



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

Facultad de Ingeniería

División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

**FORTALECIMIENTO DE POZOS DURANTE LA
PERFORACIÓN “STRESS CAGE”**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A:
ENCARNACIÓN OROSIO ENRIQUE

DIRECTOR DE TESIS:

ING. MA. CRISTINA AVILÉS ALCÁNTARA



MEXICO, D.F.

2013

Índice

Capítulo		Pag.
	Introducción	1
1	Marco teórico	3
1.1	Generalidades de la perforación	3
1.1.1	Proceso de perforación	3
1.1.2	Sarta de perforación	4
1.1.3	Sistema de potencia	5
1.1.4	Sistema de izaje	6
1.1.5	Sistema rotario	6
1.1.6	Sistema de circulación	7
1.1.7	Sistema de control	8
1.1.8	Sistema medidor de parámetros de perforación	8
1.1.9	Fluidos de perforación	9
1.2	Descripción geológica del yacimiento	12
1.2.1	Ambiente sedimentario	12
1.2.2	Procesos diagenéticos	13
1.2.3	Estructuras sedimentarias	14
1.2.4	Estructuras geológicas	14
1.2.5	Facies	14
1.2.6	Estratigrafía	14
1.2.7	Características geológicas locales	15
1.3	Geopresiones	16
1.3.1	Presión hidrostática	16
1.3.2	Presión de formación	16
1.3.3	Presión de fractura	17
1.3.4	Presión de sobrecarga	19
1.3.5	Presiones anormales	20
1.3.6	Ventana operacional	21
2	Pérdidas de circulación	22
2.1	Conceptos	22
2.1.1	Definición	22
2.1.2	Grados de pérdida de circulación	23
2.1.3	Indicadores de pérdida de circulación	24
2.1.4	Localización de la zona de pérdida	25
2.2	Factores que afectan la pérdida de circulación	27
2.2.1	Fracturas naturales o intrínsecas	28
2.2.2	Fracturas creadas o inducidas	28
2.2.3	Fracturas cavernosas	29
2.2.4	Pérdidas en formaciones altamente permeables o poco consolidadas	29
2.2.5	Otras causas que pueden ocasionar fracturas y pérdidas de circulación	30

2.3	Consecuencias de las pérdidas de circulación	32
3	Fortalecimiento de pozos	35
3.1	Conceptos básicos	35
3.1.1	Introducción al stress cage	35
3.1.2	Materiales para pérdidas de circulación	37
3.1.3	Distribución de tamaño de partícula (PSD) y concentraciones	39
3.1.4	Fortalecimiento del pozo mediante el sellado de grietas hidráulicamente conductivas	42
3.1.5	Fortalecimiento del pozo mediante el apuntalamiento de grietas hidráulicamente conductivas	47
3.2	Modelo físico del stress cage	51
3.2.1	Fortalecimiento preventivo del pozo	51
3.2.2	Fortalecimiento correctivo del pozo	57
3.2.3	Descripción del modelo físico	60
3.2.4	Modelo de salida	65
3.2.5	Modelo de aplicación	67
3.2.6	Ejemplos de los beneficios del stress cage	69
3.3	Guía básica para la aplicación del stress cage	71
	Conclusiones y recomendaciones	79
	Nomenclatura	80
	Referencias	81

Agradecimientos

A mis padres **Miguel Ángel Encarnación Lara** y **Mónica Orosio González**, quienes gracias a su apoyo para terminar mis estudios , por darme la oportunidad de ser alguien productivo, por el amor que me han brindado todos estos años, por la motivación con la que me alimentan día a día para salir adelante, por su comprensión en todas mis decisiones, por la educación y valores que me han inculcado a lo largo de mi vida, por los consejos de los cuales he aprendido infinidad de cosas, por todo esto y mucho más los amo, porque gracias a ustedes pude lograr una de mis metas más anheladas.

A mi hermano **Miguel Ángel Encarnación Orosio**, con quien he compartido experiencias, juegos y travesuras desde nuestra infancia, quien siempre me ha apoyado en mis decisiones en todo momento gracias por ser uno de mis mejores amigos.

A mi pareja **Claudia Atilano Hernández** por estar siempre a mi lado apoyándome y por darme la razón más grande para esforzarme cada día mas y formar una nueva familia, por darme el regalo más hermoso del mundo, que es el de ser padre de dos hermosos bebés por los cuales luchare con todas mis fuerzas para salir adelante.

A todos y cada uno de los integrantes de mi familia, porque todos han sido parte de mi vida y mi trayectoria, en especial a mis tíos **Enrique Encarnación Lara** y **María del Carmen Orosio González** quienes me han apoyado siempre en diferentes etapas de mi vida, gracias por creer en mí.

A la **Universidad Nacional Autónoma de México**, mi alma mater, porque hizo de mí lo que ahora soy, porque me enseñó que en esta vida hay que esforzarse el doble de lo necesario para salir adelante y lograr lo que se quiere.

A la **Facultad de Ingeniería** por la formación y conocimientos obtenidos en mi estancia en ella y porque me enseñó que cuando se quiere lograr algo hay que dedicarse para obtenerlo.

A todos mis compañeros y amigos gracias por su apoyo, comprensión, amistad y experiencias que compartimos.

A mi directora de tesis **Ing. Ma. Cristina Avilés Alcántara**, por su tiempo, apoyo y dedicación en la dirección de este trabajo.

INTRODUCCIÓN

Debido a los actuales retos que presenta la industria petrolera hoy en día, en cuanto a perforación de nuevos pozos y a que todos los pozos presentan algún grado de pérdida de circulación durante la perforación, es necesaria la implementación de un método que nos permita resolver esta problemática.

También durante la perforación pueden ocurrir problemas de debilitamiento del agujero, debido a las tensiones subterráneas, cuando un pozo se perfora se forma una concentración de esfuerzos alrededor de un pozo. El esfuerzo tangencial y resistencia de la roca juntos definen la contención de la presión de un pozo. Cualquier cosa que pueda reducir este esfuerzo tangencial también puede reducir la contención de la presión del pozo o debilitar el agujero.

La pérdida de circulación es un evento común en la perforación, sin embargo, puede dar lugar a graves consecuencias. El fortalecimiento del pozo como un nuevo concepto ha dado lugar a productos mejorados y de rendimiento para combatir las pérdidas de circulación en el campo. Aunque se pueden aplicar muchas tecnologías diferentes para controlar eficazmente el pozo y reducir las pérdidas de circulación, siempre se prefieren tecnologías preventivas de fortalecimiento del pozo por razones evidentes.

Una tecnología fortalecimiento del pozo, a veces llamada como tratamiento de “stress cage” ha sido reconocida como una solución eficaz para la pérdida de circulación. Para comprender mejor las bases de esta tecnología y mejorar el rendimiento en el campo, se han realizado estudios sobre la base de modelar comportamientos de pozos en diversas condiciones.

Es de suma importancia conocer cómo se comportará un pozo bajo condiciones de múltiples fracturas, se recomienda a los ingenieros desarrollar el diseño de un tratamiento o formulación para hacer frente al reto de varias condiciones de pérdida de circulación.

Las fracturas hidráulicamente conductivas que interceptan a los pozos son un factor principal de debilitamiento del pozo. Se ha encontrado que el sellado de fracturas hidráulicamente conductivas no sólo puede restaurar la contención de presión en el pozo a su valor original, es decir cuando no existen fracturas, sino también mejorar sustancialmente la contención de presión del pozo hasta más allá de este valor original.

La integridad de la presión del pozo durante la perforación es fundamental para el éxito de un proceso de perforación completo. Siempre es beneficioso tener un pozo fuerte durante la perforación. Cuando una zona se encuentra débil, puede ocurrir una serie de problemas potenciales que conducen a los tiempos no productivos. Hay un número de métodos de mitigación para fortalecer el pozo que pueden minimizar o incluso eliminar casi por completo estos problemas. Un método desarrollado recientemente es el fortalecimiento del pozo por stress cage.

En los últimos años se han propuesto diferentes métodos para aumentar el gradiente de fractura de las formaciones subterráneas; se conoce comúnmente como técnicas de fortalecimiento de pozo. Tal vez, uno de los más exitosos es el concepto de "stress cage". En este método, el esfuerzo tangencial alrededor del pozo se incrementa mediante la inducción y apuntalamiento de una fractura controlada en la pared del pozo.

Hay una clara ventaja en la perforación si podemos fortalecer el pozo y utilizar lodo de perforación con pesos más altos sin pérdida de fluidos. Un logro importante es el acceso a reservas difíciles en yacimientos agotados. Otra aplicación es en la perforación de aguas profundas, donde la ventana de perforación entre la presión de poro y el gradiente de fractura suele ser estrecho.

Los diseños de pozos están limitados por la variación tanto de la presión de poro y gradientes de fractura a lo largo de la profundidad del pozo. Cada sección del agujero está diseñada de tal manera que el perfil de presión dentro del agujero en cualquier momento durante la perforación no excederá el perfil de presión de fractura en cualquier punto a lo largo de esa sección.

La mayoría de los operadores y empresas de lodo han observado que al agregar algunos aditivos en el lodo de perforación podemos influir en cuanto a la presión a la que estas pérdidas inducidas comienzan. Sin embargo, el uso de los aditivos ha sido poco fiable en muchos casos.

Trabajos recientes han resultado en el desarrollo de un modelo físico que describe el mecanismo que permite dar resistencia a la fractura para aumentar por encima de lo convencional esfuerzo horizontal mínimo mediante la adición de aditivos de lodo. Estos aditivos dan como resultado la formación de un "stress cage", que es una región cercana al pozo de alta tensión inducida por el apuntalamiento de fracturas superficiales abiertas y selladas en la interface del pozo / formación. Con el desarrollo del modelo físico, ahora es posible analizar los efectos de seguridad y estabilidad inducidos por el stress cage en diferentes prácticas de perforación.

El desarrollo del stress cage está influenciado por un gran número de características, incluyendo el diámetro de la perforación, el ancho de las fracturas inducidas en una formación, la gama de tamaños de partículas que pueden ser utilizados como materiales de puenteo de la fractura, las propiedades de sellado del lodo, y la permeabilidad de la formación. La aplicación con éxito del mecanismo de stress cage depende de la utilización adecuada de prácticas de perforación constructivas y evitar las prácticas perjudiciales que pueden desestabilizar el stress cage.

Desde el primer enfoque preventivo y un último remedio correctivo, con la combinación de ambos enfoques podemos crear sinergia para obtener un fortalecimiento de pozo exitoso.

Capítulo 1 MARCO TEÓRICO [1-9]

1.1 Generalidades de la perforación

1.1.1 Proceso de perforación

El proceso de perforación consiste en realizar un agujero que conecte a un yacimiento con la superficie para explotar los fluidos que se localicen en él. Durante el proceso de perforación intervienen distintas tecnologías, sistemas, equipos, herramientas, que permitirán perforar pozos petroleros en forma eficiente, segura, económica y que permita la explotación adecuada de los hidrocarburos.

Actualmente para perforar un pozo se utiliza, de manera general, un sistema rotatorio que consiste en hacer girar una barrena conectada a una tubería para taladrar la roca. Los fragmentos resultantes son llevados a la superficie a través del espacio anular formado por las paredes de la formación rocosa y la tubería, los recortes son suspendidos en un fluido diseñado especialmente para esta operación.

La operación de perforar un pozo se lleva a cabo mediante

una herramienta denominada barrena, la cual está localizada en el extremo inferior de la sarta de perforación que se utiliza para cortar o triturar la formación penetrando el subsuelo terrestre. La acción de corte de sus dientes, el movimiento rotatorio, la carga ejercida por las tuberías que soporta, el flujo de fluido a alta velocidad son los elementos que provocan cortar las diferentes capas de rocas.

La perforación de pozos se lleva a cabo por etapas, es decir, dependiendo de la ventana operacional se perfora una cierta profundidad utilizando una cierta densidad de lodo, al llegar a la profundidad a la que está limitada esa densidad de lodo, se asienta y se cementa una tubería de revestimiento, después se sigue perforando otra sección utilizando una densidad de lodo de perforación diferente, determinada por la ventana de operación y así sucesivamente hasta llegar al objetivo como se muestra en la **Figura 1**.

La perforación tiene como propósito la exploración, delimitación y el desarrollo de campos petrolíferos.

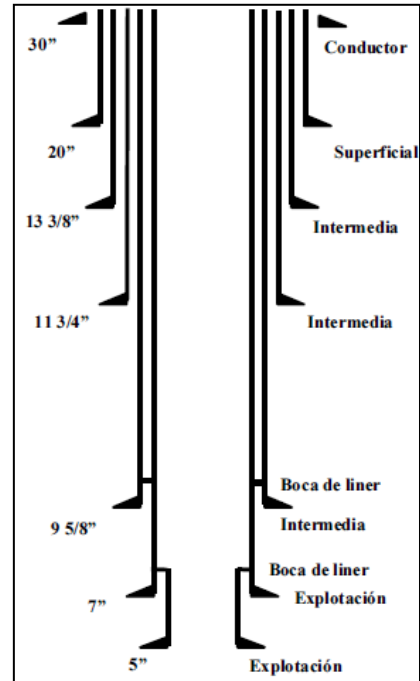


Fig.1 Distribución típica de TR's.

1.1.2 Sarta de perforación

La sarta de perforación es un arreglo de tuberías, herramientas y accesorios (Ver **Fig. 2**). Es una parte importante en el proceso de perforación rotatoria, su diseño y selección requieren de un análisis cuidadoso para la obtención de resultados satisfactorios. Dentro de los objetivos más importantes de una sarta de perforación se incluyen:

- Transmitir el movimiento rotatorio a la barrena.
- Servir de conducto de circulación.
- Dar peso a la barrena.
- Sacar y meter la barrena.
- Efectuar pruebas de formación.
- Colocar tapones de cemento.
- Cementar las tuberías de revestimiento.

Durante el proceso de perforación de un pozo, la sarta de perforación es el elemento que más se somete a esfuerzos (tensión, compresión, presión interna y externa, doblez, torsión, abrasión erosión y corrosión).

Los componentes de una sarta de perforación son muy variados y cada uno tiene un objetivo específico, a continuación se mencionan los componentes más comunes:

- Barrena.
- Porta barrena (liso o estabilizador).
- Motor de fondo (opcional)
- Doble caja.
- Válvulas de seguridad.
- Lastra barrenas (Drill Collar).
- Junta de seguridad.
- Rimas.
- Estabilizadores.
- Martillos.
- Tubería pesada (Heavy Weight).
- Canastas colectoras.
- Tubería de perforación.
- Sustituto de la flecha.
- Hules protectores.

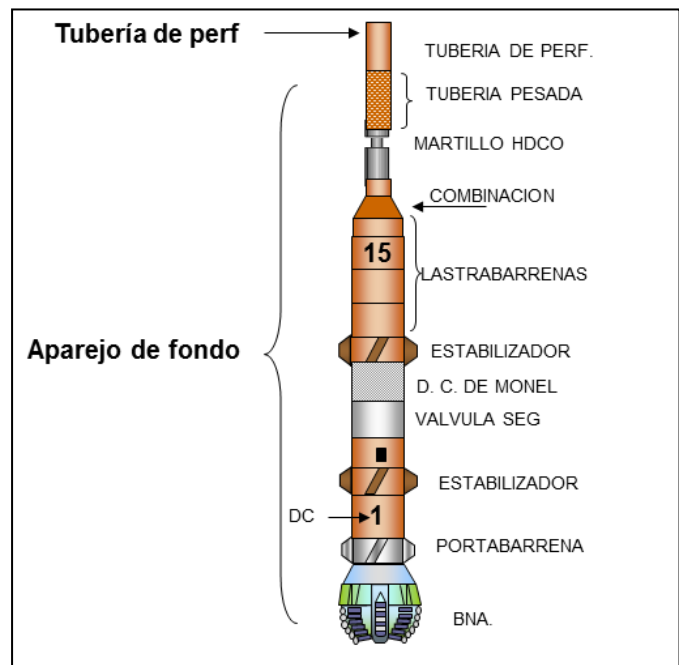


Fig. 2 Arreglo común de una sarta de perforación

La información necesaria para el proceso de diseño y selección de la sarta se puede resumir en los siguientes puntos:

- Profundidad total
- Trayectoria y ángulo máximo
- Peso requerido sobre la barrena
- Factor de diseño a la tensión
- Máximo margen de jalón
- Inventario de tubulares y herramientas
- Tabla de especificaciones de tuberías.

1.1.3 Sistema de potencia

El equipo de perforación requiere de una fuente de potencia para poder operar. La función principal es la de proporcionar a todos los otros sistemas del equipo la energía necesaria para operar, la energía producida por el sistema de potencia se usa principalmente

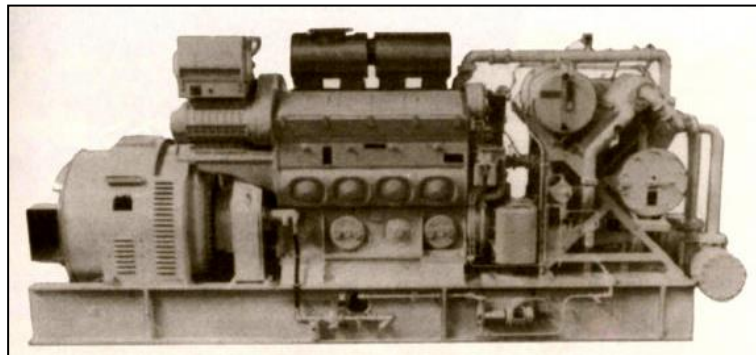


Fig. 3 Motor de combustión interna

para tres operaciones: rotación, elevación (malacate), y circulación del fluido de perforación. Además de estas funciones fundamentales. El motor de la torre puede proporcionar energía para otras operaciones auxiliares como para: temblorina, alumbrado del faro y potencia para operar hidráulicamente los preventores de reventones.

La fuente más común de potencia es el motor de combustión interna (**Fig. 3**). Estos motores normalmente se alimentan de diésel y pueden proveer un torque mayor que los alimentados por gasolina.

El número de motores requeridos depende del tamaño y capacidad del equipo de perforación. Los equipos modernos pueden tener ocho o más motores. La potencia generada por estos motores es transferida a los diferentes sistemas del equipo a través de una transmisión mecánica o eléctrica.

Un equipo de perforación mecánico utiliza una combinación de correas, cadenas, piñones, poleas y engranajes. Este tipo de sistema se le denomina sistema de potencia compuesto.

Los equipos de perforación eléctricos no utilizan cadenas y poleas pero si utilizan un generador eléctrico conectado directamente a cada uno de los motores principales.

Los generadores producen electricidad que es transferida a los diferentes equipos a través de cables a cada uno de los motores eléctricos.

1.1.4 Sistema de izaje

Aporta los medios para levantar y bajar la sarta de perforación, revestimiento y otros equipos subsuperficiales, para realizar conexiones y viajes.

Este sistema suministra un medio por el cual se da movimiento vertical a la tubería que está dentro del pozo.

El sistema de izaje está dividido en dos partes principales:

- La estructura de soporte
- El equipo de izaje

A su vez la estructura de soporte (**Fig. 4 y 5**) está dividida en:

- La subestructura
- La torre de perforación o mástil
- Piso de perforación

Y el equipo de izaje (**Fig. 6**) se divide en:

- El malacate
- Bloque de corona
- Bloque viajero
- El gancho
- El elevador
- El cable de perforación
- Sistema de poleas



Fig. 4 Subestructura y piso de perforación

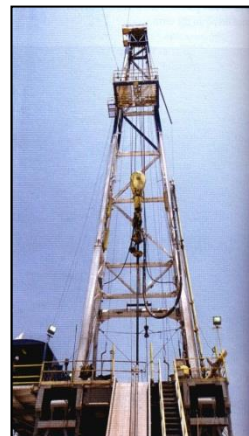


Fig.5 Torre de perforación o mástil

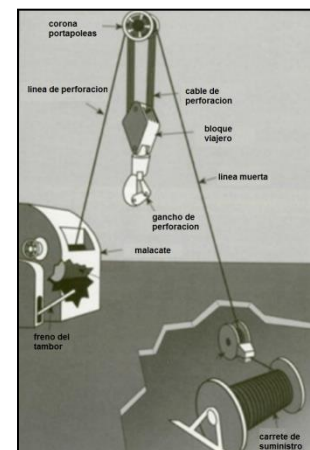


Fig. 6 Equipo de izaje

1.1.5 Sistema rotatorio

El sistema rotatorio es el encargado de proporcionar la acción de rotación a la barrena para que realice la perforación. Existen tres formas de aplicar rotación a la barrena: el sistema rotatorio convencional, el top drive y motores de fondo.

Sistema rotatorio convencional

En la **Figura 7** se muestran los principales componentes del sistema rotario convencional. En este sistema se perfora un agujero haciendo girar la tubería de perforación y la barrena a través de un ensamble que nos provee de rotación que está localizado directamente en el piso de perforación abajo del bloque de la corona y arriba de hoyo donde se va a perforar, consiste de la mesa rotatoria, el buje maestro, y 2 importantes accesorios que son

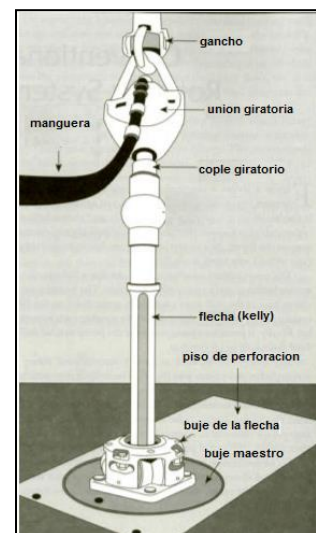


Fig. 7 Sistema rotatorio convencional

el buje de la flecha o bushing kelly el cual es usado durante la perforación y las cuñas que son usadas para suspender la perforación momentáneamente, esto generalmente se conoce como operaciones de rotatorias.

Top drive

El top drive (**Fig. 8**) podemos definirlo como un motor eléctrico o hidráulico que se suspende en cualquier tipo de mástil, esta herramienta reemplaza las funciones de la mesa rotaria, permitiendo rotar la sarta de perforación desde el tope. Este sistema puede manejarse a control remoto desde la consola del perforador.

El Motor de fondo

Esta herramienta es sub superficial, ya que se instala inmediatamente arriba de la barrena y la acción de rotar es generada por el fluido de perforación.

Al circular el lodo de perforación presurizado a través del estator y el rotor da lugar a la rotación que es transmitida directamente a la barrena.

Esta herramienta es muy utilizada en pozos desviados, horizontales y multilaterales en combinación con el sistema convencional mesa rotaria.



Fig. 8 Top Drive

1.1.6 Sistema de circulación

En la **Figura 9** se muestran los principales componentes del sistema de circulación. La función principal del sistema de circulación, es la de extraer los recortes de roca del pozo durante el proceso de perforación. A lo largo de este proceso se perforan diversas capas de formaciones litológicas, estas tienen diversos elementos (presiones y temperaturas de la formación) que afectan a los fluidos de control, por lo cual, en la actualidad se diseñan fluidos con aditivos químicos resistentes a los contaminantes y no tóxicos para proteger a los ecosistemas donde se perfora el pozo.

El equipo superficial está compuesto por:

- Las bombas
- Las presas de lodo (descarga, de asentamiento y la de succión)
- El stand Pipe, swivel y flecha
- El equipo de control de sólidos
- El desgasificador
- Temblorina
- Preventores

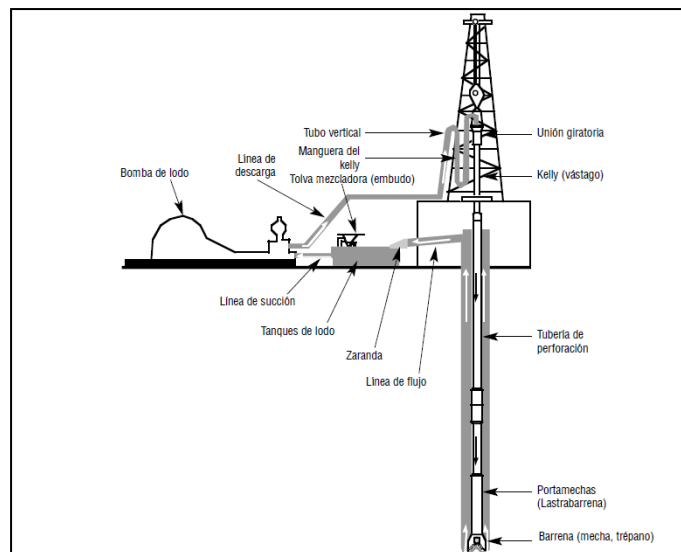


Fig.9 Sistema de circulación de lodos

El equipo sub superficial está compuesto por:

- Tubería de perforación
- Lastrabarrenas
- Herramientas
- Barrena
- El pozo mismo

1.1.7 Sistema de control

El sistema de control es el que proporciona la seguridad del pozo en situaciones de aportación imprevista de fluidos de la formación perforada.

El sistema de control que se muestra en la **Figura 10**, también es conocido como “Conexiones superficiales de control” y difiere si es terrestre o marino.

Equipo terrestre

- Preventores
- Acumuladores
- Árbol de estrangulación

Equipo marino

- Preventores
- Acumuladores
- Árbol de estrangulación
- Equipo de control marino
- Componentes del riser

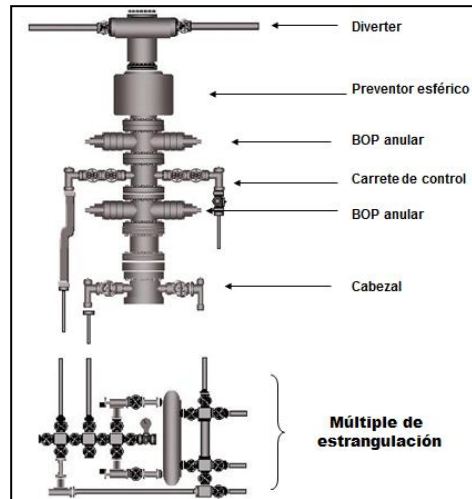


Fig.10 Conexiones superficiales de control

En la industria petrolera existen diferentes tipos de arreglos de los preventores cumpliendo todos con las normas API. La clasificación de los mismos, es en base a la presión que manejarán.

Es condición necesaria que todo arreglo de preventores que se encuentre instalado sea analizado en todo su conjunto para tener un conocimiento efectivo del mismo y tomar la decisión adecuada cuando se presenten imprevistos.

1.1.8 Sistema medidor de parámetros de perforación

La función principal de este sistema es la de monitorear en forma continua los parámetros más importantes durante la perforación (ver **Fig. 11**), para evitar desviaciones en los programas operativos y anomalías que pudieran ocasionar accidentes durante la operación.



Fig.11 Medición de parámetros de perforación

Algunos de estos parámetros son:

- Profundidad
- Velocidad de perforación
- Peso en el gancho
- Tipo y volumen de recortes
- Dirección y ángulo de la perforación
- Peso sobre la barrena
- Gasto de bombeo
- Potencia de torsión
- Velocidad de rotación (revoluciones por minuto)
- Presión de la bomba
- Nivel de presas (volumen de lodo)
- Densidad del lodo
- Flujo de salida del lodo

1.1.9 Fluidos de perforación

El fluido de control, es una mezcla de materiales químicos en estado sólido y líquido que proporcionan propiedades físico – químicas adecuadas para una óptima perforación.

El fluido no debe ser tóxico, corrosivo, ni inflamable, pero sí inerte a las contaminaciones de sales solubles o minerales y estable a las altas temperaturas. Además, debe mantener sus propiedades según las exigencias de las operaciones, debe ser inmune al desarrollo de bacterias

La elección del fluido de perforación deberá ser realizada con el propósito de evitar riesgos operativos, reducir costos, tiempos de perforación y maximizar la productividad del pozo.

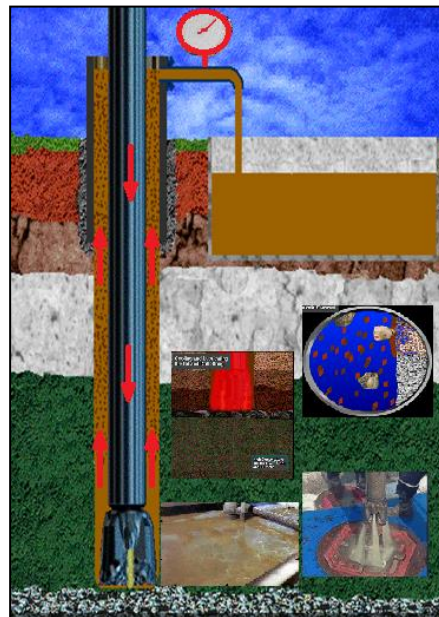


Fig. 12 Funciones del fluido de perforación

Los fluidos se clasifican en *Newtonianos* y *No – Newtonianos* y los fluidos de perforación entran en la clasificación de *No- newtonianos*.

El término fluidos de perforación (comúnmente llamado lodo de perforación) describe un amplio rango de fluidos, líquidos y gases usados en la perforación para obtener objetivos específicos (ver Fig. 12) como:

- Llevar los recortes a la superficie.
- Enfriar y lubricar la barrena y la sarta de perforación.
- Controlar las presiones de formación.
- Limpiar el fondo del pozo.
- Obturar las formaciones permeables
- Mantener la estabilidad del agujero.
- Transmitir la energía hidráulica a las herramientas y a la barrena.
- Ayudar a la toma de registros geofísicos.
- Minimizar la corrosión de la TP y la TR.
- Mejorar la velocidad de perforación.

Las principales propiedades y características de los fluidos de perforación son:

- *La viscosidad*:- Se define como la resistencia de los fluidos al movimiento.
- *El punto de cedencia*.- Esta relacionado con la viscosidad.
- *El Ph*.- Define el grado de acidez o alcalinidad del fluido.
- *Tixotropía*.- Es una característica de los fluidos para comportarse como un gel cuando no están en movimiento.

Los fluidos de perforación se clasifican en:

Fluidos aireados

Utilizado para perforar formaciones duras y secas o para combatir pérdidas de circulación. Rara vez se utiliza costa afuera, con la excepción de pozos bajo balance o en perforaciones con tubería flexible o de producción.

Fluidos base agua

Los principales sistemas de lodos base agua, son:

No-dispersos

Generalmente incluyen lodos de poco peso ligeramente tratados y lodos de inicio. No tienen adición de adelgazantes. Usualmente empleados para perforar las secciones de tope del agujero y pozos poco profundos.

Lodos dispersos

Para profundidades en incremento y peso de lodo mayores, las formulaciones de lodo requieren aditivos dispersantes para cancelar las fuerzas de atracción entre partículas que crean viscosidad en lodo base agua. Esto extiende el uso del lodo hasta que tenga que ser reemplazado.

Lodos cálcicos

Principalmente lodos base yeso-lignito y calcio. En este punto se adiciona un exceso de calcio (yeso, cal) para desacelerar el proceso de hidratación de lutitas. Este lodo es relativamente barato de operar y las prácticas de desechado y dilución son la norma para el control final de sólidos.

Lodos poliméricos

Utilizan polímeros de largas cadenas con alto peso molecular, los cuales pueden encapsular los sólidos perforados para prevenir la dispersión o cubrirlos para la inhibición. También proveen viscosidad y propiedades para el control de pérdidas de fluido. Son intolerantes a la contaminación de calcio y no soportan temperaturas mayores a los 300°F.

Lodos bajos en sólidos

Son generalmente lodos base polímero diseñados para tener un máximo del 6% al 10% de contenido sólido por volumen.

Lodos salinos (base agua saturada con sal)

Incluyen los sistemas poliméricos con base de agua saturada con sal y con agua de mar en donde otros polímeros agregados proveen viscosidad y las propiedades para pérdidas de circulación.

Fluidos base aceite

Los principales tipos de lodos base aceite, son:

Lodos base diésel

Contienen aceite diésel como la base del fluido mezclado con una salmuera emulsionada y aun son utilizados en algunas partes del mundo a pesar del alto contenido de hidrocarburos aromáticos y a las preocupaciones de salud, seguridad y medio ambiente. El contenido aromático (componente cancerígeno) de diésel es de aproximadamente 30% por volumen.

Lodos de emulsión inversa

Son formulaciones con base de aceite mineral con salmuera de cloruro de calcio emulsionada en proporción desde el 5 al 50% de la fase líquida. El contenido aromático de la base de aceite es menor al 10%.

Lodos base aceite (todo aceite)

Formulados utilizando 100% de aceite como fluido base y son usualmente considerados ideales para la toma de núcleos o como fluidos de perforación del yacimiento.

Lodos sintéticos

Formulados como los lodos de emulsión inversa pero el fluido base utilizado no contiene aromáticos de los tipos esteres, éteres, PAO's (poli-alfa-olefinas), ni parafinas.

La selección del fluido de perforación debe considerar los siguientes criterios:

- Tipo de pozo
- Consideraciones ambientales
- Requerimientos de control de pozo
- Estabilidad del agujero
- Condiciones de temperatura y estabilidad química el lodo
- Desempeño de perforación
- Costo
- Disponibilidad de productos

1.2 Descripción geológica del yacimiento

La información geológica que se debe obtener para estudios de geología petrolera aplicados a la explotación de yacimientos comprende lo siguiente:

- Ambiente sedimentario
- Procesos diagenéticos
- Estructuras sedimentarias
- Estructuras geológicas
- Facies
- Estratigrafía
- Características geológicas locales

1.2.1 Ambiente sedimentario

Un ambiente de depósito se puede definir como el conjunto de factores físicos, químicos y biológicos que actúan sobre un organismo, asociación u objeto de una región dada controlando su desarrollo o existencia. En la **Tabla 1** se muestra una clasificación general de los ambientes sedimentarios.

Desde el punto de vista geológico el ambiente de depósito significa un cierto ambiente geográfico, dado con base en sus características morfológicas; como por ejemplo una laguna, un desierto, etc. En el cual, se lleva a cabo el depósito de los sedimentos y en donde las condiciones externas que afectan el desarrollo de los propios sedimentos son lo suficientemente constantes como para formar un depósito característico.

Existen varias clasificaciones de los ambientes sedimentarios, algunas son un tanto simples y otras poseen un grado de complejidad mayor. Es conveniente tener en cuenta estas clasificaciones en función del nivel de caracterización a realizar.

CONTINENTALES	TRANSICIONALES	MARINOS
> Terrestres <ul style="list-style-type: none"> • Desértico • Glacial 	> De alta energía <ul style="list-style-type: none"> • Deltaico • Estuario de playa 	> Energía variable <ul style="list-style-type: none"> • Nerítico (litoral de playa) • Batial (pendiente continental) • Abisal (fondo oceánico) • Hadal (profundo)
> Acuáticos <ul style="list-style-type: none"> • Fluvial • Lacustre • Palustre 	> Baja energía <ul style="list-style-type: none"> • Llanuras de marea • Lagunal • Paludal 	

Tabla 1 Ambientes sedimentarios

1.2.2 Procesos diagenéticos

La diagénesis de un sedimento se inicia poco después de su depósito y consiste en una serie de procesos que acompañan a los sedimentos durante su litificación. Los procesos diagenéticos más importantes son:

Compactación. Es una reducción en el volumen que ocupan los sedimentos y se expresa como un porcentaje del volumen del cuerpo original. La magnitud de la compactación es por consiguiente una función de la porosidad, del contenido de agua intersticial en los sedimentos originales, del tamaño y forma de las partículas, de su ritmo de depósito, de la potencia o espesor de la sobrecarga de sedimentos y del tiempo.

Cementación. La precipitación de sales minerales en los intersticios de los sedimentos es uno de los cambios diagenéticos más comunes. El material cementante puede ser derivado de la propia roca o puede ser llevado en solución por las aguas circulantes. La cementación puede ocurrir en forma simultánea o ser posterior al depósito.

Recristalización. Es el cambio de textura cristalina, causada por el crecimiento de cristales pequeños, dentro de un agregado de cristales más grandes.

Reemplazamiento. Es un proceso mediante el cual un nuevo mineral puede crecer a expensas de otro tomando su lugar.

Solución diferencial. Es el proceso en el cual se tiende a destruir y eliminar varios minerales inestables y se crean otros.

Autigénesis. Es la ocurrencia de nuevos minerales en un sedimento durante o después del depósito, ya sea por introducción directa o por alteración de los constituyentes originales.

1.2.3 Estructuras sedimentarias

Las estructuras sedimentarias se han definido como ciertas características a nivel micro de las rocas sedimentarias que fueron adquiridas o bien se formaron cuando el sedimento se depositó.

Las estructuras sedimentarias se pueden dividir básicamente en inorgánicas y orgánicas; las de mayor interés en la explotación de los yacimientos petrolíferos son principalmente las inorgánicas.

La estructura más obvia de las rocas sedimentarias y la más característica es la disposición en capas, denominada estratificación, la cual se puede observar en casi todos los afloramientos de rocas sedimentarias. Algunas estructuras primarias son el resultado de la energía que ejerce el medio ambiente sobre los sedimentos durante su depósito. Por ejemplo, si en el medio prácticamente no existe energía y si los sedimentos son de diferente tamaño, la clasificación es por gravedad, originándose estratificación graduada; si la energía es alta, origina estratificación cruzada en una o en dos direcciones, dependiendo de la dirección del agua o viento que genera la energía.

Los tipos más importantes de las estructuras primarias relacionadas con la estratificación, son: estratificación cruzada y rizaduras.

1.2.4 Estructuras geológicas

Se han definido como ciertas características a nivel macro de las rocas sedimentarias. Para una buena evaluación estructural de los campos productores, se deben tener en cuenta los siguientes parámetros:

- Características de las estructuras productoras.
- Fracturas y sus características.
- Fallas geológicas.
- Bloques estructurales.

1.2.5 Facies

Se denomina facies al conjunto de características litológicas y paleontológicas que definen una unidad estratigráfica o conjunto de estratos, y que permite diferenciarlas de las demás. El uso de este método es extensivo para denominar al conjunto de características genéticas reinantes

durante el depósito, las cuales quedan reflejadas en los materiales y pueden ser deducidas de su estudio litológico y paleontológico.

Es común que se divida a las facies, en dos grandes grupos: las litofacies y las biofacies. Se denomina litofacies al conjunto de características litológicas que definen a un grupo de estratos, o al conjunto de características físico - químicas que reinaron durante el depósito en los mismos. Las biofacies son el conjunto de características paleontológicas de dichos materiales, que son a su vez reflejo de las condiciones biológicas reinantes durante el depósito.

1.2.6 Estratigrafía

La estratigrafía es una rama de la geología que estudia a las rocas estratificadas, así como la identificación, descripción, secuencia, tanto vertical como horizontal, levantamiento cartográfico y correlación de las unidades de roca. A continuación se presentan algunos parámetros estratigráficos que constituyen una importante fuente de información.

- Espesor, carácter, edad y distribución de las rocas.
- Columna estratigráfica; de preferencia sección o secciones en columnas.
- Variaciones laterales en espesor y carácter de las rocas (cambio de facies, etc.).
- Discordancias, áreas de acuñamiento de los estratos, etc.
- Horizontes índice o clave.
- Horizontes productores

1.2.7 Características geológicas locales

Los aspectos geológicos (sedimentológicos, estratigráficos y estructurales) definidos para la roca almacenadora de un campo, se utilizan para determinar, con la mayor amplitud posible, las características geológicas de los yacimientos. En esta información se deben apoyar los diversos trabajos que se realizan en las distintas etapas de la explotación de los campos petroleros.

- Tipo de trampa.
- Litología y zonificación.
- Tipo de límites.
- Geometría de los yacimientos.
- Profundidad, relieve estructural y buzamiento.
- Heterogeneidad.
- Distribución original de los fluidos

1.3 Geopresiones

Son aquellas presiones que llevan el petróleo desde un yacimiento hasta un pozo productor. Cuando comienza la producción, una caída de presión producida en la formación que rodea al pozo hace que el petróleo fluya a través de las redes de poros presentes en el yacimiento hacia el punto de extracción. Con la extracción del petróleo y la subsiguiente caída de presión que se produce en el yacimiento, el petróleo, el agua y la roca se expanden. Los cambios de presión, la expansión y el movimiento de todos estos materiales inciden en la producción de petróleo.

1.3.1 Presión hidrostática

Es la presión que ejerce el peso de una columna de fluido sobre las paredes y el fondo del recipiente que lo contiene. Cuando actúa en un punto determinado de un fluido en reposo provoca una fuerza perpendicular a las paredes del recipiente y a la superficie de cualquier objeto sumergido que esté presente. Su valor es directamente proporcional a la densidad del fluido y a la altura de la columna medida verticalmente. Las dimensiones y geometría de esta columna no tienen efecto en la presión hidrostática, es decir, su valor es independiente de la forma del recipiente que lo contiene.

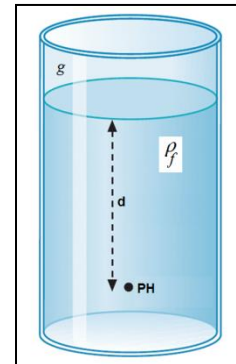


Fig. 13 Presión hidrostática

La presión hidrostática se puede calcular con:

$$Ph = 0.000145 g * \rho_f * d \quad (1)$$

Donde

Ph = presión hidrostática, psi
 g = aceleración gravitacional, m/s^2
 ρ_f = densidad del fluido, kg/m^3
 d = profundidad vertical verdadera, m

Todos los líquidos pesan, por ello cuando están contenidos en un recipiente, las capas superiores oprimen a las inferiores, generándose una presión debida al peso.

1.3.2 Presión de formación

La presión de formación (**Fig. 14**) es aquella a la cual se encuentran confinados los fluidos dentro de la formación. También es conocida como presión de poro.

Las presiones de formación o de poro que se encuentran en un pozo pueden ser normales, anormales (altas) o subnormales (bajas).

Por lo general, los pozos con presión normal no crean problemas durante su planeación. Las densidades de lodo requeridas para

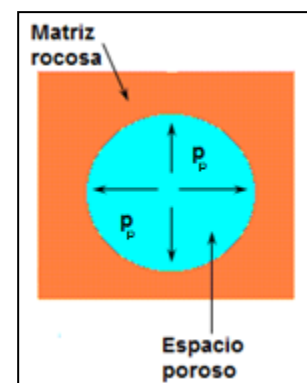


Fig. 14 Presión de formación

perforar estos pozos varían entre 1.02 y 1.14 gr/cm³. Los pozos con presiones subnormales pueden requerir de tuberías de revestimiento adicionales para cubrir las zonas débiles o de baja presión.

El gradiente de presión se obtiene dividiendo la presión de formación entre la profundidad.

Todos los métodos de estimación de la presión de poro están basados en la propuesta de que la presión de poro está influenciada por propiedades que dependen de la compactación de la roca tales como porosidad, densidad, velocidad sónica y resistividad. Cualquier registro de línea de acero o geofísico que sea sensible a la presión de poro será referido como un Indicador de la Presión de Poro.

1.3.3 Presión de fractura

Es la fuerza por unidad de área necesaria para vencer la presión de formación y la resistencia de la roca. La resistencia que opone una formación a ser fracturada, depende de la solidez o cohesión de la roca y de los esfuerzos de compresión a los que se someta.

Es la presión a la cual se presenta una falla mecánica de una formación, originando pérdida de lodo hacia la misma. En la **Figura 15** se muestran los esfuerzos que intervienen en la formación de una fractura.

Las formaciones superiores solo presentan la resistencia originada por la cohesión de la roca. A medida que aumenta la profundidad, se añaden los esfuerzos de compresión de la sobrecarga de las formaciones. Debido a esto se puede confirmar que las fracturas creadas en formaciones someras son horizontales y la mayoría de las fracturas creadas en formaciones profundas son verticales (la roca generalmente se rompe a presiones inferiores a la presión teórica de sobrecarga).

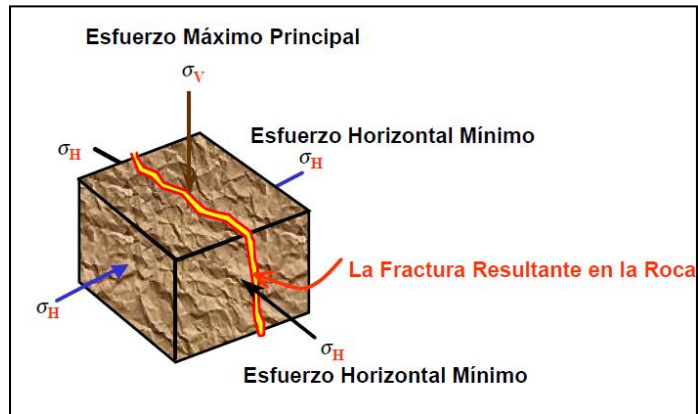


Fig.15 Presión de fractura

Una predicción exacta del gradiente de fractura es esencial para optimizar el diseño del pozo. En la etapa de la planeación del pozo, puede estimarse a partir de los datos de los pozos de referencia. Si no hay datos disponibles, se usan otros métodos empíricos, por ejemplo:

- Matthews & Kelly (1967)
- Eaton (1969)
- Daines (1982)

Por ejemplo con Eaton se utiliza:

$$Gf = \left[\frac{P_{sc}}{d} - \frac{P_o}{d} \right] * \left(\frac{v}{1-v} \right) + \frac{P_o}{d} \quad (2)$$

Donde

Gf = gradiente de fractura, Psi/pie

P_{sc} = presión de sobrecarga, psi

P_o = presión de poro, psi

d = profundidad del pozo, pie

v = relación de poisson, adimensional

Para determinar el gradiente de fractura existen dos procedimientos comunes:

Prueba leak off (LOT)

Los pasos y el efecto de la presión durante una prueba de leak off se muestran en la **Figura 16**. Consiste en bombear fluido a una velocidad lenta y controlada para aumentar la presión contra la cara de la formación hasta crear una trayectoria de inyección de fluido en la roca, lo cual indica la presión de ruptura de la formación expresada en densidad equivalente de fluido, gr/cm^3 .

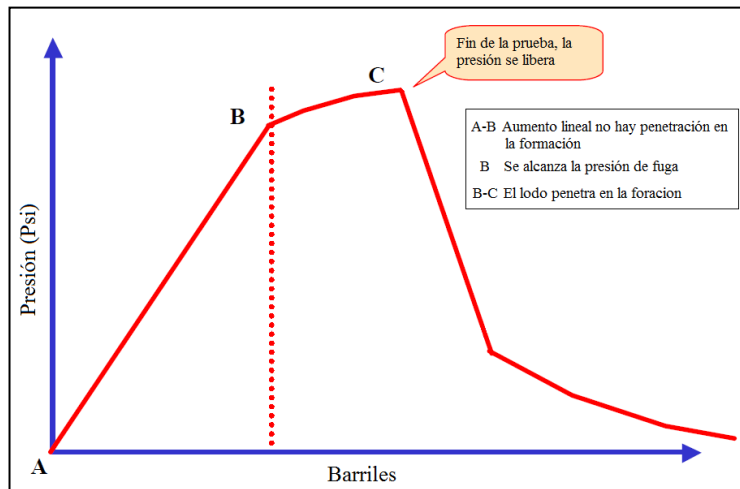


Fig. 16 Prueba leak off (LOT)

Es una prueba de presión que se realiza por debajo de la zapata de la última tubería de revestimiento cementada en un pozo, la cual tiene los siguientes propósitos:

- Probar el trabajo de Cementación realizado, a fin de asegurarse de que no existe comunicación con la superficie.
- Determinar el Gradiente de Fractura de la zapata de la T.R.
- Determinar la Máxima Presión en el Anular permitida durante la perforación del próximo agujero y la Máxima Densidad posible en esa sección

Prueba de Integridad de la Formación (FIT)

Presurizar la columna de fluido hasta un límite predeterminado que mostrará una presión hidrostática de fluido de densidad equivalente hasta la cual el fluido no tendrá fuga hacia la formación ni la quebrará.

1.3.4 Presión de sobrecarga

Es la presión ejercida por el peso de la matriz de la roca y los fluidos contenidos en los espacios porosos sobre una formación particular. La **Figura 17** muestra la dirección en la que actúa el peso de sobrecarga sobre el espacio poroso y los fluidos contenidos en él.

La formación debe ser capaz de soportar mecánicamente las cargas bajo las cuales es sometida en todo momento. La presión de sobrecarga es función principalmente de las densidades tanto de los fluidos como de la matriz, así como también de la porosidad. También puede definirse como la presión hidrostática ejercida por todos los materiales sobrepuestos a la profundidad de interés.

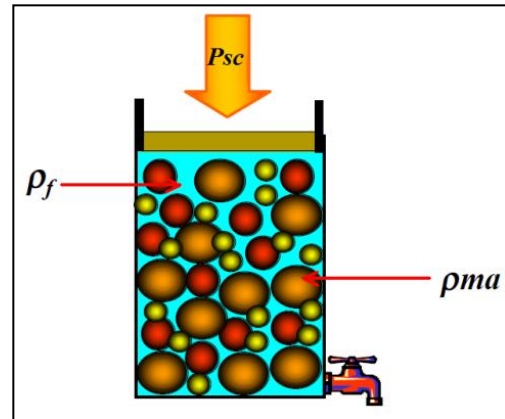


Fig. 17 Presión de sobrecarga

La presión de sobrecarga y el gradiente de sobrecarga están dados por

$$P_{sc} = 0.052 * \rho_b * d \quad (3)$$

$$G_{sc} = 0.433[(1 - \phi)\rho_{ma} + (\phi + \rho_f)] \quad (4)$$

Donde

P_{sc} = presión de sobrecarga, psi
 ρ_b = densidad de volumen de la formación, lb/gal
 d = profundidad, pies
 G_{sc} = gradiente de sobrecarga, psi/pie
 ϕ = porosidad, fracción
 ρ_{ma} = densidad de la matriz, gr/cm³
 ρ_f = densidad del fluido, gr/cm³

1.3.5 Presiones anormales

Presión normal: Se dice que la presión de poro es normal cuando la formación ejerce una presión igual a la columna hidrostática de fluido contenido en los poros de la misma. En la **Figura 18** se muestra una gráfica de presión vs profundidad donde se ilustran los diferentes gradientes de presión que podemos encontrar en las formaciones. Las presiones normales son causadas principalmente por el peso de la columna hidrostática de la formación que va desde el punto donde se ejerce presión hasta la superficie. La mayor parte de la

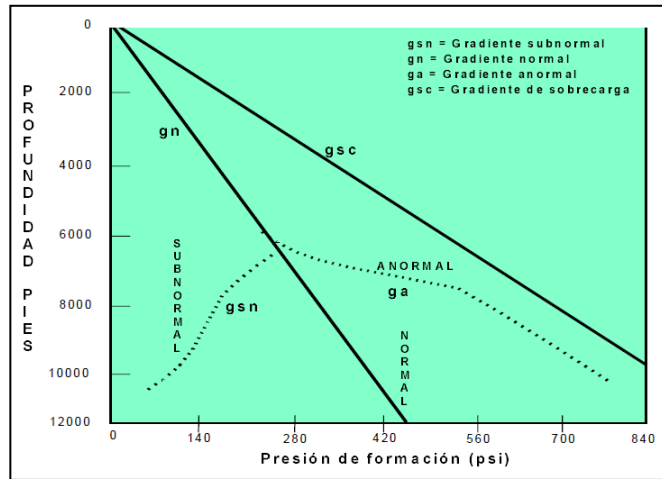


Fig. 18 Gradientes de presión

sobrecarga en las formaciones con presión normal es soportada por los granos que conforman la roca. El gradiente de presión de los fluidos de la formación generalmente se encuentra en un rango que va desde 0.433 psi/pie hasta 0.465 psi/pie, y varía de acuerdo con la región geológica.

Presión de Formación Subnormal: ocurre cuando la presión de la formación es menor que la presión normal, generalmente con gradientes menores a 0.433psi/pie. Pueden encontrarse en formaciones someras, parcial o completamente agotadas y en aquellas que afloran en superficie. Esto indica que estas presiones existen, bien sea, en áreas con bajas presiones de sobrecarga o en depósitos calcáreos. Formaciones con presiones subnormales pueden ser desarrolladas cuando la sobrecarga ha sido erosionada, dejando la formación expuesta a la superficie.

Presión de Formación Anormal: las formaciones con presión anormal ejercen una presión mayor que la presión hidrostática de los fluidos contenidos en la formación. Se caracterizan por el movimiento restringido de los fluidos en los poros, es decir, es imposible que la formación pueda liberar presión; de lo contrario se convertirían en formaciones de presión normal. Para que esto ocurra debe existir un mecanismo de atrapamiento que permita generar y mantener las presiones anormales en el sistema roca-fluidos. Teóricamente el gradiente de presión en una formación de presión anormal varía entre 0.465 y 1.0 psi/pie, por lo que cuando se genera un aumento en la presión de poro, generalmente no excede un gradiente de presión igual 1.0 psi/pie.

Muchas formaciones con presión anormal se encuentran en cuencas sedimentarias del mundo y su existencia se debe principalmente a los procesos geológicos que ocurrieron en una zona determinada, así como también a la presencia de fallas, domos de sal en la formación e incremento de la presión de sobrecarga, puesto que cuando esto ocurre los fluidos contenidos en los espacios porosos son los encargados de soportar la carga impuesta por la sobrecarga mucho más de lo que pueden hacerlo los granos de la roca, lo cual genera un aumento de presión en los poros que no puede ser liberada.

1.3.6 Ventana operacional

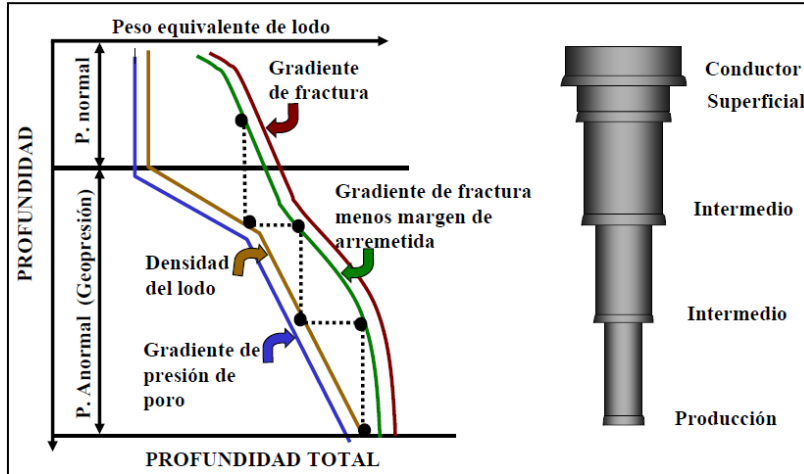


Fig. 19 Ventana operacional y asentamiento de tuberías de revestimiento.

Durante la etapa de perforación es de vital importancia diseñar una ventana operacional de presión de lodo capaz de compensar las modificaciones a los esfuerzos originales de la formación.

Una manera de prevenir el derrumbe de las formaciones y el arenamiento en el interior del pozo y cualquier otra complicación en el pozo debido a los nuevos esfuerzos

inducidos en la pared del pozo, es compensar la alteración de las propiedades en el sitio con el peso del lodo de perforación a través de la determinación de la ventana operacional de presiones de lodo, para minimizar el riesgo de inestabilidad del agujero.

La ventana operacional está conformada por los gradientes de presión de la formación y la presión de fractura, los cuales nos determinaran tanto el peso del lodo que debemos utilizar durante la perforación así como establecer la profundidad a la que se van a asentar cada una de las etapas de la tubería de revestimiento (ver **Fig. 19**).

El peso del fluido de perforación está limitado por dos fronteras:

La frontera superior: es la presión que causa la falla de tensión que origina la pérdida de fluido de perforación. La frontera es estimada desde el campo de esfuerzos en el sitio, representado por un gradiente de fractura o presión máxima determinada. La máxima densidad de lodo es la que crea una presión de poro que supera la suma de las resistencias a la tracción de la formación y el esfuerzo tangencial a la pared del pozo.

Frontera inferior: es la presión requerida para proveer el esfuerzo de confinamiento, el cual es removido durante la perforación. El esfuerzo de confinamiento promueve la creación de una zona plástica y previene la falla de corte, de no ser respetada podrían ocurrir influjos de los fluidos de la perforación o atascamientos de las herramientas o equipos operacionales. La presión mínima de lodo es la que crea un gradiente de ovalización por ruptura de la pared del pozo, determinado a partir de la presión de poro, esfuerzos horizontales, tensionales y el módulo de poisson.

El correcto manejo de esta ventana, permite optimizar los diseños de perforación, minimizando los daños en la formación y previniendo brotes y descontrol.

Capítulo 2 PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN [10-16]

2.1 Conceptos

2.1.1 Definición

La pérdida de circulación o pérdida de retorno está definida como la invasión de los fluidos de perforación y/o lechadas de cemento hacia la formación. El control y prevención de la pérdida de circulación de los fluidos de perforación es un problema frecuentemente encontrado durante la perforación de pozos de petróleo y gas.

La pérdida de circulación puede ser natural o inducida, la pérdida de circulación natural se da principalmente cuando atravesamos formaciones no consolidadas, altamente permeables, con fracturas naturales, cavernosas o vugulares.

La pérdida de circulación inducida se da principalmente cuando causamos una fractura en la formación que estamos atravesando y es generada por exceder el gradiente de fractura, por ejemplo al circular el lodo con alta presión o por sacar y meter la tubería a alta velocidad.

Durante un proceso de perforación, la presión del pozo se mantiene por un fluido de perforación. Para un pozo perforado en una formación permeable, si la presión del pozo es menor que la presión de formación, los fluidos de formación, tales como aceite, gas o agua, fluirán hacia el pozo. En las operaciones de perforación, esto se denomina generalmente una "manifestación". Cuando ocurre una manifestación, tiene que ser aplicada una mayor presión de pozo para controlar este flujo. Normalmente, esto se llama control del pozo. Si este flujo se produce de manera incontrolada, la manifestación se convierte en un reventón (brote imprevisto). En consecuencia, es necesario mantener una presión del pozo por encima de la presión de la formación.

Debido al aumento en las actividades de perforación de pozos desviados, es más importante que nunca entender la estabilidad del pozo. Se sabe que la presión del pozo debe mantenerse por encima de un determinado nivel para minimizar o incluso prevenir los brotes de la pared del pozo. Cuando la presión del pozo es demasiado baja, la pared del pozo incluso puede colapsar. Por lo tanto, el límite inferior de la ventana de densidad del lodo debe ser mayor que los dos valores de presión: presión de formación y presión de colapso del pozo. La presión del pozo se controla de diferentes maneras. Por el incremento de la densidad del fluido de perforación, se logra una presión hidrostática más alta.

Cuando un fluido de perforación se hace circular a través del espacio anular, la presión hidrodinámica se aplica contra el pozo. Si un pozo se cierra mediante el cierre de una válvula de control (BOP) y el líquido adicional se bombea en este sistema cerrado, el pozo es controlado por la presión hidrostática del fluido de perforación y la presión de la bomba. Sin embargo, la formación también tiene un límite superior de limitación de presión, el gradiente de fractura, que normalmente se determina mediante una prueba de goteo (LOT) durante la perforación. En

general, si el gradiente de presión del pozo es mayor que el gradiente de fractura, la formación puede romperse y el fluido de perforación entonces se puede perder en las fracturas creadas. Cuando esto ocurre durante un proceso de perforación normal, se llama pérdida de circulación. La pérdida de circulación es la pérdida de los fluidos del pozo (líquidos y sólidos) en la formación. En este escenario, la pérdida de fluidos de perforación a veces se llama pérdida inducida resultante de las "fracturas inducidas".

La pérdida de circulación puede ocurrir durante el proceso de perforación, así como durante la terminación. También puede ocurrir durante la cementación debido a la mayor densidad de la lechada de cemento, por la creación de una alta presión hidrostática. Los límites superior e inferior de la presión del pozo definen la ventana de operación, que se llama normalmente ventana de seguridad de densidad de lodo. Una mayor ventana de seguridad de densidad del lodo obviamente significaría que un pozo es menos difícil de perforar. Cuando esta ventana es estrecha, se pueden encontrar más problemas de perforación que pueden dictar la necesidad de instalar más sistemas de revestimiento que se han llevado a cabo de otra manera. En cualquier caso, es probable que se incurra a costos adicionales. La perforación en aguas profundas, la perforación a través de yacimientos agotados, y la perforación en todas las áreas con geo-presiones anormales presentan una ventana de seguridad de densidad del lodo mucho más estrecha.

2.1.2 Grados de pérdidas de circulación

La pérdida de circulación de fluido constituye un peligro conocido durante las operaciones de perforación y cementación en yacimientos de alta permeabilidad, zonas agotadas, y en formaciones débiles o naturalmente fracturadas, vugulares o cavernosas. La circulación puede deteriorarse incluso cuando las densidades de los fluidos se mantengan dentro de los márgenes de seguridad habituales. Detener las pérdidas de circulación antes de que estén fuera de control es crucial para el logro de operaciones seguras y rentables desde el punto de vista económico.

En general la pérdida de circulación podemos clasificarla como:

Tipo de pérdida	Severidad de la pérdida
Filtrado	Menos de 1.5 m ³ /h (10 bbl/h)
Pérdida de circulación parcial	Más de 10 bbl/h , pero con cierto retorno de fluidos
Pérdida de circulación total	No retorna ningún fluido por el espacio anular

Tabla 2 Grados de pérdidas de circulación

En el último caso extremadamente severo, el pozo quizás no retenga una columna de fluido aunque se detengan las bombas de circulación.

Si el pozo no permanece lleno de fluido, la altura vertical de la columna de fluido se reduce y la presión ejercida sobre la formación expuesta disminuye. En consecuencia, otra zona puede fluir

dentro del pozo mientras la zona de pérdida primaria está admitiendo fluido. En casos extremos, puede producirse la pérdida del control del pozo, con consecuencias catastróficas.

2.1.3 indicadores de pérdida de circulación

Formaciones no-consolidadas:

- Pérdida gradual y continua
- Retornos parciales
- El espacio anular se mantiene con bombas paradas, pero desciende al desahogar la presión
- La pérdida aumenta al intentar reiniciar la circulación
- Un período de espera puede solucionar el problema

Formaciones con fracturas naturales:

- La pérdida puede pasar de gradual a total
- Puede ocurrir después de un cambio brusco de formación
- Generalmente ocurre a profundidades medias
- El problema se incrementa al intentar reiniciar la circulación

Formaciones cavernosas

- Pérdida repentina y total
- Disminuye el peso sobre la barrena al perder peso la sarta por flotabilidad
- La barrena cae varios pies antes de encontrar de nuevo la formación

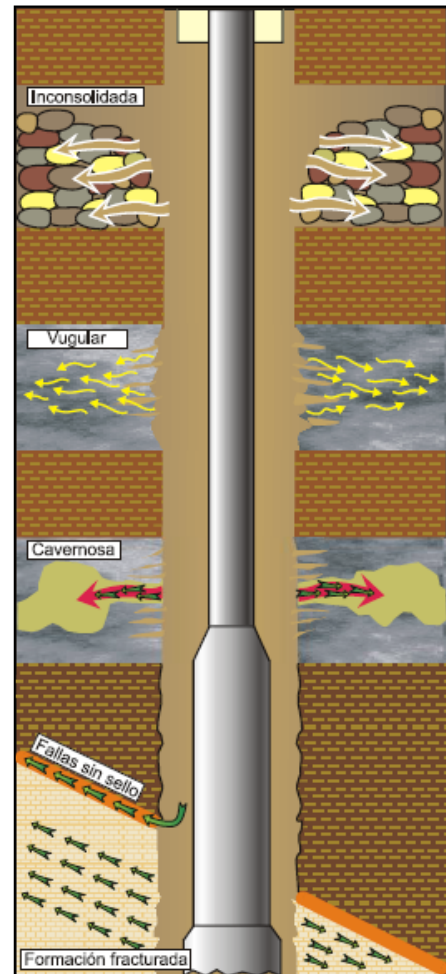


Fig. 20 Tipos de pérdidas de circulación

Fracturas inducidas

- Frecuentemente suceden en formaciones de lutitas a cualquier profundidad
- La fractura ocurre principalmente por debajo de la zapata
- Generalmente se fractura al intentar romper circulación con alta presión después de un viaje de tubería

Mientras se esta perforando las primeras evidencias de que está ocurriendo una pérdida de circulación son que disminuye el flujo en la línea de retorno, disminución en el nivel en los tanques de lodo, cambios en la presión de la bomba, disminución del fluido del espacio anular al parar las bombas.

También al realizar viajes podremos encontrar evidencias visibles de la pérdida de circulación, al sacar la sarta el agujero toma más fluido del que debe tomar, al meter la sarta desplaza menos fluido del que debe desplazar.

2.1.4 Localización de la zona de pérdida

Muchas veces cuando existe pérdida de circulación, no se encuentran disponibles los datos de registros o tiempo para hacer el análisis detallado de los registros. Los parámetros requeridos para el diseño de un tratamiento se basan en métodos de diagnóstico. Una de las causas fundamentales para el fracaso del tratamiento es la zona de identificación de la pérdida.

En la **Figura 21** se muestra un ejemplo de zona de pérdida potencial debido a que esta zona soporta una menor densidad de lodo lo cual conocemos como una zona ladrona.

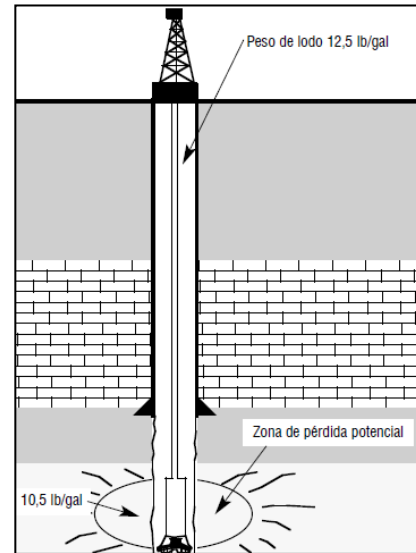


Fig. 21 Localización de zona de pérdida

La información precisa es muy importante para una buena definición del problema de pérdida y para la selección del mejor tipo de sellador deformable, viscoso y cohesivo (DVC) y su procedimiento de colocación en el pozo y en la vía de pérdida de fluido en la formación.

Estos datos pueden ayudar a verificar y calibrar las características obtenidas a partir del análisis del registro y los esfuerzos de modelización. Algunos de los parámetros más importantes son:

- Profundidad de la última zapata de la tubería, la zona de pérdida, zona de afluencia, etc.
- Tipo y densidad del fluido del pozo.
- Gastos de pérdida de lodo intermitentes y continuos vs datos de presión durante la perforación.
- Tamaños de tubería de revestimiento / tubería de perforación / agujero.
- Antecedentes de otros tratamientos.
- Características de la formación en zonas débiles.
- Detección de flujo cruzado y el tipo de fluido que se desplaza.

Es muy importante restablecer la circulación lo antes posible, ya que la pérdida de circulación aumenta el costo del lodo y puede causar otros problemas del pozo que resultan en costos de operación adicionales.

En cuanto a la experiencia de campo para ubicar la zona de pérdida lo más común es hacer una revisión de los antecedentes de los Pozos vecinos así como llevar un buen monitoreo del nivel del lodo durante la perforación.

Contrariamente a la opinión común, la mayoría de las pérdidas no ocurren en el fondo del pozo. Se ha determinado que más de la mitad de las pérdidas ocurren justo debajo de la zapata de la última tubería de revestimiento. Varios métodos están disponibles para localizar el punto de la pérdida de circulación. Éstos incluyen:

Estudio de la ubicación de la zona de pérdida.

El estudio de la ubicación de la zona de pérdida se lleva a cabo introduciendo un pequeño girador en el pozo con un cable monofilar, de tal manera que el rotor de aletas girará o rodará si hay algún movimiento horizontal del lodo. La velocidad (RPM) del rotor se registra en una gráfica mediante una serie de rayas o espacios. La velocidad será muy lenta hasta que se alcance el punto de pérdida. La velocidad del rotor aumentará claramente al punto de pérdida. Este método tiene dos inconvenientes: Requiere la pérdida deliberada de grandes volúmenes de lodo. No es eficaz cuando el lodo ya contiene material de puenteo.

Estudio de temperaturas.

El estudio de temperaturas depende de un termómetro subsuperficial para medir la diferencia entre la temperatura del lodo y la temperatura de la formación. Este estudio se lleva a cabo introduciendo en el pozo un elemento sensible que cambia su resistencia a medida que la temperatura cambia. Se realizan dos estudios. El primero tiene por objeto establecer el gradiente de temperatura del pozo una vez que el lodo está en equilibrio con la formación. El segundo estudio se realiza inmediatamente después de añadir nuevo lodo frío al pozo. Esto producirá una marcada discrepancia entre las temperaturas al punto de pérdida.

Estudio con trazador radioactivo.

Los estudios radiactivos para localizar el punto de pérdida consisten en realizar dos estudios de rayos gamma. Se efectúa un registro de base antes de introducir el material radioactivo. Luego se bombea una píldora de lodo que contiene material radioactivo dentro del pozo y se realiza otro registro. Las altas concentraciones de material radioactivo estarán ubicadas en el punto de pérdida. Este método proporciona información precisa para localizar el punto de pérdida, pero requiere equipos costosos y la pérdida deliberada de lodo para obtener la información deseada.

Estudio de temperatura con cable.

La herramienta estudio de temperatura con cable se compone esencialmente de una resistencia de alambre calibrada que es sensible a los cambios de temperatura. Se introduce la herramienta hasta el punto deseado en el pozo y se registra la resistencia. Luego se bombea lodo dentro del pozo. Si la herramienta está ubicada encima del punto de pérdida, el lodo circulará a través de ésta, produciendo un cambio de la resistencia. Si la resistencia no cambia, la herramienta está ubicada debajo del punto de pérdida. La herramienta puede ser usada en cualquier tipo de lodo, pero se requiere una gran cantidad de lodo para realizar este estudio.

Estudio con transductor para medir presiones.

Este tipo de estudio incluye el uso de un cilindro corto, abierto en su parte superior y con diámetro reducido en su parte inferior para restringir el flujo de lodo a través del tubo. Se instala una ventana provista de un diafragma de neopreno en un lado del tubo. Un electrodo realiza un movimiento de vaivén entre los dos electrodos fijos en el diafragma. La diferencia de presiones a través del diafragma produce una variación del potencial (voltaje) en el circuito eléctrico, indicando la velocidad de flujo del lodo y el punto en que el lodo se vuelve estático.

Estudio de registros de resistividad

Los registros de resistividad pueden identificar algunas zonas donde se han producido pérdidas de lodo base aceite (OBM). Sin embargo, estos datos no pueden identificar ciertos tipos de zonas de pérdida de fluido o la trayectoria de flujo, tales como fracturas estrechas o cerradas y/o donde regresa más fluido base aceite OBM, pérdidas en zonas de hidrocarburos o flujo cruzado de agua. Son necesarios otro tipo de datos de diagnóstico para confirmar la ubicación de estas trayectorias de pérdida de fluido y para aquellos agujeros perforados con lodo base agua (WBM).

Estudio de registros de ruido

Herramientas de registros de ruido son dispositivos pasivos de escucha (hidrófonos) que responden al sonido originado en y alrededor del pozo. La frecuencia y la amplitud del nivel de ruido generado por el flujo en el fondo de pozo es una función del tipo de fluido (gas, líquido) y la obstrucción del flujo en el fondo de pozo a través de las diferentes restricciones.

2.2 Factores que afectan la pérdida de circulación

Existen muchos factores que originan pérdidas de circulación en el agujero, cada uno de estos está relacionado con el tipo de formación que se está perforando, las condiciones del agujero y la presión que ejerce la columna del fluido de perforación. Los tipos de formaciones o condiciones en el subsuelo que pueden ocasionar o son susceptibles de generar una pérdida de circulación en el pozo se clasifican en cuatro categorías:

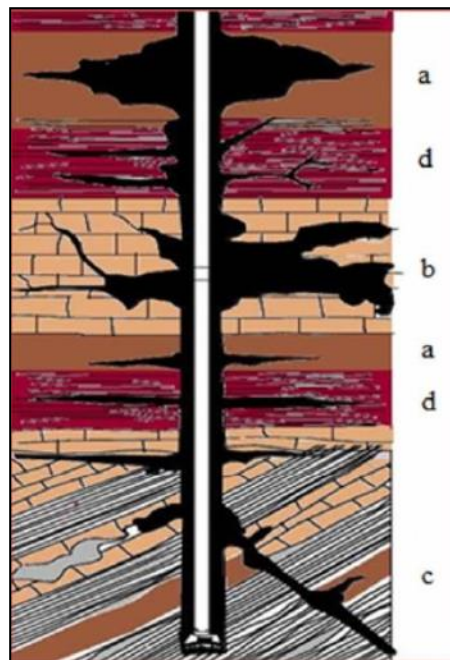


Fig. 22 zonas de pérdida de circulación.
a) Arenas no consolidadas y de alta permeabilidad.
b) Zonas cavernosas o fisuradas en carbonatos (caliza o dolomita).
c) Fracturas naturales, fallas y zonas de transición en carbonatos o lutitas duras.
d) Fracturas Inducidas por el exceso de presión.

2.2.1 Fracturas Naturales o Intrínsecas

Son aquellas creadas por los esfuerzos tectónicos, y los diferentes eventos geológicos ocurridos en una determinada zona. Se manifiestan por una discontinuidad que rompe los estratos de las rocas en bloques por medio de grietas o fisuras que pueden permitir el paso de los fluidos que se encuentran en el pozo solo si existe suficiente presión en el agujero capaz de exceder la de los fluidos de la formación y además el espacio creado por la fractura es tan grande como para permitir la entrada de los fluidos con esta presión (ver **Fig. 22 c**).

Formaciones que tienen fracturas naturales como la caliza y algunas formaciones de lutita dura.

Características de identificación.

- Registros de pozos vecinos e indicadores geológicos.
- Pueden ocurrir en cualquier tipo de roca dura, quebradiza.
- Pérdida marcada por la disminución gradual del nivel de lodo en los tanques.
- La pérdida puede ser total si se sigue perforando y se exponen otras fracturas.

2.2.2 Fracturas Creadas o Inducidas

Son aquellas producidas durante las operaciones de perforación y/o terminación con el fin de estimular la formación para mejorar la producción (fracturamiento hidráulico y acidificación). Adicionalmente, muchas fracturas han sido creadas al tratar de mantener el peso de la columna hidrostática en el agujero por lo que esta operación también puede crear fracturas en la formación si se excede la densidad necesaria para mantener las paredes del agujero. Las fracturas inducidas o creadas se distinguen de las fracturas naturales principalmente por el hecho de que la pérdida del fluido de perforación hacia fracturas inducidas requiere la imposición de presión de una magnitud suficiente para romper o abrir una parte de la formación (ver **Fig. 22 d**).

Características de identificación.

- Registros de pozos vecinos que incluyen una hidráulica anular excesiva.
- Podrían ocurrir en cualquier tipo de roca, pero serían anticipadas en las formaciones que tienen planos típicamente débiles, como las lutitas blandas.
- La pérdida suele ser repentina y total.
- La pérdida puede seguir cualquier aumento del peso del lodo o aumento brusco de la presión.
- Pueden ocurrir en formaciones consolidadas o no consolidadas.

2.2.3 Fracturas Cavernosas

Las fracturas creadas en zonas cavernosas están generalmente relacionadas con formaciones volcánicas o de carbonatos (caliza y dolomía). Cuando estas formaciones fisuradas son perforadas, la columna de fluido de perforación puede caer libremente a través de la zona vacía creada por la fractura y producir rápidamente la pérdida del fluido de perforación. Las formaciones cavernosas se diferencian de las fracturas naturales e inducidas en que las cavernas son probablemente el resultado de un fenómeno de disolución de la roca (ver **Fig. 22 b**).

Características de identificación.

- Normalmente limitadas a caliza y dolomía.
- La pérdida de circulación suele ser repentina y total.
- La barrena puede caer de unas cuantas pulgadas a unos cuantos pies justo antes de la pérdida.
- Se puede sufrir un torque excesivo antes de la pérdida.

2.2.4 Pérdidas en Formaciones altamente Permeables o poco Consolidadas

Pueden tener una permeabilidad suficientemente alta para que el fluido de perforación invada la matriz de la formación, y generar así la pérdida de circulación de los fluidos del pozo. La alta permeabilidad también se encuentra frecuentemente en las arenas, grava, y formaciones que fueron arrecifes o bancos de ostras. En general para que ocurra la pérdida de fluido hacia las formaciones permeables es necesario que los espacios intergranulares tengan suficiente tamaño para permitir la entrada del fluido de perforación, y como en el caso de las fracturas naturales y cavernosas, es necesario que exista una presión hidrostática que exceda la presión de la formación. Solo así podrá ocurrir la invasión (ver **Fig.22 a**).

Formaciones poco profundas no consolidadas donde la permeabilidad de la roca puede exceder 14 Darcys.

Características de identificación.

- Registros de pozos vecinos que identifican la zona y sus características.
- Reducción gradual del nivel del lodo en los tanques.
- La pérdida puede ser total si se sigue perforando.

2.2.5 Otras causas que pueden ocasionar fracturas y pérdidas de circulación

Paredes del agujero Homogéneas e Impermeables:

Cuando estas condiciones están presentes en un agujero la presión interna de los fluidos excede la fuerza de tensión de la roca mientras que la formación genera una contrapresión sobre la columna hidrostática para prevenir la falla por tensión.

Irregularidades en las paredes del Pozo:

Las irregularidades del pozo que pueden causar fracturas son las ranuras y ensanchamientos con formas elípticas. La presión puede tender a fracturar la formación en estas zonas de irregularidades. Para ello la presión del fluido de perforación debe exceder la fuerza de la roca más la presión de sobrecarga.

Planos de fractura:

Los fluidos de perforación pueden entrar a fracturas naturales, al permitir que la presión generada por ellos actúe en dirección perpendicular a los planos de fractura. Para que esto ocurra es necesario que la presión ejercida por el fluido exceda la sobrecarga más la presión de fractura.

Zonas Permeables:

Los fluidos de perforación pueden entrar a zonas permeables, y crear fracturas al ejercer presión en el medio poroso. Para que esto ocurra la presión impuesta en los poros debe exceder la presión de sobrecarga más la presión necesaria para sobrepasar los esfuerzos de la roca a través de los planos más débiles; tal como ocurre en el caso de las irregularidades del pozo.

Sistema Hidráulico Cerrado:

Cuando un pozo se cierra cualquier presión en superficie no solo incrementa la presión en el fondo del agujero sino que también se incrementa la presión en las paredes de la formación, lo que ocasiona que toda o parte de ella se encuentre en un estado de tensión.

En general, se puede decir que una o varias de estas condiciones pueden estar presentes en un pozo, por ello cuando la presión alcanza magnitudes críticas, se puede esperar que ocurran fracturas inducidas y pérdidas de circulación en las zonas más frágiles.

Adicionalmente, es posible fracturar la formación y crear pérdidas de circulación cuando la presión hidrostática creada por el fluido de perforación es más alta que la presión necesaria para realizar las operaciones de perforación. La importancia de mantener la presión ejercida por el fluido de perforación contra la formación dentro de los límites establecidos radica en que si esto se logra las pérdidas de circulación pueden ser prevenidas.

Se ha demostrado que la presión hidrostática de la columna de fluido puede ser suficiente para fracturar la formación, es decir, en muchos casos no se necesita imponer presión adicional para

que ocurra la circulación del fluido de perforación hacia la formación. Cuando la presión hidrostática está cercana al punto crítico (presión máxima para controlar los fluidos de la formación) hay que considerar las variables que pueden afectar la pérdida de circulación directa o indirectamente:

Propiedades de Flujo:

Los fluidos de perforación se comportan como fluidos plásticos y por lo tanto cuando están bajo el régimen de flujo laminar cualquier reducción del valor del punto de cedencia reduce la presión mientras los volúmenes de flujo se mantienen constantes.

Pérdida de Filtrado:

Un alto volumen de filtrado puede incrementar indirectamente la presión ejercida contra la formación al crear un enjarre grueso que restrinja el flujo del fluido de perforación en el espacio anular.

Inercia de la Columna del Fluido de Perforación:

Cuando se detiene la circulación del fluido de perforación por un tiempo determinado, cualquier aplicación repentina de presión para comenzar nuevamente la circulación puede imponer una presión innecesariamente alta en la formación debido a la tixotropía en el fluido de perforación y a la inercia de la columna hidrostática.

Grandes volúmenes de Circulación:

En muchos casos grandes volúmenes de circulación para remover cortes imponen una presión excesiva en la formación. Sin embargo la misma eficiencia de remoción de recortes se puede alcanzar sin temor de causar pérdidas de circulación si se alteran las propiedades del fluido de perforación.

Ensanchamiento del agujero:

Los ensanchamientos del agujero pueden reducir la velocidad del fluido de perforación y permitir que los recortes se acumulen y se suspendan al punto de aumentar la presión de surgencia.

Bajada de Tubería:

Una de las causas frecuentes de incremento de presión es la bajada rápida de la tubería. Esto es lo que se conoce como presión de surgencia.

Una vez que la pérdida de fluido hacia la formación ha ocurrido, es posible identificar y reconocer la zona en la que ha ocurrido el problema. Si las pérdidas se presentan durante la perforación del agujero, vienen acompañadas de un cambio notable en la velocidad de penetración y se debe evidentemente a fracturas naturales, fallas, cavernosidad, fisuras o arenas y gravas de alta permeabilidad, ocurre un incremento en la velocidad de penetración con un aumento en el torque

y caída libre del kelly (durante la perforación convencional), junto una pérdida instantánea en la circulación.

Las pérdidas normalmente no están en el fondo fondo si se presentan durante un viaje, perforando rápidamente o incrementando la densidad del fluido de perforación, son obviamente el resultado de una fractura inducida, son el resultado de cerrar y matar el pozo y por último, la carga en el espacio anular es tal que aumenta la densidad aparente del fluido de perforación de retorno.

2.3 Consecuencias de las pérdidas de circulación

Cuando ocurre la pérdida de circulación, los fluidos de perforación se pierden en la formación en lugar de regresar a la superficie para su recirculación en el pozo. En consecuencia, la pérdida de circulación a veces se llama pérdida de retorno.

Cuando el volumen de pérdida no es grande y retorna parcialmente la operación de perforación puede continuar para evitar perder tiempo ya que el tiempo del equipo generalmente es muy costoso. Sufrir la pérdida de fluidos de perforación es evidente, pero aceptable.

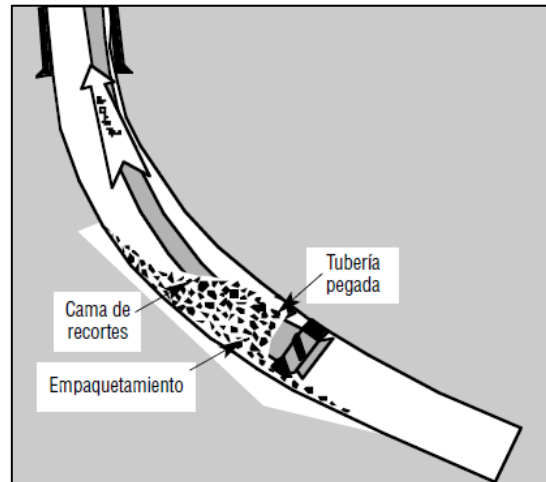


Fig. 23 Atascamiento de tubería

Sin embargo, esto puede no ser siempre el caso.

Cuando el volumen de pérdida es demasiado grande (a veces no regresa al volumen más alto de la bomba), las operaciones de perforación deben detenerse y no puede reanudarse hasta que la pérdida ha sido detenida.

Para agravar el problema, a menudo cuando ocurre la pérdida de circulación, el nivel de fluido en el pozo no se puede mantener lo que se traducirá en una pérdida de la carga hidrostática. Con esta presión hidrostática reducida, los fluidos de la formación de otras zonas de alta presión pueden comenzar a fluir en el pozo. Cuando esto ocurre, el pozo está experimentando problemas de control que son por lo general son mucho más complicados y difíciles de resolver. Esta situación

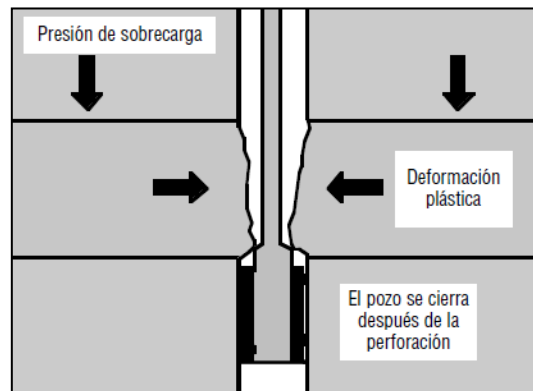


Fig. 24 Colapso del agujero

puede causar que el flujo de retorno entre en una zona ladrona (que a veces se llama de flujo cruzado en el pozo). En casos severos, este escenario se convierte en un reventón subterráneo. Un escenario de reventón se produce si esta corriente fluye sin control a la superficie. Los reventones son peligrosos y deben prevenirse siempre. El costo de controlar un reventón de un pozo puede ser enorme.

Con una presión hidrostática reducida, la formación puede colapsar (ver **Fig. 24**), ocasionando pérdidas de conjuntos de herramientas, reventones, y pega de tubería por presión diferencial (ver **Fig. 25**). El costo de restablecer el control de dicho pozo, si es posible, podría estar en el rango de varios millones de dólares.

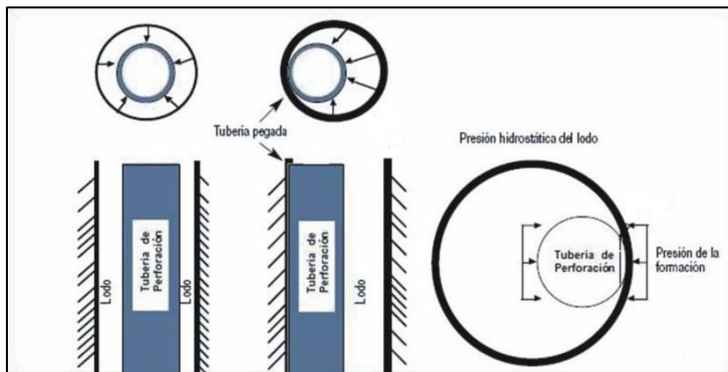


Fig. 25 Pega de tubería por presión diferencial

En el peor de los casos es cuando se pierde fluido a la formación, cae la altura de la columna de lodo dentro del espacio anular y se reduce en consecuencia la presión hidrostática. Esta caída de presión hidrostática puede permitir que entren al pozo fluidos de otras formaciones. En este caso, el pozo está fluyendo a una profundidad y perdiendo en otra. Los fluidos de

formación pueden fluir entre los dos intervalos, resultando en un reventón subterráneo. Este flujo incontrolable de fluidos bajo la superficie, es una situación muy crítica y muy difícil de resolver.

Aparte de la pérdida de material atribuible a la pérdida de circulación, resolver esta problemática incurrirá significativamente en tiempo no productivo (NPT). Para perforación en aguas profundas, el costo diario por un flotador en el Golfo de México (GOM) es de millones de dólares. Un informe declaró que para perforación de pozos en yacimientos de shelf gas en el GOM, los tiempos no productivos (NPT) incidentales atribuibles a la pérdida de circulación por sí sola es superior al 12% y aproximadamente el 25% de un presupuesto de perforación es para (NPT). Cuando ocurre la pérdida de circulación, el impacto económico puede ser substancial.

Por esta razón, la perforación puede ser juzgada como imposible en áreas consideradas a tener una ventana de seguridad de densidad del lodo estrecha. Por lo tanto el acceso a dichas reservas se considera que sea comercialmente no viable.

El incremento en los costos como resultado del tiempo que lleve resolver los problemas y el costo del lodo perdido. Cambio en las propiedades del lodo, y cambios en los volúmenes de flujo para controlar la pérdida de circulación pueden reducir la eficiencia en la perforación, al gastar tiempo e incrementando el costo. La Pega de tubería por presión diferencial en la zona de pérdida o por encima de ella, debido a la ausencia de lodo en el espacio anular, son también consecuencias de la pérdida de circulación.

Otros problemas como: colapso del agujero, atascamiento de tubería, imposibilidad de controlar el agujero, pérdida de tiempo durante las operaciones de perforación, daño a formaciones potencialmente productivas, arremetidas, reventones, derrumbe excesivo de las formaciones y costos asociados son otros efectos que contribuyen a hacer que el control y prevención de la pérdida de circulación sea considerado uno de los problemas más importantes en la industria petrolera y uno de los sucesos que más afecta la estabilidad del agujero. La magnitud del problema plantea la necesidad de iniciar investigaciones que relacionen todos los aspectos considerados en la pérdida de circulación, para así determinar soluciones efectivas y evitar las horas improductivas durante las operaciones de perforación.

Capítulo 3 FORTALECIMIENTO DE POZOS [17-30]

3.1 Conceptos básicos

3.1.1 Introducción al stress cage

La actual necesidad mundial de energía está obligando a los productores de petróleo y gas a perforar en ambientes cada vez más complejos. En algunos casos, en formaciones con bajos gradientes de fractura que deben ser perforadas con el fin de llegar a las reservas de hidrocarburos situados a mayor profundidad. Las compañías operadoras que desistieron de explotar esas acumulaciones en el pasado se apresuraron a tratar de producirlas por las condiciones actuales de los precios de aceite y gas debido a que esos recursos son económicamente atractivos.

Durante la etapa de perforación, la presencia de bajos gradientes de fractura en las formaciones se traduce en estrechos, e incluso inexistentes rangos de peso de lodo; lo que conduce al colapso del pozo o pérdidas de fluido debido a la fracturación hidráulica de la roca. Por lo que al ingeniero de perforación no le queda otra alternativa que introducir sargas adicionales de tubería de revestimiento para aislar las formaciones problemáticas y alcanzar el objetivo. Esta solución implica un costo adicional grande, no sólo debido a la necesidad de materiales adicionales, sino también por el tiempo del equipo adicional involucrado. En algunos casos, este costo adicional es del orden de millones de dólares por pozo. Por lo tanto, los beneficios económicos de la creación de tecnologías para aumentar el gradiente de fractura de la formación no sólo son evidentes sino también críticos.

Existen varios métodos para aumentar el gradiente de fractura de una formación subterránea, que se han propuesto recientemente. En los últimos años, Benaissa et al. (2005) presentó una técnica que aumenta el gradiente de fractura mediante el uso de partículas deformables para sellar los poros de la formación en la cara del pozo y así, crear un área efectiva no porosa inmediatamente detrás de la tubería de revestimiento (es decir, un área con la presión de poro cero).

Probablemente la técnica más eficaz para ampliar el horizonte del gradiente de fractura implica la creación de un "stress cage" inducido alrededor del pozo. En este método, la tensión circunferencial alrededor del pozo es incrementada para iniciar y propagar la abertura de una fractura controlada a la pared del pozo (Alberty y McLean, 2004). Esta técnica, aunque muy eficiente en formaciones permeables, ha demostrado ser resultados no muy satisfactorios cuando es aplicada en rocas de baja permeabilidad.

En algunos trabajos se propone un nuevo procedimiento para la creación de un stress cage en las formaciones de baja permeabilidad (por ejemplo, arenas arcillosas). En este nuevo método, antes de "ajustar" el stress cage, se inducen cambios en la temperatura de la formación para ser tratada. El fluido de perforación se utiliza para enfriar la formación con el fin de reducir la tensión tangencial en la pared del pozo. La magnitud de este cambio de temperatura se determina por el

incremento requerido de la resistencia a la fractura, que también establece la apertura de las fracturas por el stress cage. Posteriormente, el stress cage es configurado siguiendo los procedimientos normales.

El concepto de control de la presión que actúa sobre una roca a través de la alteración de la temperatura no es nuevo, ya que en la edad de bronce, la gente utilizaba fuego como un método para la trituración de rocas en excavaciones subterráneas. En esta técnica, se creaba un calentamiento en la pared de la roca, induciendo una tensión térmica, la roca se rompía y se desmoronaba como de cualquier forma natural o por enfriamiento en agua. En tiempos más recientes, varios trabajos clásicos como el de Morita et al. (1990) y Li (1991) explican los efectos de enfriar o calentar la pared de roca teniendo una concentración de esfuerzos alrededor del pozo.

Por otro lado, utilizando el enfriamiento como una medida del aumento de la eficiencia del stress cage es una idea que, para el conocimiento de los autores, aún queda por explorar. Las ventajas de esta nueva tecnología es que amplía la aplicación de la técnica del stress cage, sin crear daño a la formación, como podría ser uno de los inconvenientes del método de inyección de fluido de sellado.

Las pérdidas de lodo son un problema frecuente encontrado durante la perforación. Las pérdidas inducidas se producen cuando el peso del lodo, requerido para el control del pozo y para mantener un pozo estable, excede la resistencia a la fractura de las formaciones. Un desafío particular es el caso de los yacimientos agotados. Hay una disminución de la presión de poro, como la disminución de las reservas, lo que debilita las rocas que contienen hidrocarburos, pero las rocas vecinas o incrustadas, rocas de baja permeabilidad (lutitas), podrán conservar su presión de poro. Esto puede hacer la perforación de ciertas zonas agotadas prácticamente imposibles, el peso del lodo necesario para soportar las lutitas supera la resistencia a la fractura de las arenas y limos. El logro potencial es claro si pudiéramos encontrar una manera de fortalecer las zonas débiles y por lo tanto tener acceso a estas difíciles reservas. De hecho, el valor del fortalecimiento del pozo es de mucho más alcance e incluye las siguientes aplicaciones y beneficios:

- El acceso a nuevas reservas (zonas agotadas)
- Reducción de las pérdidas de lodo durante la perforación en aguas profundas
- Evitar pérdidas cuando se corre la TR o se cementa
- Mejor control del pozo
- Eliminación de tuberías de revestimiento
- Una opción alternativa a la tubería de revestimiento expansible

El enfoque que se ha adoptado actualmente es permitir que pequeñas fracturas se formen en la pared del pozo, y para mantenerlas abiertas utilizar partículas de puenteo cerca de la abertura de la fractura. El puente debe tener una permeabilidad casi nula que pueda proporcionar un aislamiento de presión. Siempre que la fractura inducida sea puenteada en o cerca de la pared del pozo este método creará una mayor tensión circunferencial alrededor del pozo, a lo que nos referimos como un efecto de "stress cage". El objetivo es ser capaz de lograr ésto continuamente durante la perforación mediante la adición de materiales apropiados en el sistema de lodo. El concepto se ilustra en la **Figura 26**.

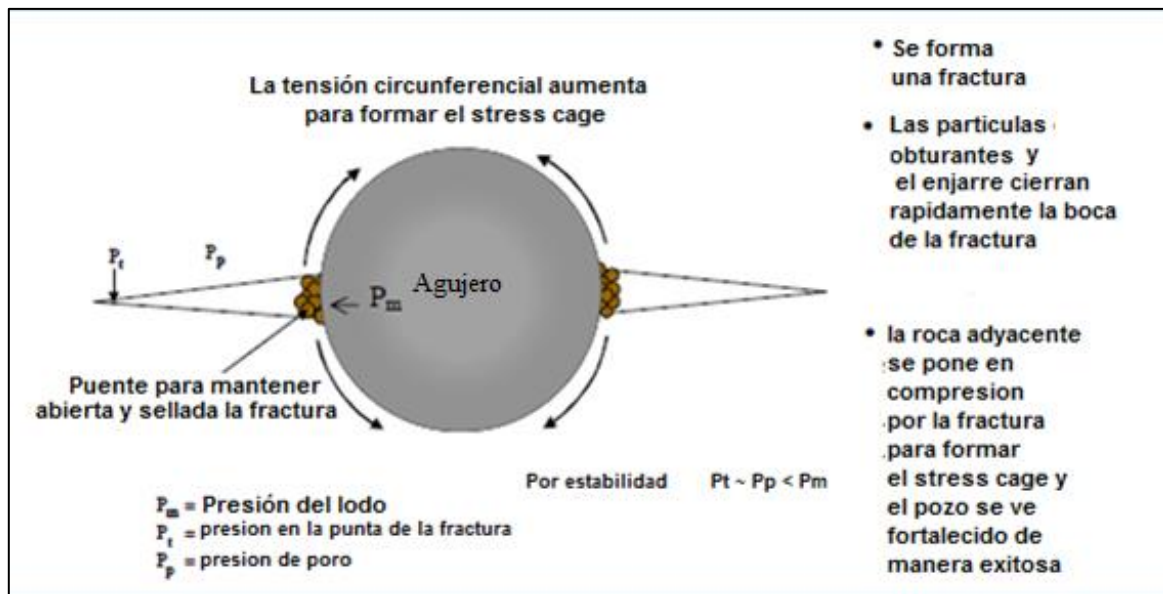


Fig. 26 Concepto de stress cage para fortalecimiento de pozos

3.1.2 Materiales de pérdida de circulación (LCM)

Es el término de las sustancias que se adicionan a los fluidos de perforación, cuando se están perdiendo los fluidos de perforación en las formaciones del fondo del pozo. Los materiales de pérdida de circulación que se utilizan comúnmente en la industria incluyen fibras (corteza de cedro, tallos triturados de caña, fibra mineral y cabello), escamas (escamas de mica y láminas de celofán) o granular (caliza y mármol molido, casca de nuez, cascara de algodón).

Fibrosos

Son materiales de pérdida de circulación (LCM), que son largos, delgados y flexibles, los cuales existen en varios tamaños y longitudes. Las fibras LCM se adicionan al lodo y se colocan en el fondo del pozo para ayudar a retardar la pérdida de lodo en las fracturas o zonas altamente permeables. Idealmente, las fibras LCM deben ser insolubles e inertes al sistema de lodo que se utiliza.

Ejemplos de ellos:

- Caña de azúcar
- Semilla de algodón
- Fibras orgánicas
- Madera fragmentada
- Fibras vegetales
- Papel cortado
- Mazorca de maíz
- Fibra de madera

Granulares

Son materiales de pérdida de circulación (LCM) que tienen una forma gruesa y se encuentran en una amplia gama de tamaños de partículas. Los LCM granulares se adicionan al lodo y se colocan en el fondo del pozo para ayudar a retrasar la pérdida de lodo en las fracturas y en las formaciones altamente permeables. Idealmente los LCM granulares deben ser insolubles e inertes en el sistema de lodo que se utiliza. Ejemplos de ellos son:

- Cascaras de nuez (finas, medianas y gruesas)
- Carbonato de calcio (fino, mediano y grueso).
- Goma granulada
- Mármol molido
- Perlita expandida
- Gilsonita
- Grafito (grueso)

Escamas

Son materiales de pérdida de circulación que tienen una forma delgada y plana, con una gran área de superficie. Los LCM en escamas pueden ser preparados en varios tamaños. Deben ser insolubles e inertes al sistema de lodo en el que se utiliza. Su objetivo es aislar las zonas de pérdida de fluido en un pozo y detener las pérdidas de circulación. Comúnmente se utilizan escamas de mica y piezas de plástico (celofán). A menudo, los materiales granulares fibrosos y en escamas de pérdida de circulación se mezclan en una píldora LCM y son bombeados a las zonas donde ocurren las pérdidas de circulación. Algunos de los materiales más comunes son:

- Mica (fina y gruesa)
- Celofán
- Plástico
- Madera
- Papel

Mezclas

Una mezcla específica de alta resistencia que consta de partículas granulares (materiales de puenteo) fibrosas (materiales de sostén) y en escamas (material de sello).

3.1.3 Distribución de tamaño de partícula (PSD) y concentraciones

Uno de los primeros avances en yacimientos puenteados que todavía se utilizan hoy en día fue propuesto por Abrams en 1975 ^[33]. Abrams sugirió que se requiere tanto el tamaño y la concentración de partículas de puenteo para minimizar el espesor del enjarre interno. Específicamente, el tamaño de partícula del material de puenteo debe ser al menos igual o mayor que un tercio de las aberturas del medio poroso de la roca del yacimiento. En segundo lugar, la concentración del tamaño de las partículas debe ser de al menos 5% de volumen de los sólidos en la composición de lodo final, incluyendo sólidos de perforación. Estos lineamientos se utilizan con frecuencia hoy en día en el campo, cuando se sabe poco sobre la distribución del tamaño de poro de un yacimiento. En estos casos, los diseños de fluido utilizan una amplia gama de partículas en el intento de proporcionar una amplia gama de capacidades del puente.

Una mejora a los lineamientos de Abrams es la práctica de mantener una baja concentración de sólidos de perforación. Simples pruebas de laboratorio pueden demostrar fácilmente el efecto negativo de los sólidos de perforación sobre la capacidad de un líquido para controlar la invasión de filtrado en condiciones dinámicas, lo cual es una indicación de la pobre eficiencia del puente. Los volúmenes de filtración dinámica, Q_0 , que se muestran para dos fluidos (Figura 27) están en función del tiempo. Los dos fluidos fueron probados en discos cerámicos de 5, 20, 35 y 60 micras.

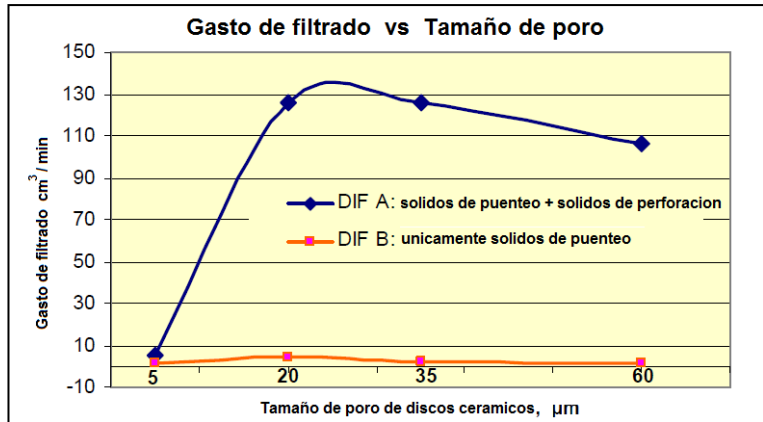


Fig. 27 Efecto de la relación sólidos de perforación /sólidos de puenteo

El diseño básico de cada fluido es idéntico, sin embargo, el fluido A contenía 21 libras/bbl (2,4% v/v) arcilla de reactividad media y 25 libras/bbl de carbonato de calcio clasificado. El fluido B tenía sólo carbonato de calcio clasificado. Como puede verse fácilmente, los gastos de filtración para el fluido A en todos los tamaños de disco de cerámica fueron significativamente mayores que los del Fluido B. Es ampliamente conocido que en los altos gastos de filtración se depositan más sólidos en un medio permeable, una condición que induce a un aumento del daño del pozo. Del mismo modo, un menor control de la filtración también induce un aumento en la invasión de sólidos en los espacios porosos.

Aunque los sólidos de perforación estarán siempre presentes en los fluidos de perforación, los datos sugieren que la concentración debe mantenerse a un mínimo en aplicaciones de campo para minimizar la invasión de filtrado. Pruebas en un gran número de formulaciones de fluidos en diversos tamaños de disco indica que los sólidos de puenteo deben ser por lo menos del 75-80% de la fracción total de sólidos en un fluido de perforación para maximizar la eficiencia del puenteo y minimizar el daño debido a la invasión.

La teoría de empacamiento ideal (IPT) representa un método relativamente nuevo para mejorar la eficiencia del puente para los fluidos de perforación. Esta teoría (regla) afirma que el empacamiento ideal ocurre cuando el porcentaje de volumen acumulado vs raíz cuadrada de los diámetros de partículas es directamente proporcional.

El enfoque IPT se basa en una estimación del tamaño medio de poro a partir de la permeabilidad tomando la raíz cuadrada de la permeabilidad (en MD). Esto sería preciso si la distribución del tamaño de gargantas de poros en un yacimiento fuera lineal. En realidad, esta relación lineal no existe y el diámetro de garganta de poro más común en un yacimiento no será la media de la distribución de tamaños. El enfoque IPT es aplicable para una distribución uniforme de garganta de poros, pero como la mayoría de los yacimientos no se ajustan a esta descripción, se requiere otro modelo para proporcionar un puente más eficiente y por lo tanto una reducción en la pérdida de fluido en el yacimiento.

Después numerosos estudios de filtración y permeabilidad basados en la distribución de tamaño de garganta de poro en muestras de núcleos, es evidente que una nueva metodología es necesaria para aumentar la eficiencia en el control de la pérdida de fluido en actuales formaciones naturales. Una descripción precisa de la distribución de garganta de poro que se encuentra en un yacimiento puede ser obtenida mediante los datos del análisis de inyección de mercurio. Esto puede obtenerse durante el mismo proceso que se usa para medir la permeabilidad del núcleo de un yacimiento. Mediante la utilización de estos datos, fue ideado, probado y verificado en el campo un método más eficiente de puenteo de control de pérdidas.

Nueva Metodología de puenteo

Una gran proporción del flujo de producción de un yacimiento provendrá de las gargantas de poros más grandes, por lo que estas zonas de mayor permeabilidad/porosidad no deben ser ignoradas. También un número considerable de gargantas de poros pueden ser muy pequeñas en comparación con el tamaño medio de poro. Esencialmente, cuando las partículas se seleccionan para grandes, medios y algunos de los poros más pequeños, el resultado neto es una distribución de tamaño de partícula que hace un trabajo bastante eficiente para sellar todos los poros del yacimiento, incluyendo la mayoría de los espacios

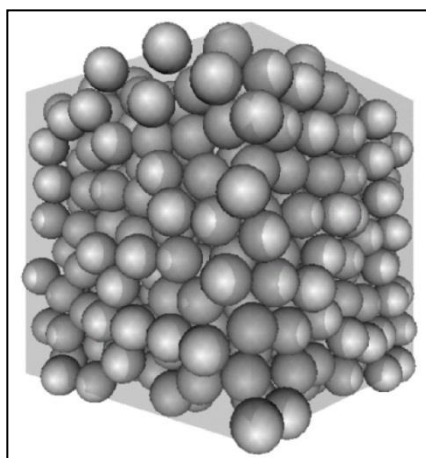


Fig. 28 Empacamiento de esferas similares con huecos o poros

vacíos en el enjarre. En otras palabras, el empacamiento es un fenómeno colectivo que requiere la utilización de una amplia gama de partículas para iniciar la construcción rápida del enjarre. Otra forma de visualizar la necesidad de una amplia gama de tamaños de partículas para iniciar el empacamiento ideal es observar el empaque de esferas sueltas, como se muestra en la **Figura 28**. Aquí podemos ver claramente que las esferas uniformes son tan apretadas como sea físicamente posible. Para crear un efecto de interferencia (paquete hermético), una abundancia de pequeñas partículas o partículas de diferentes formas serían necesarias para satisfacer los huecos entre las partículas. Sin los huecos llenos el resultado sería la invasión de filtrado, polímero y partículas pequeñas.

Es deseable seleccionar una distribución de tamaño de partícula (PSD) de tal manera que el puenteo sea más eficiente y rápido en fracciones grandes, medias y más pequeñas de tamaño de poro. Esta óptima PSD debe ser seleccionada en base a D90, D50 y D10 de la distribución de garganta de poro del yacimiento.

Para superar la eficiencia de puenteo obtenido mediante el método IPT, se asume que es necesaria una amplia variedad de partículas. Durante un estudio

se realizaron una serie de pruebas de laboratorio de permeabilidad y filtración en discos de empacamientos de arena para demostrar que la PSD combinada con objetivos adicionales de garganta de poro daría lugar a reducidos gastos de filtración y así obtener mejores resultados de retorno del fluido. Los objetivos adicionales elegidos incluyen el D75 y el D25. El Uso de los cinco objetivos, el D90, D75, D50, D25 y D10, se ha traducido en lo que se conoce como "El método Vickers". Los siguientes criterios (criterios de Vickers) para la mezcla del puenteo debe cumplir las siguientes normas para lograr la mínima pérdida de fluido en el yacimiento.

D90 = garganta de poro más grande

D75 <2/3 de la garganta de poro más grande

D50 + / - 1/3 de la garganta media de poro

D25 1/7 de la garganta media de poro

D10 > garganta de poro más pequeño

PPA tamaño de disco - 5 µm				
Teoría de puenteo	Vickers	IPT- 1*	IPT-2*	Abrams
Perdida de arranque, cm3	4.4	8	5.6	6
Filtrado a los 30 min., cm3	21	22	26	30
presion de lift - off , psi	1.2	2.8	2.4	2.6
permeabilidad de retorno, %	93.8	49.5	78.6	61.5
PPA tamaño de disco - 20 µm				
Teoría de puenteo	Vickers	IPT- 1*	IPT-2*	Abrams
Perdida de arranque, cm3	2.6	19.2	14	3.6
Filtrado a los 30 min., cm3	20	42	33	23
presion de lift - off , psi	0.9	4.4	2	5
permeabilidad de retorno, %	85.7	69.5	74.2	8.9
PPA tamaño de disco - 60 µm				
Teoría de puenteo	Vickers	IPT- 1*	IPT-2*	Abrams
Perdida de arranque, cm3	4.4	15	3.6	2.4
Filtrado a los 30 min., cm3	20.8	31	20	19
presion de lift - off , psi	0.6	2.6	1.8	1.4
permeabilidad de retorno, %	86.2	78.1	91.5	93.5
Valores promedio sobre el rango completo de garganta de poro				
presion de lift - off , psi	0.9	3.3	2.1	3.0
permeabilidad de retorno, %	88.5	65.6	81.4	78.6

Tabla 3 PPA filtrado y permeabilidad de retorno

IPT-1*contiene 30 lb/bbl y IPT-2* contiene 50 lb/bbl

Parte de este método se basa en estudios de laboratorio que se describen a continuación y han sido una herramienta fundamental para mejorar el diseño de los fluidos de perforación cuando se conocen adecuadamente los datos del tamaño de poro. La **Tabla 3** muestra la validez de tres metodologías. Los fluidos también se probaron en un permeámetro con empacamiento de arena para medir el volumen de filtrado y la presión de lift off. Esta prueba mide la capacidad del enjarre para formarse en la superficie del medio filtrante y la resistencia del enjarre a la invasión profunda de partículas más pequeñas.

3.1.4 Fortalecimiento del pozo mediante el sellado de grietas hidráulicamente conductivas

Rocas de baja permeabilidad. La **Figura 29** ilustra que en rocas de baja permeabilidad tales como las lutitas, el puente deberá tener una permeabilidad extremadamente baja para evitar la transferencia de presión dentro de la fractura y la propagación de la misma. Por este motivo se ha estudiado la forma de producir un enjarre con una pérdida de líquido extremadamente baja, lo que llamamos "lodos con ultra-baja pérdida de fluidos". Aston et. al. Han revisado los mecanismos de pérdida de fluido en lodos base aceite y describen las formas de lograrlo. Esta idea de utilizar lodos con ultra-baja pérdida de fluidos para lograr el fortalecimiento del pozo es objeto de una solicitud de patente. Se tiene una ventaja particular en el fortalecimiento de lutitas. El enfoque también podría funcionar en las rocas de alta permeabilidad, y hasta la fecha no se ha mostrado ningún inconveniente en el funcionamiento de lodos con ultra-baja pérdida de fluidos en las formaciones permeables. De hecho, una ventaja es la reducción del riesgo de atascamiento diferencial.

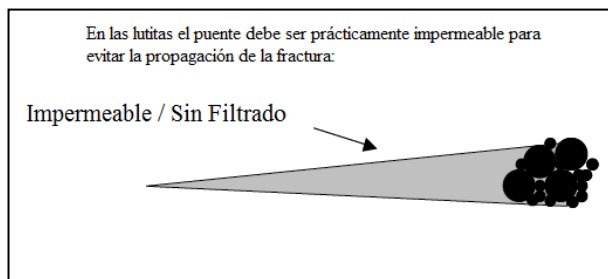


Fig. 29 Sellado de fractura en rocas de baja permeabilidad

La fuerza que maneja el puente a través de una fractura en una formación de lutitas debe ser considerado cuidadosamente, como la presión inicial del fluido en la boca fractura cuando se depositan los sólidos de puenteo, ya que es necesaria una diferencial de presión a través del puente para mantenerlos en su lugar. La caída de presión en la matriz de la lutita detrás del puente será mínima especialmente con lodos base aceite, que tienen una mejor acción de sellado debido a los efectos de tensión interfacial (presión capilar). En lodos base agua, puede haber una fuga de presión lenta en la lutita, pero el desafío sería entonces para producir un lodo a base de agua con ultra-baja pérdida de fluidos, de modo que el puente en la boca de la fractura tenga una permeabilidad suficientemente baja. A pesar de estas preocupaciones y desafíos, las pruebas iniciales de campo en lutitas han sido muy alentadoras.

En el trabajo de modelado se ha supuesto una fractura elíptica simétrica con un ala en cada lado del pozo. Este parece ser un punto de partida razonable. Para producir un stress cage cuando existen muchas fracturas estrechas localizadas alrededor del pozo, se requeriría un puente de partículas muy pequeñas para sellarlas. Como se mencionó anteriormente, la evidencia de campo sugiere la necesidad de sólidos de puenteo más grandes, como solución a este tipo de

problemática se utiliza el carbonato de calcio debido a que este material lo podemos encontrar en la industria con una amplia gama de tamaños de partícula, además de las ventajas y propiedades que ofrece este material esta tesis se enfoca principalmente en el uso del carbonato de calcio.

Una fractura hidráulicamente conductiva cerca del pozo puede reducir sustancialmente la contención de la presión del pozo (WPC), con el sellado de estas fracturas podemos restaurar la contención de la presión o incluso fortalecer el pozo. En este caso el sellado significa que la presión de la fractura esté aislada de la presión del pozo de tal manera que la presión de fractura pueda ser una constante.

Para el estudio, el radio del pozo se ha fijado en 4.25 pulgadas. La longitud de la fractura se fijó en el 6 pulgadas. El módulo de Young es 1 090 000 psi y el coeficiente de Poisson 0. 225. El ancho de la fractura se puede abrir, aunque puede haber un gran diferencial de presión entre la fractura y el pozo. $S_h = 3000$ psi. $P_w = 6000$ psi. La presión de fractura, P_f , se fija en 2000 psi, excepto en el estudio para investigar el efecto de la presión de fractura.

Para simular un efecto de sellado con el programa de análisis de elementos de frontera (BEA), los nodos se definen libres de movimiento ya sea en la dirección X o Y en el pozo y la fractura, sin embargo, las presiones dentro de la fractura y el pozo son diferentes.

Mejora de la contención de la presión del pozo. De la discusión anterior, es evidente que el esfuerzo tangencial alrededor del pozo es el camino crítico para entender que es la contención de la presión del pozo (WPC). Se ha realizado una comparación para mostrar el esfuerzo tangencial a lo largo de la pared del pozo cuando la fractura está sellada. El esfuerzo tangencial se puede utilizar para comparar con la de un pozo perfectamente circular sin fracturas.

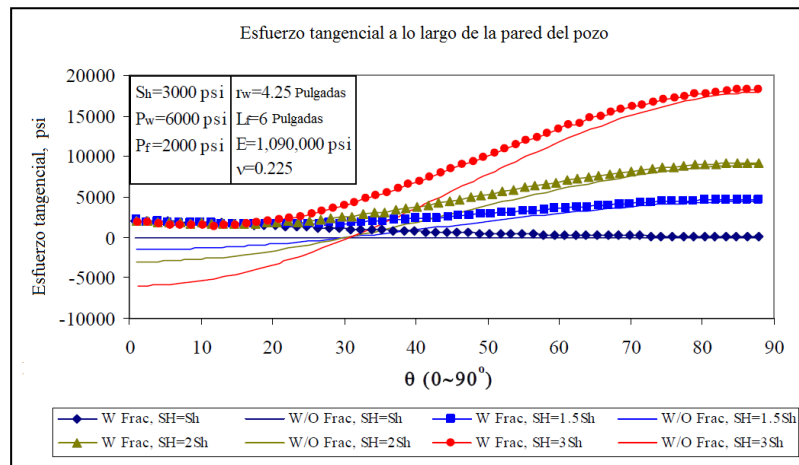


Fig. 30 Esfuerzo tangencial en la pared del pozo

La **Figura 30** muestra el esfuerzo tangencial en la pared del pozo para los cuatro diferentes escenarios de esfuerzos anisotrópicos en condiciones de fractura y sin fractura. De la **Figura 30**, se puede concluir que en los cuatro diferentes escenarios de esfuerzos anisotrópicos, el esfuerzo tangencial para el pozo fracturado con un sello es mayor que la de un pozo sin fractura. La mejora en el esfuerzo tangencial tiene el valor máximo en el punto de fractura. Es de gran importancia

para saber que no hay un punto débil (que el original) creado a lo largo del pozo aunque el aumento en el esfuerzo tangencial hace más pequeña la distancia de la fractura.

Este análisis también indica que la WPC puede aumentar hasta un valor mayor que la definida por la ecuación de esfuerzo tangencial de Kirsch. Esto significa que el sellado de una fractura no sólo restaura la WPC ideal, sino que también puede mejorarse más allá de la WPC ideal. En reiteradas ocasiones se ha observado una mayor WPC que la ideal mediante pruebas de laboratorio.

La **Figura 30** indica que se puede lograr una mejora mayor con un esfuerzo anisotrópico mayor en las mismas condiciones.

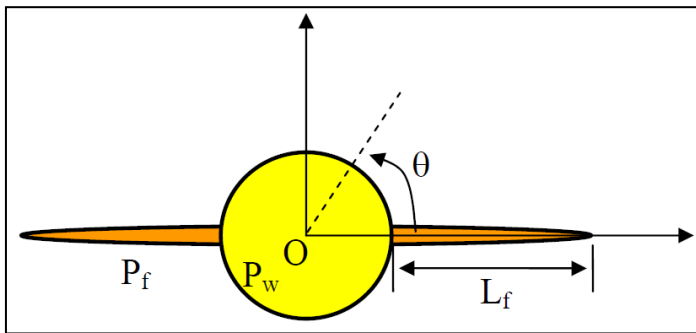


Fig. 31 Designación de los parámetros de modelado de un pozo con una fractura

El incremento del valor de esfuerzo tangencial a la fractura es igual a la presión de fractura, que se define como la condición de frontera. En este caso particular, es de 2000 psi. Esto indica que es necesaria la presión de fractura para mantener el aumento del esfuerzo tangencial. En la **Figura 30** el valor de esfuerzo positivo significa esfuerzo de compresión, mientras que el valor negativo significa esfuerzo de tensión.

El esfuerzo tangencial a lo largo de $\theta = 90^\circ$ de la pared del pozo. El esfuerzo tangencial en $\theta = 90^\circ$ (Ver **Figura 31** para la definición de θ) es de especial importancia porque es el punto más distante de la fractura existente. La **Figura 32** muestra el esfuerzo tangencial en $\theta = 90^\circ$ lejos de la pared del pozo. Se puede notar que el primer punto de datos cerca de la pared del pozo corresponde a la de $\theta = 90^\circ$ en la **Figura 30**.

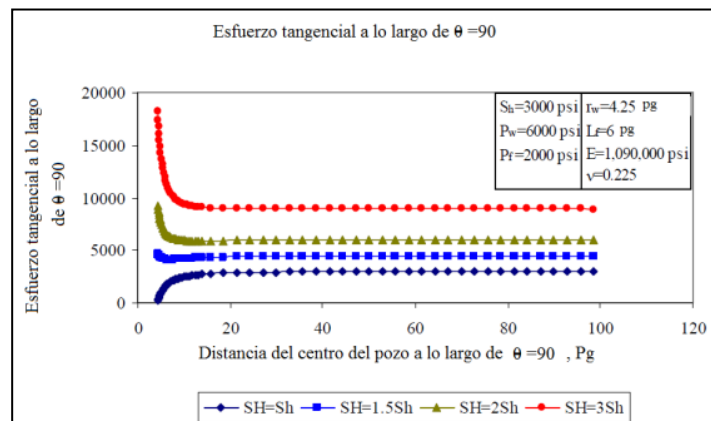


Fig. 32 Esfuerzo tangencial cerca y lejos de la pared del pozo a lo largo de $\theta = 90^\circ$

De la **Figura 32**, el esfuerzo tangencial en los cuatro escenarios monótonamente se aproxima a la tensión de campo lejano con mínimos locales con sólo dos diámetros de los agujeros. Esto indica que no se han generado puntos débiles como resultado de la fractura abierta.

El esfuerzo tangencial a lo largo de la fractura. Es de interés para examinar el esfuerzo tangencial a lo largo de la cara de fractura, en los casos anteriores para determinar si alguna cara fractura podría estar en tensión y generar fracturas secundarias. La **Figura 33** muestra el esfuerzo tangencial a lo largo de la cara de la boca de la fractura a la punta fractura. El esfuerzo tangencial

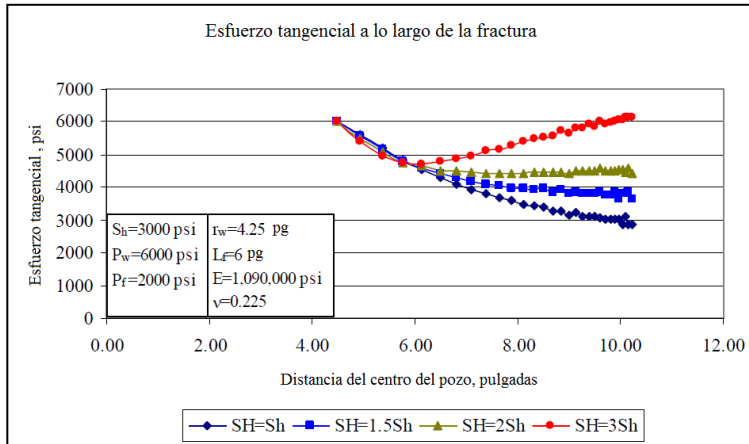


Fig. 33 Esfuerzo tangencial a lo largo de la cara de la fractura.

en la boca fractura es igual a la presión del pozo, definida como 6000 psi en este caso. En la punta de fractura, el valor del esfuerzo tangencial debe aproximarse a la del esfuerzo radial. Este esfuerzo radial debe acercarse más a la tensión de campo lejano en que la fractura se hace más larga. La **Figura 33** muestra que todos los puntos están en compresión.

Estabilidad de fractura y el factor de intensidad de esfuerzo. El factor de intensidad de esfuerzo es otro parámetro de interés. De acuerdo a la teoría de fractura mecánica, una fractura se propagará cuando su factor de intensidad de esfuerzo sea mayor que un valor crítico. El factor de intensidad crítico es una propiedad del material de la roca. Este factor de intensidad de esfuerzo crítico a veces se llama resistencia a la fractura. Cuando el factor de intensidad de esfuerzo es mayor que la resistencia a la fractura, la fractura se propagará. Para las rocas sedimentarias, la resistencia a la fractura es de aproximadamente de 2000 psi-pulgada.

Para mantener el efecto de fortalecimiento del pozo, se requiere una fractura estable. La **Tabla 4**

resume los factores de intensidad de esfuerzo para los cuatro escenarios que se muestran en la **Figura 33**. Los factores de intensidad de esfuerzo para los cuatro casos están muy por debajo de 2000

S_H , psi	S_h , psi	P_w , psi	P_f , psi	E , psi	ν	L_f , Pg	K_I , psi-Pg ^{0.5}
3000	3000	6000	2000	1090000	0.225	6	40
4500	3000	6000	2000	1090000	0.225	6	449
6000	3000	6000	2000	1090000	0.225	6	858
9000	3000	6000	2000	1090000	0.225	6	1679

Tabla 4 Factor de intensidad de esfuerzo para los casos de ejemplo

psi- pg^{0.5}, lo que indica la fractura no se propagará. El factor de intensidad de esfuerzo se ve afectado por la tensión anisotrópica; mayores factores de intensidad de esfuerzo se generan a partir de casos de mayor tensión anisotrópica. Estos resultados son para una longitud de fractura de 6 pulgadas.

S_H , psi	S_h , psi	P_w , psi	P_f , psi	E , psi	ν	L_f , Pg h	K_f , psi- Pg ^{0.5}
3000	3000	4000	2000	1090000	0.225	6	Negativo
3000	3000	4000	3000	1090000	0.225	6	1435
3000	3000	4000	4000	1090000	0.225	6	5705
4500	3000	4000	2000	1090000	0.225	6	Negativo
4500	3000	4000	3000	1090000	0.225	6	1841
4500	3000	4000	4000	1090000	0.225	6	6111
6000	3000	4000	2000	1090000	0.225	6	Negativo
6000	3000	4000	3000	1090000	0.225	6	2247
6000	3000	4000	4000	1090000	0.225	6	6511
9000	3000	4000	2000	1090000	0.225	6	Negativo
9000	3000	4000	3000	1090000	0.225	6	3060
9000	3000	4000	4000	1090000	0.225	6	7270

Tabla 5 Factor de intensidad de esfuerzo afectado por la presión de fractura y la tensión anisotrópica

El sellado de la fractura conservara un bajo factor de intensidad de esfuerzo y, en consecuencia mantendrá la estabilidad de la fractura. Por lo tanto, es importante conocer la máxima presión de fractura para la estabilidad de la fractura. La **Tabla 5** incluye los resultados de los factores de intensidad de esfuerzo para tres valores diferentes de presión: por encima, igual o por debajo del esfuerzo horizontal mínimo. A partir de los factores calculados de intensidad de esfuerzo mostrados en la **Tabla 5**, es obvio que la presión máxima de fractura para una fractura estable está cerca de S_h . Cuando la presión de fractura supera excesivamente el mínimo esfuerzo, S_h , la presión neta ($P_f - S_h$) es positiva, la fractura puede ser inflada, y la fractura se puede volver inestable. Cuando la presión de fractura es inferior al S_h , la presión neta es negativa y la fractura es relajada. En este caso, la fractura puede ser únicamente abierta parcialmente. Cuando la fractura está abierta parcialmente, los resultados numéricos para el ancho de la fractura y los resultados para el factor de intensidad de esfuerzo son negativos. El valor absoluto de un factor de intensidad de esfuerzo o ancho de fractura negativo no tiene sentido físico y sólo indica que la fractura no está completamente abierta. El ancho de fractura para los mismos casos enumerados en la **Tabla 5** también se muestra en la **Figura 34**.

La **Figura 34** indica que el ancho de fractura negativo se puede encontrar cuando la presión de fractura es inferior al S_h y la presión del pozo P_w no es lo suficientemente grande para permitir que la fractura sea completamente abierta.

Si la roca es suficientemente permeable, la presión de fractura pronto alcanzara el equilibrio con la presión de formación. Si el sello de la fractura no es perfecto, los fluidos del pozo pueden introducirse en la fractura. Así para una fractura estable, la presión de fractura máxima está cerca de S_h pero la mínima está cerca de P_o .

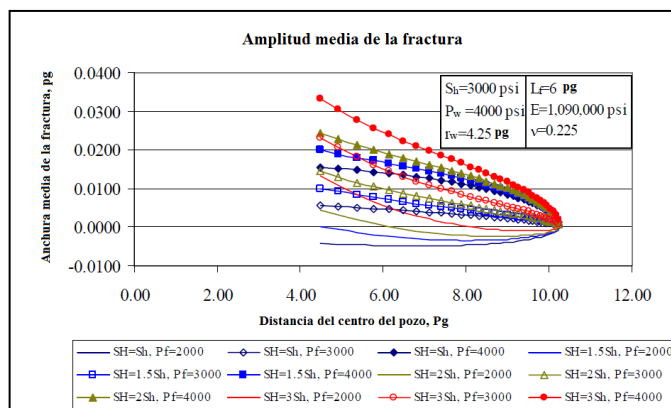


Fig. 34 Amplitud media de la fractura afectada por la presión de fractura y la tensión anisotrópica

Esto indica que aunque el sellado por sí solo puede mejorar la WPC, está limitada por la máxima P_f , que en magnitud está cerca de Sh .

3.1.5 Fortalecimiento del pozo mediante el apuntalamiento de grietas hidráulicamente conductivas

Rocas permeables. En este caso (**Figura 35**) el puente no necesita ser perfecto porque el fluido que pasa a través del puente se fugará desde dentro de la fractura en la matriz de la roca. Por lo tanto, no habrá una acumulación de presión en la fractura y la fractura no se podrá propagar. Incluso si el enjarre se forma inicialmente en las paredes de la fractura, la fractura podría crecer una pequeña cantidad para exponer la superficie nueva para aliviar la presión. Otro efecto es la disminución de la presión inicial detrás del puente cuando se forma la primera fractura. Esto aumentará la tensión efectiva a través de la fractura y provocar el cierre detrás del puente. Esto debería proporcionar una base estable para el puente. A partir de estos argumentos, debe ser sencillo lograr un efecto de stress cage en las rocas permeables.

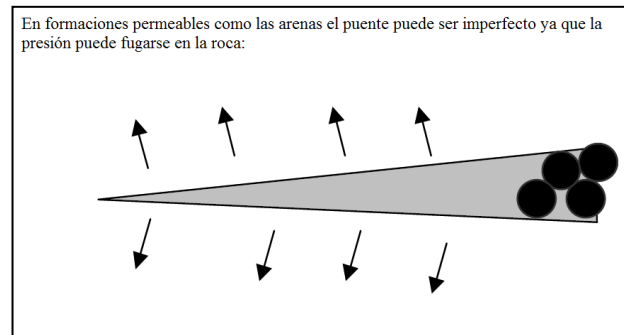


Fig. 35 Sellado de la fractura en rocas permeables

Si el lodo contiene partículas que son demasiado pequeñas para puentear cerca de la boca de fractura, la fractura aún podría ser sellada por la acumulación de un enjarre en el interior. El sellado/puenteo será más lento y la longitud de la fractura podría extenderse demasiado lejos para formar un efecto útil de stress cage. Esto se ve confirmado por las pérdidas de lodo observadas en el campo con lodos ordinarios. Curiosamente, sin embargo, el gradiente de fractura observado en las arenas es generalmente más alto que lo previsto por el modelo teórico. Esto parece estar relacionado con la presencia de los sólidos del lodo y la depositación del enjarre.

Las fracturas hidráulicamente conductivas que interceptan a los pozos pueden reducir sustancialmente la WPC. Sellar las fracturas puede mejorar la WPC tanto que el pozo fortalecido puede contener una presión aún mayor que la contención de la presión original definida por la ecuación de esfuerzo tangencial de Kirsch. Sin embargo, la mejora de la WPC con sellado de la fractura está limitada por la presión de fractura máxima para la estabilidad de la fractura. Basado en el análisis del tratamiento, también es posible que las partículas LCM se acoplen con la fractura y apuntalar la fractura abierta.

Para simular el efecto apuntalamiento con el programa de análisis de elementos de frontera (BEA), las presiones dentro de la fractura y el pozo también se definen de forma diferente ya que el sellado aun es necesario para la estabilidad de la fractura. Los nodos de la fractura y los nodos del pozo son libres de moverse en cualquiera de la dirección X o Y, excepto para el único en la boca

fractura. Este nodo sólo es libre para moverse en la dirección X, pero es fijo en la dirección Y para simular el efecto de apuntalamiento por partículas en la boca fractura.

Para este estudio, el radio del pozo se establece como 4.25 pulgadas. La longitud de la fractura se ha fijado en 6 pulgadas. El módulo de Young es 1,090,000 psi y el coeficiente de Poisson 0.225. La presión de fractura, PF, se ha fijado en 2,500 psi. Sh = 3,000 psi. PW = 4000 psi. El desplazamiento de apertura de la fractura (COD) se ha fijado en 0.04 y 0.06 pulgadas respectivamente (la boca de la fractura se mantiene abierta).

Cuatro escenarios diferentes de tensión anisotrópica han sido investigados en virtud de las suposiciones anteriores. Estos escenarios se producen cuando la relación de SH y Sh es de 3, 2, 1.5 y 1 respectivamente.

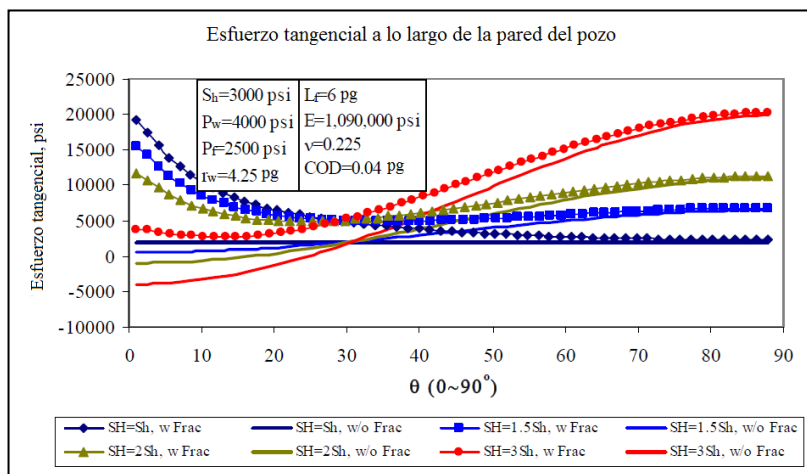


Fig. 36 Esfuerzo tangencial mejorado por el apuntalamiento de la fractura

mejorado para un valor mucho más alto con el efecto de apuntalamiento de fractura (COD = 0.04 pulgadas), en comparación a cuando no existe fractura. Para un caso grave entre los cuatro, las líneas rojas representan el caso de SH = 3Sh. Se puede observar que el esfuerzo tangencial está cerca de -5,000 psi para el pozo circular sin fractura. Esto significa que en realidad la presión del pozo supuesta de 4,000 psi fracture el pozo. Sin embargo, con el efecto de apuntalamiento, el esfuerzo tangencial se mejora a casi 5,000 psi, lo cual es muy por encima de cero bajo una presión del pozo de 4,000 psi. Esto significa que el pozo puede contener una presión de mucho más de 4,000 psi.

También es alentador ver que la mejora del esfuerzo tangencial no tiene puntos débiles generados en comparación con el que no tiene fractura, aunque no se ha mejorado por igual en todas partes.

Mejorar la contención de la presión del pozo.

La Figura 36 ilustra los resultados simulados para esfuerzo tangencial a lo largo de la pared del pozo afectado por apuntalar la fractura con el método de BEA. La tensión tangencial correspondiente para un pozo perfectamente circular también se grafican para cada escenario de tensión para la comparación.

La Figura 36 muestra que el esfuerzo tangencial se ha

Con base en la ley de Hooke, la alta deformación debe causar mayor tensión. Esto puede verse en la **Figura 37**, lo que demuestra que un mayor esfuerzo tangencial es creado por apuntalar una fractura más ancha (0.04 a 0.06 pulgadas). La **Figura 38** resume la anchura media de fractura con dos diferentes COD para cuatro anisotropías de tensión diferentes.

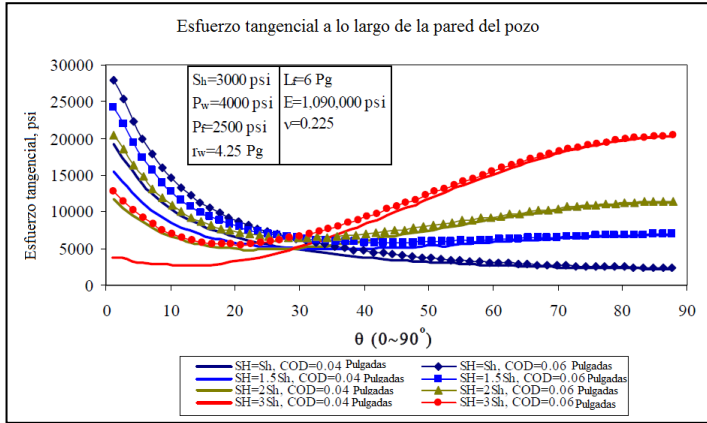


Fig. 37 Esfuerzo tangencial mejorado por el apuntalamiento de la boca de la fractura

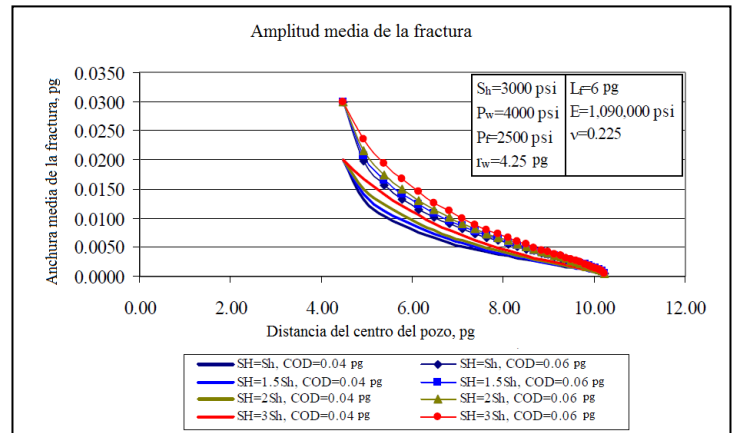


Fig. 38 Amplitud media de la fractura con dos diferentes desplazamientos de la abertura de la fractura (COD's)

El esfuerzo tangencial a lo largo de la fractura. De la **Figura 39**, se puede ver que el esfuerzo tangencial a lo largo de la cara de la fractura es positivo totalmente, indicando la compresión a lo largo de la cara de fractura. En otras palabras, bajo estas condiciones, el apuntalamiento de la fractura no crea fracturas secundarias a lo largo de la cara de fractura.

El esfuerzo tangencial a lo largo de $\theta = 90^\circ$ de la pared del pozo. De la **Figura 40**, también puede verse que el esfuerzo tangencial a lo largo de eje Y es también consistentemente positivo y cambia sin problemas. Esto confirma que no hay potencial para la generación de fracturas por tensión.

Estabilidad de la Fractura y factor de intensidad de la fractura. Para el fortalecimiento del pozo con este método de apuntalamiento, es importante que el sistema de fractura sea estable. En otras palabras, no se debe permitir que la fractura se propague en las condiciones de perforación deseadas.

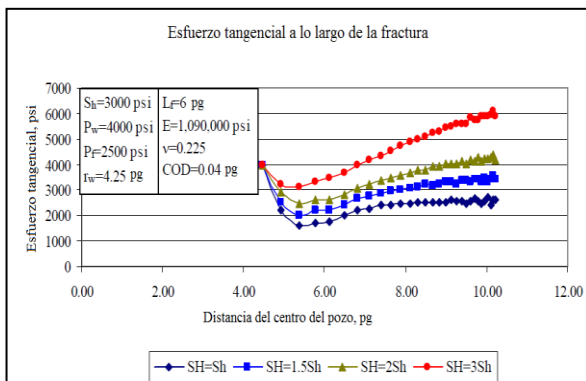


Fig. 39 Esfuerzo tangencial a lo largo de la fractura

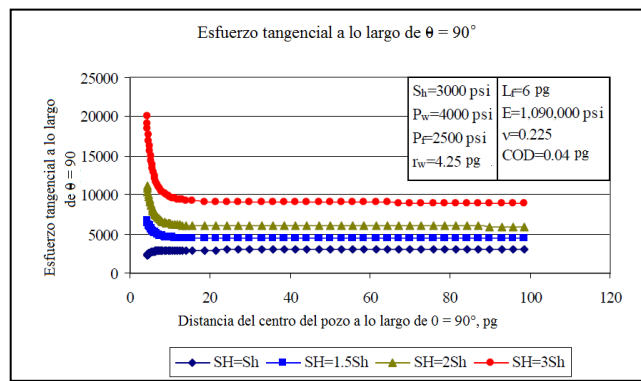


Fig. 40 Esfuerzo tangencial a lo largo de $\theta = 90^\circ$

La **Tabla 6** resume los casos con dos diferentes presiones de fractura. Los factores de intensidad de esfuerzo para los sistemas con presión de la fractura de 2,500 psi son de aproximadamente 1,000 psi-pg^{0.5}. Por lo tanto, con una presión de fractura relativamente baja, la fractura puede ser estable, el esfuerzo tangencial puede ser mejorado, y fortalecer el pozo.

S _H , psi	S _h , psi	P _w , psi	P _r , psi	E, psi	ν	L _r , pg	COD, pg	K _I , psi-pg ^{0.5}
3000	3000	4000	2500	1090000	0.225	6	0.04	1006
3000	3000	4000	3000	1090000	0.225	6	0.04	2701
4500	3000	4000	2500	1090000	0.225	6	0.04	1013
4500	3000	4000	3000	1090000	0.225	6	0.04	2709
6000	3000	4000	2500	1090000	0.225	6	0.04	1021
6000	3000	4000	3000	1090000	0.225	6	0.04	2716
9000	3000	4000	2500	1090000	0.225	6	0.04	1037
9000	3000	4000	3000	1090000	0.225	6	0.04	2732

Tabla 6 Factores de intensidad de esfuerzo con diferentes presiones de fractura

Sin embargo, el factor de intensidad de esfuerzo (K_I) es de aproximadamente de 2,700 psi-pg^{0.5} cuando la presión de fractura es de 3,000 psi. Esto indica que con una alta presión de fractura, la fractura puede no ser estable. El mantenimiento de una baja presión de fractura sigue siendo necesario cuando las fracturas están abiertas. De lo contrario, la fractura no puede ser estable y el sistema no puede sostenerse.

En la **Tabla 7** también se resumen los factores de intensidad de esfuerzo para los casos con diferentes COD's. Cuando la presión de fractura es de 3,000 psi, una COD de 0.02 pg. tendría una fractura estable para los cuatro escenarios de tensión anisotrópica. Sin embargo, el sistema puede no ser estable con una COD de 0.04 pulgadas, ya que su factor de intensidad de esfuerzo (K_I) es de aproximadamente de 2,700 psi-pg^{0.5}. Un alto COD puede aumentar el esfuerzo tangencial, pero desestabiliza el sistema de fracturas.

S _H , psi	S _h , psi	P _w , psi	P _r , psi	E, psi	ν	L _r , pg	COD, pg	K _I , psi-pg ^{0.5}
3000	3000	4000	3000	1090000	0.225	6	0.02	1752
3000	3000	4000	3000	1090000	0.225	6	0.04	2701
4500	3000	4000	3000	1090000	0.225	6	0.02	1750
4500	3000	4000	3000	1090000	0.225	6	0.04	2709
6000	3000	4000	3000	1090000	0.225	6	0.02	1749
6000	3000	4000	3000	1090000	0.225	6	0.04	2716
9000	3000	4000	3000	1090000	0.225	6	0.02	1747
9000	3000	4000	3000	1090000	0.225	6	0.04	2732

Tabla 7 Factores de intensidad de esfuerzo con diferentes desplazamientos de abertura de fractura COD's

Todos los resultados anteriores son para una longitud de la fractura de 6 pulgadas. A partir de estos resultados, puede verse que un pozo puede ser fortalecido por apuntalamiento de la fractura para crear un esfuerzo tangencial adicional a lo largo del pozo. Con las condiciones investigadas, la integridad de la fractura puede ser mantenida con éxito con un bajo factor de intensidad de esfuerzo y esfuerzo compresivo a lo largo de la cara de fractura.

Observando las Figura 30, 36 y 37 es interesante notar que el incremento en el esfuerzo tangencial con el apuntalamiento de las fracturas puede ser mucho mayor y no está limitado por la presión de fractura. Esto indica un gran potencial para mejorar la contención de la presión del pozo mediante la aplicación de este método de apuntalamiento. Debido a la baja presión de fractura requerida para la estabilidad de la fractura, se cree que es mejor aplicar el stress cage

para el fortalecimiento de formaciones permeables y mejor en formaciones de yacimientos agotados, considerando que el sello en la realidad no puede ser perfecto.

Sin embargo, este incremento en el esfuerzo tangencial, cuando es demasiado alto, puede provocar fallas por el esfuerzo de corte de la roca. Aunque no está dentro del alcance de este estudio, las fallas por esfuerzo de corte deben ser considerados como un límite superior del fortalecimiento del pozo por apuntalamiento de fracturas cuando se trata de un pozo con esfuerzo tangencial demasiado alto.

3.2 Modelo físico del stress cage

Los operadores y empresas de lodo han observado desde hace muchos años que la adición de ciertos productos en el lodo parecen reducir la frecuencia y severidad de los eventos de pérdida de circulación. Se ha convertido en una práctica común en muchas zonas, incluir sólo los aditivos tales como carbonato de calcio y grafito al sistema de lodo como una medida preventiva y correctiva.

Sin embargo, los resultados de la utilización de estos aditivos no parecen ser consistentes. Algunas secciones de agujero perforado con una barrena piloto pueden no experimentar pérdidas, mientras que la misma sección del agujero re-perforada con un ensanchador experimenta pérdidas graves incluso con la misma densidad equivalente de circulación. Los agujeros que soportan presiones en un medio ambiente aparente estable no son capaces de resistir la presión hidrostática una vez que inician las pérdidas.

La industria ha carecido de un modelo físico para explicar por qué la adición de algunos materiales en el lodo, tales como carbonato de calcio y grafito, aparentemente aumentan la resistencia a la fractura de las rocas comunes. Un modelo físico ha sido propuesto para describir lo que está ocurriendo cuando estos aditivos se utilizan y se ha desarrollado un modelo numérico para cuantificar el tamaño de las fracturas, el impacto de estas fracturas concéntricas en el pozo, y la concentración de partículas necesarias para taponar la fractura y capturar las tensiones inducidas como un aumento aparente de la resistencia a la fractura.

3.2.1 Fortalecimiento preventivo del pozo

Los lodos que han sido pre-tratados con partículas y que tienen una amplia distribución de tamaño de partículas por años han dado claros beneficios. Con base en estudios sistemáticos de laboratorio, este enfoque originalmente fue supuestamente para tratar de aislar la punta de la fractura de la presión del pozo, deteniendo así la propagación de la fractura. La mejora de la presión que puede ser alcanzada por este enfoque depende fuertemente de la longitud real de fractura y disminuye rápidamente con el aumento de longitud de la fractura. Para ayudar a mejorar la contención de la presión este enfoque indica que la fractura debe ser puenteada o

sellada tan pronto como sea posible antes de que las condiciones le permitan ampliarse a una distancia significativa en la formación.

Los últimos avances en esta tecnología, que incluyen el uso de partículas tratadas en el lodo cuando son penetradas zonas débiles, han mostrado un éxito significativo en el aumento substancial de WPC. Este éxito se apoya en una fuerte evidencia de las pruebas de presión antes y después del tratamiento. Debido a su capacidad para fortalecer durante la perforación, el uso de estos lodos especiales es un método excelente para la perforación de formaciones agotadas y ha logrado un éxito considerable en el campo.

Esta teoría, conocida como "stress cage", indica que el pozo se ve fortalecido por la creación de microfracturas, al taponar y apuntalar las aberturas con partículas, incrementa tensión circunferencial alrededor del pozo. La distribución del tamaño de las partículas que se añaden al lodo se determina utilizando teoría básica de la fracturación hidráulica y una hipótesis de longitud fija de fractura de 6 pulgadas.

Sellado de fracturas cortas

Es ampliamente aceptado que la presión de fractura de la formación es mucho mayor si el pozo puede ser tratado como una frontera impermeable en formaciones agotadas. Los fluidos de perforación utilizados hoy en día para la perforación de formaciones agotadas frecuentemente proporcionan un buen control de pérdida de fluidos, pero no hemos visto un determinado fluido de perforación convencional que por sí solo puede prevenir la pérdida de circulación.

Aunque taponar las gargantas de poro de la roca – matriz puede crear una condición necesaria, también es importante el tratamiento de fracturas cortas. En las zonas tectónicamente activas, el esfuerzo horizontal total mínimo (S_h) puede ser mucho más pequeño que el esfuerzo horizontal total máximo (S_H). Bajo ciertas condiciones, las fracturas pueden iniciarse independientemente de la presión del pozo. Las fallas creadas por las actividades tectónicas pueden estar abiertas y listas para tomar fluidos.

El agotamiento también puede resultar en fracturas. Cuando un yacimiento se agota, la presión de poro disminuye y el esfuerzo efectivo en consecuencia aumenta. En formaciones débiles o de alta porosidad, el agotamiento puede causar subsidencia. Es posible que los daños en la matriz de la roca como resultado de la compactación puedan conducir a la creación de fracturas a lo largo de la formación. Cuando estas fracturas están abiertas y pueden conducir fluido, cualquier presión del pozo que exceda el mínimo esfuerzo principal dentro de la formación, probablemente provoque que estas fracturas se amplíen y la consecuencia sean eventos de pérdida de circulación. La presencia de estas fracturas en efecto elimina la concentración de la tensión circunferencial en la pared del pozo necesaria para la contención de la presión (WPC). Esto ha sido confirmado por Onyia^[31], quien señala en el laboratorio que cuando existe una fisura o pre-fractura, los pozos tienen "presiones de fractura" sustancialmente menores que las previstas para los pozos intactos, no fracturados. Resultados similares, especialmente con lodo a base de aceite, han sido

observados por Morita^[32]. Explicó que el lodo base aceite no forma un enjarre grueso, lo que resulta en una temprana pérdida de fluido en las fracturas pre-existentes.

Debido a la complejidad de las rocas sedimentarias y las prácticas de perforación, la presión de fractura del pozo se ve afectada por muchos factores. Estos factores incluyen el módulo de Young, el tamaño del pozo, las propiedades de fluidos, fisuras o fracturas pre-existentes, orientación del pozo con respecto a las tensiones in situ, y la fuerza de la roca para resistir la extensión de la fractura como medida del factor crítico de intensidad de esfuerzo.

Dupriest^[34] también observó que los datos de las pruebas de pérdida de fluido indican que la contribución al aumento de la tensión alrededor del pozo en la mayoría de formaciones sedimentarias es relativamente pequeño generalmente de 0-200 psi. La discusión anterior indica que los poros de sellados no son suficiente para evitar la pérdida de circulación si existen fracturas conductoras en la formación y atraviesan al pozo.

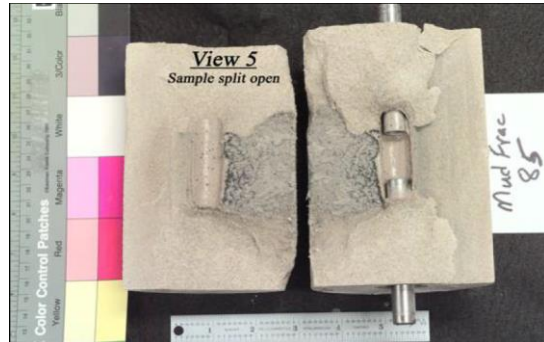


Fig. 41 Núcleo de 4 pg. De diámetro para pruebas de GPRI

Un proyecto del GPRI (Global Petroleum Research Institute) se enfocó en la presión de re-apertura de la fractura. En este proyecto, se investigó el sellado de fractura con diferentes partículas en el lodo en muestras de núcleo de 4 pulgadas de diámetro (**Fig. 41**). Con lodo base, la presión de re-apertura de la fractura es esencialmente igual a la presión de confinamiento (**Fig. 42**). Sin embargo, cuando se añadieron partículas elásticas de grafito al lodo base, la presión de re-apertura de fractura se mejora sustancialmente. La **Figura 43** es un resultado de la prueba con lodo tratado con partículas elásticas de grafito.

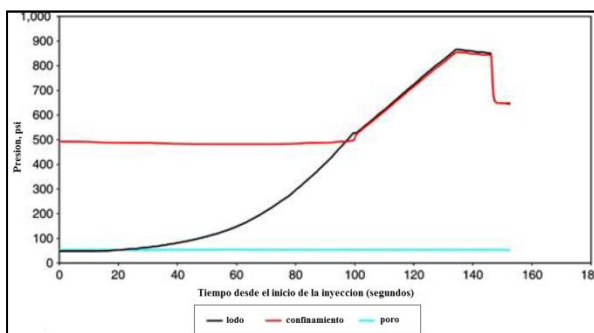


Fig.42 Lodo sintético no muestra incremento de la presión de reapertura de la fractura.

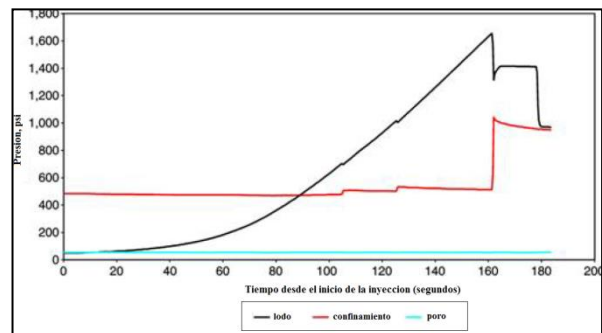


Fig.43 La adición de partículas de grafito sintético incrementa sustancialmente la presión de reapertura de la fractura.

Estabilidad de Fractura.

Hasta ahora, el enfoque del análisis del "stress cage" se basa en la teoría de fracturación hidráulica y todos los resultados están relacionados con fracturas hidráulicas, incluyendo el análisis de estabilidad de la fractura de elementos finitos. Estas fracturas son fracturas completamente infladas y por lo tanto tienen normalmente una concentración de esfuerzo de tensión en la zona de la punta, lo que provoca que la fractura sea inestable. Sin embargo, si las fracturas no están totalmente infladas o relajadas, el fluido no puede extenderse a la punta de la fractura resultando en esfuerzos de compresión y por delante de la región de la punta.

Apuntalando estas fracturas "mecánicas" abiertas de la punta la estabilidad del sistema no debe verse afectada y, por tanto, mejorar localmente la tensión más allá del rango del aro de esfuerzo de Kirsch.

Al examinar el proceso de iniciación de la fractura, se puede encontrar que al principio de la iniciación de la fractura se necesitara de algún tiempo para que el lodo fluya dentro de la fractura. En otras palabras, la iniciación de la fractura no es causada por la invasión de fluido. Si la fractura está totalmente taponada o esta sellada la boca de la fractura en el pozo antes de que el fluido penetre en la fractura, la fractura aún puede seguir estando relajada y estable. Otra prueba de laboratorio indica que el crecimiento de fractura de repente se convierte en inestable sólo cuando la abertura de la fractura supera una anchura crítica para permitir que el fluido de perforación penetre en la fractura.

Esto significa que cuando se inicia la fractura debe ser sellada y apuntalada. Una vez que se infla y está lista para propagarse, ya es demasiado tarde para taponar con partículas.

Ahora, de nuevo al examinar los resultados de GPRI en la **Figura 43**. La presión de re-abertura de la fractura que se logró sellar adecuadamente con el lodo tratado es mayor de 1,600 psi, muy por encima de 2 veces la presión de confinamiento que es de 500 psi, dada la presión de poro de menos de 100 psi. Esto indica que la WPC se ha mejorado hasta un punto muy por encima del aro de esfuerzos de Kirsch.

Más pruebas de laboratorio muestran que si el fluido de perforación se utiliza como un fluido de fracturación, el fracturamiento del pozo puede no ocurrir, incluso si una fractura iniciada se propaga tanto como 3 pulgadas. La presión de extensión de la fractura aumenta inicialmente con la longitud de la fractura antes de que el líquido comience a penetrar en la fractura.

Estas pruebas no sólo indican que las partículas desempeñan un papel importante en el fortalecimiento del pozo, sino también que la WPC se puede mejorar mucho más allá del aro de tensiones de Kirsch.

Nuevo cálculo del tamaño de fractura para fracturas iniciales.

Se requiere del diseño de partículas especiales y la estimación de la amplitud de la fractura en la pared del pozo para taponar fracturas iniciales antes de que sean críticas y se extiendan a una

distancia considerable del pozo. Una vez que se ha establecido el ancho de la fractura, se puede seleccionar el tamaño adecuado de las partículas para “sellar” la abertura. Tanto la longitud y amplitud de las fracturas iniciales pueden ser estimadas utilizando la mecánica. La Mecánica de la fractura nos dice que una vez que una fractura se ha iniciado, continuará extendiéndose siempre y cuando el factor de intensidad de esfuerzos en la punta de grieta sea superior al factor crítico de intensidad de esfuerzos de la roca.

Como punto de partida para estas predicciones, suponemos que la presión dentro del pozo es igual a la presión de fractura de la formación. Para un pozo perpendicular a dos de las tres principales tensiones in situ, la presión de fractura para un fluido no penetrante está dada por

$$P_f = 3S_2 - S_1 - P_o + \sigma_{tension} \quad (5)$$

Donde

- P_f = presión de fractura del pozo
- S_2 = esfuerzo máximo principal total
- S_1 = esfuerzo mínimo principal total
- P_o = presión de poro
- $\sigma_{tension}$ = resistencia de la roca a la tensión

Para estimar la longitud y la anchura inicial de la fractura se considera sólo la fractura, despreciando los efectos del pozo (**Fig. 44**). Si los fluidos del pozo no penetran a en la porción de la fractura que se extiende más allá de la pared del pozo, la distribución de la presión dentro de la fractura está dada por:

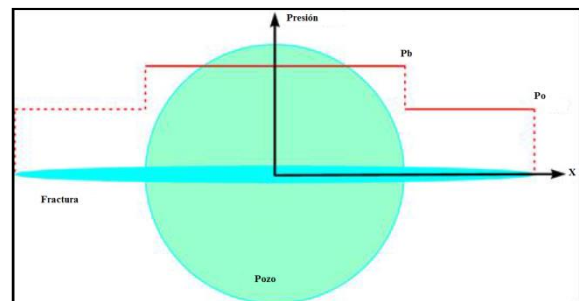


Fig. 44 Geometría utilizada para estimar la amplitud inicial de la fractura

$$P_{dentro\ de\ fractura} = \begin{cases} P_o\ o\ P_w\ si\ P_w > P_f\ para\ x < R \\ P_o\ para\ R \leq x \leq c \end{cases} \quad (6)$$

Donde

- P_o = presión de poro
- P_w = presión del pozo
- P_f = presión de fractura
- R = radio del pozo
- c = longitud equivalente de la fractura
- x = distancia entre un punto dentro de la fractura al centro del pozo

La longitud de la fractura creada por esta distribución de la presión se calcula mediante la comparación del factor de intensidad de esfuerzos K_I para la fractura inicial con el factor de intensidad de esfuerzos crítico K_{IC} para la formación de interés. El factor de intensidad de esfuerzos para la distribución de la presión anteriormente seleccionada está dada por:

$$K_I = \sqrt{\pi c}(P_o - S_2) + 2\sqrt{\frac{c}{\pi}}(P_w - P_o)\arcsin\frac{R}{c} \quad (7)$$

Donde

K_I = factor de intensidad de esfuerzo
 c = longitud equivalente de la fractura
 P_o = presión de poro
 S_2 = esfuerzo máximo principal total
 P_w = presión del pozo
 R = radio del pozo

Habiendo calculado el equilibrio de la longitud de la fractura, la amplitud de la fractura en el pozo puede ser determinada por la distribución de la presión de apertura supuesta, que está dada por:

$$w = \frac{8(1-\nu^2)c}{\pi E} \left\{ \frac{\pi}{2} \sqrt{1 - \left(\frac{R}{c}\right)^2} (P_o - S_2) + (P_w - P_o) * \left(\sqrt{1 - \left(\frac{R}{c}\right)^2} \arcsin\left(\frac{R}{c}\right) + \sum_{n=1}^{\infty} \frac{\sin\left(2n\arcsin\left(\frac{R}{c}\right)\right) \left(2\sqrt{1 - \left(\frac{R}{c}\right)^2} \cos\left(2n\arcsin\left(\frac{R}{c}\right)\right) + \frac{R\sin\left(2n\arcsin\left(\frac{R}{c}\right)\right)}{cn} \right)}{(2n-1)(2n+1)} \right) \right\} \quad (8)$$

Donde

w = ancho de fractura
 E = módulo de young
 ν = relación de poisson
 c = longitud equivalente de la fractura
 P_o = presión de poro
 S_2 = esfuerzo máximo principal total
 P_w = presión del pozo
 R = radio del pozo

Usando estas ecuaciones se puede calcular la longitud y la amplitud inicial de la fractura. En la **Figura 45** se muestran los resultados de algunas combinaciones de presión de poro y tensión in-situ. Estos cálculos demuestran que mientras las tensiones in situ perpendiculares al eje del pozo difieren significativamente entre sí, la fractura inicial será extremadamente corta y estrecha y puede requerir una presión de pozo mayor que la presión de fractura del " fluido no penetrante " para ampliar la fractura lejos del pozo y lograr la anchura suficiente para admitir fluido y las partículas LCM. Por otro lado, nuestra capacidad para controlar estas fracturas iniciales mediante

la creación de puentes en la pared del pozo o la aplicación del "stress cage" se vuelve cada vez más difícil, ya que las dos tensiones in-situ perpendiculares al eje del pozo se aproximan entre sí, el método de control de pérdida de fluido más eficaz es el que se conoce como stress cage.

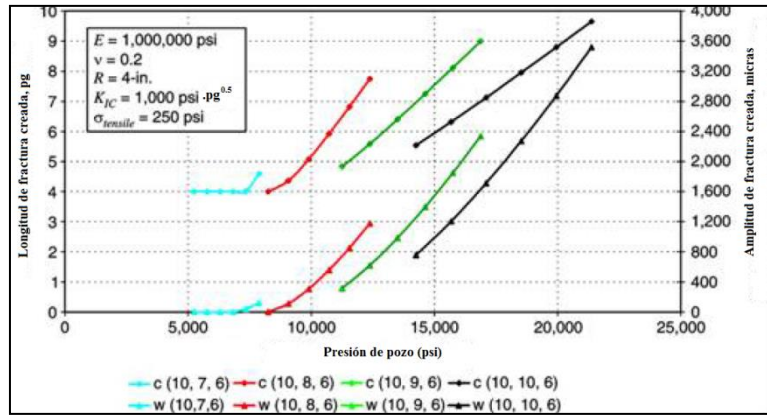


Fig. 45 Longitud y amplitud de fracturas iniciales para varias combinaciones de esfuerzos insitu- presión de pozo (S1, S2, P_o en Kpsi). La presión de pozo para cada serie es: P_b, 1.1P_b, 1.2P_b, 1.3P_b, 1.4P_b, 1.5P_b

3.2.2 Fortalecimiento correctivo del pozo

La ley de estado de Hook's dice que la deformación es proporcional al esfuerzo. Cuando aumenta el ancho de la fractura, el esfuerzo adicional por encima de Sh incurre a nivel local a lo largo de la fractura apuntalada. El aumento de la tensión que se observa en la región cercana al pozo depende directamente del ancho de la fractura. El ancho de la fractura se determina por la presión del fluido dentro de la fractura (incluyendo la distribución de presión a lo largo de la fractura), la longitud de la fractura, el módulo elástico de la formación, y la relación de Poisson. Dupriest^[34] señaló que las pérdidas de lodo se solucionan porque la integridad de la presión del pozo se incrementa mediante la mejora del esfuerzo de cierre de la formación (FCS). La ampliación de la fractura resulta en un aumento del esfuerzo compresivo en la cara de la fractura. Este esfuerzo en la cara de fractura es la suma del aumento neto del esfuerzo debido al efecto de ensanchamiento de la fractura y el mínimo esfuerzo principal, Sh . Deeg^[35] utilizó un enfoque de fracturamiento hidráulico para estudiar los esfuerzos inducidos por la apertura de una fractura en forma de fracturamiento hidráulico, encontrando que los esfuerzos perpendiculares y paralelos a las direcciones de fractura (Sh y SH) se hacen más compresivos con el incremento del ancho de las fracturas.

El aumento del esfuerzo neto por encima de Sh resulta en una mayor presión necesaria para volver a abrir la fractura y llenarla con el sellador.

El ancho de la fractura se crea cuando se apuntala la fractura abierta. Para mantener la punta de la fractura aislada de la presión del fluido, el material de apuntalamiento debe permanecer inmóvil y el fluido de perforación no debe pasar o penetrar a través de él, es decir debe soportar la presión esperada más alta del pozo. Utilizando cálculos básicos de mecánica de fractura se puede demostrar el centroide de la distribución de la presión dentro de la fractura o los movimientos de la punta de fractura y hacia el centro de la fractura, se puede determinar que la presión requerida para propagar la fractura aumenta.

Píldoras comprimidas para alta de pérdida de fluido y alto contenido de sólidos

Cuando se utilizan partículas LCM en píldoras para combatir el alto contenido de sólidos y las altas pérdidas de fluido, los fluidos deben filtrarse de tal forma que se pueda formar el sello. El fluido de filtrado requiere que la formación tenga buena permeabilidad y un diferencial de presión, por lo que este tratamiento difícilmente podría funcionar en lutitas impermeables. Debido a las mejores características de control de pérdida de fluido y el efecto de la permeabilidad relativa cuando se utiliza fluido de perforación no acuoso, tal píldora no puede funcionar bien incluso en formaciones permeables tales como areniscas, ya que la pastilla puede causar daños de permeabilidad. Este tipo de tratamiento normalmente funciona bien en formaciones agotadas, altamente permeables con fluido de perforación base de agua. Cuando las condiciones son diferentes a esta condición típica, los resultados del tratamiento pueden no cumplir con las expectativas.

Sistemas deformables, viscosos, y cohesivos (DVC)

Cuando el cuerpo del sello está formada por un sellador deformable, viscoso y cohesivo (DVC), el ancho de la fractura se obtiene por presión de compresión y es retenida por su de alto grado de elasticidad. Además, estos materiales pueden deformarse bajo presión o tensión. Cuando el ancho de la fractura aumenta con la presión del pozo, el cuerpo del sello todavía puede mantener el sellado mediante la deformación de sí mismo. En este caso, el ancho de la fractura puede cambiar de acuerdo con la presión del pozo mientras el cuerpo todavía permanece en su lugar, aislando la punta de la fractura de la presión del pozo. El alto grado de elasticidad del sellante requiere un alto diferencial de presión para desalojar el cuerpo del sello, por lo cual se mantiene inmóvil. La cohesión de los materiales puede ayudar a asegurar un cuerpo de sello impermeable que no permitirá el paso del lodo a través de él.

Una de las ventajas del sistema de DVC es que este tratamiento no depende de la permeabilidad de la formación para formar el sello. Debido al excelente control de pérdida de fluido de lodo base aceite (OBM) y lodo base sintética (SBM), incluso en formaciones permeables se comportan como si tuvieran una menor permeabilidad en este ambiente de lodo. Es muy difícil combatir la Pérdida de circulación en zonas impermeables o en intercalaciones con píldoras comprimidas para una alta pérdida de fluido y alto contenido en sólidos. También es muy difícil saber si la formación de pérdida es permeable antes de aplicar un tratamiento. Con los sistemas DVC, no hay necesidad de conocer la permeabilidad.

El reto para este sistema ocurre cuando (1) un gran volumen de sellante debe recorrer una gran distancia a lo largo del pozo para llegar a la zona débil y (2) la presión de compresión está limitada por otra formación débil, tal como alrededor de la zapata en la tubería de revestimiento. En este caso, el material no puede llegar a la zona porque existe una limitación de presión determinada. Si este es el caso, puede ser aplicado en una serie de tratamientos, en etapas discontinuas separadas o pequeños sub-tratamientos. Aunque este método ha demostrado ser eficaz en el campo, todavía no se entiende bien cuando es necesario un tratamiento por etapas.

Sistemas DVC convencionales

En las últimas décadas los intentos para el desarrollo de sistemas DVC confiables como el “gunk” (sustancia viscosa) y el polímero reticulado compresible (CLP) han tenido múltiples resultados, en algunos casos ha funcionado y en otros no. Los nuevos sistemas DVC desarrollados en las últimas décadas han alcanzado mucho mejores tipos de sistemas que el “gunk” según lo demostrado por muchas aplicaciones del tratamiento donde el “gunk” y la píldora comprimida para pérdida de circulación no sellan y son seguidas por la aplicación de un sistema DVC exitoso. Los actuales sistemas DVC han mejorado los resultados en estas aplicaciones para remediar la pérdida de circulación con un promedio de éxito alrededor del 70%. Los Sistemas DVC tienen limitaciones de sellado y no pueden sellar las vías muy grandes de pérdida de fluido en las formaciones. Por ejemplo, el éxito de los sistemas DVC en formaciones cavernosas tales como carbonatos vugulares son típicamente de menos del 70%. Los mayores éxitos (de hasta un 90%) pueden ser vistos en aplicaciones a pozos para sellar las fracturas o fallas en arenas y lutitas.

De las varias miles de aplicaciones con sistemas DVC realizadas durante los últimos años para reducir o detener las pérdidas, un número limitado de estos tratamientos se aplicaron para el “fortalecimiento” de pozos. Un estudio de estas aplicaciones de perforación de fortalecimiento de 28 pozos incluyó únicamente aquellos intentos en las secciones agujero donde no se espera que se superen las limitaciones del sistema DVC. El porcentaje de éxito fue de del 89% (25 de 28 pozos). Sin embargo, a menudo en estos pozos se requiere más de un tratamiento para lograr la WPC deseada. Por ejemplo, los agujeros se profundizan, exponiéndose a zonas débiles adicionales, o zonas débiles que estaban presentes en el agujero original. Por ejemplo en la **Fig. 46** se muestran dos pruebas de presión de un caso donde fue necesario aplicar dos tratamientos con sistemas

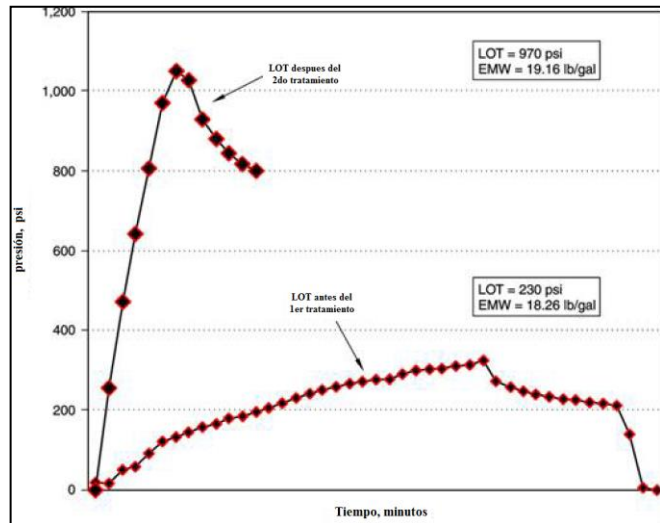


Fig. 46 Resultados del tratamiento de un sistema DVC

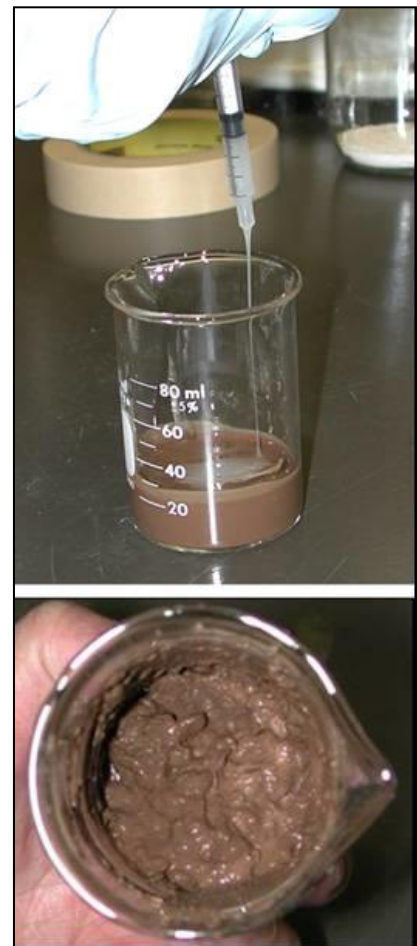


Fig.47 El sistema DVC-2 reacciona con lodo base agua para formar un sello DVC

DVC para conseguir el aumento de la WPC deseada.

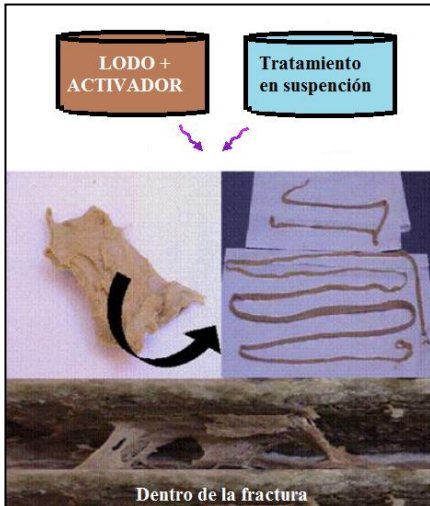


Fig. 48 El sistema DVC-3 reacciona con un lodo tratado para formar un sello DVC.

El estudio del fortalecimiento del pozo se ha traducido en el desarrollo de mejores métodos y materiales reportados en esta tesis. Los métodos desarrollados recientemente incluyen modelos numéricos y de laboratorio y materiales para aumentar la WPC en pozos con una gama más amplia de condiciones del pozo y / o para valores más altos de WPC por encima del menor esfuerzo principal.

Otros sistemas DVC

El material DVC-2 es un producto de una emulsión de polímero que puede reaccionar con lodos base agua (WBM) para formar un sello DVC. A diferencia del sistema convencional, el polímero DVC-2 puede tener una relación de reacción de alrededor de 1:10 (producto:lodo). Esta eficiente relación de reacción y la forma de suspensión tiene

una gran ventaja logística para aplicaciones en mar abierto ya que sólo necesitan un pequeño espacio para el inventario y está lista para alimentar a bombas cuando sea necesario (Fig. 47).

El material DVC-3 es otro sistema de polímero que está diseñado para reaccionar con un activador de fondo de pozo, y entonces reaccionar con un lodo no acuoso para formar un sello deformable viscoso y cohesivo. Este producto reacciona instantáneamente, formando el producto más cohesivo hasta ahora (Fig. 48). Esta reacción instantánea después de su mezcla con el activador lo hace único en muchas aplicaciones críticas. La barrena se puede colocar mucho más cerca de la zona de pérdida para mejorar el tratamiento.

Hay sistemas especiales de DVC para dar solución al flujo cruzado. Estos sistemas incluyen (1) activador del sistema DVC por agua o hidrocarburo y (2) sistemas de DVC que reaccionan con ambos tipos de fluidos. Estos sistemas DVC puede ser diseñado para sellar todos los trayectos de flujo de pérdida de fluido en el agujero, basados en la combinación de gastos de agua/hidrocarburo en un flujo determinado.

3.2.3 Descripción del modelo físico

Típicamente, las grandes pérdidas de fluido en una formación serán a través de una fractura que se ha inducido durante las operaciones de perforación o en una fractura natural preexistente. Si es una fractura pre-existente, puede estar permanentemente abierta, en este caso las pérdidas en la formación pueden ocurrir a la presión de la columna de lodo que excede la presión de formación.

El modelo que se presenta en este capítulo está asociado a las fracturas inducidas resultantes de las presiones excesivas de lodo. Muchas publicaciones hacen referencia al método geomecánico estándar para determinar un gradiente de fractura^[36,37]. Dichos objetivos se centran en la adopción de ecuaciones de las primeras publicaciones de Leeman y Hayes^[38] o de Hubbert y Willis^[39] que basan el proceso de fracturamiento en el estado de tensiones cerca del pozo, o el uso del enfoque de Eaton^[40] y/o Daines^[41] que basa el fracturamiento en el esfuerzo principal mínimo del suelo.

El fracturamiento basado en la búsqueda del estado de tensiones cerca del pozo reconoce que, dependiendo del estado de tensiones y la trayectoria del pozo, la iniciación de la fractura requiere un aumento de presión para su propagación. Si suponemos un pozo vertical perforado en un entorno de tensión pasiva (iguales esfuerzos horizontales) la tensión circunferencial alrededor del pozo estaría en un máximo. En el punto donde la presión del pozo es equivalente a la tensión en el extremo del campo (**Figura 49a**) la tensión circunferencial todavía es compresiva y también equivalente a la tensión en el extremo del campo (suponiendo un sello efectivo en la interface pozo-roca). De hecho, las tensiones intergranulares dentro de la roca alrededor del pozo sólo se convierten en esfuerzo una vez que la presión aumenta a un valor dado por

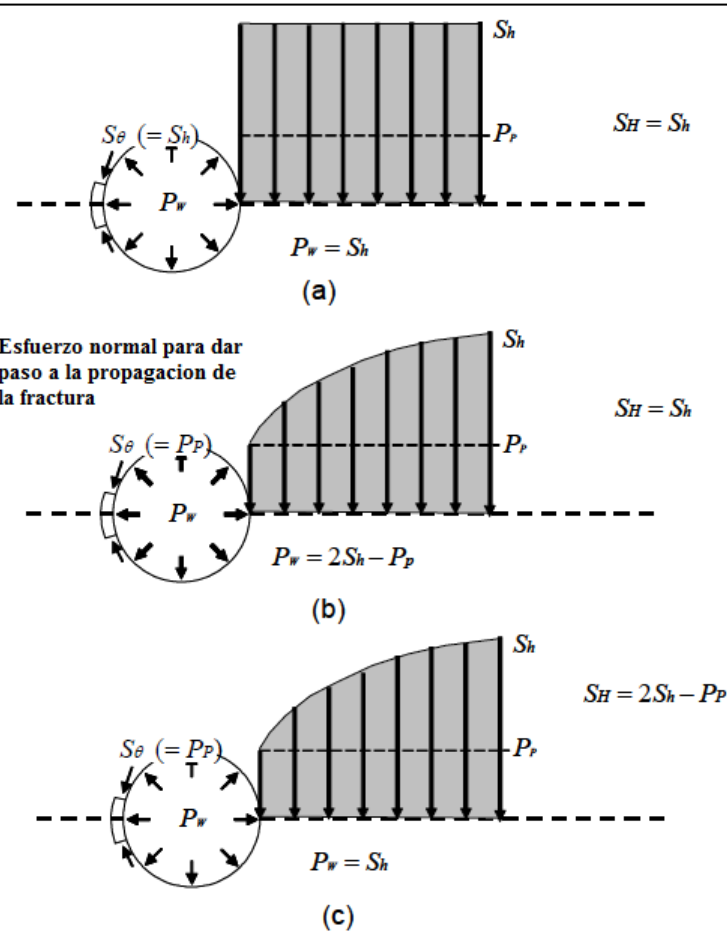


Fig. 49 Estado de tensión elástico alrededor del pozo

$$P_w = 2S_h - P_o \quad (9)$$

Donde

P_w = presión del pozo
 S_h = esfuerzo horizontal mínimo
 P_o = presión de poro

Según la **Figura 49b**, para una presión de formación normal, P_w podría ser significativamente mayor que el esfuerzo mínimo del campo lejano, S_h .

En un ambiente tectónico donde los esfuerzos horizontales son notablemente diferentes (o tal vez el pozo es altamente desviado), entonces el estado de tensión alrededor del pozo no protege de la iniciación de fractura. Para un caso donde se aplica el esfuerzo horizontal máximo, S_H , que está dado por

$$S_H \geq 2S_h - P_o \quad (10)$$

Donde

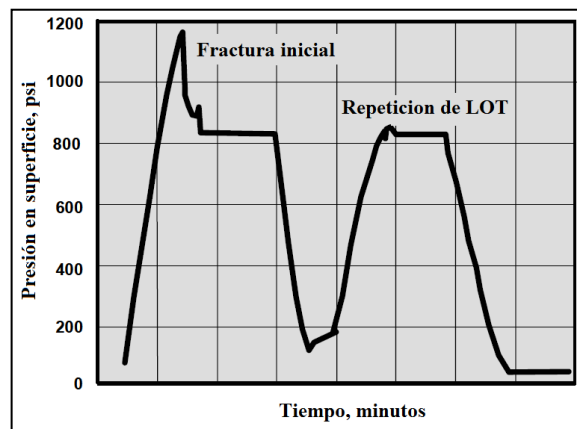
P_o = presión de poro

S_H = esfuerzo horizontal máximo

S_h = esfuerzo horizontal mínimo

No hay ninguna barrera de tensión que superar antes de la propagación de la fractura (**Figura 49c**) y la iniciación de la fractura no es más difícil que la propagación, si despreciamos la resistencia de la formación a la tensión.

Dada una teoría de iniciación de la fractura basada en lo anterior, normalmente se esperarían pérdidas cuando se producen fracturas donde intervienen la inclinación del pozo y/o el buzamiento. También, se han llevado a cabo y monitoreado pruebas leak off extendidas que muestran reiteradamente que en la boca de la fractura existe poca diferencia entre la presión necesaria para reabrir la fractura y la presión necesaria para continuar con la propagación de ella (**Figura 50**).



Basándose en las observaciones anteriores, la planificación del pozo se basa típicamente en un gradiente de fractura fijo que es independiente de la trayectoria del pozo para determinar o medir el esfuerzo mínimo en el pozo.

Fig. 50 Ejemplo típico de una prueba de leak-off extendida

Se cree que la razón de la reapertura de una fractura y su propagación son similares, porque el fluido es capaz de filtrarse en la fractura antes de que los esfuerzos circunferenciales entren en tensión. Siendo este el caso entonces la fractura comenzará a ganar abertura una vez que la presión del pozo supere el esfuerzo circunferencial,

que incluso en los estados de tensión más favorables no es mayor que el esfuerzo mínimo in situ. Así, la presencia de una fractura conductiva (o falla desfavorablemente orientada) reduce el punto de iniciación de la fractura hasta cuando la presión coincide con la tensión circunferencial donde la fractura se abrirá y se propagará.

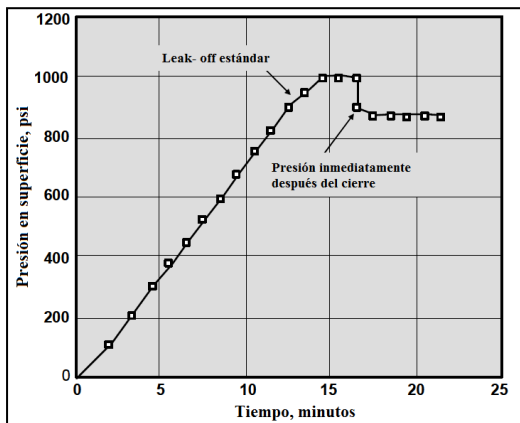


Fig. 51 Ejemplo de un pozo con zapata a 3400 m.

A menudo se verá que un leak-off estándar se produce a una presión no muy diferente a la presión de propagación si la prueba continúa para un leak-off extendido (**Figura 51**). Tal vez las fracturas o irregularidades en la pared del pozo

están llevando la presión en la formación de tal manera que el crecimiento de la fractura se produce antes de lo que se esperaría. Las pocas veces que obtenemos una gráfica totalmente lineal hasta la falla, (por ejemplo, la **Figura 52**) con una caída repentina y dramática de la presión está probablemente relacionada con las pocas veces que tenemos una cara perfectamente expuesta de la roca no fracturada con una forma perfecta de la pared del pozo.

A menos que podamos crear las condiciones de una pared del pozo perfecta, sin muescas o grietas de fracturas, entonces no podremos esperar mantener un gradiente de fractura mayor que el esfuerzo mínimo del subsuelo a la profundidad deseada. En el caso de ambientes tectónicos (o pozos desviados) incluso estas condiciones perfectas, no pueden proporcionar ninguna mejora, ya que la anisotropía en los esfuerzos de la tierra conspiran para producir un esfuerzo circunferencial bajo que resulta en poco o ningún margen entre el inicio y la propagación de la fractura.

Sin embargo, si podemos aumentar artificialmente la tensión circunferencial alrededor de la pared del pozo entonces podremos ser capaces de aumentar el gradiente de fractura independientemente del estado de tensión. Es evidente que en numerosas ocasiones se han logrado gradientes de fractura muy por encima del esfuerzo mínimo de la tierra.

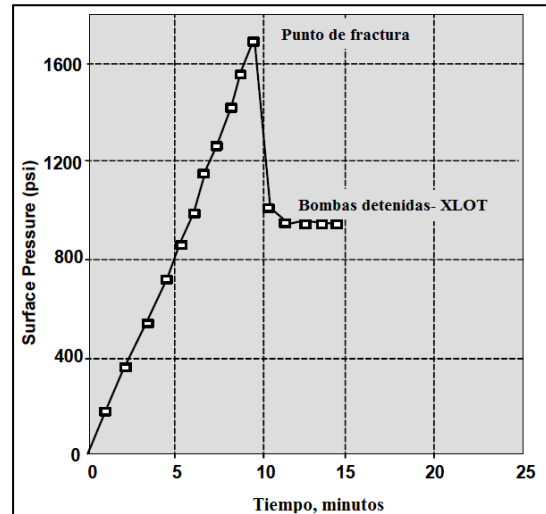


Fig. 52 Ejemplo de un pozo con la zapata a 3300m

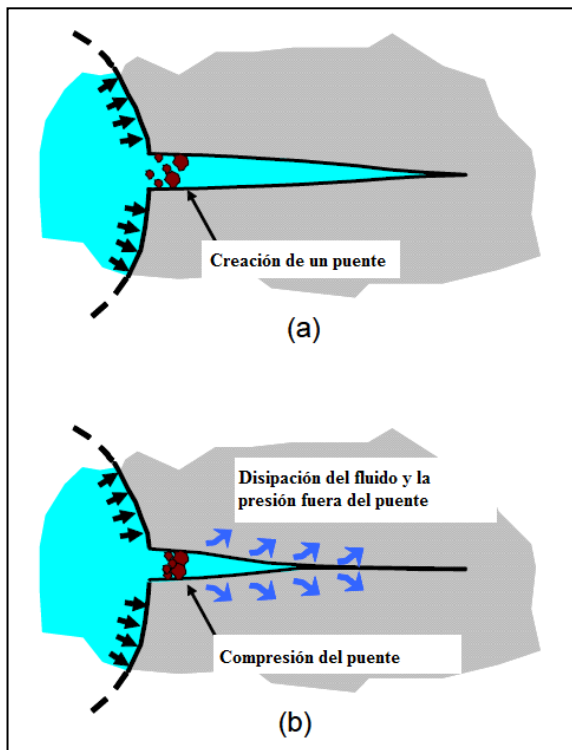


Fig. 53 Proceso del stress cage.

El mecanismo y el modelo presentado a continuación tienen como objetivo dar a conocer el método de "stress cage" y lo que permite planificar su uso, el éxito se basará en una buena planificación y la correcta aplicación del método.

El principio del stress cage es depositar sólidos en o cerca de la boca de una fractura recién formada que actuarán tanto como un agente sustentante y como un sello para aislar la presión del fluido en el pozo de la mayor parte de la fractura (**Figura 53a**). El filtrado se disipa más allá del bloqueo cuando la formación sea suficientemente permeable para formar un sello relativamente efectivo para la obstrucción. Por lo tanto, la presión en la parte aislada de la fractura se disipará, finalizando en la presión de poro de la formación, y la fractura intentará cerrarse (**Figura 53b**). El intento de cierre de la fractura sobre el puente crea compresión que aumenta la tensión circunferencial excediendo el valor original.

La capacidad para formar una obstrucción en la fractura dependerá de la abertura de fractura y los tamaños de las partículas dentro del lodo. El aumento de tensión dependerá de la localización y el tamaño de la obstrucción, la dureza formación y la caída de presión en la fractura aislada. Así, si la presión de formación es relativamente más baja que la presión del pozo, habrá una gran caída de presión en la fractura resultando en una gran compresión formada por los esfuerzos en el bloqueo, ya que impide el cierre total de la cara de fractura. Sin embargo, en una formación con presión alta, donde el margen entre la presión del pozo y la presión de formación es pequeño, la acumulación de los esfuerzos en el bloqueo puede ser pequeña.

Muchos de los parámetros anteriores, junto con las condiciones de tensiones anisotrópicas de frontera, se han incorporado en un modelo para ayudar a entender el proceso de desarrollo de un stress cage asociado con la formación y subsecuentemente el bloqueo de una fractura simple (2 alas).

Es incorrecto realizar un estudio fuera de la gama de los modelos de estimulación de fractura para simular el comportamiento deseado. La presencia del pozo puede ser legítimamente ignorado en la tecnología de estimulación de fractura, pero es la clave del "stress cage". De la revisión de las soluciones relacionadas con aberturas circulares, tanto de Timoshenko y Goodier^[42], y Bray^[43] no parece haber una solución analítica adecuada para este problema. Por lo tanto, fue empleado el método de elementos finitos (FEM).

Idealmente, el modelo de crecimiento fractura es determinado por las consideraciones del movimiento del fluido en la fractura, los volúmenes de pérdida en las caras de fractura y la resistencia de la fractura. Sin embargo, por ahora es un parámetro definido por el usuario. El usuario basa el crecimiento de la longitud de fractura en el aumento de la presión y las partículas usadas para taponar la abertura. Por lo tanto, cuando se logra la abertura suficiente se requieren partículas más grandes para cerrar la boca de la fractura.

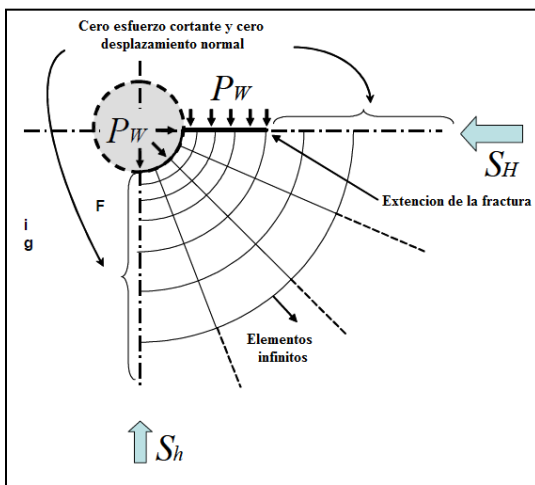


Fig. 54 Modelo de elementos finitos (FEM) cuando se crea la fractura

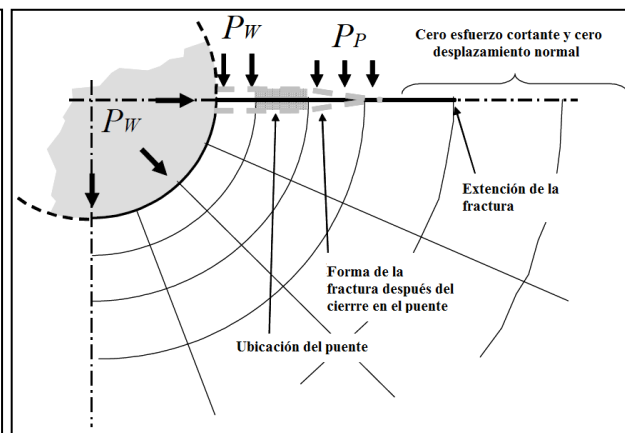


Fig. 55 Modelo de elementos finitos (FEM) después del puenteo

Antes del puente la presión a lo largo de la fractura se considera constante e igual a la presión del pozo (**Figura 54**). Después del puenteo, la presión dentro del puente sigue siendo igual a la presión del pozo y la presión fuera del puente permite que se disipe a la presión de formación (**Figura 55**). El modelo permite el cierre de las caras de la fractura y donde las caras entran en contacto se provoca un desplazamiento controlado (es decir, poner a cero el desplazamiento normal) y el esfuerzo de compresión se construye de acuerdo con las propiedades elásticas de la roca y la supuesta fuerza del puente.

Como se ha mencionado el modelo ha tenido que ser lanzado en FEM. Si tenemos un pozo vertical en un campo de tensión principal vertical y orientado horizontalmente a la tierra, entonces podemos recurrir por condiciones de simetría y modelar sólo una cuarta parte del pozo. Además, se asume la altura de la fractura (distancia que está conectada a lo largo del pozo) es grande en relación con su longitud tal que pueden suponerse las condiciones del plano de deformación. Una rejilla FEM utilizada en el modelo se muestra en la **Figura 54**. La cuadrícula que se muestra es relativamente amplia, pero pueden ser adaptadas mallas más finas. Por ahora el puente se toma para ocupar la longitud de un elemento, lo más importante es tomarlos consistentes para ser compatibles con la malla al llevar a cabo los estudios paramétricos como los de la acumulación de esfuerzos en el puente que serán dependientes de la definición de la cuadrícula.

Se aplican esfuerzos a la pared del pozo equivalentes a la diferencia entre el estado de tensión in situ y la presión del pozo. Durante la formación de la fractura, los esfuerzos en la cara fractura son equivalentes a la diferencia entre la presión del pozo y el esfuerzo mínimo in situ. Los esfuerzos antes y después del puente siguen siendo los mismos. Los nodos en el puente se convierten en el desplazamiento controlado. Los nodos fuera del puente tienen esfuerzos equivalentes a la presión de poro, las mínimas pérdidas de tensión in situ son en los lugares donde la fractura permanece abierta.

En los lugares donde la fractura se cierra el desplazamiento normal a la fractura es puesto en cero. El modelo se repite 2 o 3 veces para determinar qué condición se aplica a los nodos fuera del puente.

3.2.4 Modelo de salida

Las **Figuras 56, 57 y 58** muestran la salida real suministrada por el modelo. La **Figura 56** muestra la forma fractura calculada antes del puente y lo compara con la solución de forma cerrada para una línea de fractura en 2D dada por

$$W(x) = \frac{4(1-v)}{E} (P_w - S_H) \sqrt{(L+R)^2 - x^2} \quad (11)$$

Donde

$W(x)$ = ancho de la fractura a una distancia x del centro del pozo

E = módulo de young

v = relación de poisson

x = distancia desde el centro del pozo

S_H = esfuerzo horizontal maximo

L = longitud de diseño de la fracturamedida en la pared del pozo

P_w = presión del pozo

R = radio del pozo

Estrictamente hablando la solución línea de fractura (mostrada en la **Figura 56** de color rojo) es para el caso en el que el radio del pozo R , tiende a cero y que no debería aparecer en la ecuación anterior. Sin embargo, se expresa de la forma anterior para compararlo con la solución FEM donde el radio del pozo está presente y no puede despreciarse aun siendo muy pequeño en relación a la longitud de la fractura.

En general, las soluciones línea de fractura y FEM son muy similares (**Figura 56a**). Sin embargo, como se presenta en la **Figura 56b**, cuando las tensiones in situ llegan a ser notablemente anisótropicas la solución FEM muestra que la abertura en la boca de la fractura es más ancha que la solución línea de fractura (que no tiene en cuenta la influencia del pozo). Como se explica en la siguiente sección, esta salida se utiliza para ayudar a determinar los tamaños adecuados de las partículas y su concentración.

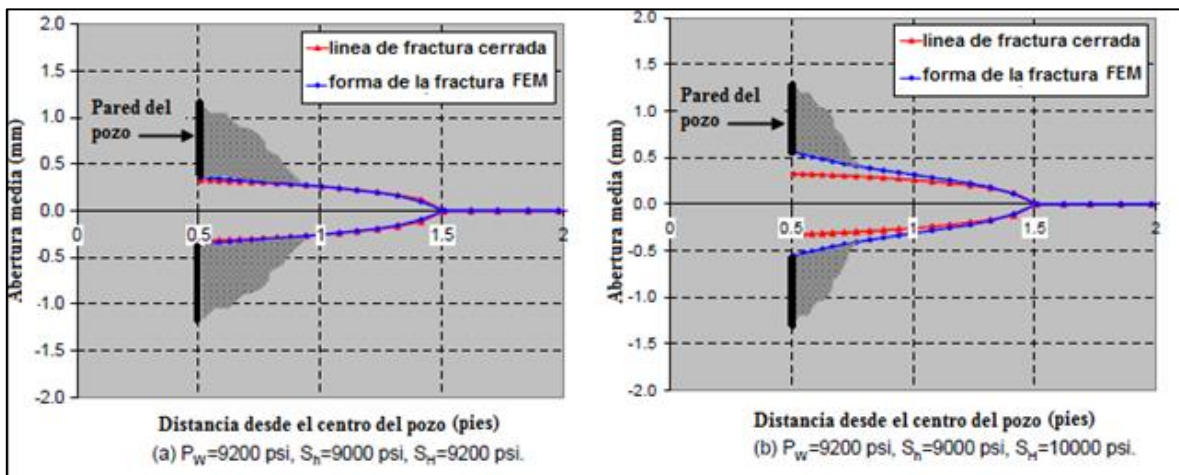


Fig. 56 Forma calculada de la fractura antes del puente

La segunda salida (**Fig. 57**) muestra la forma de fractura después del puente y la disipación de la presión detrás del puente a la presión de poro de la formación.

Finalmente, la **Figura 58** muestra el nuevo estado de tensión después del puenteo y la disipación de la presión en la sección aislada de la fractura. En este caso, el esfuerzo mínimo in situ es de 9,000 psi. Por lo tanto, suponiendo que las fallas estuvieran presentes en la pared del pozo, se debería esperar el inicio de la fractura a alrededor de las 9,000 psi. Después del puente el estado de tensión se ha elevado por encima de las 10,000 psi lo que indica que la presión del pozo debe ser igual o muy aproximada a esta antes de que la fractura se propague de nuevo. [Alrededor del pozo la tensión circunferencial es menor, lo que puede

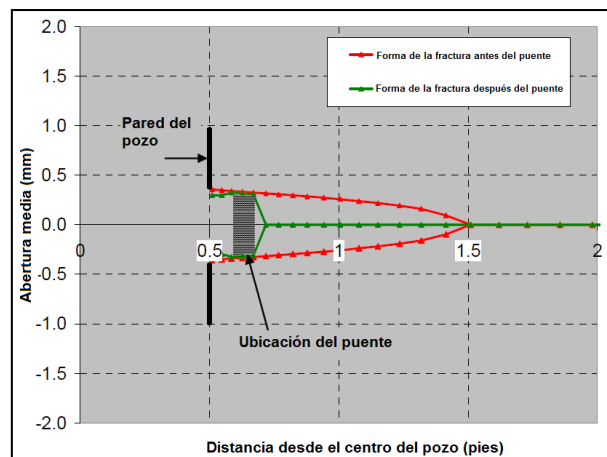


Fig.57 Forma calculada de la fractura después del puente (PW=9,200psi, PP=7000psi, Sh=9000psi, SH=9200psi)

significar un número de fracturas necesarias para mejorar el gradiente de fractura con éxito.] Este argumento se utiliza para evaluar la eficiencia del stress cage en el incremento del gradiente de fractura y por lo tanto, atribuir los beneficios relativos de cuándo y cómo planificar la aplicación del stress cage.

3.2.5 Modelo de aplicación

El desarrollo del modelo permite describir el ancho de la fractura como una función de la longitud. Estos dos parámetros permiten al usuario determinar la concentración del tamaño de partículas para asegurar que una fractura se selle antes de exceder la longitud deseada.

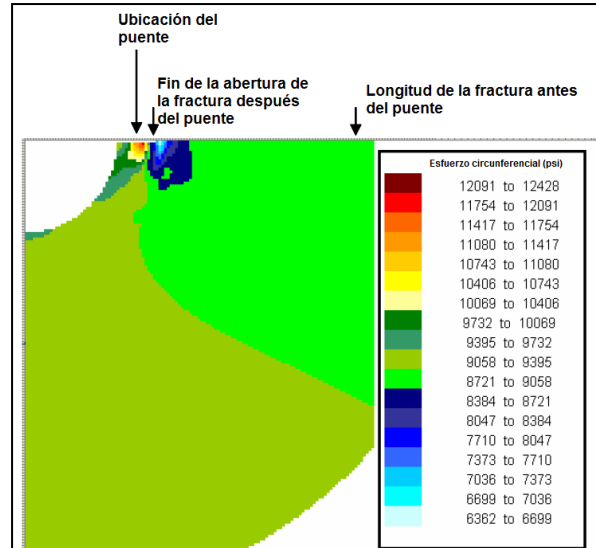


Fig. 58 Estado de tensión calculado después del puente. (PW=9,200psi, PP=7000 psi, Sh=9000psi, SH=9200psi).

La aplicación práctica de estos resultados ha llevado a los siguientes procedimientos:

- 1) El módulo de Young se calcula basándose en el registro (nearby offset log) y/o datos de núcleos.
- 2) El esfuerzo horizontal mínimo se calcula a partir de la presión de sobrecarga, presión de poro, y se transforma calibrando los datos de leak-off local.
- 3) El esfuerzo horizontal máximo se estima a partir del análisis de planos de falla y/o estudios de análisis de estabilidad del pozo.
- 4) La presión hidrostática del pozo se basa en la máxima densidad equivalente de circulación a la que se espera estar expuesta la formación. Este será el objetivo de diseño que lograremos con el stress cage.
- 5) Estos datos se introdujeron en el modelo y fue calculado el ancho de la fractura esperado en la pared del pozo. La Sensibilidad de la longitud fractura se puede probar en el modelo. La experiencia práctica ha dado lugar a que 6 pulgadas sean un indicativo de la longitud de la fractura.

Una vez que el objetivo del ancho de la fractura es conocido, la concentración de partículas se estima mediante el cálculo del volumen de la fractura detrás de una partícula del tamaño de la abertura deseada a fracturarse.

Normalmente, esto puede realizarse con suficiente precisión suponiendo a una fractura como un prisma triangular, la altura y la anchura de la abertura deseada:

$$V_f = \frac{1}{2}LW^2 \quad (12)$$

Donde

V_f = volumen de la fractura

L = longitud de la fractura

W = ancho de la fractura

Esto establece la expectativa de que para este volumen dado, en el lodo debe estar presente una partícula del tamaño de la abertura fractura. Operaciones simples permiten determinar las partículas por barril necesarias.

Cada compañía de servicios de fluidos de control, sistemas y aditivos tiene líneas de productos de carbonato de calcio que tienen relativamente distribuciones uniformes de tamaño de partícula (PSD). El PSD se puede utilizar para calcular las libras por barril necesarias de cada producto para cumplir con el objetivo de tamaño de partícula esperado o aumentarlo antes de que el volumen del fluido portador supere el volumen de la fractura. Las partículas más grandes que el tamaño del objetivo se alojarán en la boca de la fractura y cuando los estabilizadores giren frente a ellas se espera que sean empujadas en la boca de la fractura y queden al ras con la pared del pozo y por lo tanto se consideran partículas útiles en el puenteo de la fractura. Se espera que las partículas más pequeñas que el ancho de la fractura fluyan hacia adentro de la fractura, se utilicen en el puenteo de la fractura y atrapen la tensión.

Por lo tanto, al encontrar el porcentaje en peso de partículas igual o mayor que el objetivo de la amplitud de la fractura con el PSD para un producto dado, se puede determinar la concentración necesaria de ese producto para garantizar que la fractura sea puenteada antes de que crezca más allá de la longitud de la fractura deseada y por lo tanto conseguir el objetivo de dar a la formación resistencia a la fractura.

3.2.6 Ejemplos de los beneficios del stress cage

Ejemplo 1

Yacimiento de arena en el golfo de México

En el primer ejemplo un pozo en arenas del Golfo de México a una profundidad de 9250 pies con una profundidad vertical verdadera (2027 metros) ha sido depresionado a 3553 psi. La arena ha sido re-perforada con una barrena de 8.5 pulgadas y una densidad equivalente de circulación (ECD) de 13.5 libras por galón (lb/gal). El estado de tensión y las propiedades de la arena se calculan a partir de:

Datos del registro de desplazamiento

$S_h = 5953$ psi
 $S_H = 6053$ psi
 $E = 1.09E+06$ psi
 $u = .225$

Como se muestra en la **Figura 59** el modelo calcula que para una longitud de fractura de 6 pulgadas, el ancho de la fractura en la interface del pozo será de 450 micras.

La **Figura 60** muestra la distribución de tamaño de partícula (PSD) para el producto carbonato de calcio previsto para su uso en este pozo. Este producto tiene un tamaño medio de partícula (D50) de 500 micras. El porcentaje de partículas de la anchura de la fractura de destino (450 micras) o mayor es de 52% por lo que la concentración necesaria de este producto para

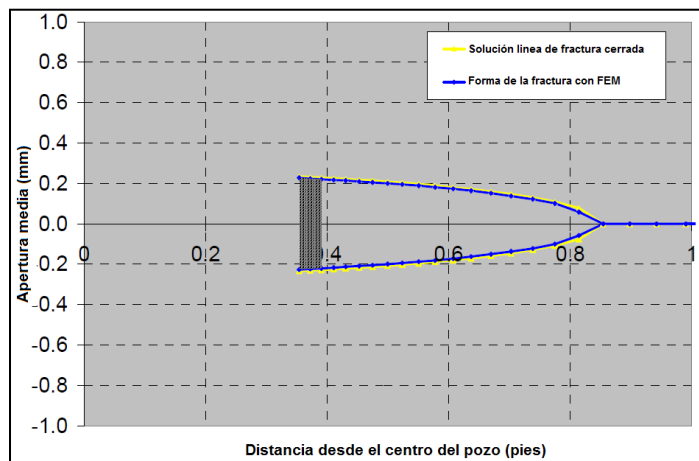


Fig.59 Modelo de una fractura en un pozo de 8.5 pg. con una ECD de 13.5 lb/gal

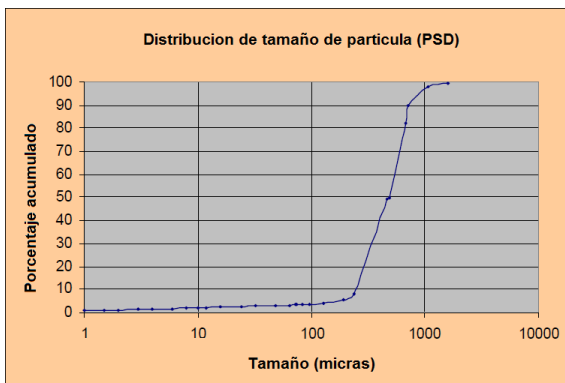


Fig.60 Distribución de tamaño de partícula para el uso de carbonato de calcio

asegurar que la fractura es puenteado antes de que crezca más allá de seis pulgadas es de 4 libras por barril (lb/bbl).

El equipo de operaciones buscado para la re-perforación de la arena considera utilizar una barrena de 6 pulgadas. La ECD utilizada para esta barrena se incrementaría a 14.4 lb/gal. El modelo se volvió a correr con los mismos gastos pero ocurrieron cambios tanto el tamaño del agujero y la presión del pozo. Los resultados indicaron que el ancho en la entrada de la fractura sería ahora de 750 micras. Ver la **Figura 61**. El PSD para el

aditivo de carbonato de calcio tiene un concentración prevista de sólo 10% de partículas de este tamaño o más grande que la concentración total que se requiere para asegurar que la fractura se bloquea antes de que crezca más allá de seis pulgadas es de 20.5 libras por barril (ppb). Esta alta concentración tendrá impactos negativos en la ECD y elevara aún más la presión del pozo lo cual puede provocar alargamiento de la fractura. Los resultados indicaron que perforar la arena con una barrena de 8.5 pulgadas es totalmente factible y utilizaría niveles muy manejables de partículas agregadas, pero si la arena se perfora con una barrena de seis pulgadas, las presiones del pozo puede llevarnos a pérdidas incontrolables debido a la incapacidad para establecer la concentración requerida de tamaño de partículas apropiada.

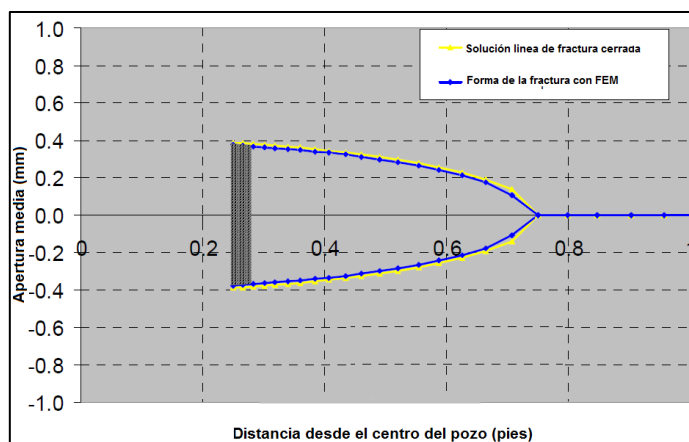


Fig.61 Modelo de una fractura en un pozo de 6 pg. Con una ECD de 14.4 lb/gal

Ejemplo 2

Prueba leak-off extendida

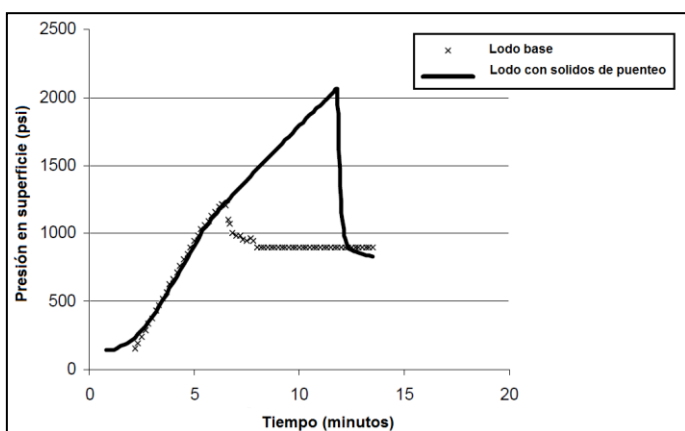


Fig.62 Prueba de leak off extendida en lutitas utilizando lodo con sólidos de puenteo.

El objetivo de esta prueba era ver si con el lodo adicionado con partículas se podía aumentar la resistencia a la fractura en una formación de arcilla. El pozo era un pozo vertical en la cuenca Arkoma, EE.UU. Después de ajustar la tubería de revestimiento 9 5/8 " a 3,012 ft y realizar una prueba de integridad de la T.R., un agujero de 10 pies de 8 1/2" fue perforado utilizando lodo regular base aceite para exponer la formación de arcilla. Después de la circulación de limpieza, se realizó una

prueba de leak off extendida con el lodo ordinario, teniendo una pérdida de fluido relativamente alta, un peso de lodo de 9.0 libras por galón (lb/gal) y estaba libre de sólidos de puenteo. La **Figura 62** muestra la curva de presión de la prueba leak off extendida. La formación se fractura a las 1,200psi aproximadamente, momento en el que la bomba se detiene para minimizar el crecimiento de fractura. La presión se estabilizó en 800psi, que es la presión de propagación de la fractura determinada por el estado de tensión en el campo lejano. Esta curva sigue de cerca la curva de la prueba de integridad de la T.R. Hasta la caída, lo que indica que no había fugas en la zapata. Después de liberar la presión regresa a la presión a hidrostática, se repite la prueba (curva

no mostrada) y la presión simplemente se estabiliza en 800psi sin ninguna indicación de caída de presión; la fractura fue simplemente reabierta. Después de liberar la presión, se desplazó una píldora en el lodo de diseño hacia el agujero descubierto. La píldora fue diseñada para una ultra-baja pérdida de fluido y contenía 80 (libras por barril) de sólidos de puenteo que van desde las 10 hasta las 800 micras. Se utiliza una mezcla de grafito / carbonato de calcio.

La segunda curva en la **Figura 62** muestra la prueba de leak off con el uso de la píldora. La fractura anterior ahora está sellada y la presión sube a más de 2,000 psi antes de que el sello se rompa. Este es un incremento de la presión por encima de las 850psi en comparación con el estado original, equivalente a 5.4 libras por galón (ppg) de peso de lodo. Este es un resultado muy significativo, especialmente en arcillas. Después se intentó volver a presurizar por segunda vez con el mismo lodo (curva no mostrada) pero fallo el resello de la fractura y la presión se estabilizó de nuevo a aproximadamente 800psi.

Esto es probablemente debido a que la fractura se había vuelto demasiado grande o demasiado profunda para ser puenteada con las mismas partículas de puenteo o las partículas del puente anterior se habían convertido en una cuña ubicada a una distancia considerable de la boca de la fractura. Esto demuestra que es importante utilizar el concepto de lodo con partículas de puenteo como un tratamiento preventivo y por consiguiente llevar a cabo una buena planificación de la ingeniería. No es recomendable esperar un evento de pérdida de circulación, lo cual apoya la creación potencialmente de una gran fractura, y luego crear un stress cage.

3.3 Guía básica para la aplicación del stress cage

En la industria petrolera no existe una guía detallada del proceso de aplicación del stress cage, solamente existen publicaciones de los resultados que se han obtenido mediante la aplicación de este método, es importante mencionar que la información acerca de este método es muy limitada lo cual impide que así como empresas, universidades, ingenieros e incluso estudiantes logren realizar investigaciones para hacer aportaciones o modificaciones para aplicar de manera exitosa este método.

Esta tesis se enfoca en mostrar un panorama amplio del stress cage y que pueda servir como una introducción a futuras investigaciones y trabajos en donde se utilice este método, así como permitir visualizar de manera objetiva los beneficios que se pueden lograr con este tipo de aplicaciones útiles en la industria petrolera.

El stress cage es un método de fortalecimiento del pozo que mejora la contención de la presión del pozo (WPC) por encima del gradiente de fractura natural, aún en una formación impermeable, mediante el tratamiento de las formaciones débiles que se atraviesan durante la perforación con partículas de materiales de ingeniería de pérdida de circulación (LCM) que se adicionan en los fluidos de perforación.

A continuación se presenta el diagrama de flujo que es la base del procedimiento para implementar un stress cage.

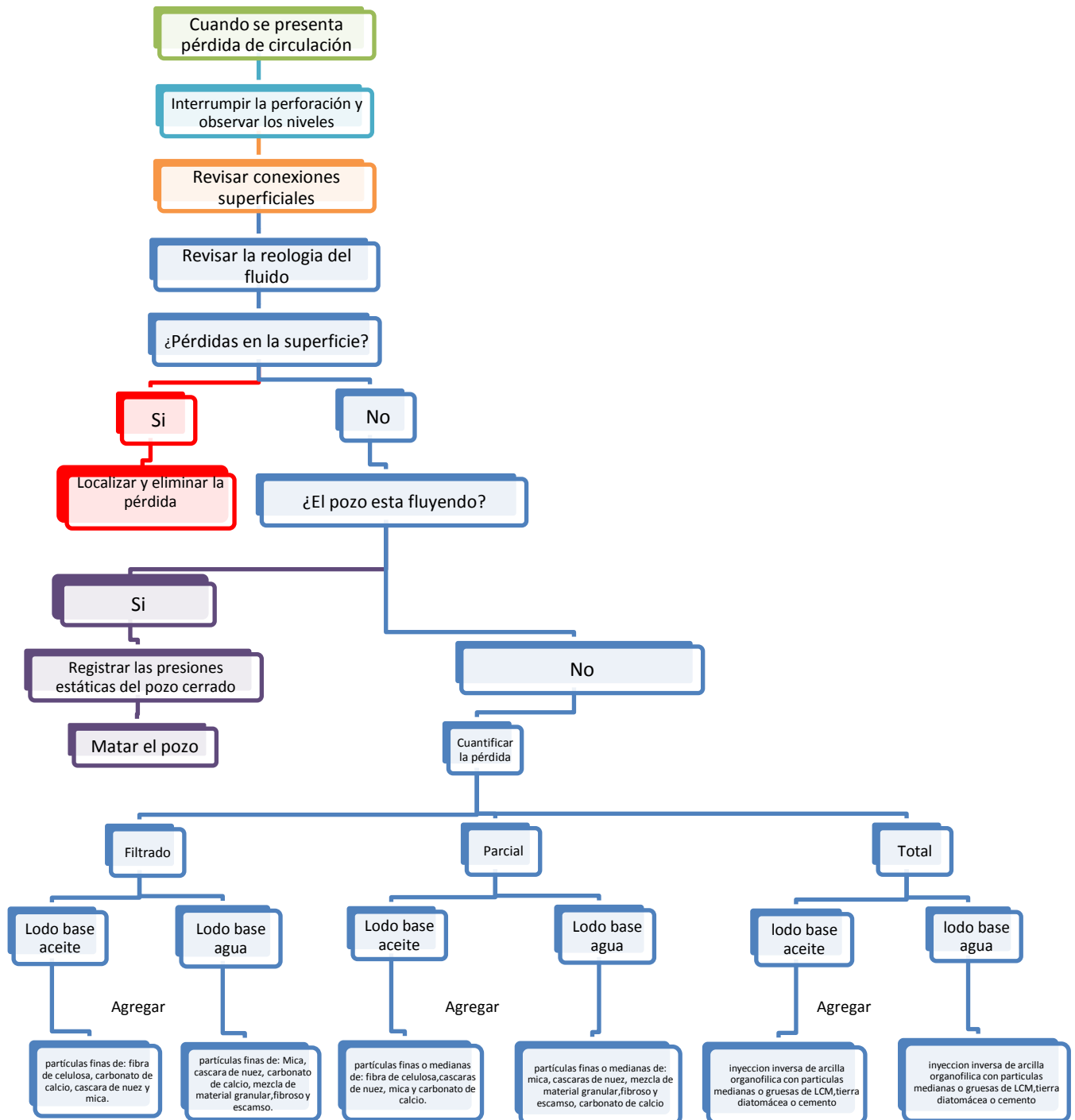


Fig. 63 Base del procedimiento operativo

Consideraciones Operacionales

- Minimizar la densidad equivalente de circulación (ECD), evitando una alta velocidad de penetración (ROP) y permitir el desarrollo del stress cage.
- Estar preparado para correr una FIT para conocer la presión necesaria para formar el stress cage.
- Si es posible evitar el efecto de sondeo y ensanchamiento.
- Aumentar la densidad del lodo lentamente para permitir el desarrollo del puente, cerca de la pared del pozo. No permitir que ocurran los aumentos repentinos.
- Reducir al mínimo la presencia de recortes cerca de las fracturas cuando se aumenta la presión hidrostática.
- Mantener el puenteo y el sellado con el lodo aplicando ingeniería eficaz.
- Asegurarse que los aditivos de lodo están en el sistema cuando sea necesario, esto puede significar utilizar temblorinas adicionales, o el uso de altos volúmenes de aditivos.
- Se requiere mantener la adición de sólidos de puenteo, incluso cuando se utilizan temblorinas gruesas. Los niveles mínimos de tratamiento pueden estimarse a partir de datos del módulo de diseño PSD.
- Utilizar un aparato de permeabilidad (PPA) (o similar) para optimizar los lodos para puenteo/sellar y monitorear el rendimiento del sellado durante la perforación.
- Utilizar tamices para comprobar que las partículas de puenteo están presentes.
- Correr las T.R. y los liner lentamente para evitar represionamiento.
- Tener un plan de contingencia para hacer frente a las pérdidas.

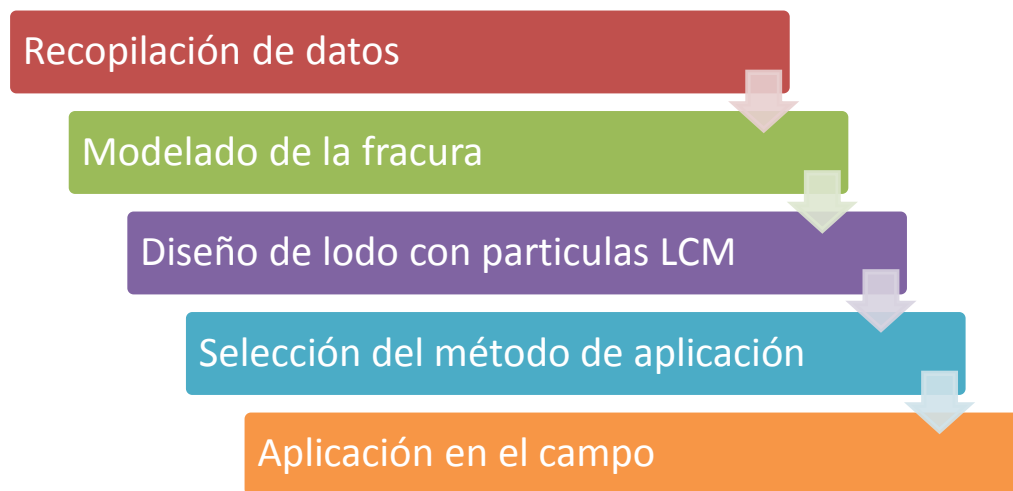
La aplicación del stress cage puede permitir al operador aplicar una más alta densidad equivalente de circulación (ECD) y perforar más profundo, para extender la profundidad de la zapata de la tubería de revestimiento o posiblemente eliminar la tubería de revestimiento/tuberías de revestimiento colgantes (liners). Uno de los principales objetivos del stress cage es permitir que en la pared del pozo se formen pequeñas fracturas las cuales permanecerán abiertas por medio de la formación de un puente dentro de la fractura que estará construido por las partículas adicionadas en el lodo de perforación.

Sin embargo, cuando las condiciones del pozo demandan una (WPC) significativamente mayor, que el gradiente de fractura natural, la mejor elección es un tratamiento potente y efectivo de stress cage para reanudar la perforación con seguridad.

Para conocer la distribución del tamaño de partícula, la concentración de las partículas y conocer los volúmenes de las fracturas presentes podemos utilizar los métodos mencionados como son: el método de Vickers, Abrams, la teoría de empacamiento ideal (IPT), distribución de tamaño de partículas (PSD).

La adición de las partículas a menudo es conocido como un sistema DVC debido a las propiedades de los materiales utilizados, estos pueden ser agregados en forma directa en el lodo de perforación o en forma de píldoras comprimidas.

Un trabajo típico de stress cage puede incluir los siguientes procedimientos:



Recopilación de datos

El objetivo de la fase de recopilación de datos es recopilar los datos necesarios para definir las propiedades mecánicas de las rocas, las dimensiones del pozo, la tensión del campo y para dirigir el efecto de fortalecimiento. Estos datos serán utilizados para la creación y propagación del modelo de la fractura.

Los datos iniciales que son requeridos para el modelado de la fractura son:

- Módulo de Young
- Relación de Poisson
- Mínimo esfuerzo in situ
- Presión del pozo (ECD)
- Diámetro del agujero
- Longitud de la fractura

Modelado de la fractura

El paso de modelado de la fractura generará una anchura y longitud de la fractura que proporcione una base para determinar los volúmenes de las fracturas que esperamos puentear con este método lo cual nos permitirá llevar a cabo una formulación de partículas LCM mas exactas que son probadas y utilizadas en el campo para implementar el fortalecimiento.

Diseño de lodo con partículas LCM

Sólidos obturantes: tipo, tamaño y concentración

Tipo de Sólidos: se ha mostrado que el carbonato de calcio y grafito son una de las mejores combinaciones para el puenteo. Estas son superiores a la mezcla de fibras para el stress cage. El grafito es elástico, lo que significa que se puede comprimir y expandirse de nuevo cuando se le quita la presión. Esta propiedad puede permitirle mantener un sello si se deforma la fractura debido a los cambios de presión, tales como cuando las bombas de lodo se apagan y se prenden.

Distribución de tamaño: Los sólidos deben ser suficientemente grandes para cubrir en o cerca de la boca de la fractura, y lo suficientemente pequeño como para cerrar los poros en la matriz de la roca para asegurar que las rocas permeables están debidamente selladas por el enjarre. El ancho de la fractura creada por la presión del lodo será mayor que el tamaño de la garganta de poro de modo que los materiales de sellado están específicamente diseñados para ajustarse al ancho de la fractura para tratamientos de esfuerzos y adaptarse a los tamaños de poro. Una distribución bimodal puede ser diseñada para tomar en cuenta ambos enfoques.

La concentración de sólidos. Además de garantizar el correcto tipo de sólidos y la distribución del tamaño de partícula es importante mantener la concentración correcta de los materiales para efectuar un sellado adecuado. De la experiencia, así como las aplicaciones prácticas de laboratorio se ha demostrado que se requiere un mínimo de 8-40 lb/bbl de materiales obturantes.

La formulación de partículas incorporadas en el lodo se utilizará para fortalecer las formaciones débiles. Para una selección adecuada de partícula podemos partir de la siguiente tabla que nos proporciona los materiales más comunes para este tipo de aplicaciones:

Implementación en el campo

En la fase de implementación en el campo, la formación débil será presurizada a un nivel de alta presión con el lodo tratado con partículas (LCM).

En resumen los principales pasos para la aplicación en campo como se muestra en la **Figura 64** está compuesta por los siguientes puntos:

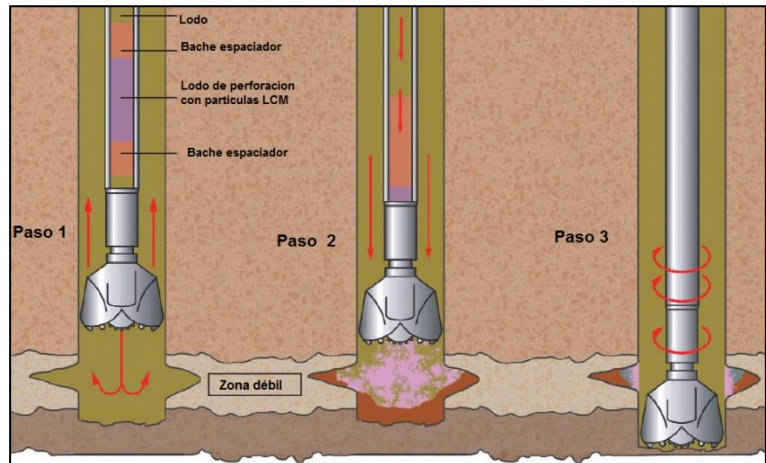


Fig.64 Aplicación de un stress cage en perforación continua.

Paso 1.

La mezcla del lodo de perforación con las partículas obturantes es circulada por la barrena y cerrará el espacio anular para inyectar el fluido dentro de la formación. La mezcla debe ser aislada con baches espaciadores que tengan las propiedades reológicas adecuadas para acarrear y colocar las partículas obturantes dentro de la zona deseada, por lo general se utiliza un fluido bentonítico.

Paso 2.

Mientras se inyecta dentro de la formación, se ha logrado la reacción al mezclarse con el fluido anular, para sellar la fractura cerca del pozo.

Paso 3.

La perforación puede comenzar segundos después de que la lechada de la mezcla haya reaccionado y sellado la zona. Se puede realizar una prueba de integridad de la formación, para verificar “el gradiente de fractura obtenido.”

Beneficios del Stress cage

Ayuda a remediar cualquier tipo de pérdidas, el flujo cruzado y los reventones subterráneos.

- Puede mejorar considerablemente la WPC.
- Puede remediar las pérdidas bajo condiciones dinámicas, tales como reventones subterráneos.
- Puede proveer un efecto de compuesto obturante duradero, logrado por la condición de deformación del material.

Se puede lograr el éxito, independientemente de la permeabilidad de la formación.

- El compuesto obturante es generado por los materiales LCM y el lodo.
- El sello de la fractura se forma independientemente de la permeabilidad de la formación.

Ayuda a lograr resultados inmediatos y puede ahorrar el tiempo del equipo de perforación.

- El fluido se puede bombear a través del ensamble de fondo, lo que elimina la necesidad de un viaje.
- Puede ser mezclado rápidamente para perforación costa afuera, con mezcladores de recirculación de cemento.
- La mezcla obturante es generada inmediatamente cuando se mezcla con lodo debajo de la barrena.
- El compuesto obturante se desvía por sí mismo para sellar varias trayectorias de flujo.
- No se requiere esperar mucho tiempo; el operador puede empezar a lavar inmediatamente después del tratamiento.
- Si es necesario, los resultados se pueden verificar mediante pruebas de presión (LOT).

Recomendaciones durante la planificación

- Analizar cuidadosamente los perfiles de presión de poro y gradiente de fractura para identificar las zonas de alto riesgo donde es necesaria la aplicación del stress cage.
- No olvidar las presiones generadas cuando se corre la T.R. y durante la cementación ya que puede ser más alta que la ECD de perforación.
- Decidir cómo se va a conocer la presión necesaria para formar el stress cage (por ejemplo, aumentando la densidad del lodo, calcular la ECD, o la prueba FIT).
- Es más difícil aplicar el stress cage en pozos de gran diámetro que en pozos de diámetro pequeño.
- En formaciones de baja permeabilidad (lutitas, arenas de baja permeabilidad y carbonatos) es más difícil aplicar el stress cage que en areniscas de alta permeabilidad.
- Las partículas obturantes utilizadas para sellar las fracturas deben ser lo suficientemente grande para sellar dentro de la boca de la fractura.
- Debemos utilizar una amplia gama de tamaños de partículas obturantes. El tamaño máximo depende del ancho de la fractura.
- Las mezclas de materiales granulares son más eficientes para puentear y sellar como por ejemplo la mezcla de carbonato de calcio y grafito.
- La zona de pérdida puede ser en lutitas. Siempre analizar cuidadosamente esta posibilidad.
- Si se utilizan píldoras comprimidas, no hay garantía de una larga duración del stress cage. Por lo tanto, se recomienda un tratamiento continuo del lodo cuando se continúa con la perforación.

Conclusiones y recomendaciones

Debido a la poca información que existe en cuanto al método denominado stress cage y a que en la industria petrolera no existe una guía detallada acerca del proceso de aplicación, el desarrollo de esta tesis permite conocer, a grandes rasgos, tanto el proceso como los beneficios que podemos obtener con este método.

Con el desarrollo de esta tesis logramos analizar las diferentes problemáticas que existen durante la perforación así como los factores que afectan a las pérdidas de circulación y sus consecuencias; en la industria petrolera se requiere el desarrollo de métodos que nos permitan minimizar e incluso de ser posible eliminar este tipo de problemas. El stress cage es un método que permite por medio de la adición de partículas de puenteo (LCM) colocadas dentro y en la boca de la fractura permiten el aislamiento de las zonas débiles, si el método se aplica de manera exitosa lograremos aumentar el gradiente de fractura de la formación lo cual nos brindara grandes beneficios mencionados en el contenido de esta tesis.

El principal enfoque de esta tesis es dar un panorama amplio del stress cage que pueda servir como una introducción a futuras investigaciones y trabajos en donde se utilice este método, así como permitir visualizar de manera objetiva los beneficios que se pueden lograr con este tipo de aplicaciones útiles en la industria petrolera.

Es importante mencionar que la información acerca de este método es muy limitada lo cual impide que así como empresas, universidades, ingenieros e incluso estudiantes logren realizar investigaciones para hacer aportaciones o modificaciones para aplicar de manera exitosa este método.

Analizando las características, ventajas y limitaciones de los distintos materiales obturantes que ofrecen las compañías en la industria petrolera podemos decir que una mezcla de grafito y carbonato de calcio es la mejor combinación para la aplicación exitosa de este método debida a que el grafito es elástico y debido a sus propiedades puede mantener el sello de la fractura aun cuando existan variaciones en la presión e incluso alteraciones en la amplitud de la fractura, el carbonato de calcio además de las propiedades usos y beneficios, ya que es un material común, de bajo costo, soluble en ácido, mínimo daño a la formación, es un material de alta pureza, es un material que podemos encontrar en la industria con una muy amplia gama de tamaños de partícula.

Nomenclatura

T.R.	Tuberías de revestimiento
T.P.	Tubería de perforación
LOT	Prueba de goteo (leak of test)
FIT	Prueba de integridad de la formación
DVC	Denso, viscoso y cohesivo
RPM	Revoluciones por minuto
OBM	Lodo base aceite
WBM	Lodo base agua
SBM	Lodo base sintética
NTP	Tiempo no productivo
GOM	Golfo de México
LCM	Materiales de pérdida de circulación
PSD	Distribución de tamaño de partícula
IPT	Teoría de empacamiento ideal
WPC	Contención de la presión del pozo
Sh	Esfuerzo horizontal mínimo
SH	Esfuerzo horizontal máximo
BEA	Análisis de elementos de frontera
COD	Desplazamiento de abertura de la fractura
KI	Factor de intensidad de esfuerzo
KIC	Factor de intensidad de esfuerzo crítico

Referencias

Capítulo 1

- [1] "Equipos y herramientas de la perforación". García Urquiza Cuauhtémoc. Tesis. UNAM. 2007.
- [2] "Introducción al equipo de perforación". Schlumberger.2004.
- [3] "Applied Drilling Engineering". Adam T. Bourgoyne. SPE. 1991.
- [4] "Fundamentos de exploración y producción". Grupo NOUS.2005.
- [5] "Diseño de la perforación de pozos". Unidad de perforación y mantenimiento de pozos schlumberger.2000.
- [6] "Estimación de la ventana operacional de presión de lodo a partir de los registros de pozo, para las formaciones del campo socororo, Edo. Anzoátegui". Srem Suk Criseida, R. Santa maría Jorge. Trabajo especial de grado. Caracas, Ven.2006.
- [7] "Tecnología y diseño de la perforación de pozos". Martínez Pérez José. UNAM.2001.
- [8] "Apuntes de la asignatura de yacimientos". Pérez Salas Norma. Tesis.UNAM.2000.
- [9] "Presiones de formación". Programa de Entrenamiento Acelerado para Ingenieros Supervisores de Pozo. Schulmberger.2005.

Capítulo 2

- [10] "Estabilización del pozo para prevenir pérdidas de circulación". Cook John. Schlumberger. 2012.
- [11] "Pérdidas de circulación". Gregoria Hernández José. PDVSA-CIED.2001.
- [12] "Una red de seguridad para controlar las pérdidas de circulación". Schlumberger.2004.
- [13] "Manual de fluidos de perforación". Instituto Americano del Petróleo (API). Dallas TX. 2001.
- [14] "Tecnología de perforación". Drilling School. Schlumberger. 2004.
- [15] "Developing and testing lost circulation materials". AADE-08-DF-HO-24. Whitfill Donald L., Miller Mattew. AADE.2008.
- [16] "Pre-treating fluids with lost circulation materials". Drill Contractor.2004

Capítulo 3

- [17] "Evaluación de la efectividad de los obturantes empleados para el control de pérdidas de circulación en zonas arenosas de la división marina". Espinosa Castañeda Gustavo et al. PEMEX EyP. IMP.CIPM.2005
- [18] "New Wellbore Strengthening Method for Low Permeability Formations". ARMA/USRMS 06-1092. R. Gil Ivan, Roegiers Jean-Claude. ARMA. 2006.
- [19] "Avoiding Drilling Problems by Strengthening the Wellbore while Drilling". ARMA 08-200. Wang, H., Soliman, M.Y. ARMA. 2008.
- [20] "Strengthening a Wellbore with Multiple Fractures: Further Investigation of Factors for Strengthening a Wellbore". ARMA 09-67. Wang, H., Soliman, M.Y. 2009.
- [21] "Drilling Fluids for Wellbore Strengthening". IADC/SPE 87130. M.S. Aston, M.W. Alberty, et al. IADC, SPE.2004.
- [22] "Exploración del petróleo - carbonato de calcio empleado en fluidos de perforación, terminación y mantenimiento de pozos petroleros - especificaciones y métodos de prueba". NMX-L-142-SCFI-2008.
- [23] "A Physical Model for Stress Cages". SPE 90493. Mark W. Alberty, Michael R. McLean. SPE. 2004.
- [24] "The Key to Successfully Applying Today's Lost-Circulation Solutions". SPE 95895. H. Wang, R. Sweatman, B. Engelman et al. SPE. 2005.
- [25] "Lost Circulation Material Selection, Particle Size Distribution and Fracture Modeling with Fracture Simulation Software". IADC/SPE 115039. Don Whitfill. SEP,AIDC. 2008.
- [26] "Wellbore Strengthening – Where Field Application Meets Theory". SPE 139167. S. Barrett, J.P. Cassanelli. SPE. 2010.
- [27] "Parametric Analysis of Wellbore-Strengthening Methods From Basic Rock Mechanics". SPE-145765. Nobuo Morita, Giin-Fa Fuh. SPE. 2012.
- [28] "Novel Wellbore Strengthening Enables Drilling Of Exploration Well in a Highly Depleted Formation". SPE/IADC 148506. Otutu Friday. SPE, IADC. 2011.
- [29] "A New Outlook on the Ideal Packing Theory for Bridging Solids". SPE 151636. K. Chellappah, M. Aston. SPE. 2011.
- [30] "A new methodology that surpasses current bridging theories to efficiently seal a varied pore throat distribution as found in natural reservoir formations" AADE-06-DF-HO-16. Stephen Vickers, Martin Cowie, Tom Jones. AADE. 2006.

- [31] "An Analysis of Experimental Data on Lost Circulation Problems While Drilling with Oil-Base Mud". SPE 22581. Onyia, E.C. SPE. 1991.
- [32] "Borehole Breakdown Pressure with Drilling Fluids – I. Empirical Results,". Morita, N., Black, A.D., Fuh, G.F. Int. J. Rock Mech. Min. Sci. & Geomech. Abstr. Vol. 33, No. 1, pp. 39–51, 1996.
- [33] "Mud Design to Minimize Rock Impairment due to Particle Invasion". Abrams, A. J. Pet. Tech, May, 1977, 586-592.
- [34] "Fracture Closure Stress (FCS) and Lost Returns Practices,". SPE/IADC 92192. Dupriest, F.E. SPE/IADC. 2005.
- [35] "Changing Borehole Geometry and Lost Circulation Control," ARMA/NARMS 04-577. Deeg, W. and Wang, H. 2004.
- [36] "Stability of highly inclined boreholes". Aadnoy, B.S. and Chenevert, M.E. SPE/IADC 16052. 1987.
- [37] "Mathematical concept stress cloud – can predict borehole failure". Bradley, WB. Oil & Gas J., Vol.77, No.8. Feb., pp-92-102. 1979.
- [38] "A technique for determining the complete state of stress in rock using a single borehole". Leeman, E.R and Hayes, D.J.A. Proc. 1st Int. Cong.. on Rock Mechanics. Lisbon.1966.
- [39] "Mechanics of hydraulic Fracturing". Hubbert, M.K. and Willis, D.G. Trans. AIME, Vol 210, pp-153-166. 1957.
- [40] "Fracture gradient prediction and its application in oil field operations". Eaton, B. A. Journal of Petroleum. 1969. Technology, Volume 21, 1353-1360.
- [41] "Prediction of fracture pressures in wildcat wells". D. Daines, S. R. (1982). Journal of Petroleum Technology, Volume 34, 4, 863-872.
- [42] "Theory of Elasticity". Timoshenko, S.P. and Goodier, J.N. (1970). McGraw Hill.
- [43] "Some examples of elastic theory. Analytical and Computational Methods in Engineering Rock Mechanics". Bray, J.W. (1987). pp.32-94. E.T.Brown (Ed), Allen & Unwin, London.