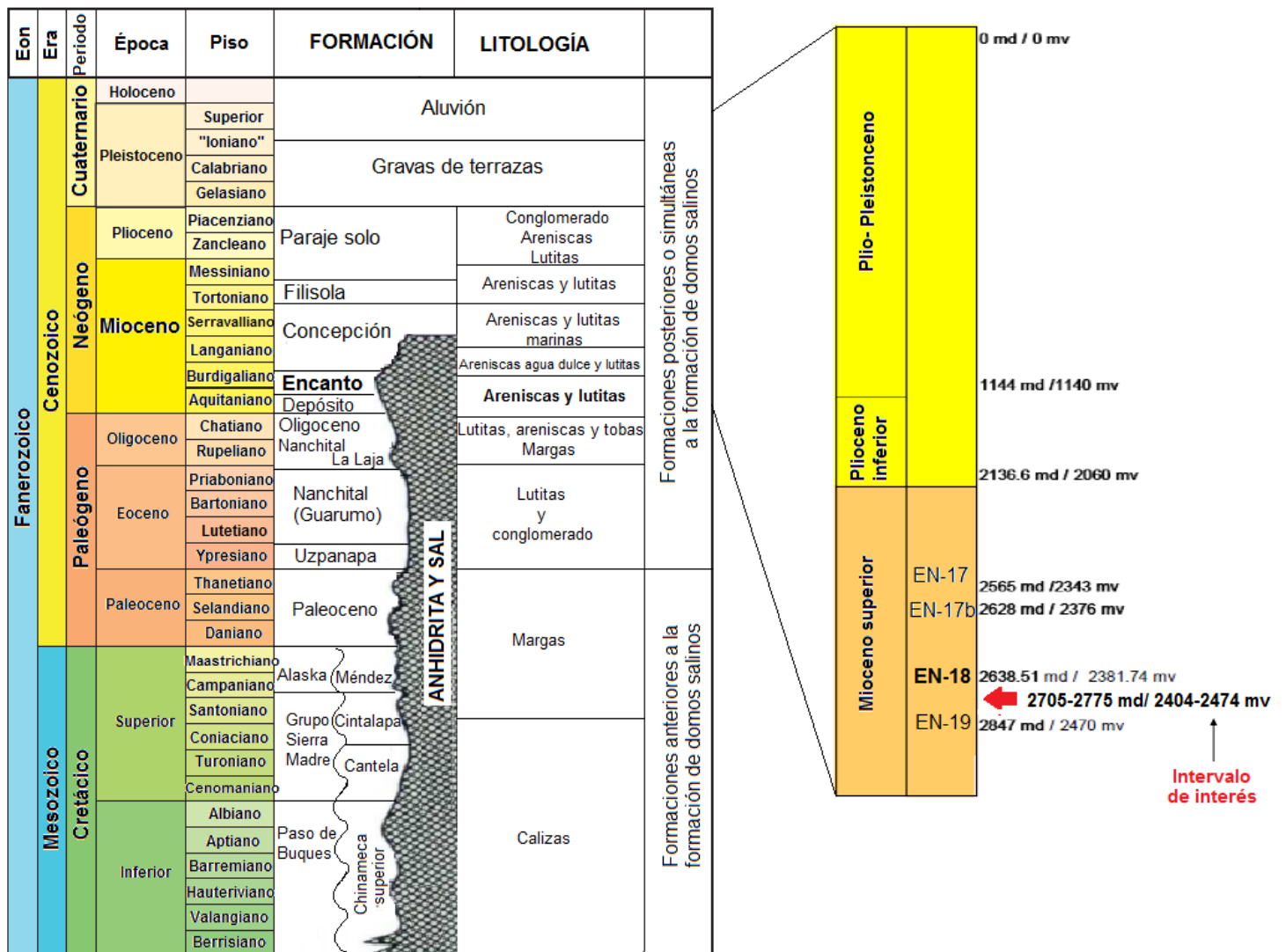


Fig. 5.14. Izquierda. Columna geol3gica de la Cuenca Salina del Istmo. Derecha. Intervalo disparado en la Formaci3n Encanto.

El pozo Jun 1 est3 correlacionado con tres pozos vecinos de los que se tienen antecedentes de producci3n, cada uno de los cuales tiene una ficha que resume sus caracteristicas, como se observa a continuaci3n (Fig. 5.15).

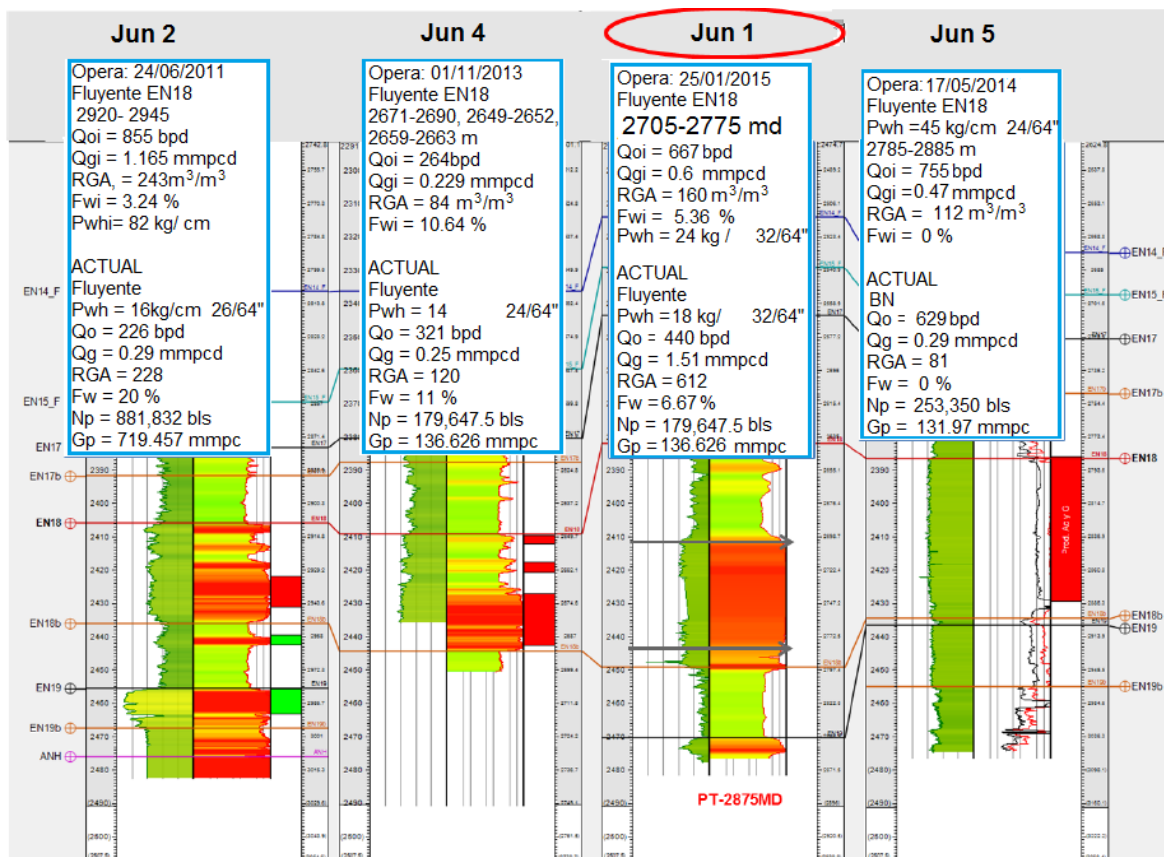


Fig. 5.15. Correlación del pozo Jun 1 con pozos vecinos, todos ellos fluyentes en la arena Encanto 18.

c) Evaluación petrofísica

El intervalo de interés identificado según el registro eléctrico coincide con el determinado según el registro RST (Reservoir Saturation Tool). La formación tiene una porosidad del 22% y su saturación de agua es del 14%. Es un pozo de aceite y su reserva remanente calculada es de 244,223 barriles. A continuación se incluyen los registros geofísicos corridos en el pozo Jun 1 (Fig. 5.16).

De izquierda a derecha. En el carril 1 la sección de color azul indica la formación Encanto-18 y la rosa, la misma formación solo que la sección identificada como la arena Encanto 19. En el siguiente carril se tiene el registro de rayos gama, con el cual se identificó la litología de la formación, la cual es arena con intercalación de lutitas. Desde la profundidad de 2700 md hasta los 2790 md se tiene una sección más arenosa, por lo tanto de mayor permeabilidad, seguido de un intervalo más arcilloso que se termina a la profundidad de 2850 md.

En el carril 3 se indica la profundidad en metros verticales desarrollados y como se observa, el intervalo de interés (2705-2775md) se encuentra en la formación EN-18. En el carril 4 está el registro eléctrico que mide la resistividad de la roca pudiéndose leer altos valores, lo que indica la presencia de hidrocarburos desde los 2700 md hasta los 2775 md, porque además se tiene buena porosidad. A la derecha se tienen datos de porosidad y saturación de agua de tres intervalos impregnados de hidrocarburos en profundidades puntuales.

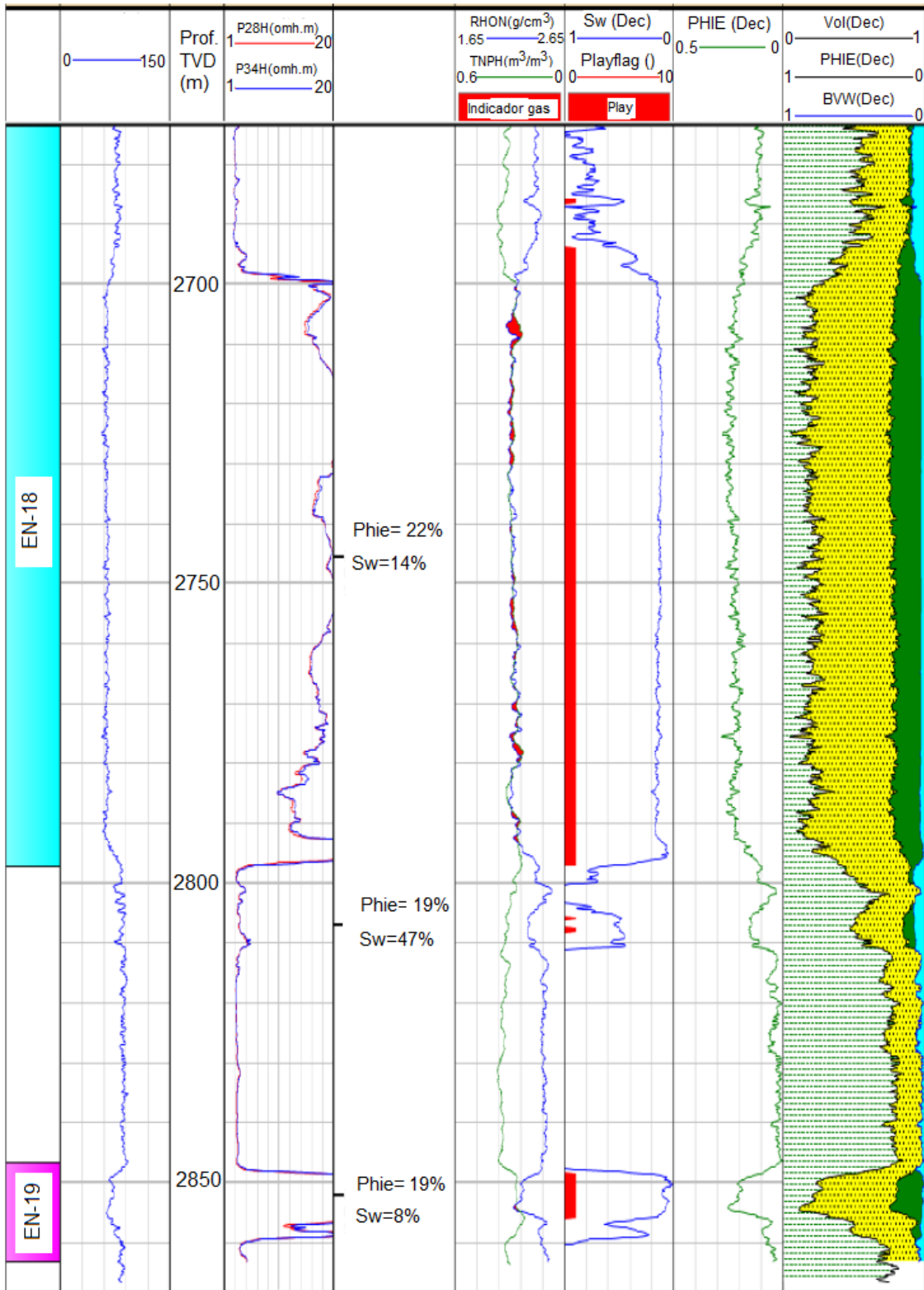


Fig. 5.16. Registros corridos en el pozo Jun 1 junto con los registros procesados.

El carril 6 es el registro de densidad neutrón. La línea azul corresponde al registro de densidad y la verde al neutrón. La intersección de estas dos curvas indica la presencia de gas marcada en color rojo que es mínima para este caso.

El registro RST, en el carril 7, permite identificar la zona impregnada de hidrocarburo. Se observa que todo el intervalo de interés tiene baja saturación de agua, menor a 0.2%.

El octavo carril es el registro de porosidad procesado, el cual indica una buena porosidad en la profundidad a la que se encuentra el pozo. Siendo las siglas PHIE correspondientes a porosidad efectiva medida en decimales (Dec). Y por último se tiene el registro procesado de todos los registros petrofísicos que se corrieron en el pozo. La sección verde achurada corresponde a arcilla, la amarilla es arena, la sección verde se encuentra impregnada de hidrocarburo y la zona azul indica el agua.

d) Antecedentes del pozo

Perforación

El pozo se perforó del 7 de Noviembre al 26 de Diciembre de 2014. Se hincó la tubería conductora TR de 13 3/8" y se continuó la perforación con una barrena PDC de 12 ¼" hasta 150 metros desarrollados. Se cambió la barrena y la sarta direccional con motor de fondo hasta los 991 md, profundidad a la cual se cementó la TR de 9 5/8" y 36 lb/pie.

Se continuó la perforación con una barrena PDC 8 3/8" y sarta de perforación direccional. Se bajó TR de 7", 26-29 lb/pie, N-80 a 2872 metros, procedimiento durante el cual se perdieron 17 m³ del lodo de perforación (segunda etapa), al circular se perdieron 7 m³ del lodo de control y se cementó la TR.

Se efectuó el registro de cementación de 2753 md a 841 m y posteriormente se reconoció la profundidad interior a 2860 md. Finalmente se efectuó desplazamiento de emulsión inversa para lavar el pozo, se bombeó un bache de 30 m³ de salmuera, se efectuaron los registros RST de 2857 md a 2000 md y el registro de cementación de 2857 a 2700 md.

Para perforar el pozo se utilizó lodo polimérico en la primera etapa y de emulsión inversa en la segunda con las características resumidas en la Tabla 5.2.

PROPIEDADES	ETAPA 1 9 5/8"	ETAPA 2 7"
Profundidad inicio(m)	44	991
Profundidad término (m)	991	2875
Tipo de fluido	KCl polimérico	Emulsión inversa
Densidad (gr/cm ³)	1.12 – 1.22	1.22 – 1.45
Viscosidad plástica (cp)	11 – 33	27 – 67
Yield point (lb/100 ft ²)	7 – 24	12 – 51
Filtrado (ml)	5 - 7	2 – 3.2
Sólidos (%)	6 – 14	12 – 22
Salinidad (ppm x 1000)	34.5 – 50.7	20.5 – 23.8
pH	10 – 11	/

Tabla 5.2. Propiedades de los fluidos de perforación.

Se reportaron pérdidas de fluido de perforación a las profundidades de 991 a 2875 md con un total de 41.8 m³.

Terminación

Se llevó a cabo del 26 de Diciembre de 2014 al 21 de Enero de 2015. El 29 de Diciembre se disparó el intervalo 2705-2775 md con pistolas tipo TCP, fase 72 y 17 cargas por metro.

Se bajó el aparejo de producción definitivo de 2 7/8", N-80/ J-55, 6.5 lb/pie con empacador hidráulico a 2572.48 md, camisa deslizable a 2376 md y cuatro mandriles de bolsillo.

Se llevaron a cabo inducciones con tubería flexible inyectando nitrógeno y también se bombeó xileno. El pozo fue cerrado por intervalos de algunas horas en repetidas ocasiones y al abrirse se observaban abatimientos de presión en cuestión de pocas horas.

Estimulaciones e intervenciones

El 21 de Enero de 2015 se registró un aforo inicial de $Q_o=667$ bpd, $Q_g=0.6$ mmpcd, $F_w=5.36\%$, una $RGA=160$ m³/ m³ y presión en la tubería de producción de 24 kg/cm². En el mes de Abril se registró una baja producción por alta RGA; la presión en la TP el día 6 fue de 18 kg/cm².

Los primeros días de Mayo se realizó una estimulación no ácida y se cerró el pozo por 12 horas y cuando se abrió aportó productos de estimulación con un poco de aceite, la presión se abatió hasta 11 kg/ cm².

El pozo se cerró por baja recuperación a mediados del mismo mes. La producción acumulada es de $N_p=56,138$ bls, $G_p=76,300$ mmpc y $W_p=3,476$ bls.

e) Datos del pozo

Los datos que se tienen del pozo Jun 1 son aspectos generales, resumidos en las siguientes Tablas (5.3 y 5.4), y el estado mecánico (Fig. 5.17).

POZO: JUN 1			
TIPO DE OPERACIÓN: MINIFRAC			
TIPO DE POZO: PRODUCTOR DE ACEITE			
DATOS DE FORMACIÓN			Observaciones
Formación:	Encanto-18		
Espesor bruto:	70	mv	
Espesor neto:	23	mv	
Porosidad:	22	%	
Permeabilidad:	50	mD	
Saturación de agua:	14	%	
Corte de agua:	/		
Contacto agua-aceite:	/		
DATOS DEL YACIMIENTO			Observaciones
Presión de fondo estática:	255.43	kg/cm ²	Estimada de yacimiento
Presión de fondo fluyendo:	93.5 @2690 md	kg/cm ²	RPF
Factor de daño:	/		
Gradiente de fractura:	/	psi/ft	
DATOS DEL POZO			Observaciones
Diámetro promedio del aparejo de producción:	2 7/8	pg	Estado mecánico
Peso nominal del aparejo de producción:	6 ½	lb/ft	
Grado del aparejo de producción:	N-80		Estado mecánico Hidráulico
Profundidad promedio del empacador:	2572.48	md	
Presión diferencial del empacador:	8000	psi	
Temperatura de fondo:	74.05 @2690md	°C	Temperatura esperada
Intervalos disparados:	2705-2775	md	
Intervalos disparados:	2404-2474	mv	
Diámetro de disparos:	0.2	pg	
Tipo de pistolas:	PJOHMX	Fase 72°	
Densidad de disparos:	17	c/m	
DATOS DE PRODUCCIÓN			Observaciones
Gasto de aceite:	440	BPD	Esperado
Presión en la cabeza:	/	kg/cm ²	
Relación Gas-Aceite:	/	m ³ /m ³	
Gravedad específica del aceite:	/	°API	
Densidad relativa del aceite	/	gr/cc	
Presencia de H ₂ S o CO ₂	No		0.18% Mol CO ₂

Tabla 5.3. Datos generales del yacimiento y del pozo.

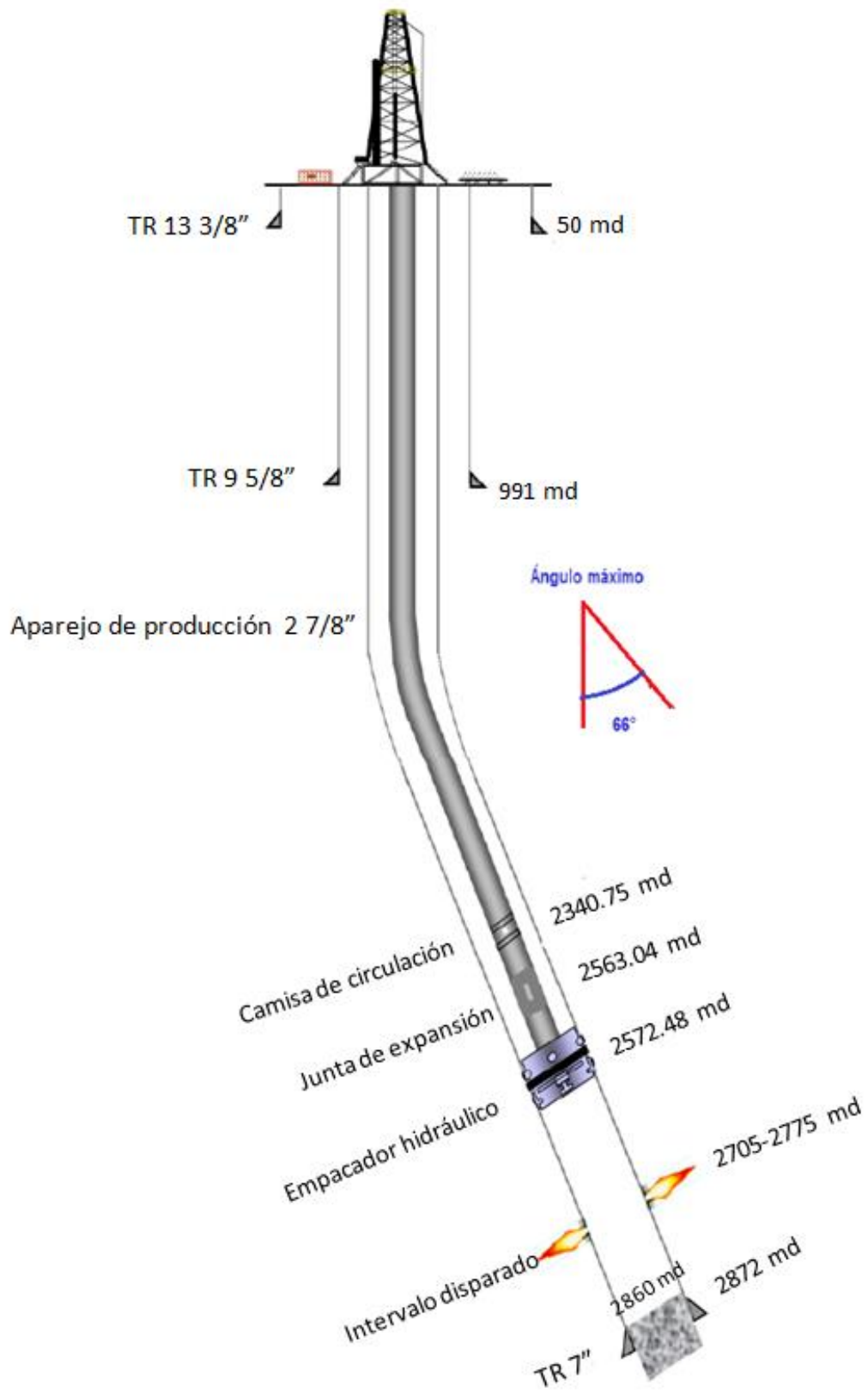


Fig. 5.17. Estado mecánico del pozo Jun 1.

FORMACIÓN	PROFUNDIDAD [m.v.b.m.r.]
Plio-Pleistoceno	Aflora
Plioceno inferior	1151.8
Plioceno superior	2067.8
Profundidad total real	2493.4

DISTRIBUCIÓN DE TR's				
Etapas	Diámetro [pg]	Grado	[lb/pie]	Intervalo [md]
1	9 5/8	J-55	36	0-991
2	7	N-80	26	0-2695
	7	N-80	29	2695-2872

APAREJO DE PRODUCCIÓN		
Descripción	Longitud [m]	De - a [md]
Asiento de canica expulsable	0.14	2585.22 - 2585.04
Empacador hidráulico	3.2	2575.68 - 2572.48
Junta de expansión	5.64	2563.04 - 2557.40
Camisa de circulación	0.94	2341.69 - 2340.75
Bola colgadora	0.3	5.05 - 5.05

DATOS COMPLEMENTARIOS
Capacidad del pozo al tope del primer disparo (2705m): 10.14 m ³
Presión máxima permisible del árbol de producción: 5,000 psi

Tabla 5.4 Datos adicionales del estado mecánico del pozo.

5.3.2 Ejecución del minifrac

a) Alcance de la prueba de inyección (minifrac)

Una vez desplazada la prueba de minifrac se analizará la declinación de presión con el propósito de identificar principalmente: la presión y tiempo de cierre, el gradiente de fractura, la eficiencia del fluido, la presión de cierre instantáneo y la presión por fricción en los disparos y debido a tortuosidad.

En una estimulación de fracturamiento hidráulico, como en cualquier proceso, existen riesgos que, en este caso, se pueden deber a distintas causas, por ejemplo: fuga excesiva de los fluidos de tratamiento hacia la formación, cambio en las propiedades del fluido causadas por contaminantes y eventos no planeados durante la ejecución del trabajo.

b) Requerimientos del equipo

El equipo requerido para la operación se muestra en la Tabla 5.5 y en la Figura 5.18.

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
Unidad de bombeo	4
Pipa de transporte de fluido	2
Sistema de adquisición de datos	1
Flow meter líquido-gas	2
Radios	3
Transductor de presión	3

Tabla 5.5 Requerimientos de equipo.

Junto con la instalación del equipo necesario se instaló protector de medio árbol de 15,000 psi.

Es requisito que todo el personal que intervenga en la operación cuente con el equipo de protección individual adecuado que consta de: guantes, botas, lentes de protección, overol, casco y protectores auditivos. El personal a cargo del manejo de los fluidos de tratamiento, deberá contar además con mascarillas de seguridad.



Fig. 5.18. Equipo necesario para un minifrac.

Las siguientes fotografías se tomaron en el pozo Jun 1 una vez concluida la instalación del equipo necesario para la prueba minifrac (Fig. 5.19), donde se observa el cabezal del pozo y las líneas por las que se bombeará el tratamiento, los cables amarillos corresponden a los sensores que van del pozo y las líneas hasta la cabina de control y adquisición de datos. Se aprecia que la zona está acordonada pues no se permite el ingreso al área de trabajo a ninguna persona ajena a los

encargados del tratamiento. También se pueden ver los pozos vecinos y las unidades de bombeo con las que se le dará la presión necesaria a los fluidos a inyectar.



Fig. 5.19. Unidades de bombeo, pozos vecinos y pozo Jun 1 con equipo para prueba de minfrac.

c) Fluido de fractura

El fluido de fractura diseñado para este caso fue un gel base agua constituido por una celulosa derivada de dos polisacáridos y reticulado con zirconato.

Se utilizaron en total ocho aditivos, con las siguientes funciones: bactericida, inhibidor de arcillas, surfactante, buffer (regulador de pH), reticulante, agente gelificante y dos tipos de rompedores.

Para la prueba se recomendó el uso de 50 m³ de gel de fractura activado (Fig. 5.20).



Fig. 5.20. Gel de fractura activado con el que se realizó la prueba de minifrac en el pozo Jun 1.

d) Presión máxima de operación

Para calcular la presión máxima de operación en el fondo se toma en cuenta el 80% de la resistencia a la presión interna de la tubería de revestimiento (Tabla 5.6), con la que está terminado el pozo en la zona de interés, y la presión de yacimiento.

Diámetro exterior [pg]	Grado	Peso [lb/pie]	Diámetro interior [pg]	Drift [pg]	Resistencia presión interna [psi]	Resistencia colapso [psi]	Resistencia tensión [lb]	Distribución [m.d.b.m.r.]
9 5/8	J-55	36	8.921	8.765	3520	2020	564,000	0-991
7	N-80	26	6.276	6.151	7240	5410	604,000	0-2694.96
	N-80	29	6.184	6.059	8160	7030	676,000	2694.96-2872

Tabla 5.6. Características de la tubería de revestimiento.

Por lo tanto, la presión máxima de trabajo en el fondo (máxima BHTP) es:

$$BHTP_{max} = 0.8 * R_{pI} + P_y \quad \text{Ec. 5.10}$$

$$0.8 * 8160 \text{ psi} + 3633 \text{ psi} = 10,161 \text{ psi} \quad \text{Ec. 5.11}$$

La presión máxima en superficie se calcula de tres maneras distintas: en función de la presión máxima de fondo, la presión hidrostática y la presión de fricción (Ec. 5.12); tomando en cuenta la resistencia de la tubería de producción y en función de la resistencia del árbol de producción.

La primera manera de calcularla es a partir de la siguiente ecuación:

$$P_{w_{max}} = BHTP_{max} - PH + P_{fricc} \quad \text{Ec. 5.12}$$

La presión hidrostática (PH) se calcula al nivel medio de los disparos (2740 m)

$$PH = \frac{\rho * D}{10} \quad \text{Ec. 5.13}$$

$$PH = \frac{1.676 \left[\frac{gr}{cm^3} \right] * 2740 [m]}{10} = 459.224 \text{ kg/cm}^2 \quad \text{Ec. 5.14}$$

De tal manera que al nivel medio de los disparos la presión hidrostática es de 6530 psi.

La presión de fricción en tubería se calcula para diferentes gastos y como el gasto mayor programado para esta prueba minifrac es de 22 bpm es la presión que se tomó en cuenta para el cálculo de la presión máxima de operación en superficie (Fig. 5.21). También se consideran las propiedades del fluido de fractura que, para este caso, es un gel activado inyectado por la tubería de producción del pozo que es de 2 7/8 pg y tiene un diámetro interior de 2.441 pg (Tabla 5.7).

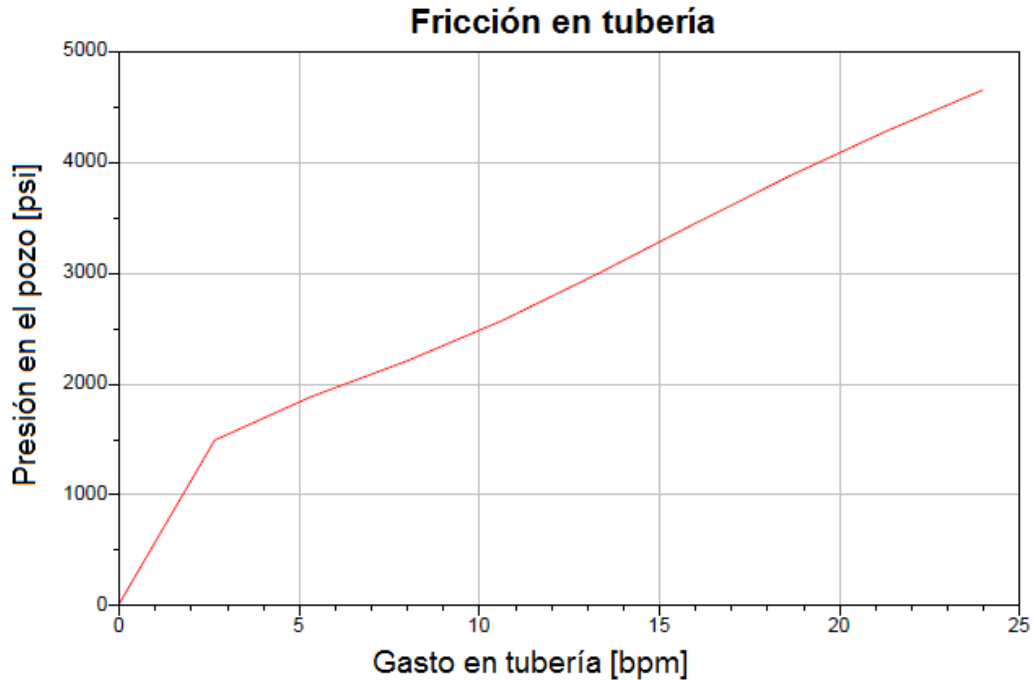


Fig. 5.21. Presión de fricción en la tubería de producción durante el bombeo del gel activado.

Entonces la máxima presión en superficie calculada en función de la máxima presión de trabajo, de la presión hidrostática y de la presión de fricción es:

$$P_{w_{max}} = 10161 \text{ psi} - 6530 \text{ psi} + 4374 \text{ psi} = 8003 \text{ psi} \quad \text{Ec. 5.15}$$

La otra manera de calcular la presión máxima en superficie es tomando como referencia la resistencia de la TP (Tabla 5.7).

Diámetro exterior [pg]	Grado	Peso [lb/pie]	Diámetro interior [pg]	Drift [pg]	Resistencia presión interna [psi]	Resistencia colapso [psi]	Resistencia tensión [lb]
2 7/8	N-80	6.5	2.441	2.347	10,570	11,170	145,000

Tabla 5.7. Características de la tubería de producción.

Si se considera el 80% de su resistencia al estallido o a la presión interna que es de 10,570 psi, se determina que la presión máxima en superficie que es de 8,456 psi \approx 8,400 psi calculada a partir de las características de la tubería de producción.

Como se mencionó al principio de este capítulo, el árbol de producción debe resistir las presiones operativas y es la otra manera de determinar la presión máxima permisible, que en este caso, es de 5,000 psi.

e) Procedimiento del trabajo y cédula de bombeo programada.

Una vez autorizada la operación de minifrac y ubicado el equipo, la compañía responsable de la ejecución llevará a cabo el siguiente plan de trabajo.

1. Realizar una reunión de seguridad y operacional previa en la que se den a conocer los detalles y los riesgos. Posteriormente conectar las líneas de bombeo de superficie a la tubería de producción y una línea de respaldo de alta presión a la de revestimiento. Todo esto con el pozo cerrado.
2. Llevar a cabo una prueba de hermeticidad para verificar que el espacio anular esté aislado, para lo cual se conecta una unidad de alta presión a la TR y se bombea agua dulce hasta 2,000 psi manteniéndola durante 10 minutos. En caso de que la prueba no sea exitosa no se podrá continuar con la operación de minifrac.
3. Conectar la unidad para el control y el monitoreo de la prueba de minifrac.
4. Circular las bombas para verificar su funcionamiento.
5. Probar el corte de seguridad de cada una de las unidades de alta presión.
6. Probar las líneas de superficie con una presión de 8,000 psi durante 5 minutos. En caso de un mal funcionamiento, desfogar la presión y retomar desde el punto 3.
7. Probar línea de alta presión del espacio anular con 2,500 psi durante 5 minutos.
8. Verificar la disponibilidad de agua y aditivos para la preparación del fluido de fractura.
9. Realizar una reunión de seguridad con todo el personal presente, especificando las actividades que ejecutará cada uno siguiendo el programa de la prueba.
10. Iniciar minifrac ejecutando la cédula de bombeo.
11. Al concluir la operación esperar a la declinación de presión y evaluar los parámetros pertinentes.

Cédula de bombeo programada

Se programó una prueba de minifrac escalonada con 4 etapas de gasto de inyección creciente y los tres restantes de decremento. Sólo se inyectó gel lineal activado sin apuntalante y la cédula de bombeo planeada para la operación fue (Tabla 5.8):

ETAPA	GASTO [BPM]	VOLUMEN [GAL]	VOLUMEN ACUMULADO [GAL]
1. Minifrac SRT	6	2,000	2,000
2. Minifrac SRT	12	2,000	4,000
3. Minifrac SRT	18	2,000	6,000
4. Minifrac SRT	22	4,000	10,000
5. Minifrac SDT	18	500	10,500
6. Minifrac SDT	12	200	10,700
7. Minifrac SDT	6	100	10,800
8. Parada	0	0	10,800

Tabla 5.8. Cédula de bombeo programada con 7 escalones, los primeros cuatro pertenecen a la parte de step rate test (SRT) y los siguientes tres a la step down test (SDT).

f) Cédula de bombeo ejecutada

El pozo, al inicio de la operación se encontraba cerrado. Durante la inyección del fluido de tratamiento se ajustaron los gastos de bombeo de acuerdo a la siguiente cédula (Tabla 5.9):

ETAPA	GASTO [BPM]	VOLUMEN [m ³]	VOLUMEN ACUMULADO [m ³]
1. Minifrac SRT	6	6	6
2. Minifrac SRT	9	6	12
3. Minifrac SRT	12	3	15
4. Minifrac SRT	18	1	16
5. Minifrac SRT	22	11	27
6. Minifrac SDT	17	2	29
7. Minifrac SDT	12	0.5	29.5
8. Minifrac SDT	6	0.5	30

Tabla 5.9. Gastos inyectados para la prueba de minifrac.

En total se bombearon 30 m³ del gel activado de los 50 m³ que había disponibles. La capacidad del pozo al tope del primer disparo (2705 md) es de 10.14 m³ (Tabla 5.4), lo que significa que se inyectó tres veces la capacidad del pozo.

g) Gráfica de operación

El tratamiento tuvo una duración de 30 minutos, sin considerar la etapa anterior de prueba de presión en las líneas superficiales (Fig. 5.22), que coincidentemente duró 30 min. Esta prueba, también llamada prueba de hermeticidad, se realiza con el fin de cerciorarse de que no exista comunicación de TP a TR o viceversa, ya que si llegase a existir, la prueba de minifrac no puede llevarse a cabo.

Para la tubería de revestimiento, la prueba de alta presión se hizo hasta 4,000 psi (al tiempo b en la Fig. 5.22) y durante la ejecución la presión máxima registrada fue de 2,649 psi (tiempo d en la Fig. 5.23). Por su parte, la tubería de producción, por la cual se inyectó el gel activado, fue probada hasta 9,500 psi (tiempo a en la Fig. 5.22) y durante el tratamiento la presión máxima fue de 6,467 psi (punto d en la Fig. 5.23).

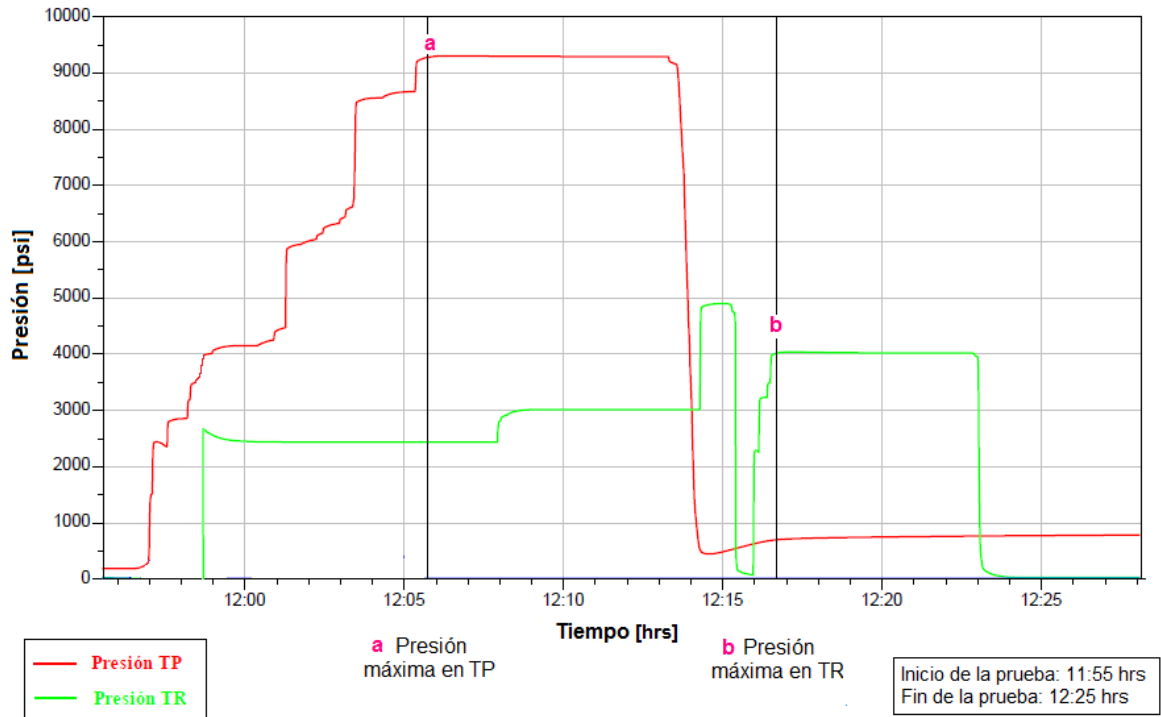


Fig. 5.22 Gráfica de bombeo registrada durante la ejecución del tratamiento de minifrac.

En la gráfica de bombeo registrada en tiempo real, mostrada a continuación (Fig. 5.23), se aprecian los escalones de la inyección (línea azul), siendo de mayor duración los escalones durante la prueba step rate y de menor duración en la de step down.

La curva roja es la gráfica de la presión en la TP a condiciones de fondo. En ella se observan incrementos de presión que coinciden con la inyección de los escalones. Sin embargo, cuando se alcanzó la inyección del gasto máximo, 22 bpm, se ve una tendencia ascendente de la presión sin observarse una ruptura clara de la formación, ésto se identificaría con un decremento de la presión durante la inyección de este gasto máximo, respuesta que no se observa. En el diseño del minifrac (no presentado), se esperaba que la ruptura se presentará al alcanzar el gasto máximo planificado para la prueba y como no se observó la fractura, se decidió no seguir incrementando el gasto de inyección y se procedió a la prueba de decremento en escalones (SDT por sus siglas en inglés). El decremento súbito de presión se presenta debido a la disminución del gasto de inyección que se cambió de 22 bpm a 17 bpm.

Esta prueba de incremento escalonada también permite determinar la presión de extensión de la fractura, pero no se tiene la certeza de haber roto la formación, por lo cual no es posible determinar este parámetro.

La prueba de step down se hace posteriormente a alcanzar la máxima tasa de bombeo programada. Los escalones se disminuyen rápidamente con el fin de evitar que cambie la geometría de la fractura que pudo haberse creado. Esta sección del bombeo sirve para evaluar si existe buena entrada del fluido en la cara de la fractura o si existe alguna restricción.

La presión de cierre instantánea (ISIP) se estima posterior al último gasto de inyección de la prueba SDT que fue de 6 bpm y cuando empieza la declinación de la presión (tiempo e de la Fig. 5.21), es decir, se determina con la respuesta de la presión luego de que el caudal se lleva a cero. La presión se abate muy rápidamente, en cuestión de un par de minutos, desde este último gasto inyectado hasta un valor de aproximadamente 20 psi.

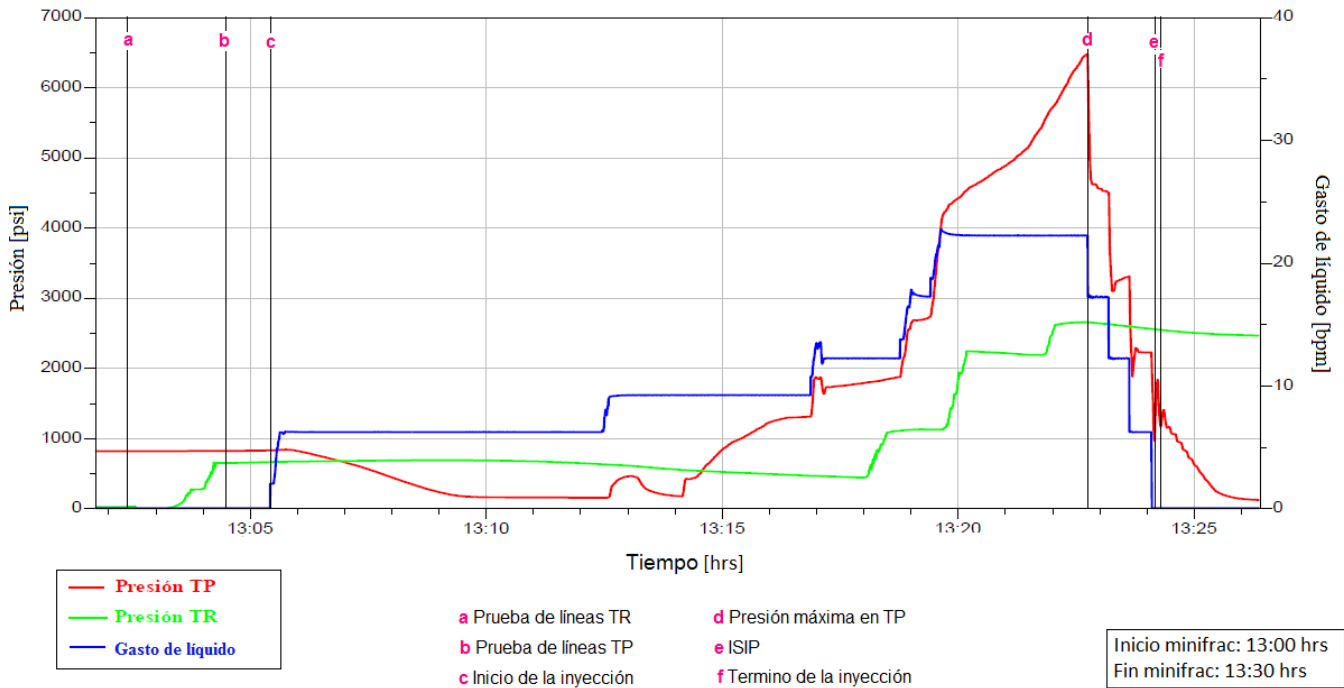


Fig. 5.23 Gráfica de bombeo registrada durante la ejecución del tratamiento de minifrac.

Durante la inyección se respaldó el espacio anular, situación que puede observarse por la curva verde. Y durante el gasto máximo, esta presión de respaldo llegó a las 2,500 psi.

5.3.3 Análisis de la prueba

Es necesario hacer uso de algunas gráficas especializadas que permiten el análisis de los datos recabados durante la prueba de minifrac. En este caso se realizaron las gráficas de la función G (Fig. 5.24), la de la raíz cuadrada (Fig. 5.25) y la log-log (Fig. 5.26).

a) Función G

La gráfica de la función G, elaborada con los datos de declinación de la presión, se utilizó principalmente para determinar la presión de cierre de la fractura (en caso de haberse fracturado); también permitió saber el tipo de pérdida de fluido que tiene la formación. Se considera el uso de este gráfico especializado como una herramienta adecuada en yacimientos de alta permeabilidad, donde la declinación de la presión es rápida y difícil de observar.

Esta gráfica tiene cuatro curvas (Fig. 5.24), de las cuales, la de mayor utilidad es la de la función $G \frac{dP}{dG}$ conocida como la superposición de la función G que se obtiene del producto de la función G con su derivada, ya que es la que permite identificar el cierre. Sobre esta curva se traza una línea recta prolongada hasta el origen, cuando la curva se desvía de esta línea recta, se identifica la presión de cierre (marcada como "1" en la figura). Al proyectar este punto de cierre verticalmente, las curvas de presión de fondo y presión suavizada, roja y verde respectivamente, permiten identificar la presión de fondo que se tiene al momento de cierre de la fractura (punto 2), la cual es de 3,781 psi y 3,808 psi para la presión suavizada.

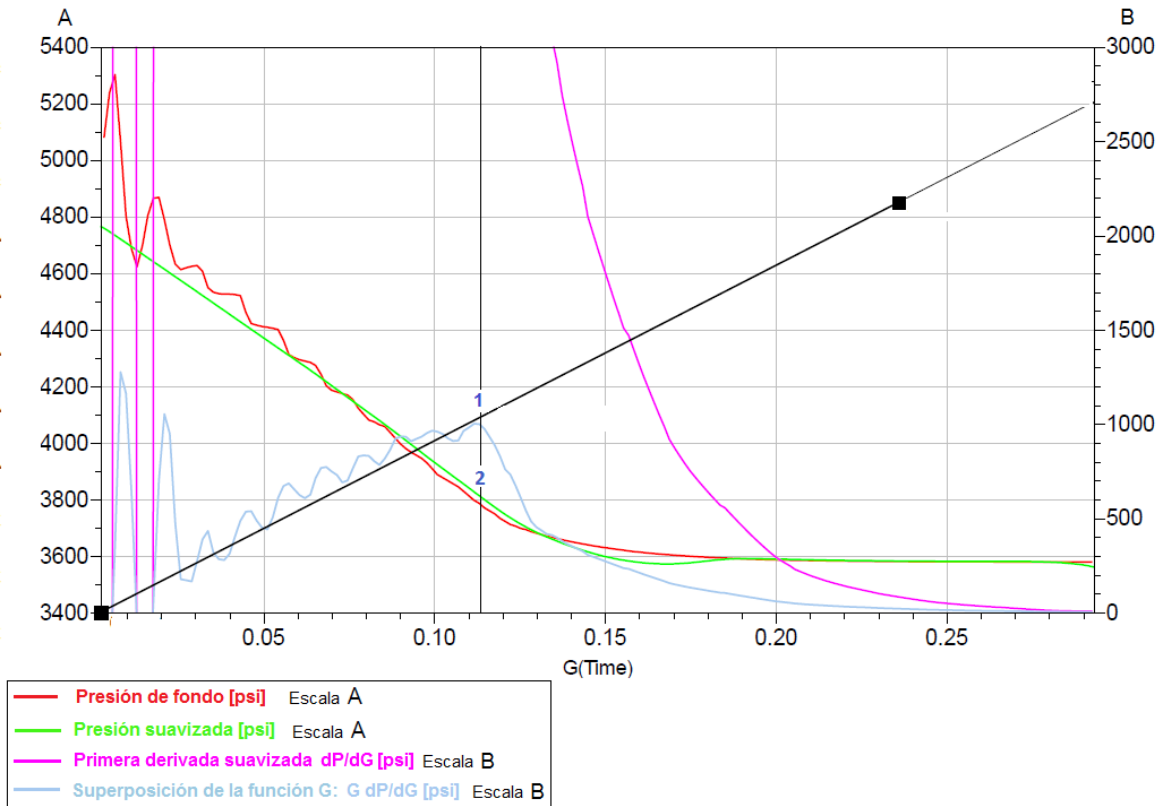


Fig. 5.24. Gráfica de la función G para la identificación del momento de cierre de la fractura (punto 1). Valor de la presión al momento de cierre de la fractura (punto 2).

El tipo de pérdida de fluido se asume de tipo normal ya que la tendencia de la curva $G \frac{dP}{dG}$ se ajusta a una línea recta, sin presentar una tendencia cóncava o convexa evidente antes del punto de cierre.

Para calcular la eficiencia del fluido con los datos de la función G se utiliza la ecuación 5.9 y el valor de esta función al tiempo de cierre ($G_c = 0.113$), considerando que el factor de corrección por la pérdida instantánea de filtrado es $k=0.85$.

$$\eta_f = \frac{0.113}{2(0.85)+0.113} = 0.062 \quad \text{Ec. 5.16}$$

Por lo que la eficiencia del fluido en porcentaje es 6.2%.

b) Raíz cuadrada del tiempo

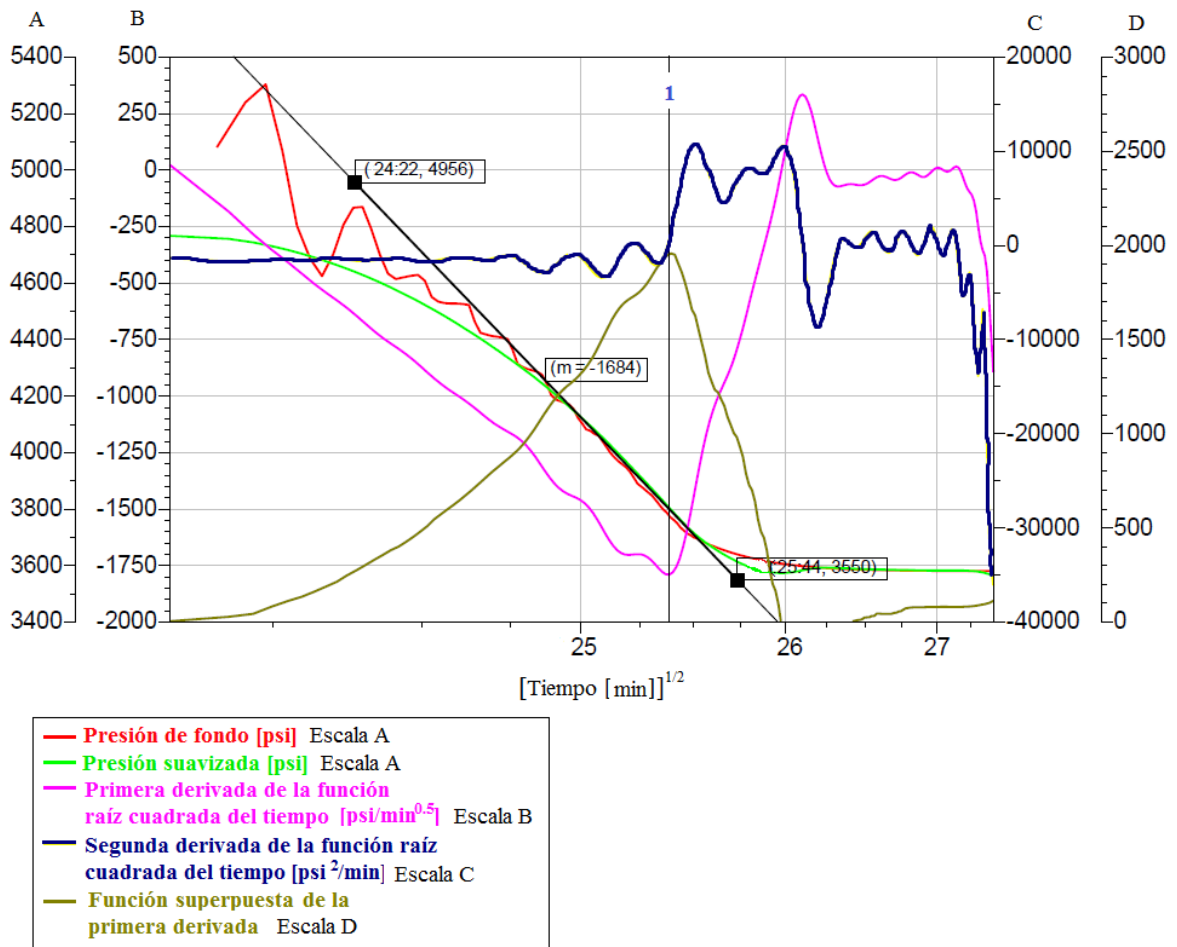


Fig. 5.25. Gráfica de presión en función de la raíz cuadrada del tiempo para verificar la presión de cierre.

La siguiente gráfica con la que se analizó el tratamiento es la elaborada con la presión registrada contra la raíz cuadrada del tiempo. Este método gráfico permite confirmar la presión de cierre estimada anteriormente. Los valores de presión que se toman en cuenta corresponden a los registrados durante el tiempo posterior a la interrupción del bombeo (Fig. 5.25).

Las curvas más relevantes son la de la primera derivada de la presión respecto a la raíz cuadrada del tiempo (dP/dx , donde $x=t^{0.5}$) y la de los valores de la función superpuesta de la raíz cuadrada con su primera derivada, curvas magenta y verde olivo, respectivamente.

La relación exponencial entre el cambio de presión y el tiempo durante el flujo lineal por efecto de una fractura genera una línea recta. Se asume que la fractura se cierra cuando la curva de presión (línea verde en la Fig. 5.25) se desvía de la línea recta, momento en que el régimen de flujo en la cercanía del pozo cambia de ser lineal a ser pseudo radial; sin embargo, es difícil identificar dicho cambio de pendiente en esta curva.

Para facilitar el análisis se grafica la derivada de la presión respecto a la raíz cuadrada del tiempo (línea magenta) y la presión de cierre se identifica como un mínimo en la curva. Para rectificarlo se

gráfica en conjunto la función superpuesta de la derivada (línea verde olivo), el punto de inflexión denota el cierre. El punto 1, que indica la presión de cierre, proyectado verticalmente permite leer el valor de la presión de fondo que corresponde al momento de cierre, que equivale a 3,774 psi transcurridos 25:22 minutos de la prueba. Este valor de presión se asemeja al determinado usando la gráfica de la función G, lo que verifica su similitud.

Junto con la elaboración de la gráfica de la presión y la raíz cuadrada del tiempo se calculó la eficiencia del fluido fracturante determinándose de 6.07% (usando un software).

c) Log-Log

El análisis con la gráfica logarítmica de la diferencial de presión vs tiempo (log-log) es útil para identificar el régimen de flujo antes y después del cierre de la fractura, ya que no tiene un punto claro identificable para la presión de cierre, por lo cual solo se usa como una herramienta de verificación de este último parámetro y no de determinación. En esta gráfica (Fig. 5.26) que tiene las curvas de la diferencial de presión de fondo junto con su curva suavizada (línea roja y verde), la de la primera derivada de la presión con respecto al tiempo (morada) y la de la función $DT \cdot d(DP/DT)$ en color azul, que es muy parecida a la de la presión suavizada.

Sobre estas curvas se trazan varias tangentes para identificar el régimen de flujo antes y después del cierre. El cierre se identifica cuando se manifiesta un cambio de pendiente de positiva a negativa en la gráfica de la declinación de presión que se interpreta como un cambio de conductividad infinita (alcanzada con la apertura de una fractura) a finita, produciéndose este cambio transcurrido 1:21 min después del finalizado el bombeo a una presión de 3758 psi.

Antes del cierre se tiene una tangente a la curva de la diferencial de presión con pendiente de $\frac{1}{2}$ característica de flujo lineal en la cercanía del pozo que podría ser debido al flujo a lo largo de la fractura, en caso de haberse creado. Inmediatamente después del cierre se traza otra tangente para que, en función de su pendiente, se pueda identificar el régimen de flujo que en este caso es de -2, propia de un régimen de flujo radial después del cierre.

De igual manera que para el caso del análisis con la función de la raíz cuadrada del tiempo, se determinó la eficiencia del fluido siendo en este caso de 6.17%.

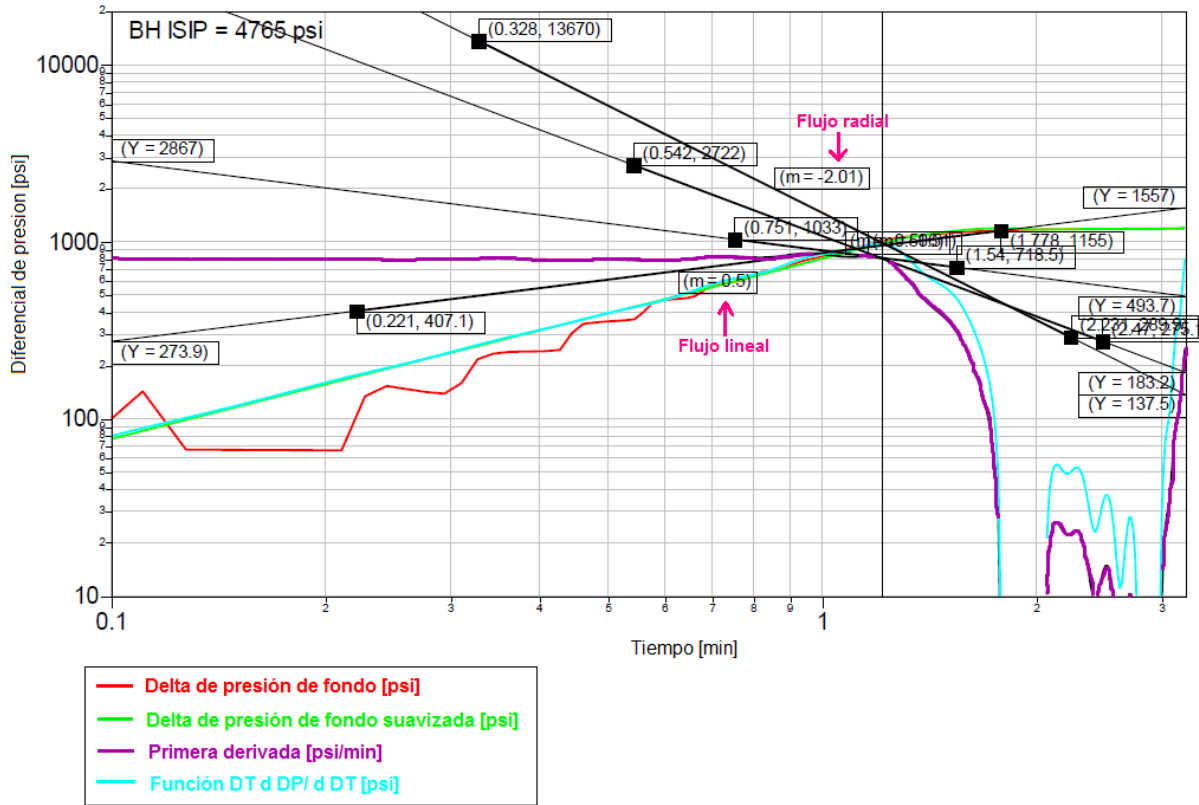


Fig. 5.26. Gráfica logarítmica de la diferencial de presión contra tiempo para identificar los regimenes de flujo.

d) Método gráfico η_f

Otra manera de calcular la eficiencia del fluido fracturante en un fracturamiento en el que no se ha colocado apuntalante puede ser aproximado en términos del tiempo de cierre adimensional (t_{cD}) utilizando un método gráfico³⁰ (Fig. 5.27). Primero se calcula t_{cD} con la ecuación:

$$t_{cD} = \frac{t_c}{t_i} \quad \text{Ec. 5.17}$$

donde t_c es el tiempo de cierre transcurrido después de que se suspendió el bombeo y t_i es el tiempo de inyección o de bombeo total.

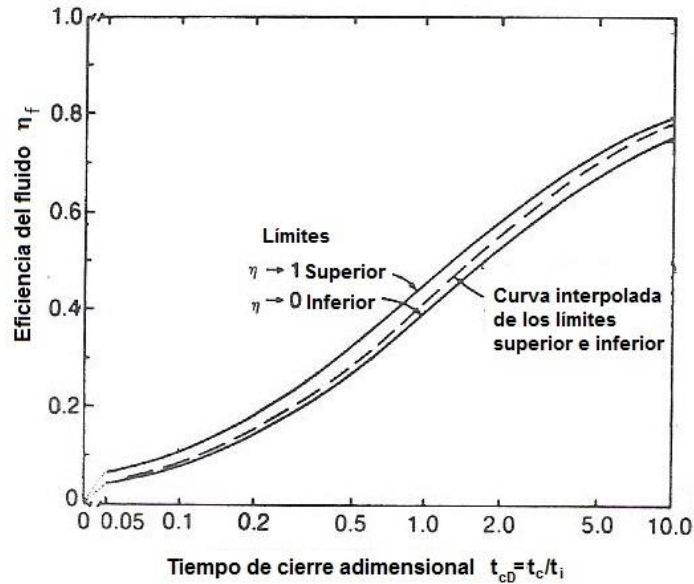


Fig. 5.27. Método gráfico para aproximar la eficiencia del fluido fracturante en función del tiempo de cierre adimensional. (Adaptada de Gidley³⁰, 1989)

Este valor se identifica en el eje horizontal de la Fig. 5.27, se proyecta verticalmente hasta que se interseque con la curva de la eficiencia y en el eje vertical se lee el valor de la eficiencia del fluido fracturante (η_f).

Del análisis del minifrac con la gráfica log-log (Fig. 5.26) se determinó que el tiempo de cierre fue de 1:21 min y el tiempo de bombeo de la prueba fue de 18:40 min (Fig. 5.23), por lo que el tiempo de cierre adimensional es:

$$t_{cd} = \frac{1:21[\text{min}]}{18:40[\text{min}]} = 0.0657 \quad \text{Ec. 5.18}$$

La gráfica de eficiencia de fluido está compuesta por tres curvas (Fig 5.25). Las líneas continuas indican los límites dentro de los cuales se encuentra el rango de los valores de la eficiencia que van de 0 a 1 (es decir, cuando $\eta_f \rightarrow 0$ y cuando $\eta_f \rightarrow 1$). Estos dos límites se encuentran muy próximos y no tienen una variación mayor al $\pm 10\%$, por lo que se puede considerar un valor correcto el indicado por la curva central (línea punteada).

Para el valor de $t_{cd}=0.0657$ se observa un valor de eficiencia de fluido fracturante equivalente a 0.06, que es del 6% (Fig. 5.28).

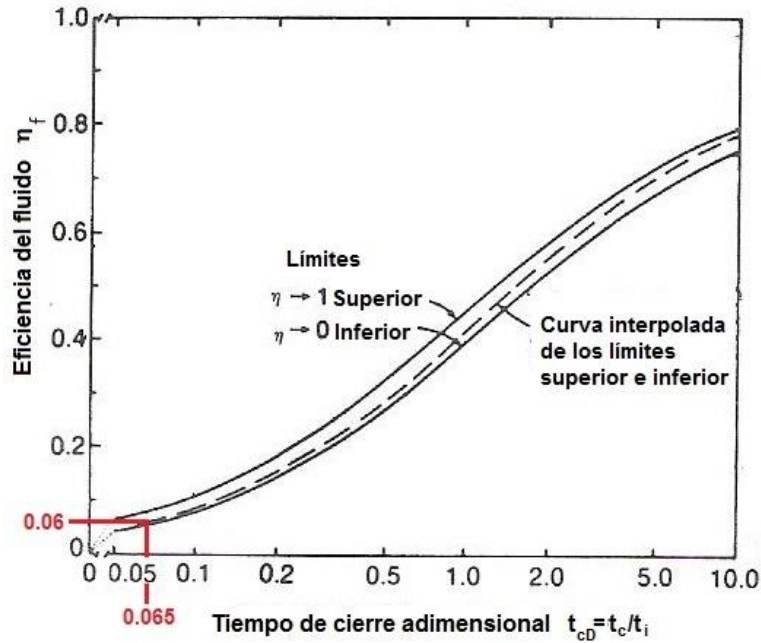


Fig. 5.28. Eficiencia del fluido fracturante determinado gráficamente. (Adaptada de Gidley³⁰, 1989)

Este valor indica que el tipo de fluido seleccionado, con sus respectivos aditivos, se perdió rápidamente en la formación y no fue el adecuado para favorecer la creación y propagación de la fractura.

5.3.4 Tablas de resultados

A continuación se presentan los valores de presión de cierre y de eficiencia del fluido de fractura obtenidos a partir del análisis presentado junto con las gráficas anteriores (Tabla 5.10).

GRÁFICA	P _c [psi]	η _f [%]
Función G	3781	6.2
Raíz cuadrada del tiempo	3774	6.07
Log-Log	3758	6.17
Método gráfico η _f	X	6

Tabla. 5.10. Presiones de cierre y porcentajes de eficiencia del fluido fracturante

La Tabla 5.11 contiene un resumen de la información recabada de la prueba de minifrac realizada en el pozo Jun 1.

POZO:	JUN 1
TIPO DE OPERACIÓN:	MINIFRAC
TIPO DE POZO:	PRODUCTOR DE ACEITE
Inicio de la operación	13:00 hrs
Fin de la operación	13:30 hrs
Tiempo de bombeo	24:05 min
Fluido total inyectado	30 m ³
Gasto máximo	22 bpm
Presión de inyección máxima	6467 psi
Presión hidrostática	3467 psi @2440 mv
ISIP	4765 psi @ condiciones de fondo
Gradiente de presión	0.6 psi/pie
Presión de cierre	3771 psi
Tiempo de cierre	1.21 min
η_f	6.11 %
Tipo de pérdida de fluido	Normal
Régimen de flujo	Radial solo en caso de haberse fracturado

Tabla. 5.11. Resumen de información la prueba minifrac.

5.3.5 Conclusiones y recomendaciones

El pozo Jun 1 estaba propuesto para fracturarse hidráulicamente colocando apuntalante (debido a que es una formación conformada por una alternancia de areniscas) por considerarse potencialmente productor de aceite con favorables propiedades petrofísicas (Tabla 5.3) pero con baja presión de formación, motivo por el cual reportó baja producción antes de ser cerrado. Se llevó a cabo el minifrac con el objetivo de recabar la información necesaria para definir la viabilidad, realizar y refinar el diseño y evaluar el posible éxito del tratamiento principal. Los resultados de esta prueba de análisis previo se condensaron en la Tabla 5.11 y las conclusiones a las que se llegaron, junto con las recomendaciones son presentadas a continuación.

Es necesario recabar información adicional del pozo Jun 1, particularmente, efectuar un registro de presión de fondo cerrado para estimar un valor adecuado de presión de yacimiento. Así como tener información de los parámetros elásticos de la formación.

Al bombear el gasto máximo programado (22 bpm) no se identifica una ruptura clara de la formación. Fenómeno que se identificaría en la gráfica de barriles bombeados y comportamiento de presión (Fig.

5.23). Se inyectó tres veces la capacidad del pozo equivalente a 30 m³, perdiéndose todo ese volumen en la formación.

La declinación de la presión se produce muy rápidamente y, sólo en caso de haberse conseguido fracturar, se observa cierre en tiempos cortos (1:21 min). Lo cual sugiere que el fluido de tratamiento permaneció poco tiempo de esta posible fractura, perdiéndose rápidamente en la formación.

El intervalo disparado tiene un gran espesor impregnado, de 70 metros desarrollados, por lo cual se recomienda reducir el intervalo expuesto al flujo. Esta disminución de la longitud abierta al flujo del fluido fracturante tiene la finalidad de concentrar la energía y garantizar la apertura de la fractura.

Se cree que en el intervalo disparado existe una zona de mayor admisión que el resto del intervalo por donde se perdió más rápidamente el fluido, evitando que la acumulación de presión fuera suficiente como para favorecer la ruptura.

La eficiencia del fluido fue muy baja (menor al 10%) considerando que ya era un fluido activado, por lo que se recomienda aumentar la concentración del aditivo reticulante o bien sustituirlo por otro que proporcione un aumento significativo de presión e incremente la concentración del aditivo de control de pérdida de fluido por tratarse de una formación altamente permeable.

Por las razones anteriormente expuestas se decidió no proceder a la ejecución del fracturamiento hidráulico apuntalado.

Estructuralmente el pozo Jun 1 está posicionado en una de las mejores zonas del campo y los pozos vecinos presentan una buena producción de hidrocarburos siendo sus producciones acumuladas mayores a 200,000 barriles; esto es un indicativo que el pozo cuenta con un buen potencial para ser explotado, razón por la cual se optó por analizar alternativas.

Una posible alternativa para llevar a cabo el fracturamiento hidráulico sería aislar este intervalo ejecutando una reparación mayor; efectuar nuevamente la prueba minifrac y analizar si es factible realizar el fracturamiento hidráulico con las nuevas condiciones que presente el pozo en este intervalo más somero.

Se puede llevar a cabo esta estimulación con alguna de las técnicas de fracturamiento multietapa apto para intervalos de interés de gran longitud ya que están diseñados para disminuir de manera efectiva el área expuesta al flujo de los materiales a inyectar, favoreciendo el éxito del tratamiento.

Otra alternativa para lograr fracturar la formación es incrementar el gasto de inyección, lo cual se vería determinado por el diámetro del aparejo de 2 7/8" y por el análisis de las fricciones generadas en la tubería de producción (conducto por el cual se inyectó el tratamiento), a través de los disparos y debidas a la tortuosidad en la cercanía del pozo.

También se podría evaluar la posibilidad de la implementación de un sistema artificial de producción.

Conclusiones

Las diferentes técnicas de estimulación son ampliamente aplicadas debido a que con su correcta ejecución permiten elevar el índice de productividad de los pozos productores de aceite y gas, favoreciendo la recuperación de las reservas de los yacimientos.

Para determinar si un pozo es candidato a una estimulación o no, es importante tomar en cuenta un indicador inicial que depende de la identificación de la causa que reduce la producción de hidrocarburos, así como, la magnitud del daño indica la necesidad de estimular un pozo. En función de éste se elige alguna de las alternativas para lograr y mantener los gastos de producción deseados.

Respecto a las estimulaciones matriciales no reactivas, la sustancia principal de tratamiento son los surfactantes, los cuales se usan normalmente a concentraciones del 2 al 5% en volumen. Se puede usar una mayor concentración dependiendo de los requerimientos, por ejemplo, si el daño es alto o el radio de daño es mayor.

Para tratamientos de limpieza, normalmente el fluido seleccionado es ácido clorhídrico aplicado en concentraciones entre el 5 y 15% en peso, indistintamente del tipo de formación. Para evitar o disminuir la acción corrosiva del ácido se recomienda el uso de aditivos.

El sistema más utilizado en acidificaciones matriciales en areniscas está basado en mezclas de ácido clorhídrico y ácido fluorhídrico y las concentraciones más comunes son de 12% de HCl con 3% de HF y 9% de HCl con 1.5% de HF. Una variable importante para seleccionar el fluido de estimulación es el porcentaje de carbonato de calcio en la arenisca. Si la concentración de CaCO_3 es mayor al 20%, la formación no es candidata a una acidificación con ácido fluorhídrico sino con clorhídrico. Para estas estimulaciones se requiere de un volumen de prelavado que está en función de la mineralogía y de la permeabilidad de la formación.

Para estimulaciones ácidas en carbonatos se inyecta ácido clorhídrico normalmente en concentraciones que varían del 5 al 28% en peso, también se usan ácidos orgánicos como el acético y el fórmico con concentraciones máximas de 10% en peso. Para mejorar la efectividad del tratamiento es común usar métodos de retardación de los sistemas ácidos, los cuales son: inyectar mezclas de ácidos orgánicos e inorgánicos y gelificar o emulsionar los ácidos.

El fracturamiento hidráulico como método de estimulación no es aplicable a todos los pozos petroleros, además conlleva una considerable inversión. Por ello, es necesario un estudio y análisis de ingeniería en todos los casos para decidir si el pozo de interés es candidato a fracturar. Si no se realizan los estudios se corre el riesgo, no sólo de no recuperar la inversión, sino de dañar el pozo irreversiblemente y perderlo. Aún realizándose todos los estudios, no puede asegurarse el éxito debido a la complejidad del proceso en sí mismo y a la naturaleza de los factores implicados.

Las ventajas de un fracturamiento hidráulico bien ejecutado son: en formaciones de muy baja permeabilidad se tienen recuperaciones de interés comercial de hidrocarburos que de lo contrario no su explotación sería económicamente atractiva; en intervalos severamente dañados es posible la recuperación de la producción; y debido a que en los pozos fracturados se alcanza una mayor área de drenaje efectivo, se favorece la producción de hidrocarburos incrementándose las reservas recuperables.

El éxito de cualquier fracturamiento hidráulico, ya sea apuntalado o ácido, está en función de: la apropiada selección del pozo candidato, la determinación de las propiedades críticas para el diseño del tratamiento, la selección adecuada del tipo y la cantidad de materiales a inyectar, la realización de un buen programa de bombeo y su control durante la operación.

Es fundamental tener los conocimientos básicos sobre los parámetros que dominan el mecanismo de fracturamiento, útiles para evaluar la factibilidad de su ejecución y esenciales para entender el comportamiento de una fractura, tal como: presión y gradiente de fractura, presión de cierre instantánea, presión y esfuerzo de cierre, presión neta en la fractura, así como los relacionados a la geomecánica pues permiten comprender la resistencia mecánica de las formaciones para seleccionar el mejor modelo que describa la geometría de la fractura abierta al flujo o bien que permita determinar la orientación que tendrá.

Las fracturas inducidas hidráulicamente se desarrollan aproximadamente perpendiculares al esfuerzo principal menor. Esto es, en áreas relajadas tectónicamente por lo general se crean fracturas verticales y para iniciarse requieren una presión de inyección menor a la presión de sobrecarga; mientras que en áreas de compresión tectónica, se orientan horizontalmente y para iniciarlas se requiere una presión de inyección mayor o igual a la presión de sobrecarga. La orientación de estas fracturas inducidas no es influenciada por la orientación de las fracturas naturales.

Las dimensiones de la fractura hidráulica dependen del gasto de bombeo, de la viscosidad del fluido fracturante y del coeficiente de pérdida del fluido.

Al diseñar la terminación del pozo es necesario seleccionar el número óptimo de perforaciones, su distribución y disposición, ya que muchas perforaciones conllevan a una disipación del fluido inyectado, reduciendo la extensión de la fractura, y pocas perforaciones conducen a mayores pérdidas de presión por fricción. La incorrecta selección de la técnica de terminación tiene como consecuencia el anticipado abandono del pozo disminuyendo su vida productiva.

Para favorecer el proceso de fracturamiento, lo ideal es que los disparos estén alineados con el plano preferencial de fractura ya que esto aumenta la eficiencia de las operaciones de bombeo y reducen las fallas durante la operación, minimizan las caídas de presión provocadas por la fricción, y las restricciones al flujo durante el fracturamiento hidráulico favoreciendo el crecimiento de fracturas más anchas. En el caso específico de fracturamiento en areniscas, las fracturas más anchas permiten usar apuntalantes más grandes y concentraciones mayores, reducen el riesgo de un arenamiento prematuro mientras se termina de inyectar el apuntalante y previenen la producción de arena durante la vida productiva del pozo, por lo tanto se mejora la productividad.

Un fluido fracturante ideal debe ser de baja viscosidad mientras se bombea al pozo, lo que disminuye las pérdidas de presión por fricción; en la fractura debe tener la viscosidad máxima para promover la extensión de la fractura, asegurar un eficiente transporte y distribución del agente sustentante y con características reológicas favorables para crear una fractura de alta conductividad. Al final de la operación debe tener nuevamente muy baja viscosidad para facilitar su remoción de la fractura y, en consecuencia, favorecer la limpieza de la misma. Las características óptimas del fluido fracturante seleccionado también son importantes para la minimización del daño en la vecindad del pozo generado durante la terminación.

Es fundamental el uso de aditivos a los fluidos fracturantes ya que controlan fenómenos como: el crecimiento desfavorable de bacterias, permiten la degradación de un fluido viscoso a uno ligero que

favorezca la limpieza del pozo, controlan el pH de los fluidos para garantizar la activación de otros aditivos o catalizar las reacciones, previenen o tratan daños a la formación, evitan hinchamiento de arcilla, reducen la pérdida de fluido de tratamiento, reducen la fricción en el pozo, estabilizan la temperatura, inhiben la corrosión, etc.

La conductividad final de la fractura hidráulica apuntalada se ve afectada por: esfuerzos de cierre, características del apuntalante (tamaño de la partícula, concentración, resistencia y forma del agente sustentante), residuos del fluido de fractura, movimiento de finos y daño al empaque del apuntalante.

En general, el fracturamiento hidráulico ácido es preferencialmente aplicado en formaciones carbonatadas. Sin embargo, aunque este tipo de fracturamiento no es muy recomendado para formaciones de lutitas y de areniscas, se ha reportado la ejecución exitosa en este tipo de formaciones cuando se tienen fracturas naturales con material calcáreo como cementante.

En fracturamientos hidráulicos con ácido el rango de concentración de ácido clorhídrico puede variar del 5 al 35%. En algunos tratamientos se usan ácidos orgánicos. El ácido fluorhídrico nunca debe ser usado en tratamientos a carbonatos debido a que produce precipitados insolubles que pueden taponar los espacios porosos.

Los factores que afectan la conductividad final de una fractura inducida con un sistema ácido es: la cantidad de roca disuelta, la composición química de la roca y la distribución de sus minerales, finalmente, la resistencia de la roca y el esfuerzo de cierre.

Es de suma importancia que se lleve a cabo la ejecución y evaluación de las pruebas minifrac que son herramientas confiables para recabar información que permita contar con la mayor cantidad de datos posibles, los cuales contribuyan a mejorar los criterios de selección de fluidos y materiales a inyectar y permitan establecer mejores predicciones con el fin de asegurar el éxito de los tratamientos.

Una prueba de minifrac realizada en el pozo que se desea fracturar permite generar un diagnóstico de las condiciones de éste. La información específica que puede obtenerse de la ejecución y análisis de la prueba minifrac es: presión de cierre, presión de cierre instantánea, temperatura, presión neta, caída de presión por fricción, presión de fondo, coeficiente de pérdida, eficiencia del fluido fracturante, permeabilidad y presión del yacimiento, también se puede tener información de la posible geometría de la fractura y de parámetros elásticos de la formación como el módulo de Young o la relación de Poisson.

Es importante la observación de la presión durante el tratamiento con el objetivo de estimar parámetros del proceso del fracturamiento. Posteriormente, un análisis del comportamiento de la presión permite comprender y realizar un mejor diagnóstico del proceso, en este método generalizado se incorporan gráficas estandarizadas útiles para determinar la geometría de la fractura después del cierre, la determinación o confirmación de la presión de cierre, el coeficiente de pérdida de fluido fracturante a la formación y la eficiencia del fluido fracturante.

Finalmente, en esta tesis se presenta la importancia de la ejecución previa de una prueba de minifrac que permita decidir si se procede o no con el tratamiento principal de fracturamiento hidráulico apuntalado en el pozo de interés. Durante la ejecución de dicho tratamiento minifrac se obtienen los parámetros necesarios para determinar, por ejemplo, que la realización del fracturamiento apuntalado en el pozo Jun 1 no sería viable, principalmente debido a que no se observó con claridad la ruptura de la formación.

Mientras más datos sobre la evaluación del fracturamiento sean recolectados e interpretados, los conocimientos sobre los mecanismos del fracturamiento serán enriquecidos, lo que llevará a desarrollar mejores modelos de predicción del fenómeno, innovar la tecnología con la que se llevan a cabo y permitir la realización de una mejor práctica que disminuya el riesgo del fracaso de los tratamientos y consecuentemente aumentar el número de operaciones exitosas.

Recomendaciones

Para la elaboración del presente trabajo se requirieron fundamentos teóricos, información técnica de la formación en la que se encuentra el pozo de interés y el uso de gráficas para determinar las presiones fundamentales para el fracturamiento hidráulico por lo que se hacen las siguientes recomendaciones:

Se recomienda el previo conocimiento y análisis del yacimiento antes de empezar con cualquier operación de estimulación de pozos. Estas propiedades deben ser verificadas y evaluadas para determinar los objetivos del tratamiento y poder seleccionar el método más adecuado.

Con las muestras disponibles de fluidos, de la roca (en caso de tener núcleos de la formación) y la información que se tenga, se deben realizar las pruebas de laboratorio, como son: análisis petrográficos, pruebas de flujo de fluido en la formación, análisis petrofísicos, pruebas de compatibilidad por emulsión, pruebas de pérdida de fluido, entre otras.

La realización de un estudio adecuado permitirá tomar decisiones a tiempo que disminuyan el riesgo de que se presente una gran cantidad de problemas durante el tratamiento principal como: la propagación de la fractura hacia intervalos no deseados, un arenamiento prematuro, mala limpieza del pozo al finalizar el tratamiento, baja conductividad de la fractura, entre otros.

Existe una gran cantidad de combinaciones de pruebas de admisión, por lo que se recomienda estudiar, ejecutar y analizar aquellas que más se utilizan en la industria o bien, las que se practican con mayor frecuencia en la región en la que se encuentra el pozo de interés.

Se recomienda tener la mayor cantidad de información posible de la formación en la que se encuentra el pozo a fracturar para entender mejor su posible respuesta al tratamiento. Entre mayor y más exacta información se tenga, se podrá hacer un mejor diseño y aumentar la probabilidad de obtener un mejor resultado. Debe procurarse realizar los tratamientos como se diseñan.

Para seleccionar el fluido fracturante, se recomienda: disponer de información del yacimiento, de muestras de la formación y de sus fluidos; elegir un fluido penetrante para favorecer el inicio de la fractura y de uno poco penetrante para extenderla; este fluido debe tener un número mínimo de aditivos para reducir el posible daño a la formación y no se recomienda bombear ningún fluido sin antes haber probado la compatibilidad de los aditivos.

Se debe procurar que el gasto de inyección sea constante para no propagar la fractura hacia zonas que no sean de interés como lo es una zona de agua.

Es importante considerar la relación costo-beneficio de esta forma de pre-evaluación del tratamiento ya que en ocasiones no sería técnica o económicamente viable realizarlo.

APÉNDICE A

Círculo de Mohr^{19,21}

Para la construcción del círculo de Mohr es necesario partir del planteamiento matemático de un sistema básico de esfuerzos, para lo cual se requiere un modelo teórico simple en el que se considera un bloque sujeto a la acción de esfuerzos biaxiales denominados σ_x y σ_y que se aplican sobre un par de ejes normales (x,y) (Fig. A1).

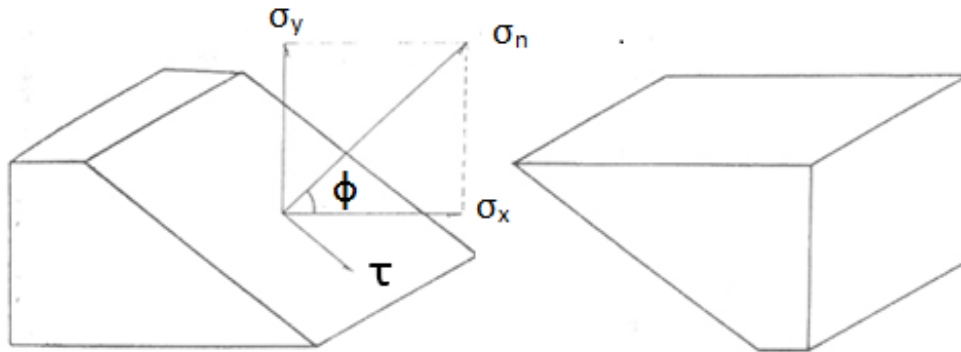


Fig. A1. Bloque sujeto a la acción de dos esfuerzos biaxiales aplicados en dirección de dos ejes normales (x,y), (Adaptada de Acosta¹⁹).

Se hace el análisis de la distribución y acción de estos esfuerzos sobre un plano inclinado (plano de fractura) que divide al cuerpo en dos bloques. Los efectos finales se deben a dos esfuerzos resultantes que son: un esfuerzo normal al plano inclinado (σ_n), es decir, actúa perpendicularmente sobre las caras de la fractura. Siendo ϕ el ángulo que forma la dirección de este esfuerzo con la horizontal y un esfuerzo cortante (τ) que tiende a provocar un efecto de cizallamiento entre los dos bloques (provocando un deslizamiento sobre la vertical), este esfuerzo está aplicado sobre la intersección del plano (σ_x , σ_y) con el plano de fractura.

Ambos, esfuerzos σ_x y σ_y tendrán componentes en la dirección del esfuerzo normal y en del esfuerzo de corte (Fig. A2).

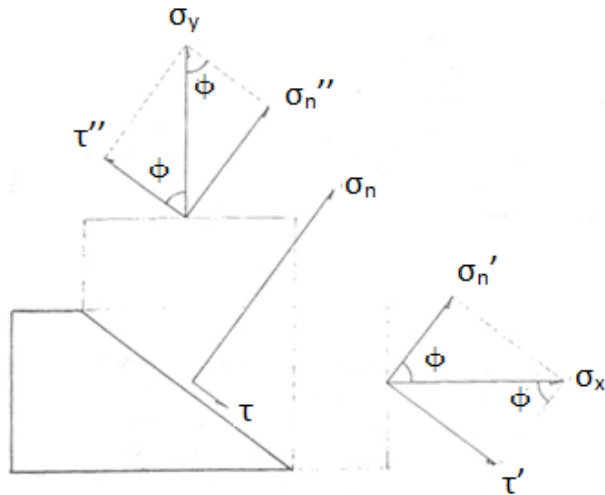


Fig. A2. Componentes de los esfuerzos aplicados sobre el bloque en dirección del esfuerzo normal y de corte (Adaptada de Acosta¹⁹).

Al ser un esfuerzo el cociente entre una fuerza y el área sobre la cual actúa, resultaría imposible trabajar directamente con esfuerzos ya que están referidos a superficies distintas que deben considerarse, por lo que se transformará el sistema de esfuerzos en un sistema correspondiente de fuerzas (Fig. A3) y los resultados se expresarán en función de los esfuerzos.

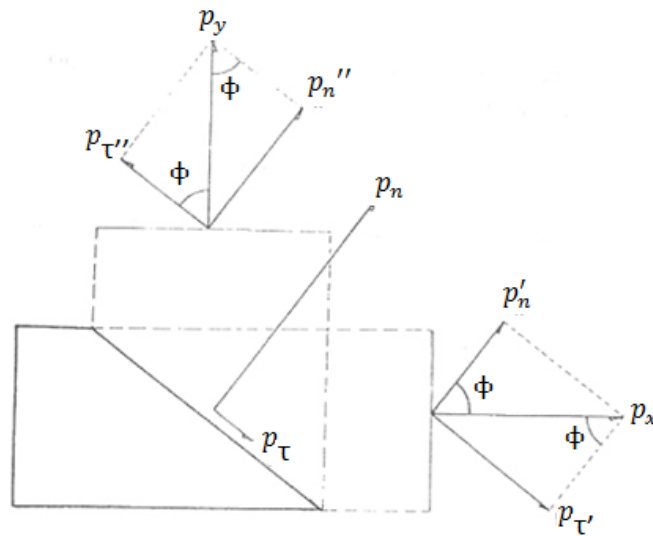


Fig. A3. Sistema equivalente de fuerzas. (Adaptada de Acosta¹⁹).

El esfuerzo σ_x tiene dirección horizontal por lo que actúa sobre la proyección vertical del plano de fractura expresado como:

$$p_x = \sigma_x * A_v \quad \text{Ec. A1}$$

y la fuerza vertical sería

$$p_y = \sigma_y * A_h \quad \text{Ec. A2}$$

El esfuerzo normal σ_n actúa sobre la superficie de la fractura por lo que la fuerza normal está definida por:

$$p_n = \sigma_n * A_n \quad \text{Ec. A3}$$

El espesor del bloque es constante por lo que las relaciones entre las áreas horizontal, vertical y normal son las mismas que entre las longitudes vertical, horizontal y normal, entonces:

$$A_v = A_n * \cos(\phi) \quad \text{Ec. A4}$$

$$A_h = A_n * \sen(\phi) \quad \text{Ec. A5}$$

Sustituyendo Ec. A1 en A4

$$p_x = \sigma_x * A_n * \cos(\phi) \quad \text{Ec. A6}$$

y Ec. A2 en A5

$$p_y = \sigma_y * A_n * \sen(\phi) \quad \text{Ec. A7}$$

Finalmente, con las ecuaciones A6 y A7 se tiene el sistema equivalente de fuerzas.

La fuerza normal es igual a la siguiente suma algebraica

$$p_n = p'_n + p''_n \quad \text{Ec. A8}$$

donde p'_n y p''_n son las componentes de p_x y p_y de tal manera que se tiene

$$p_n = p_x * \cos(\phi) + p_y * \sen(\phi) \quad \text{Ec. A9}$$

Sustituyendo las ecuaciones A3, A6 y A7 en A9 se tiene

$$\sigma_n * A_n = A_n(\sigma_x * \cos^2(\phi) + \sigma_y * \sen^2(\phi)) \quad \text{Ec. A10}$$

$$\sigma_n = \sigma_x * \cos^2(\phi) + \sigma_y * \sen^2(\phi) \quad \text{Ec. A11}$$

Al aplicar identidades trigonométricas la ecuación A11 queda:

$$\sigma_n = \frac{\sigma_x + \sigma_y}{2} + \frac{\sigma_x - \sigma_y}{2} \cos(2\phi) \quad \text{Ec. A12}$$

La expresión A12 es la ecuación para el esfuerzo normal al plano de fractura cuando el bloque está siendo sometido a dos esfuerzos normales entre sí, σ_x y σ_y .

Con las otras componentes de las fuerzas p_x y p_y que son las pertenecientes a las del esfuerzo de corte, τ , se hace algo análogo a lo que se hizo con el esfuerzo normal y se llegará a la ecuación para el esfuerzo cortante en el plano de fractura (Ec. A13), cuando la barra se somete simultáneamente a dos esfuerzos.

$$\tau = \frac{\sigma_x - \sigma_y}{2} \text{sen}(2\phi) \quad \text{Ec. A13}$$

Las ecuaciones A12 y A13 describen una circunferencia en un plano σ_n, τ con centro sobre el eje horizontal y de radio $\frac{\sigma_x - \sigma_y}{2}$ a la cual se le conoce como círculo de Mohr y define el comportamiento de los esfuerzos para diferentes inclinaciones del plano de fractura (Fig. A4).

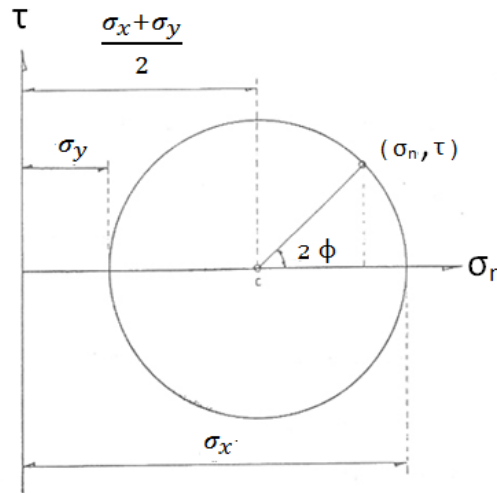


Fig. A4. Círculo de Mohr (Adaptada de Acosta¹⁹).

Contiene toda la información necesaria para determinar el estado de esfuerzo bidimensional a cualquier orientación de la muestra. La intersección de este círculo con el eje horizontal determina los valores máximo y mínimo de los esfuerzos normales en un punto del material.

Como se puede observar el valor máximo de esfuerzo cortante se alcanzará cuando el ángulo sea de 45 grados. La posición de la circunferencia sobre el eje σ_n , a la izquierda o a la derecha del eje τ , dependerá de los valores de σ_x y σ_y en función de si son esfuerzos compresionales o tensionales, cabe señalar que uno de los dos esfuerzos es el esfuerzo normal máximo y, por lo tanto, el otro será el esfuerzo normal mínimo.

Si los esfuerzos tienen igual valor absoluto siendo uno de tensión y otro de compresión el centro estará en el origen.

Si $\sigma_y = 0$ y σ_x es tensional, el centro estará a una distancia $\sigma_x / 2$ a la derecha del origen

Si σ_x es tensional y σ_y compresional y de mayor valor absoluto que σ_x entonces el centro estará a la izquierda del origen.

Envolvente de falla o de Mohr

Los valores críticos de esfuerzos efectivos para determinado material pueden ser graficados en un diagrama de Mohr. La envolvente de Mohr está formada por dos líneas diagonales que se trazan utilizando el concepto de cohesión⁸ y el del ángulo interno de fricción⁹ que definen el tamaño límite de los círculos de Mohr. Las coordenadas σ_n, τ dentro de la envolvente muestran la región de condiciones estables, las coordenadas en la envolvente representan los límites de equilibrio y cualquier área fuera de la envolvente representa condiciones inestables (Fig. A5).

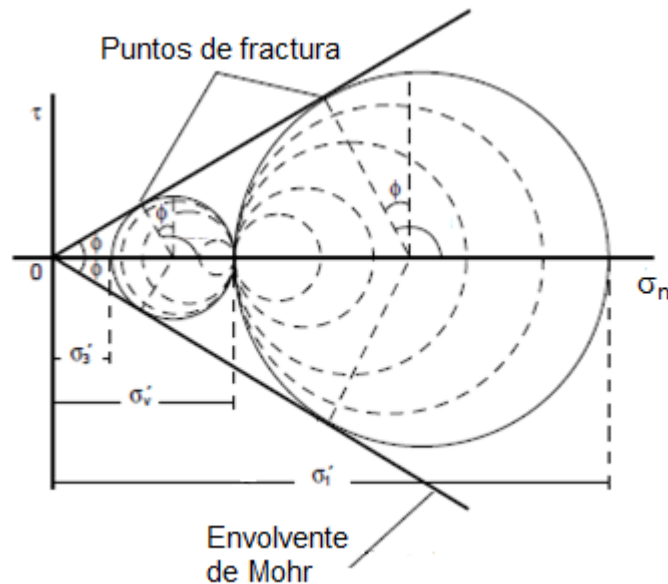


Fig. A5. Envolvente de Mohr. Diagrama del posible rango de esfuerzos horizontales para un esfuerzo vertical dado. El esfuerzo horizontal puede tener cualquier valor hasta un tercio del esfuerzo normal, correspondiente a la falla normal y aproximadamente 3 veces el esfuerzo vertical correspondiente a una falla inversa (Economides²¹, 2000).

Este criterio es más apropiado para altas presiones de confinamiento cuando el material falla al desarrollo de planos de cizalla. A bajas presiones de confinamiento y en el caso uniaxial se ha observado que la falla ocurre por el incremento gradual de la densidad de micro fallas paralelas al esfuerzo principal mayor, por lo que este criterio no aplica directamente.

El comportamiento mecánico de las rocas influye en los aspectos de terminación, producción de los pozos petroleros y permite caracterizar el comportamiento mecánico de los yacimientos y las formaciones adyacentes aplicado en el proceso de estimulación.

⁸Cohesión: la resistencia al esfuerzo cuando ningún esfuerzo normal es aplicado

⁹ Ángulo interno de fricción: es equivalente al ángulo de inclinación de una superficie suficiente para causar que un bloque de material similar se deslice sobre la superficie.

A pesar de las dificultades asociadas a la aplicación del criterio, mantiene uso como un método de cálculo rápido en la práctica ingenieril, principalmente usado para obtener perfiles de esfuerzo en función de la profundidad y de las propiedades de la roca. Estos perfiles son importantes para estimar variaciones de esfuerzos entre estratos y consecuentemente la geometría de fracturas hidráulicamente inducidas. Finalmente, los criterios de falla deben ser considerados al evaluar la estabilidad a largo plazo de la roca alrededor de la fractura.

APÉNDICE B

Métodos indirectos para determinar la presión de fractura ^{35,36}

Las ecuaciones y correlaciones más comunes, detalladas a continuación, para determinar la presión de fractura están basadas en el concepto del esfuerzo mínimo.

a) Ecuación de Hubbert & Willis

Hubbert y Willis introdujeron los principios fundamentales que se usaron para posteriores trabajos y que siguen siendo ampliamente usados.

Se parte del concepto de que la presión mínima requerida para extender una fractura está determinada por la presión necesaria para vencer el esfuerzo mínimo principal (σ_{min}).

$$p_{ff} = \sigma_{min} + p_f \quad \text{Ec. B1}$$

donde p_{ff} es la presión de fractura de la formación y p_f es la presión de formación o de poro.

Si el esfuerzo principal mínimo se encuentra en el plano horizontal y si los esfuerzos horizontales σ_x y σ_y son iguales, entonces el esfuerzo local en las paredes del pozo (σ_{Hw}) es dos veces el esfuerzo horizontal (σ_H). Por lo que la presión requerida para iniciar una fractura considerándose una formación homogénea e isotrópica es:

$$p_{ff} = \sigma_{Hw} + p_f = 2\sigma_H + p_f \quad \text{Ec. B2}$$

Basándose en experimentos de laboratorio concluyeron que en regiones con fallas normales, el esfuerzo mínimo de la matriz en los sedimentos someros es aproximadamente un tercio del esfuerzo vertical de la matriz resultado de la presión de sobrecarga. En estas condiciones la presión de extensión de fractura es aproximadamente:

$$p_{ff} = \sigma_{Hw} + p_f = \frac{\sigma_z}{3} + p_f \quad \text{Ec. B3}$$

Ya que el esfuerzo matricial σ_z está dado por:

$$\sigma_z = \sigma_{ob} - p_f \quad \text{Ec. B4}$$

La presión de extensión de fractura, considerando el esfuerzo de sobre carga (σ_{ob}), se expresa por:

$$p_{ff} = \frac{(\sigma_{ob} + 2p_f)}{3} \quad \text{Ec. B5}$$

b) Correlación de Matthews y Kelly

La experiencia obtenida llevó a concluir que los gradientes de fractura de la formación incrementaban con la profundidad y que la ecuación B5 no era válida para formaciones profundas, por lo que los autores de la correlación reemplazaron dicha ecuación por:

$$\sigma_{min} = k_i * \sigma'_v \quad \text{Ec. B6}$$

donde k_i es el coeficiente de esfuerzo efectivo adimensional y σ'_v es el esfuerzo vertical efectivo.

El coeficiente de esfuerzo efectivo adimensional fue introducido por los autores y se determinó empíricamente con datos de campo tomados de formaciones con presiones normales ubicadas en el golfo del sur de Texas y la costa del golfo de Louisiana (Fig. B1). Está definido por el cociente entre el esfuerzo efectivo horizontal σ'_h y vertical σ'_v

$$k_i = \frac{\sigma'_h}{\sigma'_v} \quad \text{Ec. B7}$$

Para la presión de fractura propusieron la ecuación:

$$p_{ff} = \sigma' * k_i + p_f \quad \text{Ec. B8}$$

siendo σ' es esfuerzo efectivo.

Se crearon curvas con los datos experimentales de campo, relacionando el coeficiente K_i con la profundidad (Fig. B1); por lo que si se desea utilizar esta correlación es necesario realizar ajustes en función del tipo de formación que se tenga.

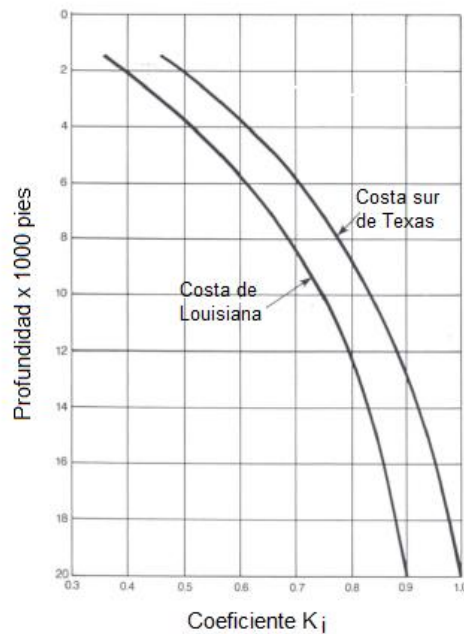


Fig. B1. Correlación de Matthews y Kelly para formaciones con presiones normales (Bowers³⁶, 1999).

Para usar la correlación en formaciones con presiones anormales se requiere obtener la profundidad D_i a la cual la formación con presión normal tendría el mismo valor de esfuerzo vertical matricial que la formación de presión anormal de interés. Considerando un gradiente de sobrecarga

de 1 psi/pie y un gradiente de presión normal de 0.465 psi/pie, dicha profundidad se puede calcular así:

$$\sigma = P_{ob} - P_{PN} = D_i - (0.465 * D_i) = 0.535 * D_i \quad \text{Ec. B9}$$

El cálculo de la profundidad D_i en una formación de presión anormal queda:

$$D_i = \frac{\sigma'_v}{0.535} = \frac{\sigma_{ob} - p_f}{0.535} = \frac{D - p_f}{0.535} \quad \text{Ec. B10}$$

El procedimiento para encontrar la presión de fractura a cualquier profundidad y cualquier presión de poro es:

1. Determinar el gradiente de la presión de formación y el gradiente de sobrecarga.
2. Calcular el esfuerzo efectivo $\sigma' = P_{ob} - p_f$
3. Determinar la profundidad equivalente D_i
4. Determinar el coeficiente de esfuerzo k_i para D_i
5. Determinar la presión de fractura p_{ff}

c) Correlación de Eaton

Eaton desarrolló un modelo para la predicción de la presión de fractura con la diferencia que cambió el concepto de coeficiente de esfuerzo efectivo por el cociente de presión de fractura asumiendo que la relación entre los esfuerzos es:

$$\sigma_x = \sigma_y = \sigma_H = \frac{\nu}{1-\nu} \sigma_z = \sigma_{min} \quad \text{Ec. B11}$$

A partir de lo cual predice la presión de fractura como:

$$p_{ff} = \frac{\nu}{1-\nu} \sigma_z + p_f \quad \text{Ec. B12}$$

que es equivalente a las ecuaciones B2 y B7.

Hay que tener en cuenta que la relación de Poisson está en función de la profundidad y la ecuación de Eaton está, a su vez, en función de la presión de poro y la de sobrecarga.

Eaton construyó una correlación utilizando datos particularmente del oeste de Texas y de la costa del Golfo de México, en los estados de Texas y Louisiana (Fig. B2).

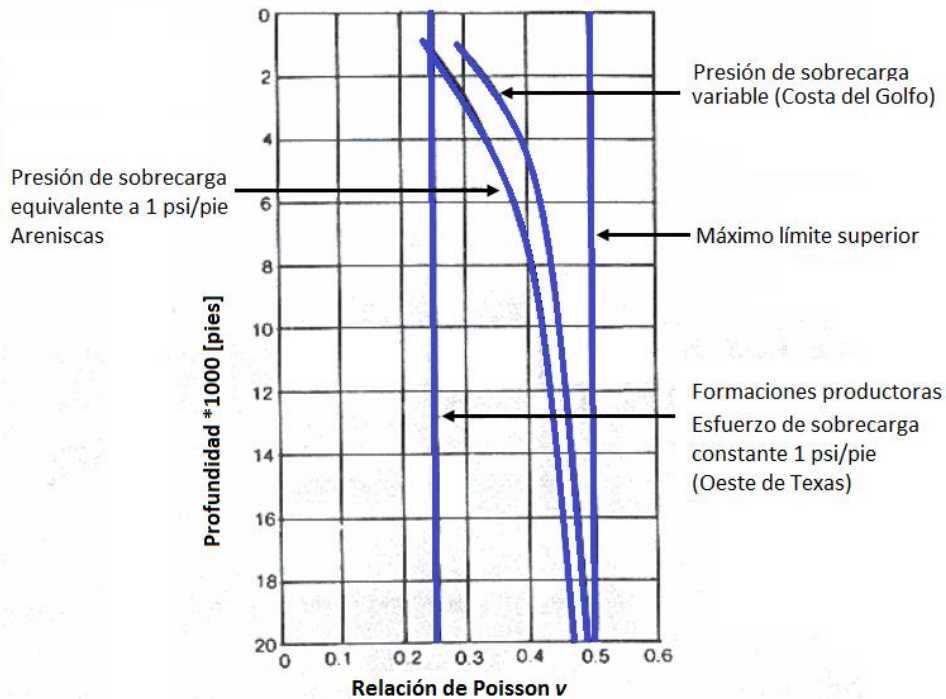


Fig. B2. Correlación de Eaton para la relación de Poisson (Adaptada de Bourgoyne³⁵, 1991)

d) Método de Daines

Daines tomó como base el modelo de Eaton, al cual le agregó un segundo término al coeficiente de esfuerzo efectivo:

$$K_i = \frac{\nu}{1-\nu} + \beta \quad \text{Ec. B13}$$

donde β es un parámetro que sirve para tomar en cuenta los efectos tectónicos. En la mayoría de los casos este parámetro es un factor de corrección que permite que el modelo de Eaton sea aplicable para diferentes litologías tomando en cuenta los valores para la relación de Poisson recomendados por Daines (Tabla B1). El parámetro β se obtiene mediante pruebas de presión de goteo ("Leak-off") usando la relación:

$$\beta = \frac{G_{ff} - G_f}{G_{ob} - G_f} - \frac{\nu}{1-\nu} \quad \text{Ec. B14}$$

donde G_{ff} es el gradiente de fractura, G_f es el gradiente de presión de formación y G_{ob} es el gradiente de presión de sobrecarga.

Daines obtuvo la siguiente ecuación para calcular la presión de fractura tomando en cuenta los esfuerzos tectónicos.

$$p_{ff} = \frac{\nu}{1-\nu} \sigma_z + p_f + \beta \quad \text{Ec. B15}$$

Litología: Arenisca	Relación de Poisson
Grano grueso	0.05
Grano grueso cementado	0.10
Finas	0.03
Muy finas	0.04
Arcillosa	0.06
Fosilíferas	0.24

Litología: Caliza	Relación de Poisson
Fina	0.28
Media	0.31
Calcarenítica porosa	0.20
Fosilífera	0.09
Fósiles estratificados	0.17
Arcillosa	0.17

Litología: Lutitas	Relación de Poisson
Clacáreas (<50% Calcita)	0.14
Dolomítica	0.28
Silíceas	0.12
Limosa	0.17
Arenosa	0.12
Kerógena	0.25

Tabla B1. Valores de la relación de Poisson sugeridas por Daines para diferentes litologías (Bowers³⁶, 1999)

APÉNDICE C

Modelos de propagación de fracturas en dos dimensiones^{21, 30}

Los primeros trabajos sobre el modelado de fracturamiento hidráulico fueron hechos por investigadores rusos (Khristianovich et al 1959). Las investigaciones hechas en inglés al respecto fueron hechas por Khristianovich y Zheltov (1955). La siguiente contribución fue realizada por Perkins y Kern (1961). Todos estos modelos calculan la geometría de fractura poniendo especial atención en la altura para una longitud y gasto específico pero sin considerar un balance volumétrico, el cual fue incluido por Carter (1957) y que pronto quedó obsoleto a causa de las extensiones realizadas a los estudios de Khristianovich y Zheltov y Perkins y Kern desarrollados por Geertsma y Klerk (1969) y por Nordgren (1972), respectivamente. Estos modelos representan las bases del cálculo de las dimensiones de la fractura (Figs. C1 y C2), principalmente de la amplitud, y son conocidos como los modelos KGD y PKN que incluyen el balance volumétrico y la mecánica de sólidos.

La diferencia entre los modelos PKN y KGD reside en la manera en la que convierten el sólido tridimensional y el problema mecánico de la fractura a un problema bidimensional. PKN asume que cada sección vertical transversal actúa independientemente, lo que es equivalente a asumir que la presión en cualquier sección está dominada por la altura y no por la longitud de la fractura. Consideración que sólo se cumple si la longitud es de mayor magnitud que la altura. Por el otro lado, el modelo KGD asume que todas las secciones horizontales actúan independientemente, esto es, el ancho de la fractura cambia más lentamente verticalmente que horizontalmente. Esto se cumple si la altura es mayor que la longitud. Esta diferencia fundamental lleva a maneras diferentes de resolver el problema.

a) Derivación del modelo Perkins Kern

Los autores asumieron que en una zona confinada se propaga una fractura de altura determinada, que la sección transversal de la fractura es elíptica y que el ancho máximo de esta sección transversal es proporcional a la presión neta (p_{net}) en ese punto y es independiente de la presión en cualquier otro punto. También consideraron la Ec. C1, que demuestra cuál es el ancho máximo (w) que puede tener una fractura de determinada altura (h_f) y extensión longitudinal infinita (Sneddon y Elliot, 1946).

$$w = \frac{2p_{net}h_f(1-\nu)^2}{E} \quad \text{Ec. C1}$$

donde E es el módulo de elasticidad de Young (Ec. 4.8) y ν es la relación de Poisson (Ec. 4.9). Para algunas de las siguientes ecuaciones es conveniente definir un plano de esfuerzo E' como:

$$E' = \frac{E}{1-\nu^2} \quad \text{Ec. C2}$$

Este plano de esfuerzo físicamente representa planos que eran paralelos antes de la deformación y permanecen así posterior a ésta. La consideración es útil en el fracturamiento hidráulico para fracturas en las que una de sus dimensiones (altura o longitud) es mucho mayor a la otra.

Aunque la solución fue desarrollada para fluidos no newtonianos y con flujo turbulento, el desarrollo siguiente está hecho asumiendo que el flujo está gobernado por la ecuación básica de un fluido newtoniano en una sección elíptica.

$$\frac{dp}{dx} = -\frac{64 q \mu}{\pi h_f w^3} \quad \text{Ec. C3}$$

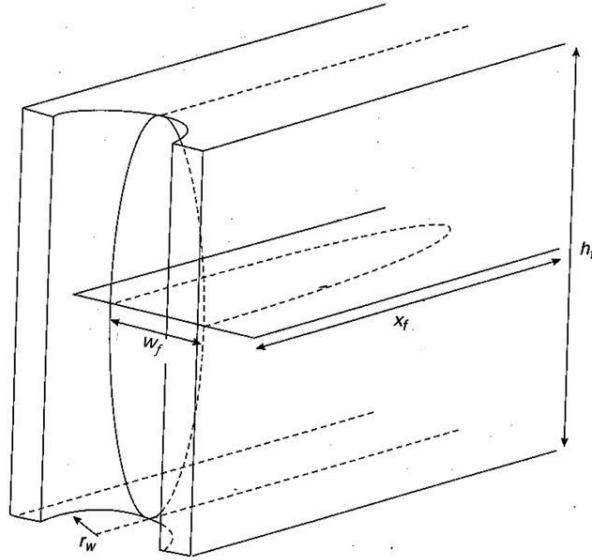


Fig. C1. Geometría de una fractura modelada con las ecuaciones desarrolladas por PKN. Se representan: el ancho w_f , la longitud de un ala x_f , el radio de la fractura r_w y la altura h_f .

Sustituyendo la ecuación C1 en C3, reemplazando el gasto (q) por un medio del gasto de inyección ($\frac{1}{2} q_i$) y asumiendo que el gasto es constante a lo largo de la fractura (despreciando la pérdida de fluido y el almacenamiento dentro de la fractura) se tiene que:

$$p_{net}^3 dp_{net} = -\frac{4 \mu q_i E'^3}{\pi h_f^4} dx \quad \text{Ec. C4}$$

Integrando esta expresión a lo largo de un ala de la fractura (L) con $p_{net}=0$ en la punta de la fractura se tiene que la presión neta (p_{net}) está dada por:

$$p_{net} = \left[\frac{16 \mu q_i E'^3}{\pi h_f^4} L \right]^{1/4} \quad \text{Ec. C5}$$

Al incluir la ecuación C1 en la Ec. C5, resulta que el ancho de la fractura (w) se puede calcular como:

$$w(x) = 3 \left[\frac{\mu q_i (L-x)}{E'} \right]^{1/4} \quad \text{Ec. C6}$$

Para calcular la amplitud de la fractura en la cara del pozo (w_w) utilizando unidades de campo se requiere de la ecuación:

$$w_w = 0.38 \left(\frac{\mu q_i L}{E'} \right)^{1/4} \quad \text{Ec. C7}$$

Para este modelo el ancho promedio de la fractura es $\pi/4$, lo que equivale aproximadamente al 80% del ancho del pozo. Al considerar un fluido newtoniano, la amplitud de la fractura es independiente de la altura de la fractura.

Perkins y Kern notaron que la presión neta promedio en la fractura excedería por mucho la presión mínima de propagación, a menos que el gasto inyectado fuera muy pequeño o el fluido tuviera baja viscosidad. En condiciones típicas, la presión, resultado del flujo de fluidos, es mayor que la presión mínima requerida para extender una fractura estacionaria. Esto justifica entonces la omisión de los efectos de la mecánica de sólidos en este modelo. Señalaron además, que la fractura se continuaría extendiendo después de detener el bombeo hasta que el leak off limitara la extensión o bien, hasta que la presión mínima para la presión de fractura se alcanzara.

Las observaciones que deben ser tomadas en cuenta para este modelo se resumen a continuación:

Asumir un plano vertical de esfuerzo; la resistencia de la fractura puede ser omitida debido a que la energía requerida para propagar la fractura es significativamente menor que la requerida para permitir el flujo del fluido a lo largo de la fractura; no considera la pérdida de fluido fracturante, por lo que el cambio de volumen de la fractura puede ser despreciado y se puede asumir una altura específica.

b) Desarrollo del modelo PKN incluyendo pérdida de fluido

Perkins y Kern no incluyeron la pérdida de fluido ni su almacenamiento en la fractura. Determinaron que podía usarse algún otro método como el propuesto por Carter (1957) cuya primera consideración es respecto a la velocidad de pérdida de fluido (u_L) en un punto de la pared de la fractura:

$$u_L = \frac{C_L}{\sqrt{t-t_{exp}}} \quad \text{Ec. C8}$$

donde:

C_L : Coeficiente de pérdida de fluido (leakoff).

t : Tiempo real.

t_{exp} : Tiempo durante el cual ese punto de la pared de la fractura estuvo expuesto al flujo.

Introdujo también una ecuación simple de balance de masa:

$$q_i = q_L + q_f \quad \text{Ec. C9}$$

donde q_L es el gasto perdido de toda la fractura y q_f es el gasto acumulado en la fractura. Si se asume un ancho de fractura constante en tiempo y espacio, se puede reescribir la ecuación anterior como:

$$q_i = 2 \int_0^{A_f(t)} u_L dA_f + \bar{w} \frac{\partial A_f}{\partial t} \quad \text{Ec. C10}$$

donde A_f es el área de la cara de la fractura. Carter demostró que se puede reescribir de la manera

$$q_i = 2 \int_0^t u_L(t - \lambda) \frac{\partial A_f}{\partial \lambda} d\lambda + \bar{w} \frac{\partial A_f}{\partial t} \quad \text{Ec. C11}$$

Para resolver esta ecuación se usaron transformaciones de Laplace obteniéndose que:

$$A_f = \frac{q_i \bar{w}}{4\pi C_L^2} \left(e^{S^2} \operatorname{erfc}(S) + \frac{2}{\sqrt{\pi}} S - 1 \right) \quad \text{Ec. C12}$$

donde:

$$S = \frac{2C_L \sqrt{\pi t}}{\bar{w}} \quad \text{Ec. C13}$$

Entonces, para calcular la longitud de una de las alas de la fractura en función del tiempo se divide el área entre dos veces la altura de la fractura. Harrington y Hannah (1975) demostraron que la ecuación C12 podría ser simplificada teniendo poca diferencia en el resultado por la siguiente ecuación con la que es más fácil realizar cálculos simples.

$$A_f = \frac{q_i t}{\bar{w} + 2C_L \sqrt{2t}} \quad \text{Ec. C14}$$

Posteriormente Nordgren (1972) incluyó al modelo de Perkins y Kern la pérdida de fluido y el almacenamiento como resultado del incremento de la amplitud. Para poder introducir estos dos parámetros se incluye una ecuación de continuidad (C14) a las ecuaciones C1 y C3.

$$\frac{\partial q}{\partial x} + q_L + \frac{\partial A}{\partial t} = 0 \quad \text{Ec. C15}$$

donde q es el gasto volumétrico a través de la sección transversal A ($\pi w h_f / 4$) y q_L es el gasto perdido por unidad de longitud.

$$q_L = 2h_f u_L \quad \text{Ec. C16}$$

el término u_L es de la ecuación C8. Sustituyendo la presión en términos de ancho de la fractura, la ecuación C15 puede ser reescrita como:

$$\frac{E'}{128\mu h_f} \frac{\partial^2 w^4}{\partial x^2} = \frac{8C_L}{\pi \sqrt{t} - t_{exp}(x)} + \frac{\partial w}{\partial t} \quad \text{Ec. C17}$$

Nordgren resolvió esta ecuación numéricamente de manera adimensional para obtener el ancho y la longitud en función del tiempo. El tiempo adimensional que usó está definido como:

$$t_D = \left[\frac{64C_L^5 E' h_f}{\pi^3 \mu q_i^2} \right]^{2/3} t \quad \text{Ec. C18}$$

Debido a que la solución numérica de Nordgren no puede ser expresada analíticamente, se presenta a continuación una aproximación útil para dos casos: uno para cuando la eficiencia del fluido es baja y otro para cuando es alta.

- Aproximación de las dimensiones de la fractura cuando domina el efecto de almacenamiento, es decir cuando la eficiencia del fluido tiende a 1 ($\eta \rightarrow 1$).

$$L(t) = 0.39 \left[\frac{E' q_i^3}{\mu h_f^4} \right]^{1/5} t^{4/5} \quad \text{Ec. C19}$$

$$w_w = 2.18 \left[\frac{\mu q_i^2}{E' h_f} \right]^{1/5} t^{1/5} \quad \text{Ec. C20}$$

- Aproximación de las dimensiones de la fractura cuando la pérdida de fluido es alta, es decir, baja eficiencia del fluido ($\eta \rightarrow 0$).

$$L(t) = \frac{q_i t^{1/2}}{2\pi c_L h_f} \quad \text{Ec. C21}$$

$$w_w = 4 \left[\frac{\mu q_i^2}{\pi^3 E' c_L h_f} \right]^{1/4} t^{1/8} \quad \text{Ec. C22}$$

Estas expresiones (Ec. C19-C22) proporcionan una visión sobre el comportamiento de las dimensiones de las fracturas.

Es importante recordar que la solución usando el modelo PKN es válida solo cuando la altura de la fractura es menor a un tercio que la extensión total de la fractura, considerando las dos alas.

c) Modelo Khristianovich-Geertsma de Klerk

Khristianovich y Zheltov (1955) derivaron una solución sobre la propagación de una fractura hidráulica asumiendo que el ancho de la fractura a cualquier distancia del pozo es independiente de la posición vertical; es una suposición razonable para una fractura con una altura mucho mayor que su longitud. La solución incluye aspectos de mecánica de fractura. Identificaron que para solucionar el problema analíticamente era necesario simplificar la solución, lo que consiguieron al asumir que el gasto en la fractura es constante y que la presión en la fractura puede ser aproximada por una presión constante en la mayor parte del cuerpo de la fractura, excepto en una pequeña región cerca de la punta que no tiene penetración de fluido, y por lo tanto, sin presión de fluido. Esa consideración se puede hacer debido a que el gradiente de presión provocado por el flujo de un fluido es altamente sensible al ancho de la fractura y, por lo tanto, ocurre principalmente en la región de la punta.

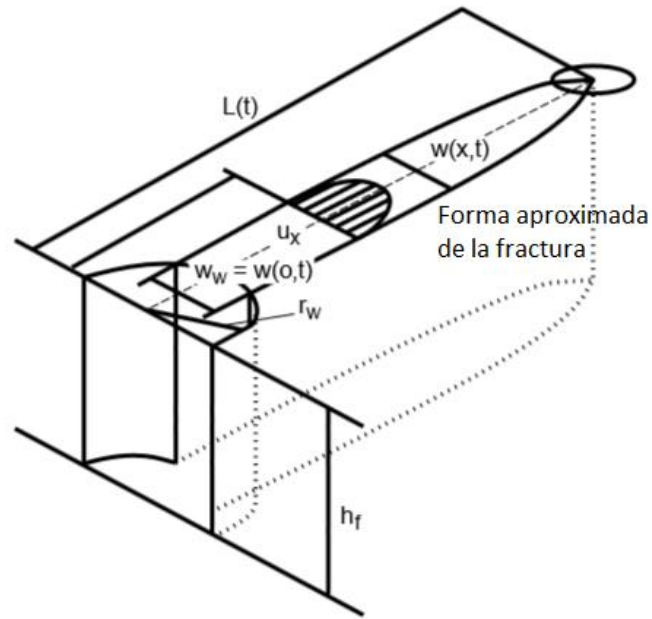


Fig. C2. Geometría de una fractura modelada con las ecuaciones desarrolladas por KGD.

Para una sección rectangular, la solución equivalente a la ecuación C3 es:

$$\frac{\partial p}{\partial x} = -\frac{12q\mu}{h_f w^3} \quad \text{Ec. C23}$$

que puede ser escrita en forma integral como:

$$p_{net} = \frac{6\mu q_i}{h_f} \int_0^L \frac{dx}{w^3} \quad \text{Ec. C24}$$

El perfil de amplitud de una fractura con baja presión en la punta es similar al obtenido para una fractura con un valor constante de presión neta a lo largo de toda la fractura que es equivalente a la ecuación C1 reemplazando h_f por $2L$ y la amplitud máxima se tiene en la cara del pozo

$$w_w = \frac{4}{E'} L p_{net} \quad \text{Ec. C25}$$

Resolviendo las ecuaciones anteriores llegaron a una solución de la forma similar a la presentada por Perkins y Kern.

$$p_{net,w} \approx \left[\frac{21\mu q_i}{64\pi h_f L^2} E'^3 \right]^{1/4} \quad \text{Ec. C26}$$

donde el ancho de la fractura está definido por:

$$w_w = \left[\frac{84}{\pi} \frac{\mu q_i L^2}{h_f E'} \right]^{1/4} \quad \text{Ec. C27}$$

Sin considerar la pérdida de fluido, las ecuaciones C26 y C27 pueden resolverse para la longitud y el ancho con las siguientes ecuaciones:

$$L(t) = 0.38 \left[\frac{E' q_i^3}{\mu h_f^3} \right]^{1/6} t^{2/3} \quad \text{Ec. C28}$$

$$w_w = 1.48 \left[\frac{\mu q_i^3}{E' h_f^3} \right]^{1/6} t^{1/3} \quad \text{Ec. C29}$$

Este modelo no resuelve el ancho de la fractura para el caso de la alta pérdida de fluido como lo presenta el modelo PKN. Los autores consideran que la alta pérdida no afecta las dimensiones ni la distribución de presión dentro de la fractura. El volumen de una fractura calculado con el modelo KGD (ambas alas) se calcula así:

$$V_f = \frac{\pi}{2} h_f L w_w \quad \text{Ec. C30}$$

Finalmente, llevando a cabo un balance de volumen y un procedimiento de solución similar al seguido por Carter se llega a que la longitud de la fractura se calcula con:

$$L = \frac{q_i w_w}{64 C_L^2 h_f} \left(e^{S^2} \operatorname{erfc}(S) + \frac{2}{\sqrt{\pi}} S - 1 \right) \quad \text{Ec. C31}$$

donde S es

$$S = \frac{8 C_L \sqrt{\pi t}}{\pi w_w} \quad \text{Ec. C32}$$

Consideraciones de los modelos PKN y KGD:

A manera de resumen, las consideraciones de estos modelos en dos dimensiones que representan las bases para los cálculos de dimensiones y comportamiento de la fractura tienen en común que: ambos asumen que la fractura es plana; el flujo de fluido es unidimensional a lo largo de la fractura; asumen fluidos newtonianos y el comportamiento de pérdida está gobernado por una simple expresión derivada de una teoría de filtración; la roca en la que se propaga la fractura se considera continua, homogénea e isotrópica y finalmente, la fractura tiene una altura determinada o está completamente confinada en un estrato conocido.

Desde que estos modelos se desarrollaron, se han hecho numerosas extensiones para hacer más flexibles las consideraciones con las que fueron desarrollados. Estos dos modelos siguen siendo usados para diseñar tratamientos y usualmente sirven en los simuladores.

d) Modelo de geometría de fractura radial

Tanto Perkins, Kern y Geertsma y de Klerk consideraron fracturas radiales que se propagan en un medio sin barreras que no restringe el crecimiento de la altura de una fractura vertical o bien cuando se crea una horizontal (Fig. C3).

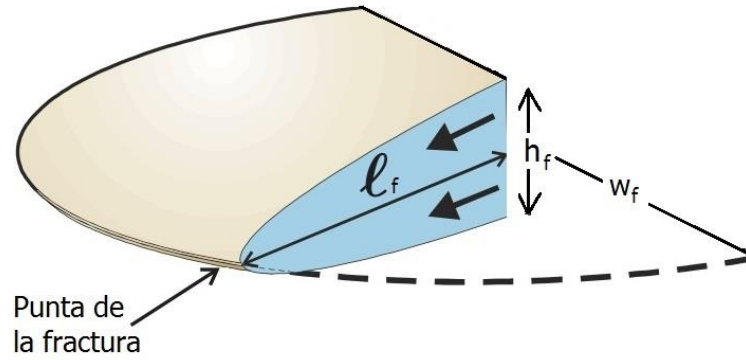


Fig. C3. Geometría de una fractura radial horizontal

Geertsma y de Klerk utilizaron los mismos argumentos que el modelo PKN (inciso c) para formular el modelo radial en el que la altura de la fractura es

$$w_w = 2.56 \left[\frac{\mu q_i R}{E'} \right]^{1/4} \quad \text{Ec. C33}$$

y la longitud radial R es:

$$R = \sqrt{\frac{q_i(4w_w+15S_p)}{30\pi^2 C_L^2} \left(e^{S^2} \operatorname{erfc}(S) + \frac{2}{\sqrt{\pi}} S - 1 \right)} \quad \text{Ec. C34}$$

donde:

$$S = \frac{15C_L \sqrt{\pi t}}{4w_w + 15S_p} \quad \text{Ec. C35}$$

Para el modelo radial se presentan las aproximaciones en la que no se considera la pérdida de fluido (Ecs. C36 y CC37) y la que sí contempla una alta pérdida (Ec. C38).

$$w_w = 2.17 \left[\frac{\mu^2 q_i^3}{E'^2} \right]^{1/9} t^{1/9} \quad \text{Ec. C36}$$

$$R = 0.52 \left[\frac{E' q_i^3}{\mu} \right]^{1/9} t^{4/9} \quad \text{Ec. C37}$$

$$R = \frac{1}{\pi} \left[\frac{q_i^2 t}{C_L^2} \right]^{1/4} \quad \text{Ec. C38}$$

La expresión para calcular el ancho de la fractura no se presenta para el caso de una alta pérdida.

Apéndice D

Operación de disparos y herramientas de orientación^{11, 31}

Existen dos maneras principales de terminar los pozos: con agujero descubierto y usando tubería de revestimiento. En la primera, como su nombre lo indica, la tubería de producción está directamente en contacto con la formación; en cambio, si se termina con tubería de revestimiento, ésta se baja y se cementa a la altura del intervalo de interés y es necesario poner en comunicación a la formación con el pozo mediante una operación de disparos a dicha tubería. Debido a que en los pozos estimulados con fracturamiento hidráulico, el tipo más común de terminación es usando tubería de revestimiento, se explicará este tipo de terminación, especialmente lo referente a los disparos y las herramientas de orientación.

Las ventajas de terminar el pozo con tubería de revestimiento son: la selectividad del intervalo productor o inyector; con la operación de disparos se puede llegar a sobrepasar la zona de daño causado durante la perforación; la posibilidad de solucionar problemas como producción de gas, agua o arena con técnicas como taponamiento de los disparos; la opción de disparar nuevos intervalos al paso del tiempo o bien, redisparar intervalos obturados por depósitos orgánicos e inorgánicos; la adecuación de empacadores para terminaciones selectivas y la ventaja de ser una terminación apta para posteriores estimulaciones como de fracturamiento hidráulico.

El objetivo de los disparos es, además de establecer comunicación de los fluidos entre el cuerpo productor y el pozo, obtener una producción lo más semejante posible a una terminación a pozo descubierto.

Los factores que deben considerarse para la operación son aspectos como el diámetro de la tubería de producción, mismo que condicionará el diámetro de la herramienta de disparo; la densidad de disparos; el tipo de carga; el diámetro de los disparos; la longitud de penetración, la cual es medida radialmente a partir del pozo, entre otros. Estos factores dependen de los requisitos de terminación, tales como el control o la prevención de la producción de arena, y en caso de requerirse un fracturamiento hidráulico, en el diseño de los disparos se debetener en cuenta el calibre del apuntalante (en caso de ser apuntalado), los regímenes de bombeo, las presiones de tratamiento y el flujo de producción requerido, cuestión que será detallada más adelante.

La herramienta con que se realiza la operación de disparos es la pistola, la cual tiene un elemento portador de las cargas y el cordón explosivo que comunica con el dispositivo detonante.

Hay tres tipos principales de pistolas: la recuperable, la desechable y la semi desechable (Fig. D1). La primera, como su nombre lo indica, una vez hechos los disparos se recupera a superficie junto con sus desechos, generalmente generan disparos de menor penetración.

La desechable es más ligera que la anterior, esta pistola es bajada al pozo y una vez disparada, los restos de la pistola y de sus demás elementos se quedan en el fondo del pozo.

La semi-desechable deja menos residuos en el pozo, debido a que el portacargas se recupera una vez finalizada la operación y algunos desechos se quedan en el fondo.

PISTOLAS

Recuperable Desechable Semi-desechable

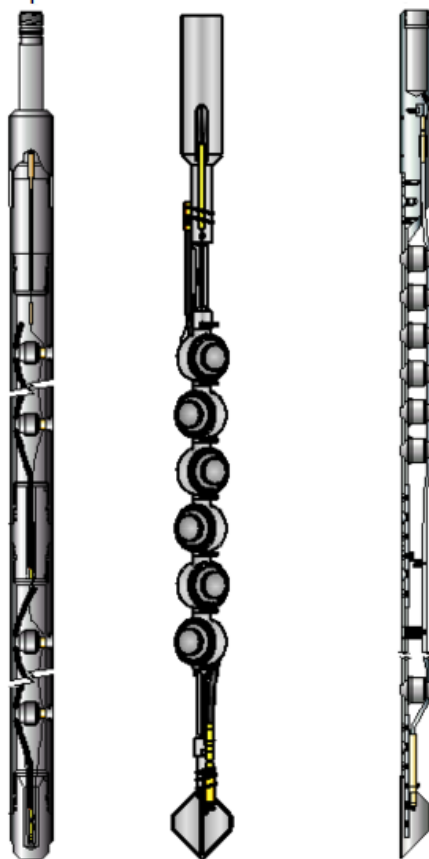


Fig. D1. Tipos de pistolas disponibles para disparar el intervalo de interés.

Las cargas son el componente principal de todo el sistema de disparo ya que son las que perforan la tubería de revestimiento, atraviesan el cemento y penetran la formación. Hay disponibles varios tipos de disparos o cargas diseñados para propósitos específicos.

Los disparos tipo bala están constituidos de un cañón cilíndrico diseñado para ser bajado al pozo, posicionado en el intervalo y eléctricamente accionado con controles de superficie. La penetración de la tubería de revestimiento, del cemento y de la formación se produce por la alta velocidad de las balas o proyectiles (alrededor de 3,300 pies/seg al inicio). El equipo de disparo permite disparar selectivamente una bala, un grupo de ellas o todo el conjunto en función de las necesidades del operador. El uso de estos disparos ha disminuido considerablemente.

Los disparos tipo jet o a chorro son los más comunes. Estas cargas son elementos cónicos en cuyo interior se aloja el explosivo y cuyos elementos se observan en la Fig. D2. Los disparos a chorro logran la penetración del objetivo debido a un impacto a alta velocidad (20,000 pies/seg) de una corriente a chorro de partículas metálicas que impacta la tubería de revestimiento, el cemento y subsecuentemente llega a la formación.

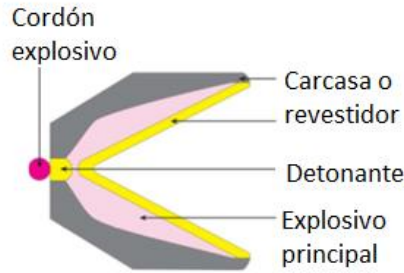


Fig. D2. Elementos que constituyen de las cargas tipo jet (Bellarby¹¹, 2009).

El proceso de disparo consiste en una reacción en cadena la cual da inicio al accionar un detonador que contiene un explosivo conocido como primario o iniciador que requiere de poca energía para detonar (accionado por fricción, impacto o, generalmente, un pulso eléctrico), se detona sucesivamente el cordón explosivo que contiene un explosivo secundario que debido a ser más difícil de activar, requiere de la energía del explosivo primario para detonar. Finalmente estalla el explosivo principal el cual está contenido en la carga. La alta presión (aproximadamente 5 millones de lb/pg²) generada por el explosivo provoca que el recubrimiento se colapse y se forme un chorro de partículas finas mismas que penetrarán la formación.

La cantidad de explosivo usado varía comúnmente en el orden de 6 a 32 gramos. Existen diferentes tipos de explosivos cuya selección está en función de su poder explosivo y la temperatura de estabilidad de cada uno de ellos.

Hay dos tipos de cargas a chorro que debido a su configuración generan disparos de geometrías diferentes (Fig. D3). Se tienen las cargas de alta penetración (deep penetration) y las de agujero grande (big hole). Las de alta penetración mantienen la forma cónica de la carcasa pero al ser más angosta generan un disparo más largo (medido radialmente desde el pozo aproximadamente de 13 pg) y de diámetro más angosto (de 0.2 a 0.5 pg).

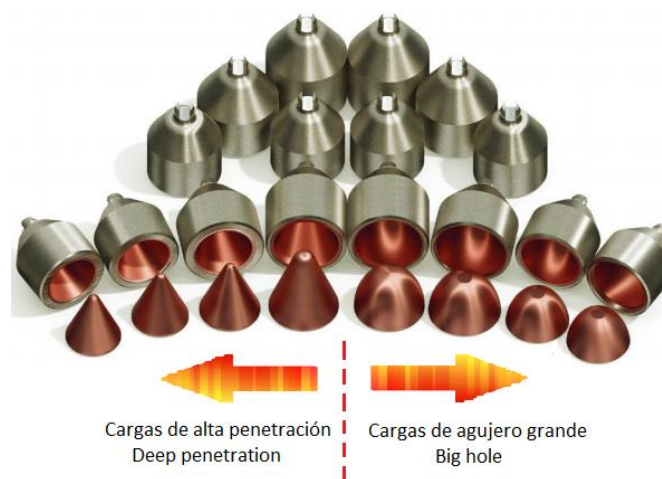


Fig. D3. Cargas a chorro que generan diferentes geometrías.

Las cargas de agujero grande por su parte tienen la forma cónica pero más amplia y al ser el cono del explosivo más amplio, requieren mayor cantidad de explosivo (70 gr o más). Se crean disparos de menor longitud (cerca de 8 pg) pero de mayor diámetro (de 0.6 a 1.5 pg).

Algunos de los residuos pulverizados dejados por el disparo permanecen en la parte exterior de la tubería de revestimiento (Fig. D4) mientras que otros quedan al fondo del túnel de disparo (Fig. D5). Estos residuos o rebabas deben ser removidos para no obstruir el flujo de fluidos. Existen varias maneras de eliminar esos residuos, como por ejemplo fluir el pozo después de finalizada la operación de disparos, situación que creará una caída de presión en todas las perforaciones limpiando algunos de los túneles de disparo. Otra opción es el uso de pistolas cuyas condiciones de presión interior favorece el flujo de fluidos de la formación. Cuidar las condiciones de presión del fluido de terminación al momento del disparo también puede ayudar a limpiar los disparos.

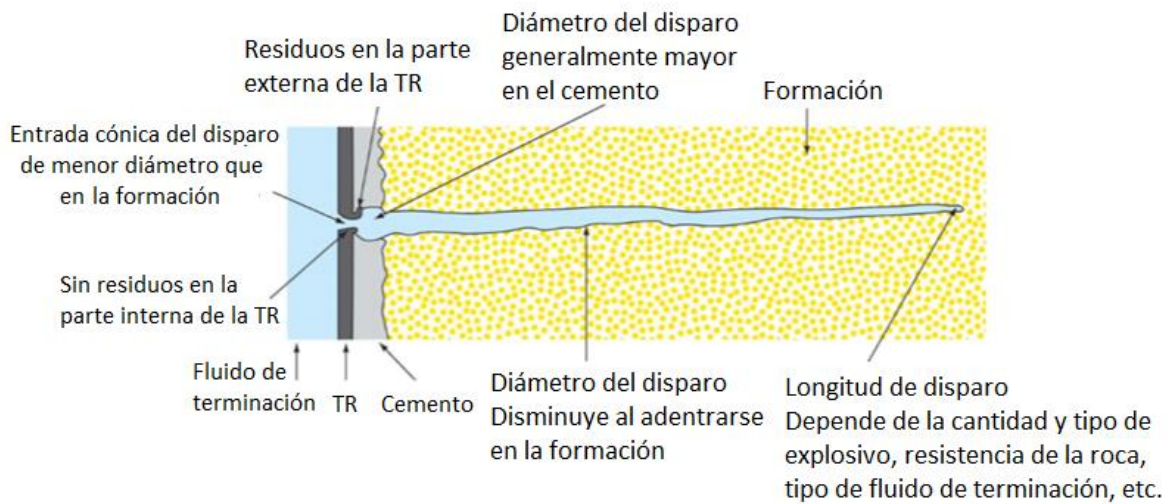


Fig. D4. Representación de la geometría de un solo disparo. (Adaptada de Bellarby¹¹, 2009).

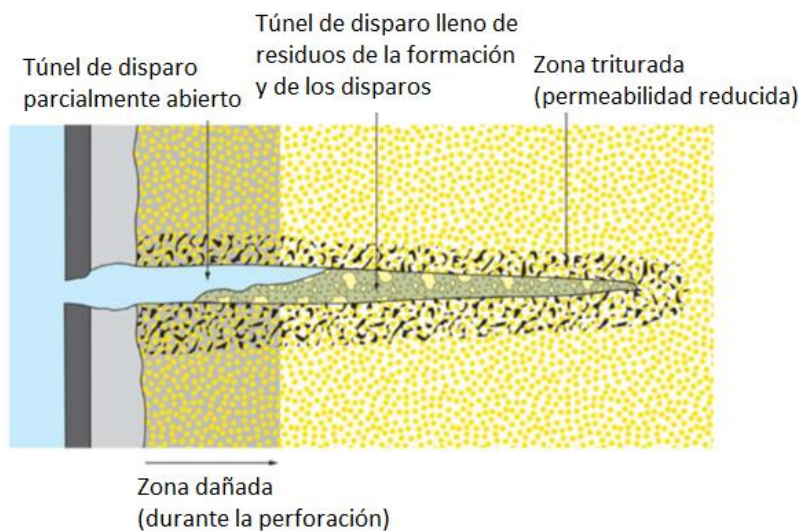


Fig. D5. Residuos dejados en el túnel de disparo (Adaptada de Bellarby¹¹, 2009).

Hay tres condiciones de presión del fluido de terminación a las cuales se puede realizar el disparo: la condición de sobre balance, la de balance, la de bajo balance.

La condición de bajo balance es cuando la presión de la columna hidrostática del fluido de terminación es menor a la presión de la formación. La de balance es cuando esta presión hidrostática es igual a la presión del yacimiento. Y finalmente la de sobre balance se obtiene cuando la presión hidrostática es mayor que la del yacimiento.

Con la finalidad de evitar el taponamiento de las perforaciones se recomienda disparar en bajo balance, debido a que esta condición promueve el flujo de los fluidos del yacimiento una vez puestos en comunicación con el pozo. La limpieza de los disparos depende de factores como el diámetro del disparo, el tipo de fluido de terminación (lodo, aceite, salmuera) y de los fluidos de formación, también de la permeabilidad del yacimiento, por ejemplo, formaciones con baja permeabilidad requieren mayor bajo balance para alcanzar la misma velocidad de arrastre y formaciones de alta permeabilidad limitan la caída de presión, por lo que se recomienda adicionalmente disparar primero los intervalos de menor permeabilidad.

Obtener el valor correcto de bajo balance requiere ya sea de estimaciones correctas de productividad de pozos o datos de medidores de presión de fondo de pozo. Existen varias correlaciones empíricas para determinar el valor de bajo balance necesario para favorecer la limpieza de los disparos¹¹, King (1986) fue el primero en recopilar datos de 90 pozos en EU para este fin, posteriormente Tariq y Karakas (1990) analizaron estos datos y Behrmann (1996) también presentó un modelo.

Tariq y Karakas realizaron un modelo a partir de los datos recopilados por King para determinar el valor de bajo balance óptimo como función de la permeabilidad para pozos tanto de aceite (Ec. D1) como de gas (Ec. D2).

$$\Delta P = \frac{3100}{k^{0.37}} \quad \text{Ec. D1}$$

$$\Delta P = \frac{3000}{k^{0.4}} \quad \text{Ec. D2}$$

El criterio de Behrmann considera, además de la permeabilidad, la porosidad y el diámetro de los disparos.

$$\Delta P = \frac{1480 \phi D^{0.3}}{k^{0.5}} \quad \text{Ec. D3}$$

Esta primera ecuación se desarrolló a partir de datos de permeabilidad muy restringido, principalmente para valores de 100 a 200 md. Por ello posteriormente introdujo una ecuación para permeabilidades menores a 100 md (Ec. D4).

$$\Delta P = \frac{687 \phi D^{0.3}}{k^{1/3}} \quad \text{Ec. D4}$$

La Figura D6 muestra la comparación entre los resultados de cuatro ejemplos que arrojan los modelos de Behrmann y los de Tariq y Karakas.

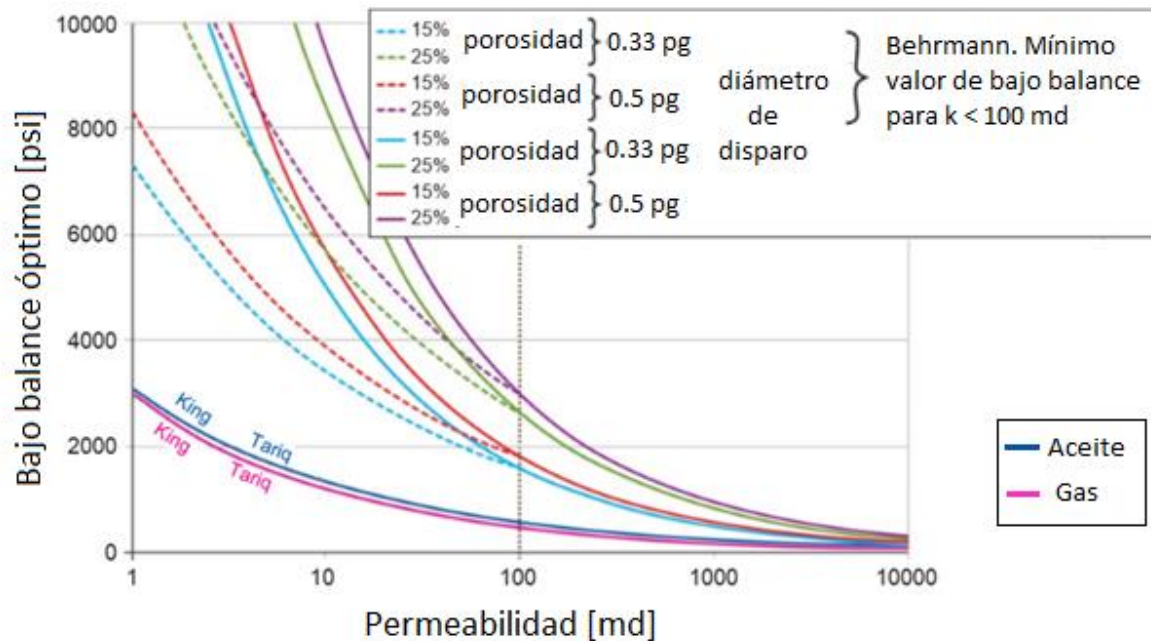


Fig. D6. Bajo balance recomendado para favorecer la limpieza de los túneles de disparo en función de la permeabilidad (Adaptada de Bellarby¹¹, 2009).

Como se dijo anteriormente existen algunas configuraciones de las pistolas útiles para la limpieza de disparos, el interior del portador de estas herramientas está a condiciones de presión atmosférica lo que, además de proteger las cargas de los fluidos de la formación, proporciona un bajo balance inmediatamente después de que los disparos se efectúan y el portador se llena de fluido. Esto es, hay un corto periodo en el que se incrementa la presión debido a la detonación de las cargas seguido de una caída de presión del llenado de la pistola, se produce a continuación un incremento de la presión debido al inicio del flujo de fluidos del yacimiento. Es una técnica cuya ventaja es la creación de un efecto de bajo balance localmente, sin necesidad de que la totalidad del intervalo esté a estas condiciones. Este tipo de técnica, conocida como bajo balance dinámico, es útil para formaciones de baja presión, de baja permeabilidad, para pozos horizontales y de inyección.

Cuando se dispara sobre balance es posible limpiar los disparos una vez que se recuperan las pistolas o bien, se dispara con sobre balance extremo, en el cual, las rebabas de los disparos se fuerzan a entrar en las micro fracturas generadas en la formación por el exceso de presión; a veces se aprovecha esta situación y se adiciona apuntalante al portador de cargas para empaquetar las fracturas generadas. Las fracturas son pequeñas debido a que el volumen del tratamiento es pequeño. Por lo que se considera una técnica intermedia entre una operación de disparos y una de fracturamiento hidráulico. No requiere del equipo de mezclador (blender) y de bombeo necesario para un fracturamiento hidráulico. Se puede usar como un método de reducción de tortuosidad en la vecindad del pozo para efectuar un fracturamiento hidráulico convencional posteriormente.

Hay dos diferentes maneras de introducir las pistolas al pozo. Con cable o con tubería de producción. La operación de disparo con pistolas bajadas con cable puede hacerse antes o después de haber instalado el aparejo de producción; sin embargo, si se dispara antes de bajar el aparejo, se pueden usar pistolas de mayor diámetro, lo que generará disparos de mayor penetración. Cuando se dispara

con aparejo de producción las dos principales ventajas son que se puede disparar todo el intervalo en un solo viaje y se reduce del tiempo para poner el pozo a producir una vez concluidos los disparos.

Diseño de los disparos para estimulaciones de fracturamiento hidráulico

En el caso del fracturamiento hidráulico no es necesario que los disparos conecten al pozo con el yacimiento, más bien comunicar a la fractura con el pozo mediante los disparos. Un pobre diseño de disparos afecta los resultados obtenidos de una estimulación de este tipo. El mejor diseño de disparos para un pozo sin estimular, no es necesariamente el más adecuado para un pozo que se va a fracturar.

Descuidar el tamaño del orificio, la densidad de los disparos, la penetración, la fase de la pistola y la orientación de los disparos puede conducir al arenamiento de la fractura, lo cual es muy perjudicial para la producción en el largo plazo, puede hacer más difícil el refracturamiento en el futuro, además, agrega costos de terminación por tiempo adicional del uso del equipo de terminación y se malgastan materiales de estimulación caros.

Debido a que la creación y propagación de la fractura tienen una dirección preferente (plano preferencial de fractura PFP, por sus siglas en inglés), es recomendable diseñar los disparos para estar alineados hacia esta dirección.

El plano preferencial de disparo está orientado hacia la dirección del esfuerzo máximo; para ésto, si el esfuerzo máximo es vertical, se requerirá de un pozo horizontal con disparos orientados verticalmente y cuando el esfuerzo máximo es horizontal, se requiere de un pozo vertical con disparos orientados horizontalmente.

Como ya se mencionó en la Sección 4.1.6 los disparos orientados con esta dirección preferencial de fractura presentan ciertas ventajas al momento del fracturamiento y ciertas limitaciones o complicaciones en caso de no estarlo, mismas que se sintetizan en la Tabla D1.

DISPAROS ORIENTADOS CON EL PFP	DISPAROS NO ORIENTADOS CON EL PFP
Optimizan el impacto y la efectividad de las presiones de iniciación y propagación de la fractura, maximizando el número de orificios abiertos a una fractura hidráulica permitiendo que los fluidos fluyan directamente dentro de la trayectoria de menor resistencia.	La tortuosidad de la trayectoria del flujo aumenta las presiones de iniciación de la fractura y la fricción del fluido durante las operaciones de bombeo. Las complejas trayectorias de flujo producen puntos múltiples de iniciación de fractura y alas de fractura curvas y pobremente alineadas con el pozo.
Minimizan o eliminan las caídas de presión provocadas por la fricción y las restricciones al flujo durante el fracturamiento hidráulico.	Para manejar las caídas de presión y restricciones al flujo se recurre a aumentar los regímenes y presiones de bombeo, utilizar fluidos de mayor viscosidad que son más dañinos, pre estimular con ácido y redisparar, operaciones que agregan costos y ponen en riesgo la efectividad del tratamiento.
Al aumentar la eficiencia de las operaciones de bombeo, se obtienen fracturas más anchas.	Las pérdidas de presión disipan la energía hidráulica, lo cual limita la geometría de la fractura e incrementa la potencia de bombeo requerida durante los tratamientos de estimulación.
Reducen el riesgo de un arenamiento prematuro.	Riesgo de posibles arenamientos prematuros, concentraciones y volúmenes finales de apuntalante empacado reducidos
Se crean distribuciones de esfuerzos más estables alrededor del pozo lo cual disminuye la producción de arena a lo largo de la vida del pozo.	Producción de arena durante la vida productiva del pozo.
Contribuyen a optimizar los tratamientos que se encuentran restringidos por el régimen de bombeo o restricciones en el volumen de los materiales.	Impedimento para realizar operaciones que requieren altos regímenes de bombeo y grandes volúmenes.

Tabla D1. Comparación entre las ventajas y los problemas que puede ocasionar la falta de un diseño adecuado de orientación de disparos.

Se requieren de métodos para orientar los disparos, muchas veces lo que limita el alineamiento es la falta de información sobre la dirección de los esfuerzos principales de la formación. En caso de desconocer las direcciones de los esfuerzos o de no ser posible orientar los disparos, las pistolas con alta densidad de disparos y con fase de 60 o 120 grados (Almaguer et al) y fase de 45 o 60 grados (Bellarby) ayudan a garantizar que al menos algunos de los disparos estarán entre 25 y 30° respecto de la dirección del esfuerzo máximo; sin embargo, esta aproximación no asegura que los disparos estén estrechamente alineados con el PFP.

Para determinar las direcciones de los esfuerzos principales de la formación, se usan herramientas de registros de pozo abiertos. Entre los que se encuentra la herramienta sónica dipolar (DSI) la cual al medir los tiempos de propagación de ondas de corte y compresión proporciona datos sobre la dirección de los esfuerzos locales y las propiedades mecánicas de la roca. Otras herramientas disponibles son el generador de imágenes microeléctricas de cobertura total FMI y el generador de imágenes ultrasónicas de la pared del pozo UBI, las cuales generan una imagen perimetral y proporcionan información cuantitativa para el análisis de las fracturas inducidas por la perforación y las ovalizaciones del pozo (Fig. D7) de manera que se puede establecer la orientación de las mismas. La única diferencia es que la primera genera una imagen eléctrica, debiéndose correr en fluidos base agua conductivos y la otra, al generar imágenes acústicas en vez de eléctricas, debe correrse en fluidos base aceite no conductivos.

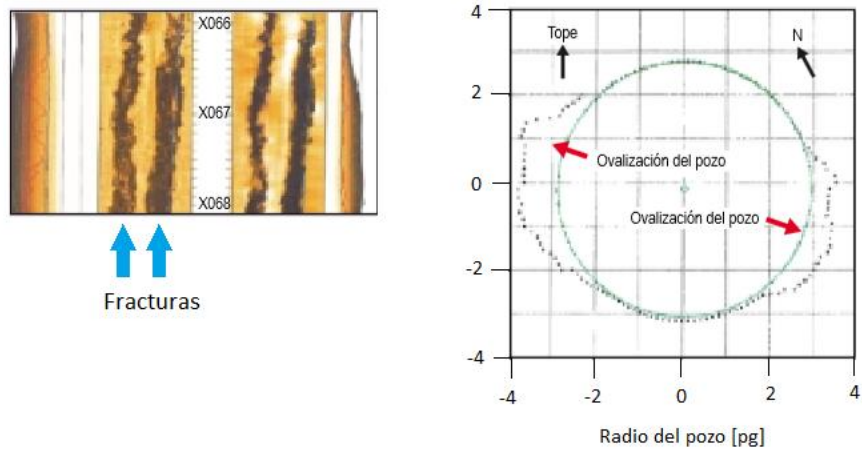


Fig. D7. El generador de imágenes sónicas proporciona imágenes de alta resolución de la pared del pozo. Durante la perforación se puede provocar la ovalización del pozo debido a fallas por compresión, este alargamiento se genera en dirección del esfuerzo mínimo (Adaptada de Almaguer³¹, 2002).

Las primeras aplicaciones de disparos orientados fueron en pozos con tuberías de producción múltiples o duales. Las herramientas se desarrollaron para asegurar que las pistolas no perforaran las otras tuberías de producción del pozo. Se disponía de dispositivos mecánicos, radioactivos y a motor para orientar los disparos. El principio de orientación de los sistemas mecánicos consiste en utilizar un calibrador de fleje tensado con el cual es necesario medir el diámetro interno completo de la tubería de revestimiento antes de disparar (Fig. D8).

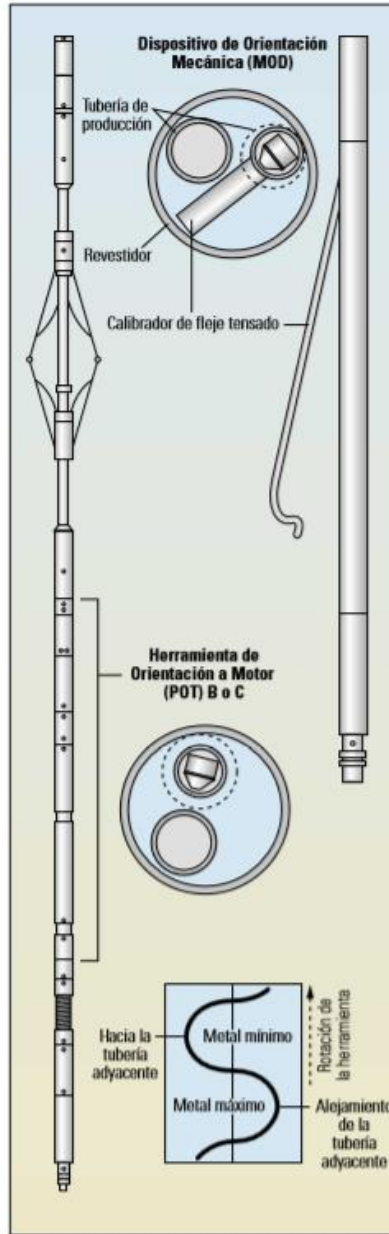


Fig. D8. Herramientas de orientación mecánica y a motor para disparar pozos con terminaciones múltiples (Adaptada de Almaguer³¹, 2002).

Para orientar los disparos con dispositivos radioactivos, la práctica consiste en correr una fuente radioactiva y un detector sobre el mismo cable eléctrico de las pistolas y a continuación girar las pistolas en la orientación requerida.

El sistema a motor consiste en una herramienta motorizada con sensores que proporcionan datos en tiempo real a medida que rota la sarta de la pistola (Fig. D8). Las cargas se orientan a 180° del calibrador o se alinean con un sensor específico. Algunas modalidades incluyen detectores de rayos para localizar las fuentes radioactivas corridas en otras sargas de tuberías de producción cuando son terminaciones

múltiples. Otra variedad de la herramienta utiliza principios electromagnéticos para detectar metales en tuberías de producción vecinas o en sargas de revestimiento; este último se desarrolló fundamentalmente dentro de tuberías de revestimiento con dos sargas de tubería de producción.

Para las operaciones de disparos orientados frecuentemente se utilizaban sistemas bajados con tubería de producción, estas operaciones pueden ser más complicadas y costosas que aquellas con cable.

Con el paso de los años se desarrollaron tecnologías de orientación de disparos no solo para terminaciones múltiples, sino también para pozos con terminaciones sencillas y operadas con cable debido a los beneficios que proporcionan a la producción. En pozos horizontales se utiliza orientación pasiva por atracción gravitacional para orientar los dispositivos mientras que en pozos verticales se usan giroscopios. Para la operación se baja un giroscopio a través de la tubería de producción con cable y se asienta en un perfil de orientación que incluye una llave interna alineada con las cargas de la pistola. La sarga de la tubería de producción se rota desde la superficie hasta obtener la orientación requerida, y el empacador se asienta hidráulicamente para evitar cualquier rotación adicional. El giroscopio verifica la orientación de la pistola antes de ser removido para prevenir el daño por la sacudida de la detonación.

La herramienta de disparos orientados operada a cable (denominada WOPT por sus siglas en inglés) se puede correr en pozos verticales e inclinados, es un método reciente para orientar las pistolas (Fig. D9). Esta técnica depende del hecho de que a una profundidad determinada, las herramientas asumen la orientación preferida en el pozo cuando los parámetros de la sarga son constantes. Se utiliza una articulación giratoria para minimizar los efectos perjudiciales de la torsión. La articulación giratoria desacopla la torsión acumulada en el cable de acero de la sarga de las pistolas dejando que la herramienta adopte su posición preferencial. La herramienta requiere dos carreras para pozos verticales con inclinaciones menores a 8 grados.

La operación en pozos con menos de 1 grado de inclinación requiere más tiempo. La primera carrera se realiza con pistolas desarmadas y con un giroscopio apuntando al norte verdadero con el fin de determinar la orientación natural de la sarga de la herramienta. La herramienta está constituida por dispositivos de posicionamiento con flejes contrapesados en la parte superior e inferior y también un inclinómetro que proporciona mediciones independientes, continuas y en tiempo real de la desviación de la herramienta y de la orientación respecto al lado alto del pozo. El giroscopio se remueve. Se baja nuevamente la sarga de la pistola, se confirma la orientación del inclinómetro y el pozo se dispara. El sistema puede alinear los disparos dentro de los 5 grados de azimut requeridos. La principal limitación de la herramienta es la incapacidad para detonar selectivamente más de una pistola por carrera.

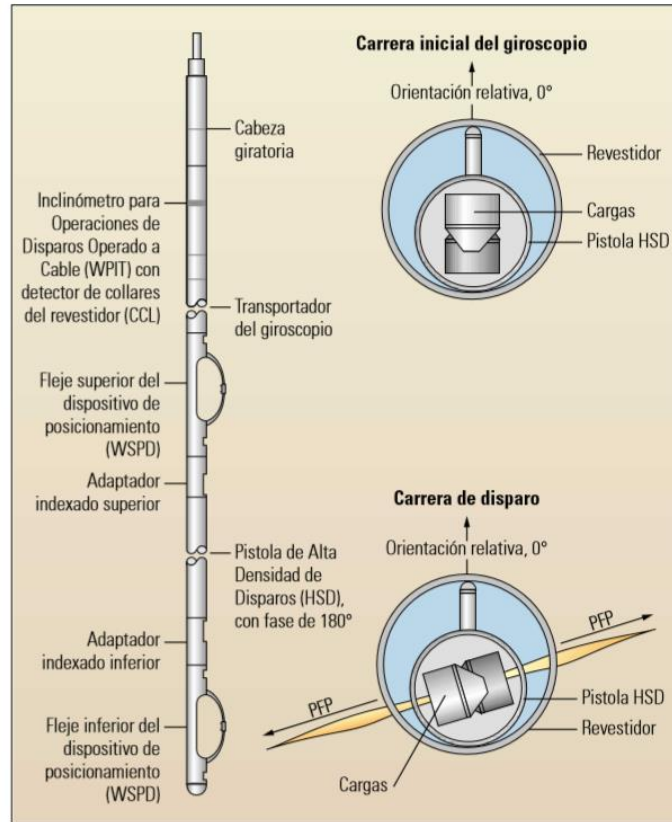


Fig. D9. Herramientas de orientación de disparos con giroscopio para pistola bajada con cable (Adaptada de Almaguer³¹, 2002).

En caso de tenerse información de levantamientos direccionales y las zonas de interés se encuentran en secciones del pozo con inclinaciones mayores a 8 grados, la operación se puede efectuar sin necesidad del giroscopio; en este caso, luego de determinar el azimut de la herramienta, se rotan manualmente las pistolas en superficie y se procede con los disparos.

En pozos horizontales o de gran inclinación se utilizan métodos simples de orientación pasiva o gravitacional adaptada con pesos y articulaciones giratorias excéntricas para orientar las sartas de pistola respecto del lado bajo de un pozo con las cargas apuntando hacia arriba o en la dirección deseada (Fig. D10).

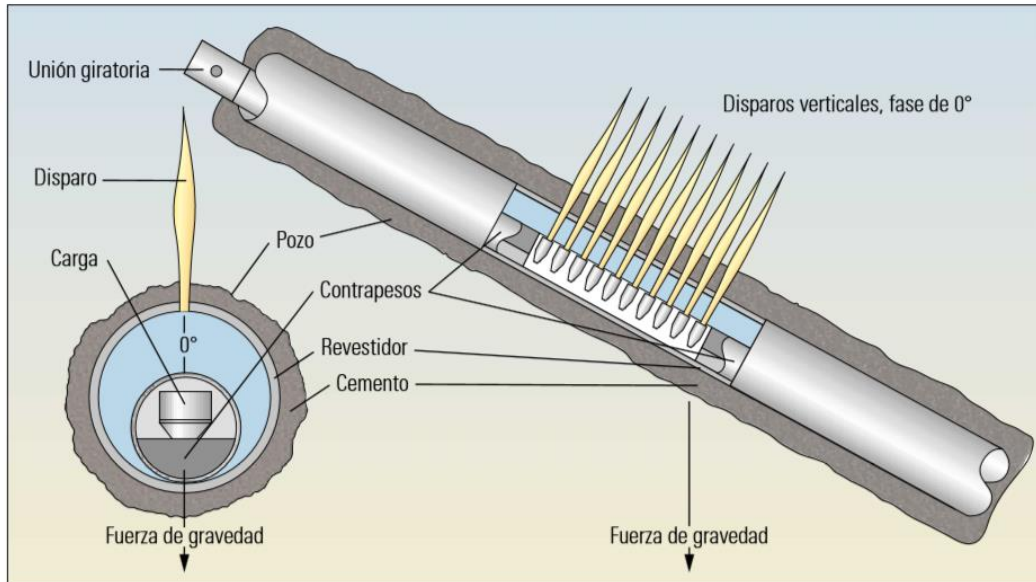


Fig. D10. Sistema de orientación gravitacional adaptada con pesos para disparar pozos de gran inclinación y horizontales (Adaptada de Almaguer³¹, 2002).

Hay diferentes herramientas para orientar los disparos y varían en cuanto a exactitud, pudiendo tener hasta una exactitud de 10 grados. Existen también dispositivos de confirmación de orientación como el denominado OCD, el cual mide y registra la dirección de los disparos con una resolución de un grado, lo que proporciona información acerca de la orientación de los disparos una vez terminada la operación.

Lista de Figuras

Fig. 1.1. Tipos de trampa (Tarbuck ² , 2005).	1-3
Fig. 1.2. Yacimiento de hidrocarburos sin acuífero asociado.	1-6
Fig. 1.3. Yacimiento de hidrocarburos conectado hidráulicamente a un acuífero.	1-6
Fig. 1.4. Diagrama de fase de un aceite negro (Adaptado de Cuautli ⁵).	1-6
Fig. 1.5. Diagrama de fase de un aceite volátil (Adaptado de Cuautli ⁵).	1-8
Fig. 1.6. Diagrama de fase de un yacimiento de gas y condensado (Adaptado de Cuautli ⁵).	1-9
Fig. 1.7. Diagrama de fase de un gas húmedo (Adaptado de Cuautli ⁵).	1-9
Fig. 1.8. Diagrama de fase de un gas seco (Adaptado de Cuautli ⁵).	1-10
Fig. 1.9. Factor de recuperación según el mecanismo de desplazamiento. (Escobar ³).	1-12
Fig. 1.10. Triángulo de recursos (Adaptado de Holdich ⁶ , 2006).	1-13
Fig. 1.11. Representación de los yacimientos convencionales y de los no convencionales.	1-14
Fig. 1.12. Hidratos de metano.	1-15
Fig. 1.13. Representación de los depósitos de los hidratos de metano debajo del lecho marino, de yacimientos naturalmente fracturados y rofundidad de los tirantes de agua que definen a los yacimientos en aguas profundas y ultraprofundas.	1-16
Fig. 2.1. Sistema Integral de producción (SIP), (Adaptada de Guo ⁷ , 2007).	2-1
Fig. 2.2. Modelo de yacimiento con flujo radial (Adaptada de Guo ⁷ , 2007).	2-2
Fig. 2.3. Perfil de presiones en régimen de flujo transitorio en un pozo explotado a gasto constante (Adaptada de Arana ⁸).	2-3
Fig. 2.4. Flujo estacionario con frontera externa a presión constante.	2-3
Fig. 2.5. Flujo pseudoestacionario (Adaptada de Arana ⁸).	2-4
Fig. 2.6. a) Geometría de flujo lineal dentro de una fractura (Adaptada de Bobadilla ¹⁰ , 2012 y Bellarby ¹¹ , 2009).	2-5
Fig. 2.6. b) Geometría de flujo lineal hacia una fractura (Adaptada de Bobadilla ¹⁰ , 2012 y Bellarby ¹¹ , 2009).	2-5
Fig. 2.7. Vista de planta de las líneas de flujo radial (Paris de Ferrer ⁹ , 2009).	2-5
Fig. 2.8. Geometría de flujo radial y pseudoradial (Bobadilla ¹⁰ , 2012).	2-6
Fig. 2.9. Geometría de flujo hacia un pozo horizontal (Bobadilla ¹⁰ , 2012).	2-6
Fig. 2.10. Geometría de flujo esférico y semiesférico (Bobadilla ¹⁰ , 2012).	2-7
Fig. 2.11. Vista de planta de un pozo con daño (Adaptada de Civian ¹² , 2000).	2-8

Fig. 2.12. Gráfica presión contra radio de pozo, en escalas normal y semilogarítmica, donde se puede ver la caída de presión debida al daño de la formación (Adaptada de Golan ¹³ , 1996).	2-8
Fig. 2.13. Gráfica presión contra radio de pozo en escala normal donde se ven las curvas de un pozo sin daño, estimulado y dañado.	2-9
Fig. 2.14. Emulsión directa (a) e inversa (b).	2-10
Fig. 2.15. Espacio poroso bloqueado por agua.	2-10
Fig. 2.16. Superficie mojada por agua y por aceite.	2-11
Fig. 2.17. Invasión de sólidos de los fluidos de control (Adaptado de Economides ¹⁴ , 1994).	2-11
Fig. 2.18. Daño por migración e hinchamiento de finos y arcillas (Adaptado de Economides ¹⁴ , 1994).	2-12
Fig. 2.19. Varias incrustaciones inorgánicas en la tubería de producción (Pérez García ¹⁵ , 2008).	2-13
Fig. 2.20. Pozo vertical parcialmente penetrante y con terminación parcial.	2-15
Fig. 2.21. Pozo desviado y disparado en todo el espesor de la formación.	2-15
Fig. 2.22. Zona de la formación dañada por efecto de los disparos (Adaptada de Economides ¹⁴ , 1994).	2-16
Fig. 2.23. Esquema de la geometría de los disparos en un pozo (Adaptada de Economides ¹⁴ , 1994).	2-17
Fig. 2.24. Fase de los disparos a 90°.	2-17
Fig. 2.25. Gráfica de gasto contra presión para yacimientos bajo saturados.	2-19
Fig. 2.26. IPR generalizada para un sistema de dos fases (Guo ⁷ , 2007).	2-20
Fig. 3.1. Esquemas de algunos de los distintos sistemas artificiales de producción. (Adaptado de Lucero Aranda ¹⁸ , 2013).	3-1
Fig. 3.2 Comportamiento de la presión de inyección en la cabeza de pozo a los gastos de inyección correspondientes durante una prueba de admisión a la formación (Islas Silva ²⁰ , 1991).	3-4
Fig. 3.3. Vista frontal y de planta de las alas de la fractura.	3-16
Fig. 3.4. Gráficas comparativas entre un pozo con estimulación y sin estimulación en yacimientos altamente permeables (Adaptada de Islas Silva ²⁴).	3-17

Fig. 3.5. Gráficas comparativas entre un pozo con estimulación y sin estimulación en yacimientos de baja permeabilidad (Adaptada de Islas Silva ²⁴).	3-17
Fig. 4.1. Fluido newtoniano sometido a un esfuerzo de corte.	4-1
Fig. 4.2. Clasificación de los fluidos no Newtonianos.	4-2
Fig. 4.3. Gráfica que relaciona la velocidad de corte y el esfuerzo de corte para fluidos no newtonianos independientes del tiempo.	4-3
Fig. 4.4. Gráficas que relacionan el esfuerzo cortante con el tiempo y con la velocidad de corte de un fluido tixotrópico (Adaptada de Hernández ²⁶ , 2010).	4-4
Fig. 4.5. Gráficas que relacionan el esfuerzo cortante con el tiempo y con la velocidad de corte de un fluido reopéctico (Adaptada de Hernández ²⁶ , 2010).	4-4
Fig. 4.6 Cilindro sometido a un esfuerzo de compresión uniaxial (Adaptada de Economides ²¹ , 2000).	4-6
Fig. 4.7. Curva de esfuerzo contra deformación que permite determinar el punto de fractura de un material.	4-7
Fig. 4.8. Esfuerzo de corte aplicado a un cuerpo (Adaptada de Sears ²⁷ , 2004).	4-8
Fig. 4.9. Esfuerzos principales de compresión.	4-9
Fig. 4.10. Envolvente de falla. Círculo de Mohr (Adaptada de Economides ²¹ , 2000).	4-10
Fig. 4.11. Dirección preferente de la fractura de acuerdo al perfil de esfuerzos principales.	4-11
Fig. 4.12. Perfil de esfuerzos durante la propagación de la fractura (Antuñano ²⁹ , 2011).	4-14
Fig. 4.13. Curvas de presión de fondo y gasto de inyección donde se identifican las presiones ISIP superior e inferior.	4-15
Fig. 4.14. Gráfica para determinar el coeficiente de pérdida de fluido por efecto del aditivo al fluido fracturante (Islas Silva ²⁴).	4-16
Fig. 4.15 Diferencia entre las dimensiones de la fractura al variar la eficiencia del fluido fracturante.	4-17
Fig. 4.16. Esquema representativo de la geometría de una fractura horizontal (Adaptada de Antuñano ²⁸ , 2011).	4-18
Fig. 4.17. Esquema representativo de la geometría de una fractura vertical (Adaptada de Allen ²⁹ , 1989).	4-19
Fig. 4.18. Geometría de la fractura según el modelo PKN que desarrolla fracturas más largas y estrechas.	4-21

Fig. 4.19. Geometría de la fractura de acuerdo al modelo KGD que desarrolla fracturas cortas y anchas (Antuñano ²⁸ , 2011).	4-21
Fig. 4.20. Geometría de la fractura conforme al modelo radial horizontal y vertical (Antuñano ²⁸ , 2011).	4-22
Fig. 4.21. Modelo pseudo 3D analizado por celdas. Vista frontal (Antuñano ²⁸ , 2011).	4-23
Fig. 4.22. Modelo de la fractura en 3 dimensiones plano dividido en elementos que inicialmente eran cuadrados (Adaptado de Economides ²¹ , 2000).	4-24
Fig. 4.23. Geometría de fractura en un modelo de tres dimensiones completo (Antuñano ²⁸ , 2011).	4-24
Fig. 4.24. Diámetro mínimo de los disparos en la tubería de revestimiento, respecto a la concentración de arena máxima, requerido para transportar varios tipos de arena respecto a su tamaño (Gidley ³⁰ , 1989).	4-25
Fig. 4.25. Gráfica que ilustra la diferencia entre las respuestas de presión cuando se incluyen las pérdidas de presión por fricción en los disparos en un modelo de geometría PKN y cuando no se incluyen (Adaptada de Economides ²¹ , 2000).	4-26
Fig. 4.26. Efectos de los disparos desalineados con el PFP o con el esfuerzo horizontal máximo (Almaguer ³¹ , 2002).	4-27
Fig. 4.27. Giro de la fractura para alinearse con el plano preferencial de fractura (Adaptada de Economides ²¹ , 2000).	4-27
Fig. 4.28. Gráfica de pérdida de presión por fricción a causa de la tortuosidad o al efecto de los disparos (Adaptada de Lake ²² , 2007).	4-29
Fig. 4.29. Gráfica general presión-tiempo de una prueba de esfuerzos in situ.	4-30
Fig. 4.30. Equipo superficial para fracturamiento hidráulico con apuntalante	4-33
Fig. 4.31. Flujo del fluido fracturante durante la estimulación (Islas Silva ²⁴).	4-36
Fig. 4.32. Etapas de inyección de los fluidos de fracturamiento hidráulico (Adaptada de Bellarby ¹¹ , 2009).	4-37
Fig. 4.33. Colocación del apuntalante dentro de la fractura que la mantendrá abierta para formar un canal de alta conductividad.	4-48
Fig. 4.34. Clasificación de esfericidad y de redondez de las partículas.	4-49
Fig. 4.35. Tipos de agentes sustentantes usados actualmente en el fracturamiento hidráulico apuntalado.	4-51
Fig. 4.36. Líneas de flujo en un sistema fracturado (Adaptada de Bellarby ¹¹ , 2009).	4-53

Fig. 4.37. Condiciones finales de fractura empacada al cierre (Islas Silva ²⁴).	4-54
Fig. 4.38. Disminución de la conductividad hidráulica de la fractura por diversos fenómenos (Adaptada de Bellarby ¹¹ , 2009).	4-54
Fig. 4.39. Proceso de la creación de la conductividad en un fracturamiento hidráulico ácido (Adaptada de Al-Anzi ³³ , 2004).	4-57
Fig. 4.40. Canales conductivos (formados por crestas y valles) grabados por el ácido en la formación (Adaptada de Islas Silva ²⁴).	4-57
Fig. 4.41. Flujo de ácido dentro de la fractura y pérdida de fluido en forma de agujeros de gusano (Adaptada de Bellarby ¹¹ , 2009).	4-61
Fig. 4.42. Huella de reacción al cierre de la fractura en una formación homogénea (Silva ²⁴).	4-63
Fig. 5.1. Esquema de inyección de fluidos por tubería de producción de un pozo.	5-4
Fig. 5.2. Prueba de inyección step up para determinar la presión y el gasto de extensión de fractura (Adaptada de Antuñano ²⁸ , 2011).	5-6
Fig. 5.3. Prueba de inyección step down para identificar la presión por efecto de los disparos y por aspectos relacionados a la tortuosidad (Adaptada de Antuñano ²⁸ , 2011).	5-7
Fig. 5.4. Prueba de retorno para identificar la presión de cierre (Adaptada de Antuñano ²⁸ , 2011).	5-8
Fig. 5.5. Gráfico de la presión de fondo contra la función G, cuya curva es una línea recta (Adaptada de Antuñano ²⁸ , 2011).	5-10
Fig. 5.6. Función G para determinar la presión de cierre de la fractura.	5-10
Fig. 5.7. Función G para identificar la pérdida de fluido debido a la conexión de la fractura principal inducida con una red de fracturas secundarias, o bien por la falta de la formación de un enjarre en las paredes de la fractura.	5-12
Fig. 5.8. Función G que describe el crecimiento de la altura hacia zonas impermeables (Adaptada de Antuñano ²⁸ , 2011).	5-13
Fig. 5.9. Gráfica de la función G en caso de almacenaje transversal y/o recesión de la altura de la fractura.	5-14
Fig. 5.10. Función G para identificar la extensión longitudinal de la fractura (Antuñano ²⁸ , 2011).	5-15
Fig. 5.11. Función G en caso de generarse extensión de la punta de la fractura.	5-15

Fig. 5.12. Gráfico Nolte-Smith para estimar la geometría de la fractura (Antuñano ²⁸ , 2011).	5-16
Fig. 5.13. Ubicación geográfica del Pozo Jun 1 y de la Cuenca Salina del Istmo, perteneciente a la Provincia Petrolera Sureste (Adaptada de Robles ³⁴ , 2013).	5-17
Fig. 5.14. Columna geológica de la Cuenca Salina del Istmo. Intervalo disparado en la Formación Encanto.	5-18
Fig. 5.15. Correlación del Pozo Jun 1 con pozos vecinos, todos ellos fluyentes en la arena Encanto 18.	5-19
Fig. 5.16. Registros corridos en el Pozo Jun 1 junto con los registros procesados.	5-20
Fig. 5.17. Estado mecánico del Pozo Jun 1.	5-24
Fig. 5.18. Equipo necesario para una prueba de minifrac.	5-26
Fig. 5.19. Unidades de bombeo, pozos vecinos y Pozo Jun 1 con equipo para prueba de minifrac.	5-27
Fig. 5.20. Gel de fractura activado con el que se realizó la prueba de minifrac en el Pozo Jun 1.	5-28
Fig. 5.21. Presión de fricción en la tubería de producción durante el bombeo del gel activado.	5-30
Fig. 5.22. Gráfica de presiones registradas durante la prueba de las líneas o prueba de hermeticidad, procedimiento previo a la inyección de la prueba minifrac.	5-33
Fig. 5.23. Gráfica de bombeo registrada durante la ejecución del tratamiento de la prueba minifrac.	5-34
Fig. 5.24. Gráfica de la función G para la identificación del momento de cierre de la fractura (punto 1). Valor de la presión al momento de cierre de la fractura (punto 2).	5-35
Fig. 5.25. Gráfica de presión en función de la raíz cuadrada del tiempo para verificar la presión de cierre.	5-36
Fig. 5.26. Gráfica logarítmica de la diferencial de presión contra tiempo para identificar los regímenes de flujo.	5-38
Fig. 5.27. Método gráfico para aproximar la eficiencia del fluido fracturante en función del tiempo de cierre adimensional (Adaptada de Gidley ³⁰ , 1989).	5-39
Fig. 5.28. Eficiencia del fluido fracturante determinado gráficamente (Adaptada de Gidley ³⁰ , 1989).	5-40

Fig. A1. Bloque sujeto a la acción de dos esfuerzos biaxiales aplicados en dirección de dos ejes normales (x.y), (Adaptado de Acosta ¹⁹).	A-1
Fig. A2. Componentes de los esfuerzos aplicados sobre el bloque en dirección del esfuerzo normal y de corte (Adaptada de Acosta ¹⁹).	A-2
Fig. A3. Sistema equivalente de fuerzas (Adaptada de Acosta ¹⁹).	A-2
Fig. A4. Círculo de Mohr (Adaptada de Acosta ¹⁹).	A-4
Fig. A5. Envolvente de Mohr (Economides ²¹ , 2000).	A-5
Fig. B1. Correlación de Matthews y Kelly para formaciones con presiones normales (Bowers ³⁶ , 1999).	B-2
Fig. B2. Correlación de Eaton para la relación de Poisson (Adaptada de Bourgoyne ³⁵ , 1991).	B-5
Fig. C1. Geometría de una fractura modelada con las ecuaciones desarrolladas por PKN.	C-2
Fig. C2. Geometría de una fractura modelada con las ecuaciones desarrolladas por KGD.	C-6
Fig. C3. Geometría de una fractura radial horizontal	C-8
Fig. D1. Tipos de pistolas disponibles para disparar el intervalo de interés.	D-2
Fig. D2. Elementos que constituyen de las cargas tipo jet (Bellarby ¹¹ , 2009).	D-3
Fig. D3. Cargas a chorro que generan diferentes geometrías.	D-3
Fig. D4. Representación de la geometría de un solo disparo (Adaptada de Bellarby ¹¹ , 2009).	D-4
Fig. D5. Residuos dejados en el túnel de disparo. (Adaptada de Bellarby ¹¹ , 2009).	D-4
Fig. D6. Bajo balance recomendado para favorecer la limpieza de los túneles de disparo en función de la permeabilidad (Adaptada de Bellarby ¹¹ , 2009).	D-6
Fig. D7. El generador de imágenes sónicas proporciona imágenes de alta resolución de la pared del pozo (Adaptada de Almaguer ³¹ , 2002).	D-9
Fig. D8. Herramientas de orientación mecánica y a motor para disparar pozos con terminaciones múltiples (Adaptada de Almaguer ³¹ , 2002).	D-10
Fig. D9. Herramientas de orientación de disparos con giroscopio para pistola bajada con cable (Adaptada de Almaguer ³¹ , 2002).	D-12
Fig. D10. Sistema de orientación gravitacional adaptada con pesos para disparar pozos de gran inclinación y horizontales (Adaptada de Almaguer ³¹ , 2002).	D-13

Lista de Tablas

Tabla 1.1. Rocas detríticas clasificadas de acuerdo a su textura. (Tarbuck ² , 2005)	1-4
Tabla 1.2. Identificación de las rocas sedimentarias químicas de acuerdo a su composición mineralógica (Tarbuck ² , 2005).	1-5
Tabla. 2.1. Generación de daño verdadero durante la vida del pozo.	2-9
Tabla 2.2. Valores típicos del Índice de Productividad.	2-18
Tabla 3.1. Clasificación de los surfactantes usados en estimulaciones matriciales no reactivas (Adaptado de Islas Silva ²⁰ , 1991).	3-8
Tabla 3.2. Tipos y concentraciones de ácidos para acidificación matricial en areniscas (Guo ⁷ ,2007).	3-12
Tabla 3.3. Tipo y concentración de ácido para acidificación matricial de carbonatos (Guo ⁷ , 2007).	3-15
Tabla 4.1 Valores del módulo de Young y la relación de Poisson según la litología (Antuñano ²⁸ , 2011).	4-11
Tabla 4.2. Parámetros o condiciones críticas para la selección del pozo candidato a fracturar hidráulicamente (Islas Silva ²⁴).	4-34
Tabla. 4.3. Geles lineales usados como agentes viscosificantes de los fluidos convencionales.	4-41
Tabla. 4.4. Aditivos a los fluidos fracturantes (Adaptada de Islas Silva ²⁴).	4-45
Tabla 4.5 Valores de densidad de los diferentes tipos de apuntalantes.	4-51
Tabla 5.1. Valores de las pendientes para determinar la geometría de la fractura según el modelo desarrollado por Nolte-Smith (Adaptada de Antuñano ²⁸ , 2011).	5-16
Tabla 5.2. Propiedades de los fluidos de perforación.	5-21
Tabla 5.3. Datos generales del yacimiento y del pozo.	5-23
Tabla 5.4. Datos adicionales del estado mecánico del pozo.	5-25
Tabla 5.5. Requerimientos de equipo.	5-26
Tabla 5.6. Características de la tubería de revestimiento.	5-28
Tabla 5.7. Características de la tubería de producción.	5-30
Tabla 5.8. Cédula de bombeo programada con 7 escalones.	5-31
Tabla 5.9. Gastos inyectados para la prueba de minifrac.	5-32
Tabla 5.10. Presiones de cierre y porcentajes de eficiencia del fluido fracturante.	5-40
Tabla 5.11. Resumen de información de la prueba minifrac.	5-41

Tabla B1. Valores de la relación de Poisson sugeridas por Daines para diferentes litologías. B-5
(Bowers³⁶, 1999).

Tabla D1. Comparación entre las ventajas y los problemas que puede ocasionar la falta de D-8
un diseño adecuado de orientación de disparos.

Referencias

- ¹ * Torres Lara, J.A. y Turrubiate Munguía, A. E. (2007). *Ecuación general de balance de materia y una herramienta computacional para sus cálculos*. Tesis de Licenciatura en Ingeniería Petrolera. México, D. F., Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería.
- ² * Tarbuck, E. J., Lutgens, F. K. y Tasa, D. (2005). *Ciencias de la Tierra*. Madrid, España: Pearson Educación S. A.
- ³ * Escobar, F. H. *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Colombia: Universidad Surcolombiana.
- ⁴ * McCain, W. D. (1990). *The Properties of Petroleum Fluids*. Tulsa, Oklahoma, USA. : PennWell Books.
- ⁵ Cuautli, M. E. *Propiedades de los fluidos petroleros y aplicaciones*. Tesis de Licenciatura en Ingeniería Petrolera. México, D. F., Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería.
- ⁶ * Garaicochea, F. y Bashbush, J. L. *Apuntes de Comportamiento de los Yacimientos*. UNAM, Ciudad Universitaria, México D. F. : Unidad de difusión de la Facultad de Ingeniería.
- ⁷ * Guo, B., Lyons, W. C. y Ghalambor, A. (2007). *Petroleum Production Engineering*. USA: Elsevier Science & Technology Books.
- ⁸ Arana, V. H., Trujillo, D. y Sánchez, J. *Apuntes de Simulación Numérica de Yacimientos*. UNAM, Ciudad Universitaria, México, D. F.: Unidad de difusión de la Facultad de Ingeniería.
- ⁹ * Paris de Ferrer, M. (2009). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Maracaibo, Venezuela: Ediciones Astro Data S. A.
- ¹⁰ Bobadilla, G. E. (2012). *Conceptos básicos de caracterización dinámica de yacimientos*. Tesis de Licenciatura en Ingeniería Petrolera. México, D. F., Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería.
- ¹¹ * Bellarby, J. (2009). *Well Completion Design*. Hungría: Elsevier Science & Technology Books.
- ¹² * Civian, F. (2000). *Reservoir Formation Damage*. Houston, Texas: Gulf Publishing Company.
- ¹³ * Golan, M. y Whitson, C. H. (1996). *Well Performance*. Noruega: Tapir.
- ¹⁴ * Economides, M. J., Hill, A. D. y Ehlig-Economides, C. (1994). *Petroleum Production Systems*. USA: Prentice Hall.
- ¹⁵ * Pérez García, Tomás E. (2008). *Efecto de daño [diapositiva]*. Ciudad Universitaria, México, D. F.: Facultad de Ingeniería.
- ¹⁶ * Vogel, J. V. (1968). *Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells*. JPT, 20, 83-92. 2015, SPE Base de datos.

Nota: Las referencias marcadas con * también se consultaron como bibliografía.

- ¹⁷ * Beggs, H. D. (2003). Production Optimization Using Nodal Analysis. Tulsa, Oklahoma, USA: OGCI & Petroskills Publications.
- ¹⁸ * Lucero Aranda, F. J. (2013). Sistemas Artificiales de Producción, Tema 1 [diapositiva]. Ciudad Universitaria, México, D. F.: Facultad de Ingeniería.
- ¹⁹ * Acosta, A. D. G., Hernández, T. R., Mungaray, R. J., Sánchez, P. A. y Sánchez, S. P. V. Fundamentos de Estimulación de Pozos. México: Instituto Politécnico Nacional, ESIA.
- ²⁰ * Islas Silva, C. (1991). Manual de Estimulación Matricial de Pozos Petroleros. México: Ediciones Gráficas "Z" S. A.
- ²¹ * Economides, M. J. y Nolte, K. G. (2000). Reservoir Stimulation. Inglaterra: Wiley.
- ²² * Lake, L. W. (2007). Production Operations Engineering. Petroleum Engineering Handbook (Vol IV). USA: SPE.
- ²³ * Garaicochea, F. Apuntes de Estimulación de Pozos. UNAM, Ciudad Universitaria, México D. F.: Unidad de difusión de la Facultad de Ingeniería.
- ²⁴ * Islas Silva, C. Estimulación por Fracturamiento Hidráulico de Pozos Petroleros. México.
- ²⁵ * Villegas, M. I. y Zavala, E. (1986). Fluidos Fracturantes. Tesis de Licenciatura en Ingeniería Petrolera. México, D. F., Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería.
- ²⁶ Hernández J. A. (2010). Análisis de los fluidos de perforación en la industria petrolera. Tesis de Licenciatura en Ingeniería Mecánica Eléctrica. México, Universidad Veracruzana, Facultad de Ingeniería Mecánica Eléctrica.
- ²⁷ Sears, F. W., Zemansky, M. W., Young, H. D. y Freedman, R. A. (2004). *Física Universitaria Vol. 1*. México: Pearson Educación.
- ²⁸ * Antuñano, Y., Lysandrou, M., Giraud, C. y Hernández, J. (2011). Documento Guía para Fracturamientos Hidráulicos Apuntalados y Ácidos. México, D. F.: Subdirección Técnica de Explotación, PEMEX.
- ²⁹ * Allen, T. O. y Roberts, A. P. (1989). Production Operations: Well Completions, Workover and Stimulation Vol. 2. USA: Penwell.
- ³⁰ * Gidley, J. L., Holditch, S. A., Nierode, D. E., y Veatch, R. W. (1989). Recent Advances in Hydraulic Fracturing. Henry L. Doherty Series (SPE Monograph Vol. 12) USA: SPE Richardson TX.
- ³¹ * Almaguer, J., Manrique, J., Wickramasuriya, S., Habbtar, A., López-de-Cárdenas, J., May, D., McNally, A. C. y Sulbarán, A. (2002). Orientación de los Disparos en la Dirección Correcta. Oilfield Review, Vol. 14, 18-33. 2015, Schlumberger Base de datos.
- ³² * Blanco, A. J. y Viva, J. (2015). Fracturas con Espumas con Nitrógeno. Petrotecnia, 56-70. 2015, Instituto Argentino del Petróleo y del Gas Base de datos.

³³ * Al-Anzi, E., Al-Mutawa, M, Al-Habib, N., Al-Mumen, A., Nasr-El-Din, H., Alvarado, O., Brady, M., Davies, S., Fredd, C., Fu, D., Lungwitz, B., Chang, F., Huidobro, E., Jemmali, M., Samuel, M. y Sandhu, D.. (2004). Reacciones Positivas en la Estimación de Yacimientos Carbonatados. Oilfield Review, Vol. 15, 30-47. 2015, Schlumberger Base de datos.

³⁴ * Robles, J., Patiño, J., Maldonado, R., Bernal, L., Gómez, R. D., Navarro, F. y Clara, L. (2013). Provincia Petrolera Sureste. Pemex Exploración y Producción, Subdirección de Exploración. 2015, Comisión Nacional de Hidrocarburos Base de datos.

³⁵ Bourgoyne Jr., A. T., Milheim, K. K., Chenevert, M. E. & Young Jur., F. S. (1991). Applied Drilling Engineering. USA: SPE Richardson TX.

³⁶ Bowers, Glen. (1999). Estado del Arte en la Estimación del Gradiente de Fractura. USA Knowledge Systems Inc. Traducido por Instituto Mexicano del Petróleo.

Bibliografía

Arreola, E. (2013). *Caracterización de la presión de poro y fractura del campo Lakach*. Tesis de Licenciatura en Ingeniería Petrolera. México, D. F., Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería.

Bueneque, A. (2013). *Proyecto de evaluación de un yacimiento de gas mediante fracturación hidráulica*. Proyecto de fin de carrera Ingeniero de Minas. Madrid, España, Universidad Politécnica de Madrid, Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas y de Energía.

Cholet, H. (2000). *Well Production Practical Handbook*. Paris, Francia: Technip.

Craft, B.C. y Hawkins, M. F. (1991). *Applied Petroleum Reservoir Engineering*. USA: Prentice Hall.

Craig, F. F. (1982). *Concepto de la relación de movilidad*. Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua (34-37). Nueva York, USA: SPE.

Earlougher, Jr. R. C. (1977). *Advances in Well Test Analysis*. USA: SPE of AIME, Millet the Printer.

Gadiyar, B., Meese, C., Stimatz, G., Morales, H., Piedras, J., Profinet, J. y Francia, P. (2004). *Optimización de los Tratamientos de Fracturamiento y Empaque*. Oilfield Review, 16, 18-31. 2015, Schlumberger Base de datos.

Howard, G. C. y Fast, C. R. (1970). *Hydraulic Fracturing*. Nueva York, USA: SPE, Millet the Printer.

Intevep. (1997). *Daños a la Formación*. Venezuela: Intevep S. A.

King, G. E. (2010). *Thirty Years of Gas Shale Fracturing: What Have We Learned?*. Annual Technical Conference and Exhibition, 1-50. 2015, SPE Conference Paper.

Murgía, G. A. (2011). *Evaluación del fracturamiento hidráulico*. Tesis de Licenciatura en Ingeniería Petrolera. México, D. F., Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería.

Nelson, E. J., Chipperfield, S. T., Hillis, R. R., Gilbert, J. McGowen, J., y Mildren, S. D. (2007). *The Relationship Between Closure Pressures from Fluid Injection Tests and the Minimum Principal Stress in Strong Rocks*. International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences, 44, 787-801. 2015, Elsevier Base de datos.

Nolen-Hoeksema, R. (2013). *Elementos de Fracturamiento Hidráulico*. Traducido de Oilfield Review, 25, 57-58. 2015, Schlumberger Base de datos.

Schechter, R.S. (1992). *Oil Well Stimulation*. New Jersey, USA: Prentice Hall.

Shebl, M. A., Yalaverthi, R., y Nyaaba, C. (2012). *The Role of Detailed Petrophysical Reservoir Characterization in Hydraulic Fracture Modeling of Shale Gas Reservoirs*. Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, 1-17. 2015, SPE Conference Paper.

Tarek, A. (2000). *Fundamentals of Reservoir Fluid Behavior, Reservoir Engineering Handbook (1-24)*. USA: Gulf Professional Publishing.

Un Siglo de la Perforación en México: Terminación y Mantenimiento de Pozos, Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos, Pemex Exploración y Producción, Tomo XI.

Zamudio, J. J. (1966). *Mecanismo del fracturamiento en pozos petrolíferos*. Tesis de Licenciatura en Ingeniería Petrolera. México, D. F., Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería.