



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**Manejo de los escenarios de  
pérdida de circulación, parcial o  
total, en la región marina Noreste y  
Suroeste del Golfo de México**

**TESIS**

Que para obtener el título de

**Ingeniero Petrolero**

**P R E S E N T A**

Héctor García Cruz

**DIRECTOR DE TESIS**

Ing. Daniel Marure Valdéz



FI-DICT  
Coordinación de la Carrera  
de Ingeniería Petrolera  
M.I. Berenice Anell Martínez Cabañas  
coordinacionpetrolera@gmail.com

**Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2021**



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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



## **Agradecimientos**

A mi madre, padre y hermanos, a quienes les debo todo el esfuerzo, el cariño, las enseñanzas y los recuerdos que me han permitido completar este viaje. Sin su amor, nada hubiera sido posible. Las palabras no son suficientes para agradecer todo lo que han hecho por mí. Son y seguirán siendo parte fundamental de mi vida. Sé que a dónde quiera que vaya, ahí estarán conmigo, así como lo han hecho desde el inicio. ¡Gracias por tanto!

A mis mejores amigos, Berenice, Sofía, Juan, Ulises y Uriel. Ustedes son mi otra familia, a quienes nunca dejaré de agradecer su amistad a lo largo de estos años, y la cual espero que nunca se termine. Estuvimos en nuestros mejores y peores momentos, compartiendo la felicidad y la tristeza, pero siempre uno al lado del otro, sabiendo que tarde o temprano, todos lo íbamos a lograr.

A la UNAM, por darme cobijo en sus aulas durante mi estadía en la Facultad de Ingeniería. A los docentes que tuve a lo largo de la carrera, y que más allá del conocimiento técnico, me brindaron experiencias que me han ayudado a ser mejor persona. Gracias por el esfuerzo y la dedicación que ponen en compartir lo que saben.

A mis sinodales, especialmente al Ing. Daniel Marure Valdéz, quien ha sido mi guía durante la elaboración de este trabajo y a quien le debo el poder concluir el mismo, así como las oportunidades que me brindó mientras fui su alumno.

Finalmente, a Alexandra Elbakyan y a cada una de las personas maravillosas que conocí durante mi estadía en la Facultad. Me quedo con cada una de las palabras de aliento, los recuerdos y los consejos que me brindaron. Gracias, totales.

## **Introducción**

La región marina noreste y la región marina suroeste se encuentran ubicadas en el Golfo de México, frente a las costas de Tabasco, Campeche, Yucatán, Quintana Roo y una porción de las pertenecientes a Veracruz; ocupando un área de 189,056 y 324,148 kilómetros, respectivamente. Estas dos regiones albergan los activos de producción de Cantarell, Ku – Maloob – Zaap, Abkatún – Pol – Chuc y el del Litoral de Tabasco; los cuales, de acuerdo con datos del Sistema de Información Energética de la SENER a septiembre de 2021, aportan aproximadamente un 80% de la producción de hidrocarburos en el país, convirtiéndolos en objetivos estratégicos para la industria petrolera.

Estos activos se encuentran alojados en las Cuencas del Sureste, la Plataforma de Yucatán y una fracción de la cuenca de Veracruz, las cuales cuentan con estructuras geológicas complejas generadas por los diversos procesos geológicos que se han suscitado en la región. Los depósitos de sedimentos se dividen claramente entre los clásticos, encontrados desde el Paleoceno hasta el Plioceno, y los carbonatados, que se encuentran desde el Jurásico medio hasta el Cretácico superior.

Las rocas carbonatadas son el objetivo principal de la exploración petrolera en la región debido a la alta permeabilidad secundaria con la que cuenta, generada de manera natural por las fracturas que poseen las rocas. Esta característica permite el almacenamiento de grandes volúmenes de hidrocarburos y que su explotación sea económicamente viable, aunque la permeabilidad de la roca sea baja.

Aunque esta característica es importante para que los yacimientos presentes en la región sean comercialmente explotables, también genera un problema adicional para las operaciones de perforación: la pérdida de circulación. A grandes rasgos, esta ocurre cuando una parte o todo el fluido de perforación, se pierde dentro de la formación y no retorna a superficie, lo cual puede ocasionar el descontrol del pozo y la pérdida de este en los casos más graves.

La pérdida de circulación es un problema al que se enfrenta la mayor parte de los pozos que se perforan en el mundo de manera convencional. Junto con los problemas de estabilidad, como el colapso de este y el desprendimiento de arcillas, representa un 44% del tiempo no productivo de las operaciones en el Golfo de México (Cook et al., 2012), y a nivel mundial se estima que le cuesta a la industria petrolera entre dos mil y cuatro mil millones de dólares anuales (Cook et al., 2011).

Este problema es recurrente en la región marina por las ya mencionadas rocas carbonatadas fracturadas, además de los sedimentos clásticos que se encuentran poco consolidados en la zona. Los eventos pueden escalar rápidamente hasta convertirse en escenarios de pérdida total de circulación, pudiendo generar problemas mayores como la invasión de fluidos o la pérdida del pozo, por lo cual es un problema que se debe entender a fondo para poder plantear estrategias para prevenirlo o solucionarlo.

El presente trabajo tiene como objetivo explicar las causas generales que ocasionan los escenarios de pérdida de circulación, desde el punto de vista de la geomecánica de las rocas; comprender el problema que existe en la región marina noreste y suroeste del Golfo de México al estudiar, de manera particular, la geología de la zona y los procesos que dieron origen a las rocas de interés; y finalmente, fungir como una referencia futura de estrategias y métodos que pueden ser utilizados para prevenir estos escenarios, en la medida de lo posible, o remediar aquellas zonas en las que se ha presentado este problema.

La metodología para manejar estos escenarios sigue un doble enfoque, descrito por Cook et al. (2012): La prevención y la remediación; por esta razón, los métodos recopilados atienden las causas descritas en el Capítulo 3 y siguen el programa planteado por Cook: la prevención, de la mano del diseño del fluido de perforación, el fortalecimiento del pozo y la implementación de mejores prácticas de perforación; y la remediación, con la estrategia principal del uso de materiales de pérdida de circulación (LCM por sus siglas en Inglés) y las cementaciones.

# Índice

<b>Agradecimientos</b> .....	<b>I</b>
<b>Introducción</b> .....	<b>II</b>
<b>Índice de Figuras</b> .....	<b>VI</b>
<b>Índice de Tablas</b> .....	<b>VIII</b>
<b>Capítulo 1. Conceptos generales</b> .....	<b>1</b>
1.1 Porosidad.....	1
1.2 Permeabilidad .....	2
1.3 Densidad.....	3
1.4 Presión de poro.....	3
1.5 Esfuerzo de sobrecarga.....	4
1.6 Presión de fractura.....	5
1.7 Ventana operativa.....	6
1.8 Fluido de perforación .....	8
<b>Capítulo 2. Geomecánica de las rocas</b> .....	<b>12</b>
2.1 Esfuerzo.....	12
2.2 Deformación.....	13
2.3 Teoría de la elasticidad.....	14
2.3.1 Ley de Hooke.....	14
2.3.2 Módulo de Young.....	15
2.3.4 Módulo de corte .....	16
2.3.5 Módulo de compresibilidad .....	17
2.3.6 Módulo de Lamé .....	18
2.3.7 Constante de Biot .....	19
2.4 Teoría de la inelasticidad .....	19
2.5 Esfuerzos “ <i>in situ</i> ” .....	21
2.5.1 Estimación de los esfuerzos “ <i>in situ</i> ” .....	22
2.6 Esfuerzos alrededor del pozo .....	24
2.7 Resistencia y falla de la roca .....	25
2.7.1 Falla por tensión .....	26
2.7.2 Falla por compresión .....	27
2.7.3 Falla por cizalla .....	28

<b>Capítulo 3. Pérdida de circulación en la región marina noreste y suroeste del Golfo de México.....</b>	<b>31</b>
3.1 Definición .....	31
3.2 Causas de la pérdida de circulación .....	32
3.2.1 Geología regional.....	33
3.2.2 Identificación de zonas con potencial de pérdida de circulación .....	37
3.3 Escenarios de pérdida de circulación .....	39
3.4 Pérdida total de circulación.....	40
3.4.1 Problemas asociados a los escenarios de pérdida total de circulación.....	41
<b>Capítulo 4. Métodos de prevención y remediación de escenarios de pérdida de circulación .....</b>	<b>43</b>
4.1 Programa para el manejo de los escenarios de pérdida de circulación .....	43
4.2 Medidas preventivas generales .....	44
4.2.1 Control de las presiones de fondo .....	45
4.2.2 Asentamiento de tuberías de revestimiento intermedias .....	46
4.3 Mejores prácticas de perforación.....	47
4.3.1 Perforación bajo balance .....	47
4.3.2 Perforación con Liner.....	58
4.3.3 Teoría del fortalecimiento de pozo.....	62
4.4 Métodos correctivos.....	71
4.4.1 Diagnóstico del evento.....	71
4.4.2 Técnica de sacar la tubería y esperar.....	74
4.4.3 Aplicación de materiales de pérdida de circulación (LCM).....	74
4.4.4 Cementaciones .....	85
<b>Conclusiones y recomendaciones .....</b>	<b>93</b>
<b>Bibliografía.....</b>	<b>97</b>



## Índice de Figuras

<b>Figura 1.</b> Experimento de Darcy (Sánchez F., 2008) .....	2
<b>Figura 2.</b> Ejemplo de ventana operativa con elementos básicos .....	7
<b>Figura 3.</b> Esfuerzo vertical.....	13
<b>Figura 4.</b> Esfuerzo vs Deformación .....	14
<b>Figura 5.</b> Deformación de un resorte explicable a través de la Ley de Hooke (modificado de Wikipedia, 2008) .....	15
<b>Figura 6.</b> Relación de Poisson (González A., 2018).....	16
<b>Figura 7.</b> Deformación debida a esfuerzos cortantes.....	17
<b>Figura 8.</b> Módulo de compresibilidad (GeoSci Developers, 2017) .....	18
<b>Figura 9.</b> Comportamiento elasto - plástico.....	20
<b>Figura 10.</b> Distribución de los esfuerzos alrededor del pozo.....	24
<b>Figura 11.</b> Falla por tensión.....	26
<b>Figura 12.</b> Falla por compresión.....	28
<b>Figura 13.</b> Fuerzas de fricción existentes entre las partículas de arenas empacadas sin cementar .....	29
<b>Figura 14.</b> Falla por cizalla .....	29
<b>Figura 15.</b> Resistencia a la fricción de sedimentos sin cementar de Espinoza D. (2020) .....	30
<b>Figura 16.</b> Causas de la pérdida de circulación en los pozos .....	31
<b>Figura 17.</b> Ubicación de la Región Marina Noreste (Obtenido del ESTATUTO Orgánico de Pemex-Exploración y Producción, DOF 28/03/2013).....	32
<b>Figura 18.</b> Ubicación de la Región Marina Suroeste (Obtenido del ESTATUTO Orgánico de Pemex-Exploración y Producción, DOF 28/03/2013).....	33
<b>Figura 19.</b> Columna estratigráfica, litoestratigrafía, cronología y horizontes productores de la región marina suroeste (Ángeles Aquino. F. J., 2004) .....	34
<b>Figura 20.</b> En un escenario de pérdida total de circulación, el fluido se estabilizará a la profundidad dónde la presión de la columna de este sea igual a la presión de poro de la formación.....	40

<b>Figura 21.</b> Programa para el manejo de los escenarios de pérdida de circulación (modificado de Cook, J. et al., 2012) .....	43
<b>Figura 22.</b> Perforación bajo balance.....	48
<b>Figura 23.</b> Unidad acumuladora de presión (obtenido de Procedimiento Operativo estándar - Unidad Koomey (acumulador) cuando no esté en uso, Horizontal Well Drillers, 2012) .....	49
<b>Figura 24.</b> Separador trifásico y sus partes (modificado de Melgarejo, s.f.) .....	50
<b>Figura 25.</b> Unidad generadora de nitrógeno (CJSC GRASYS, 2015).....	51
<b>Figura 26.</b> Perforación con Liner (modificado de GEA GROUP, 2016).....	59
<b>Figura 27.</b> “Smear effect” (Aryanzadeh, A., 2017).....	59
<b>Figura 28.</b> Barrena convertible (Aguilera, L. et al., 2013).....	61
<b>Figura 29.</b> Sistema colgador del liner (modificado de Aguilera, L. et al., 2013) ....	62
<b>Figura 30.</b> Corte transversal de un pozo cuando se aplica el modelo de resistencia a la propagación de la fractura.....	65
<b>Figura 31.</b> Corte transversal de un pozo cuando se aplica el modelo de la jaula de esfuerzos.....	67
<b>Figura 32.</b> Corte transversal de un pozo cuando se aplica el modelo de esfuerzo de cierre de la fractura .....	68
<b>Figura 33.</b> Sistema de recuperación de tamaño de partículas administrado (MPSRS) para el tratamiento del fluido de perforación (Modificado de Cook, J. et al., 2012) .....	70
<b>Figura 34.</b> Ejemplos de LCM: 1 – Grafito, 2 – Cascarás de nuez, 3 – Mica, 4 – Celofán, 5 – Carbonato de calcio (modificado de Alsaba, M. et al., 2014) .....	78
<b>Figura 35.</b> Ejemplo del diseño de una cementación por el método de la columna balanceada.....	87
<b>Figura 36.</b> Estado mecánico para el diseño de una cementación por el método de la columna balanceada a través de una operación de TxC .....	91

## Índice de Tablas

<b>Tabla 1.</b> <i>Métodos comunes para estimar los principales esfuerzos “in situ”</i> .....	23
<b>Tabla 2.</b> <i>Clasificación de la pérdida de circulación (DSC, 2014)</i> .....	39
<b>Tabla 3.</b> <i>Clasificación de la pérdida de circulación (Aabas et al., 2004)</i> .....	39
<b>Tabla 4.</b> <i>Coeficientes empíricos de Beggs y Brill para colgamiento de líquido horizontal (Ettehad R. et al, 2013)</i> .....	54
<b>Tabla 5.</b> <i>Coeficientes empíricos para el factor C de Beggs y Brill (Ettehad, R. et al., 2013)</i> .....	55
<b>Tabla 6.</b> <i>Diferencias entre las técnicas de fortalecimiento de pozo (Cook, J. et al., 2012)</i> .....	64
<b>Tabla 7.</b> <i>Ejemplos de materiales de pérdida de circulación (adaptado de Alsaba, M. et al., 2014)</i> .....	77
<b>Tabla 8.</b> <i>Prevención de pérdida por filtración tratando el sistema entero (LOST CIRCULATION GUIDE, 2014)</i> .....	79
<b>Tabla 9.</b> <i>Tratamiento del sistema entero por pérdidas moderadas parciales (LOST CIRCULATION GUIDE, 2014)</i> .....	79
<b>Tabla 10.</b> <i>Tratamiento de remediación para pérdidas por filtración utilizando píldoras de LCM (LOST CIRCULATION GUIDE, 2014)</i> .....	82

## Capítulo 1. Conceptos generales

### 1.1 Porosidad

La porosidad de una roca o formación se define como la relación que existe entre el espacio vacío disponible para el almacenamiento de fluidos y el volumen total de la roca. La porosidad se divide en total y efectiva, siendo la primera el volumen de espacio vacío total que existe en la roca, y la segunda el volumen de poros interconectados que existe en la roca. Generalmente se designa con la letra griega  $\emptyset$  (phi) y sus unidades son en porcentaje (%).

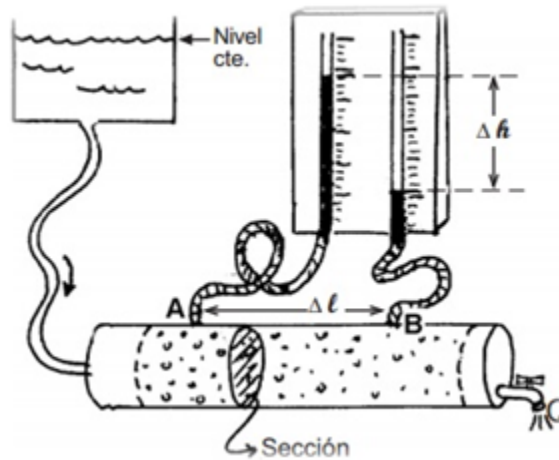
$$\emptyset = \frac{V_p}{V_T} \quad (1)$$

La porosidad se puede clasificar en primaria y secundaria de acuerdo a su origen, la porosidad primaria es aquella que se forma en el momento en que se depositan los sedimentos y la porosidad secundaria es aquella porosidad que se obtiene como resultado de procesos posteriores a la compactación y cementación de la roca.

La porosidad varía con respecto a la composición de las partículas que componen a una roca. En rocas sedimentarias la porosidad aumenta cuando el tamaño de los clastos es de menor tamaño y disminuye cuando el tamaño de estos es mayor debido a que puede existir una matriz compuesta de granos más pequeños que llenan el espacio vacío existente en la roca. Para el caso de rocas sedimentarias de origen químico la porosidad puede incrementarse debido a la presencia de fracturas y cavernas resultado de la disolución de algunos minerales.

## 1.2 Permeabilidad

La permeabilidad se define como la propiedad poseen los materiales u objetos de permitir el paso de fluidos a través de ellos. En geología la permeabilidad es la capacidad de las rocas de permitir el flujo de fluidos a través de sus poros interconectados.



**Figura 1.** Experimento de Darcy (Sánchez F., 2008)

La permeabilidad se puede conocer al hacer fluir un fluido homogéneo a través de una roca. De acuerdo a la Ley de Darcy (1856), la permeabilidad de una roca se puede calcular de la siguiente manera:

$$k = \frac{q\mu \Delta L}{A \Delta P} \quad (2)$$

Dónde:

$k$  = la permeabilidad (mD),

$q$  = el gasto ( $\text{cm}^3/\text{s}$ )

$\mu$  = la viscosidad del fluido (cp)

$A$  = el área de sección transversal de la muestra ( $\text{cm}^2$ )

$\frac{\Delta L}{\Delta P}$  = el gradiente hidráulico (cm/atm)

Esta ley es válida cuando se usa un fluido homogéneo y se trabaja con un medio saturado, homogéneo e isótropo, despreciando las fuerzas inerciales y cuando se habla de un flujo de tipo laminar, sin embargo, se ha hecho extenso su uso en la industria petrolera bajo ciertas consideraciones para poder entender el flujo de fluidos en los yacimientos.

La permeabilidad se puede clasificar en intrínseca, efectiva y relativa:

- a) Permeabilidad intrínseca: Es una medida de la capacidad de un medio poroso de permitir el flujo de fluidos, sin importar de cuál se trate, a través de él, obtenida a través de la Ley de Darcy.
- b) Permeabilidad efectiva: Es una medida de la capacidad de un medio poroso de permitir el flujo de un fluido a través de él cuando existe la presencia de dos o más fluidos que saturan el medio. Es menor que la permeabilidad intrínseca y varía con respecto a la saturación de los fluidos.
- c) Permeabilidad relativa: Se define como la relación existente entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad intrínseca y puede tomar un valor entre 0 y 1.

### **1.3 Densidad**

La densidad se define como la cantidad de materia por unidad de volumen y es una propiedad única de cada sustancia. En el sistema internacional las unidades de la densidad son kilogramo sobre metro cúbico ( $\text{kg/m}^3$ ). Las unidades de densidad utilizadas generalmente en la industria petrolera son gramos entre centímetro cúbico ( $\text{gr/cm}^3$ ), libras entre galón ( $\text{lb/gal}$ ) o libras entre pie cúbico ( $\text{lb/ft}^3$ ).

### **1.4 Presión de poro**

La presión de poro se puede entender como la presión a la que están sometidos los fluidos que se encuentran dentro de los poros de las rocas. La presión de poro es generada a partir de los mismos procesos que dan paso a la formación de rocas sedimentarias y se puede clasificar, de acuerdo a su origen, en normal y anormal. Se dice que una presión de poro es normal si su valor es

aproximadamente igual al generado por una columna hidrostática de la misma altura que la profundidad estudiada.

Si el fluido es agua dulce, la presión de poro se puede calcular como:

$$Pp = 0.433h \left[ \frac{Psi}{ft} \right] \quad (3)$$

Por otra parte, de ser agua salada se puede usar la siguiente ecuación:

$$Pp = 0.455h \left[ \frac{Psi}{ft} \right] \quad (4)$$

Las presiones de poro anormales se pueden sub clasificar de dos maneras:

- a) Presión anormalmente alta (conocida simplemente como presión anormal), que se origina cuando la presión de poro es mayor a la presión teórica generada por una columna hidrostática de la misma altura que la profundidad estudiada.
- b) Presión anormalmente baja (o subnormal), que se origina cuando la presión de poro es menor a la presión teórica generada por una columna hidrostática de la misma altura que la profundidad estudiada.

Las presiones anormales están presentes en al menos una porción de todas las formaciones del mundo y se han identificado diversos mecanismos que las pueden generar como los efectos de compactación, efectos diagenéticos, efectos de densidad diferencial, y efectos de la migración de fluidos (Bourgoyne et al. 1984).

### **1.5 Esfuerzo de sobrecarga**

El esfuerzo de sobrecarga se puede definir como el peso de la columna de roca más el peso los fluidos que soporta una formación a una determinada profundidad.

El esfuerzo de sobrecarga se puede calcular de la siguiente manera:

$$\sigma_v = \int_0^d \rho_b(h)g dh \quad (5)$$

Donde  $\rho_b$  es la densidad aparente de la formación,  $g$  es la constante gravitacional,  $(h)$  es el espesor vertical de la formación y  $d$  es la profundidad vertical de la formación.

La densidad aparente de la formación es una combinación de la densidad del fluido en los poros  $\rho_F$ , la densidad de la matriz de la roca  $\rho_R$  y la porosidad de la roca  $\emptyset$ . Esta densidad se puede calcular con la siguiente ecuación:

$$\rho_b = \rho_R(1 - \emptyset) + \rho_F\emptyset \quad (6)$$

La presión de sobrecarga tiende a incrementar con respecto a la profundidad sin embargo no lo hace de forma lineal ya que este crecimiento depende de la porosidad de las formaciones, la densidad de los fluidos presentes en las rocas, la densidad de los granos y la profundidad.

### 1.6 Presión de fractura

El fracturamiento corresponde a una pérdida de la continuidad entre dos partes del cuerpo rocoso. Además implica la generación de una grieta y su propagación hasta que se presente la falla general o que se alcance un nuevo estado de equilibrio (Aubinet G. y Arias A. 1991). De acuerdo con esto, la presión de fractura se puede definir como la presión necesaria para generar una grieta en una roca.

Para poder romper una roca es necesario vencer los esfuerzos de sobrecarga de la roca y la presión de poro de la misma. La resistencia de una roca está estrictamente ligada a la cohesión de la misma y a los esfuerzos a los que se encuentra sometida, y estos a su vez, están relacionados totalmente al proceso de generación de la roca y su evolución en el tiempo.

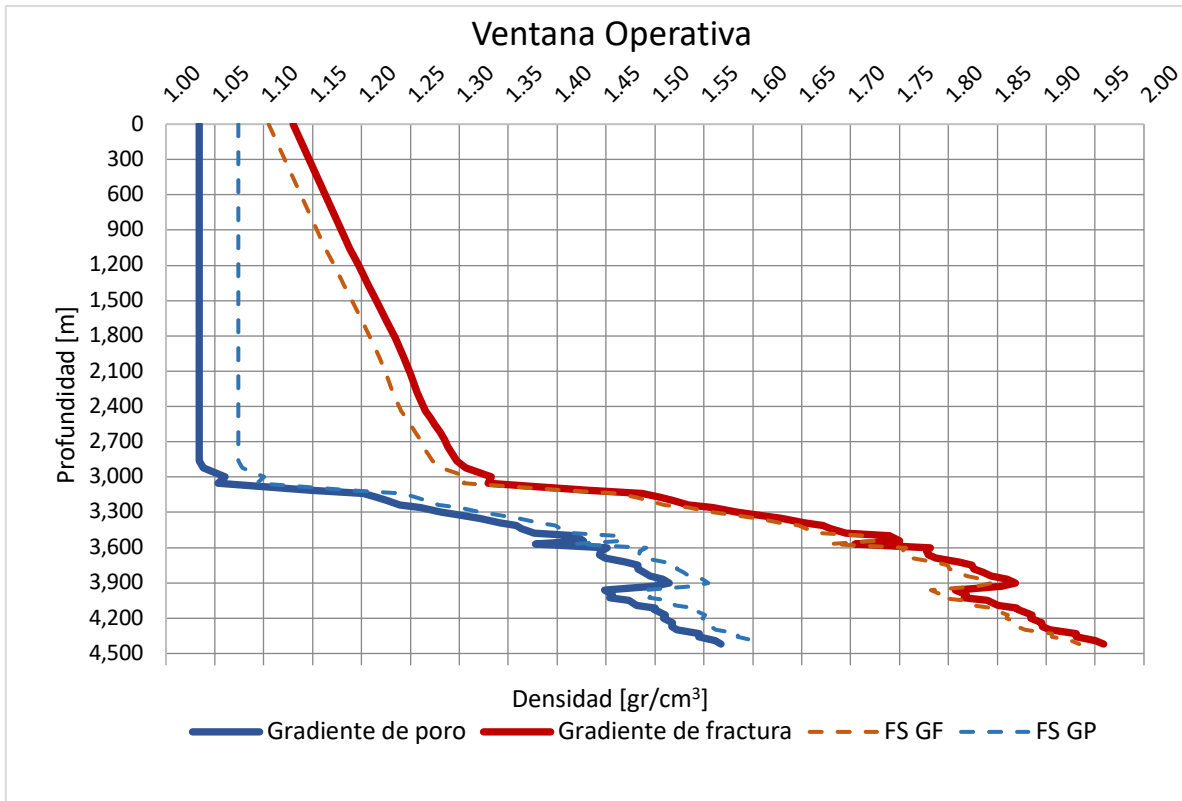


### **1.7 Ventana operativa**

La ventana operativa es un elemento gráfico que se construye a partir de registros de pozo o pruebas de laboratorio a núcleos, cuya finalidad es definir los límites operativos bajo los cuales es seguro realizar las operaciones necesarias para perforar un pozo desde la superficie hasta el objetivo geológico designado. Los límites dentro de una ventana operativa están definidos por los gradientes de poro y fractura, siendo el primero el límite inferior y el segundo el límite superior, asimismo se utiliza el gradiente de sobrecarga por si este esfuerzo pudiese ser menor en alguna zona que la presión de fractura.

Los límites inferior y superior de la ventana operativa se afectan por factores de seguridad con el fin de trabajar con mayor certidumbre en las operaciones que requieran cambios bruscos de presión en el pozo y con el fin de no afectar la integridad del mismo a la hora de llevarlas a cabo.

El diseño de un pozo petrolero comienza con la ventana operativa, así que es de suma importancia que los límites se encuentren bien definidos ya que a partir de estos se seleccionaran los equipos, materiales y herramientas requeridos para su perforación.



**Figura 2.** Ejemplo de ventana operativa con elementos básicos

### **1.8 Fluido de perforación**

En términos generales un fluido de perforación es una mezcla compuesta por una fase continua y una fase dispersa que se bombea dentro del pozo durante la perforación. Por lo general la fase continua es un líquido, como el agua o el aceite, y la fase dispersa es un sólido, como lo son ciertos tipos de arcillas y aditivos. Estos fluidos son bombeados a través de la tubería de perforación hasta el fondo del pozo y retornan a superficie a través del espacio anular conformado por el exterior de la tubería de perforación y el agujero perforado.

Los fluidos de perforación cumplen un rol fundamental en la perforación de pozos ya que cumplen con las siguientes funciones:

- a) Proveen de estabilidad al pozo perforado evitando que las formaciones atravesadas se desmoronen y el pozo se cierre a través del enjarre
- b) Permiten la remoción los recortes generados por la barrena
- c) Lubrican y enfrían a la barrena
- d) Permiten la toma de registros geofísicos de pozo
- e) Generan la presión necesaria para evitar la entrada de los fluidos de las formaciones al pozo
- f) Mantienen en suspensión los recortes generados en caso de que exista un paro en las operaciones
- g) Generan una fuerza que permite la flotación de la sarta de perforación reduciendo el peso de la misma
- h) Proveen la energía necesaria a los motores de fondo para su funcionamiento
- i) Minimizan los daños a la formación
- j) Minimizan la corrosión de la sarta de perforación, las tuberías de revestimientos y los equipos para operaciones especiales

Los fluidos de perforación son diseñados para cada pozo tomando en cuenta que estos deben de cubrir ciertas características necesarias para poder garantizar que las funciones mencionadas anteriormente se cumplan de manera total bajo las condiciones de presión y temperatura que se encuentran en el pozo. Dentro de las características más importantes de un fluido de perforación están:

- a) Densidad: está definida como la cantidad de materia por unidad de volumen que ocupa una sustancia. Para un fluido de perforación la densidad depende de la cantidad de sólidos y líquidos que posea y se considera constante mientras se encuentra en circulación en el pozo.
- b) Viscosidad: es la oposición interna que presenta una sustancia a fluir o desplazarse. En el caso de los lodos de perforación se necesitan de más términos de viscosidad para poder definirlos ya que su comportamiento no es de acuerdo a la Ley de Newton de viscosidades, sino que estos se comportan de manera no lineal con respecto al esfuerzo cortante. La viscosidad de estos fluidos debe ser tal que pueda proveer de una buena potencia hidráulica a la barrena y que permita la suspensión de los recortes por medio de su gelatinosidad para su posterior desprendimiento y separación en superficie.
- c) Viscosidad plástica: es generada por la fricción mecánica de los componentes del fluido, entre los sólidos y los líquidos y el esfuerzo cortante aplicado al fluido. Al aumentar la cantidad de sólidos en el fluido la viscosidad plástica aumentará.
- d) Viscosidad aparente: se define como la medición en centipoises que un fluido Newtoniano debe tener en un viscosímetro rotacional a una velocidad de corte previamente establecida, con los efectos simultáneos de todas las propiedades de flujo.
- e) Enjarre: es una pequeña capa de sólidos que se desprende del fluido de perforación y se deposita en las paredes del pozo una vez que comienza el proceso de pérdida de agua del fluido.

- f) Gelatinización: esta propiedad es una medida directa de la consistencia que puede adquirir un fluido y muestra la fuerza de floculación del lodo cuando se encuentra en reposo. Debe ser la adecuada para permitir que los recortes permanezcan en suspensión en el pozo, para permitir el correcto funcionamiento de los equipos de bombeo, para conservar una velocidad de circulación adecuada durante el bombeo, para minimizar los efectos de pistoneo y suaveo durante los viajes de la sarta y permitir la separación de los gases y sólidos en superficie.
- g) Filtrado API: es la propiedad que rige el volumen de pérdida de agua hacia la formación que se genera cuando el fluido está estático o en movimiento en el pozo. El volumen de filtrado debe ser lo suficientemente bajo para que no exista riesgo de inestabilidad en el pozo y lo necesario para que se pueda formar y mantener el enjarre en las paredes del pozo. Esta propiedad depende, entre otras cosas, de la temperatura del pozo, del tamaño de las partículas que existen en el fluido y de presión de la formación.

La clasificación de fluidos de perforación es amplia debido a que están diseñados particularmente para cubrir las necesidades de cada pozo, sin embargo, una de las formas más comunes de agrupar estos fluidos es la siguiente:

- a) Fluidos base agua: estos fluidos se caracterizan por el hecho de que la fase continua está conformada por agua (ya sea dulce o salada), y la fase dispersa la componen los materiales que integran al fluido de perforación (en general, arcillas y aditivos). En caso de ser necesario los fluidos base agua pueden combinarse con fluidos aceitosos para generar emulsiones.
- b) Fluidos base aceite: este tipo de fluidos se caracteriza por que la fase continua es un aceite, el cual generalmente es diésel, cuya viscosidad es mucho mayor que la de fluidos base agua, pero menor a la que se presenta en emulsiones. Los fluidos base aceite pueden contener los mismos aditivos que los formulados base agua, sin embargo, las propiedades que adquieran pueden ser distintas. Se presentan en general dos tipos de fluidos base aceite,

aquellos cuyo contenido de agua es menor al 5% (fluidos base aceite) y los que cuentan con un contenido mayor al 5% de agua (emulsiones inversas).

- c) Fluidos aireados: la característica principal que define a los fluidos aireados es la baja densidad que pueden adquirir, la cual le proporciona mayores velocidades de penetración a comparación de los demás. La pérdida de circulación se suele evitar con el uso de estos fluidos debido a esa baja densidad.

Un mal diseño de un fluido de perforación puede generar el retraso de las operaciones y elevar los costos de la misma. Además, se pueden generar problemas como atrapamiento de sarta, una mala remoción de los recortes de perforación, pobre control sobre los fluidos de las formaciones, pérdida de circulación e incluso más graves, como brotes de fluidos desde la formación o la pérdida total del pozo.

### 1.9 Densidad equivalente de circulación (DEC)

La densidad equivalente de circulación se define como la densidad efectiva que ejerce el fluido de perforación contra la formación cuando este se encuentra en movimiento dentro del pozo.

La densidad equivalente de circulación (ECD, por sus siglas en inglés) toma en cuenta la pérdida de presión que existe en el espacio anular, causada por la inercia de la columna de fluido, y la fricción del lodo contra las paredes del pozo.

La ECD se puede calcular de la siguiente manera:

$$ECD = \frac{\Delta P}{0.052 * TVD} + \rho_l \quad (7)$$

Dónde:

$\Delta P$  = la caída de presión en el espacio anular (lb/pg<sup>2</sup>)

$TVD$  = la profundidad vertical verdadera (pie)

$\rho_l$  = la densidad del fluido de perforación (lb/gal)

## Capítulo 2. Geomecánica de las rocas

La pérdida de circulación es un fenómeno que puede ocurrir en cualquier formación, siempre y cuando se den las condiciones apropiadas para ello, mismas que se buscan evitar en la medida de lo posible.

Que una roca sedimentaria pueda permitir que el fluido se filtre en ella y termine por perderse bajo superficie depende de sus características y de las operaciones de perforación. Las propiedades de la roca que rigen los escenarios de pérdida de circulación están estrictamente ligadas al proceso de su formación y debido a que los cuerpos rocosos no son homogéneos las propiedades de la roca presentan una alta heterogeneidad y anisotropía, causando que los eventos de pérdida de circulación sean difíciles de predecir.

### 2.1 Esfuerzo

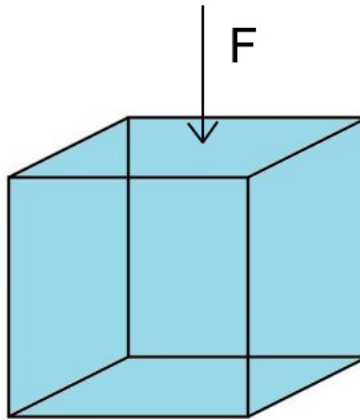
El esfuerzo se define como una fuerza promedio actuando sobre un área. Esta puede ser una superficie o un plano imaginario contenido dentro de un material. Un esfuerzo entonces se puede calcular al dividir la magnitud de una fuerza entre un área.

$$\sigma = \frac{F}{A} \quad (8)$$

Generalmente se denotan los esfuerzos con la letra griega  $\sigma$  (sigma) y sus unidades en el S.I. son los pascuales (Pa). En campo se suelen utilizar sus equivalentes, libras por pulgada cuadrada (lb/pg<sup>2</sup>) o en unidades de densidad/gradiente como lo son libras por galón (lb/gal), gramos por centímetro cúbico (gr/cm<sup>3</sup>) y kilogramo por metro cúbico (kg/m<sup>3</sup>).

De acuerdo con la dirección en la que sean aplicados sobre un cuerpo, estos se pueden dividir en:

- a) Esfuerzo compresivo
- b) Esfuerzo de tensión
- c) Esfuerzo cortante



*Figura 3. Esfuerzo vertical*

## 2.2 Deformación

Cuando una fuerza es aplicada sobre un cuerpo este tenderá a compensar dicho esfuerzo, ya sea desplazándose o deformándose. La deformación está definida por el cambio de dimensión del cuerpo entre la dimensión original del mismo.

$$\varepsilon_x = \frac{\Delta l}{l_0} \quad (9)$$

Los materiales pueden responder de diversas formas a los esfuerzos por lo cual se han descrito tres tipos de comportamientos relacionados con la deformación:

- a) Materiales rígidos: No se deforman cuando se aplica sobre ellos un esfuerzo.
- b) Materiales elásticos: Regresan a su forma original una vez que se deja de aplicar un esfuerzo que los deforme sobre ellos.
- c) Materiales plásticos: Estos materiales quedan deformados permanentemente una vez que la fuerza que los deforma deja de ser aplicada.



### 2.3 Teoría de la elasticidad

La deformación es el resultado de aplicar una fuerza sobre un material. Se dice que un material es elástico si al aplicarse un esfuerzo sobre él y sufrir una deformación, este puede volver a sus dimensiones originales una vez que el esfuerzo deja de ser aplicado. La teoría de la elasticidad es útil para predecir este tipo de comportamientos ya que propone modelos lineales para relacionar al esfuerzo con la deformación.



*Figura 4. Esfuerzo vs Deformación*

#### 2.3.1 Ley de Hooke

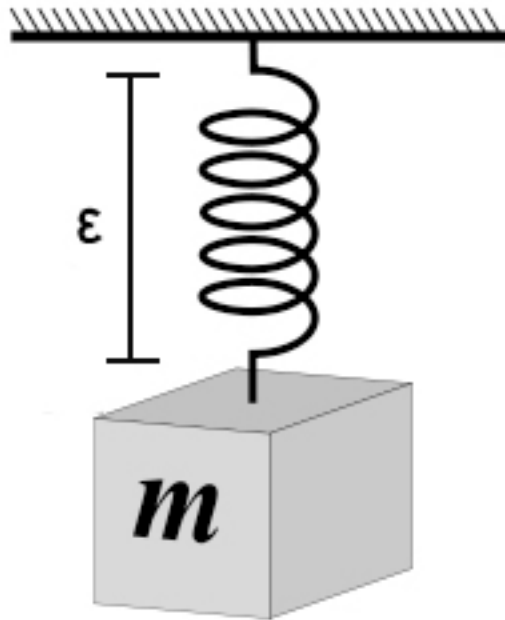
La Ley de Hooke es una relación lineal que describe el comportamiento de deformación que sufren los materiales al experimentar una fuerza. Se trata de una ley que describe el comportamiento elástico de los materiales antes de que la fuerza aplicada sea de tal magnitud que se sobrepase la resistencia del material y cause una falla en la integridad de este.

$$\sigma = \varepsilon E \quad (10)$$

Dónde:

$$\sigma = \frac{F}{A} \quad (11)$$

La variable  $E$  denota a la constante elástica que depende de la rigidez de material, también conocida como módulo de Young.



**Figura 5.** Deformación de un resorte explicable a través de la Ley de Hooke (modificado de Wikipedia, 2008)

El ejemplo más común para explicar la Ley de Hooke es el de un resorte del cual cuelga un objeto de masa  $m$ . El resorte, al ser un elemento elástico, opone una resistencia al peso del objeto, deformándose, hasta encontrar un equilibrio de fuerzas.

### 2.3.2 Módulo de Young

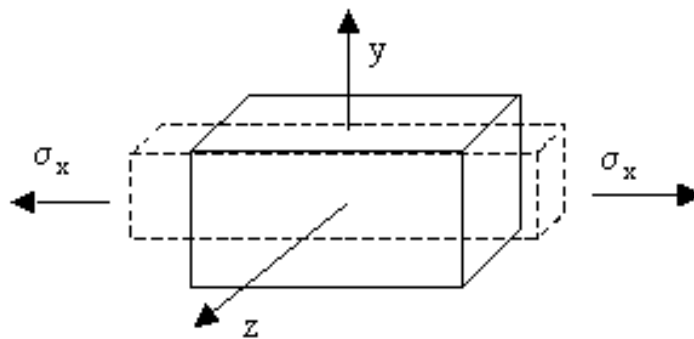
El módulo de Young es un parámetro elástico que se utiliza para medir la resistencia de un material al experimentar algún esfuerzo de tensión o compresión. El valor del módulo de Young se puede conocer al calcular la pendiente de la recta en la **Figura 4**.

$$E = \frac{\sigma_2 - \sigma_1}{\epsilon_2 - \epsilon_1} \quad (12)$$

### 2.3.3 Relación de Poisson

La relación de Poisson es una medida de la deformación horizontal sufrida por un material cuando a este está sometido a esfuerzos verticales, generalmente de compresión o tensión. Un valor pequeño de la relación de Poisson indicaría que muy poco del esfuerzo vertical tendría repercusiones horizontalmente, esto sucede en rocas frágiles. Por el contrario, un valor alto implicaría que los esfuerzos verticales tienen una gran repercusión de manera horizontal, lo cual se puede observar en rocas dúctiles. La relación de Poisson se puede calcular al conocer la deformación vertical y horizontal de un cuerpo.

$$v = \frac{\varepsilon_{hor}}{\varepsilon_{ver}} \quad (13)$$



**Figura 6.** Relación de Poisson (González A., 2018)

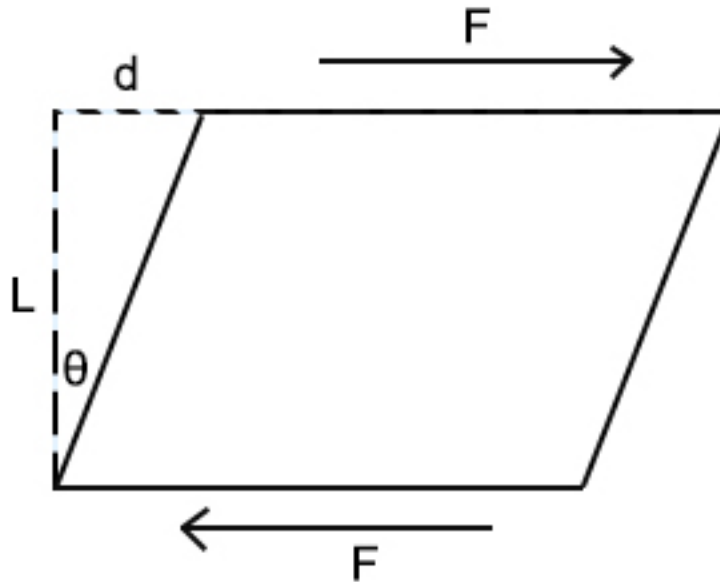
### 2.3.4 Módulo de corte

El módulo de corte o segundo parámetro de Lamé, es una constante elástica utilizada para medir la deformación tangencial que sufre un material elástico al ser expuesto a un esfuerzo cortante. El módulo de corte se puede calcular de la siguiente forma:

$$\mu = \frac{\sigma}{\theta} \quad (14)$$

De la **Figura 7** se puede observar que  $\sigma$  es un esfuerzo de corte y  $\theta$  es la deformación debida a este, la cual se puede calcular como:

$$\theta = \frac{d}{l} \quad (15)$$



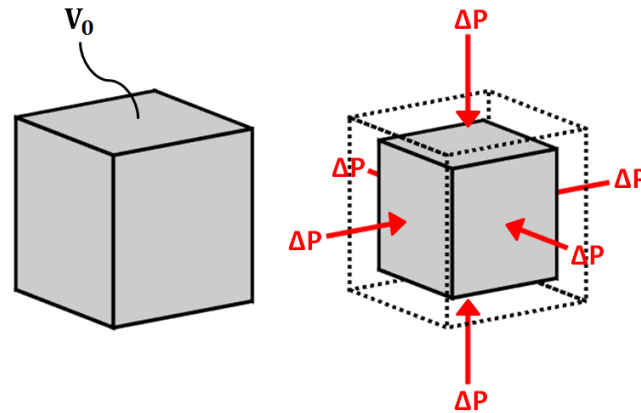
**Figura 7.** Deformación debida a esfuerzos cortantes

### 2.3.5 Módulo de compresibilidad

Suponiendo que existe un estado de esfuerzos debida a una compresión uniforme que actúa perpendicularmente a la superficie de la **Figura 8**, el módulo de compresibilidad,  $K$ , es una constante elástica definida por el cambio en la presión aplicada  $\partial P$ , dividido por la relación entre el cambio de volumen y el volumen original del cuerpo  $\partial V/V$ .

$$K = -V \left( \frac{\partial P}{\partial V} \right) \quad (16)$$

El módulo de compresibilidad es útil para conocer qué tan fácil es comprimir un material cuando se le aplican fuerzas de manera uniforme en todas sus caras o cuando está sometido a una presión.



**Figura 8.** Módulo de compresibilidad (GeoSci Developers, 2017)

### 2.3.6 Módulo de Lamé

El módulo de Lamé es una constante elástica sin significado físico, sin embargo, es utilizada para simplificar la matriz de rigidez de la Ley de Hooke. El módulo de Lamé está definido bajo la acción cargas triaxiales y es equivalente al módulo de Young bajo dichas condiciones.

Puede ser definido de forma matemática a partir del módulo de corte y el módulo de compresibilidad de la siguiente manera:

$$\lambda = K - \frac{2}{3}\mu \quad (17)$$

Donde  $\lambda$  es el módulo de Lamé,  $K$  es el módulo de compresibilidad y  $\mu$  es el módulo de corte.

Bajo condiciones de carga triaxial y deformación volumétrica puede ser definido como sigue:

$$\lambda = \frac{\frac{1}{3}(\sigma_x + \sigma_y + \sigma_z)}{\varepsilon_v} \quad (18)$$

Donde  $\sigma_x$ ,  $\sigma_y$  y  $\sigma_z$  son los esfuerzos actuando en las tres direcciones y  $\varepsilon_v$  es la deformación.

### 2.3.7 Constante de Biot

La constante de Biot es un parámetro que describe la relación que existe entre la consistencia de la matriz de la roca y la consistencia de la roca porosa. Generalmente a este parámetro se le asigna un valor unitario por simplicidad sin embargo se puede calcular de la siguiente manera:

$$\beta = 1 - \frac{k_b}{k_{ma}} \quad (19)$$

Dónde:

$k_b$  = el módulo de volumen de roca (lb/pg<sup>2</sup>)

$k_{ma}$  = el módulo de volumen de la matriz (lb/pg<sup>2</sup>)

### 2.4 Teoría de la inelasticidad

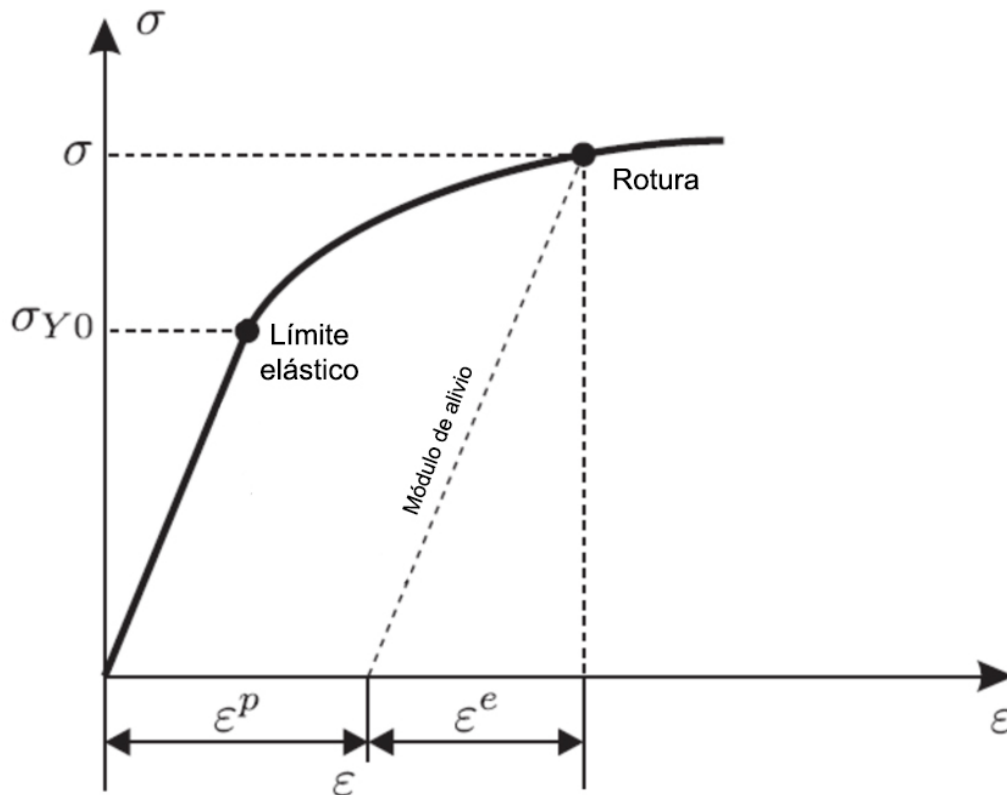
Las rocas están sujetas a muchos esfuerzos causados por la propia mecánica bajo la que funciona la corteza terrestre y por aquellos esfuerzos causados por la interacción del hombre. Aunque muchas veces se puede predecir el comportamiento de las rocas por medio de la Ley de Hooke, en ciertas ocasiones es necesario hacer uso de relaciones entre esfuerzo y deformación que no son lineales, esto se debe a que las rocas no son cuerpos homogéneos sino compuestos por diversos elementos con propiedades distintas entre sí.

Al estar sometidas a fuerzas externas, las rocas desarrollan comportamientos definidos por la teoría de la elasticidad y la teoría de la inelasticidad.

Como casi cualquier material, las rocas presentan un comportamiento elástico y uno inelástico, los cuales se encuentran separados por un límite. Los modelos que predicen el comportamiento inelástico de las rocas suelen ser simplificados al siguiente:

$$\sigma_x = (1 - \alpha)S_y + \alpha E \varepsilon_x \quad (20)$$

Donde  $S_y$  es el límite elástico,  $E$  es el módulo elástico, y  $\alpha$  es el factor de endurecimiento por deformación. Al graficar el esfuerzo y la deformación, calculada a partir de esta ecuación, se pueden identificar dos líneas de tendencias, la primera descrita por la Ley de Hooke y con pendiente  $E$ ; y la segunda, de comportamiento inelástico, con pendiente  $\alpha E$ . El comportamiento que describe la **Figura 9** es el de un material elasto-plástico, aunque es posible encontrar diversos tipos de comportamientos, este último es el que mejor se asemeja al comportamiento de una roca (Aadnøy et al. 2010).



**Figura 9.** Comportamiento elasto - plástico

El modelo elasto-plástico describe el comportamiento de una roca bajo la acción de cargas, sin embargo, para que este modelo este completo, es necesario considerar las deformaciones causadas por los cambios de temperatura experimentados por las rocas, además de la variación volumétrica que sufren los poros debido a la compresión, para lo cual es necesario el desarrollo de modelos termo – poro – elasto – plásticos para poder describir con mayor precisión dicho comportamiento.

### **2.5 Esfuerzos “*in situ*”**

Cuando una roca se encuentra en su estado original, es decir, antes de que su integridad mecánica se vea afectada por las operaciones de perforación, se encontrará sometida principalmente a esfuerzos compresivos, causados por el mismo proceso sedimentario. Esta condición de esfuerzos es conocida como estado de esfuerzos “*in situ*”.

En una roca, en cualquier punto de ella y a cualquier profundidad, estarán siempre presentes tres tipos de esfuerzos principales, propios de la roca, los cuales son perpendiculares entre sí. El primer esfuerzo es vertical,  $\sigma_v$ , causado por el peso de las rocas y fluidos suprayacentes, conocido normalmente como esfuerzo de sobrecarga. Además del esfuerzo vertical existirán dos esfuerzos horizontales, producidos por el efecto de la relación de Poisson que genera el esfuerzo de sobrecarga. Dichos esfuerzos son conocidos como el esfuerzo máximo horizontal,  $\sigma_H$ , y el esfuerzo mínimo horizontal,  $\sigma_h$ .

Al igual que la mayoría de propiedades de la roca, los esfuerzos “*in situ*” de las rocas no son constantes y varían debido a diversos factores como lo son la temperatura, la profundidad, la mineralogía de la roca, entre otros. Para un pozo completamente vertical el valor de los esfuerzos horizontales es el mismo, mientras que el valor del esfuerzo vertical es igual al valor del esfuerzo de sobrecarga.



### 2.5.1 Estimación de los esfuerzos “in situ”

Conocer el valor de los esfuerzos “in situ” es de gran importancia para evitar el fallo de las rocas a la hora de perforar un pozo. De los tres, el esfuerzo vertical es el más sencillo de estimar ya que en la mayoría de los casos corresponde con el valor del esfuerzo de sobrecarga, así que el valor de este se puede conocer a partir de la siguiente ecuación:

$$\sigma_v = \int_0^d \rho_b(h)gdh \quad (21)$$

Dónde:

$\rho_b$  = la densidad aparente de la formación

$g$  = la constante gravitacional

$h$  = el espesor vertical de la formación

$d$  = la profundidad vertical de la formación

La densidad aparente de la formación es una combinación de la densidad del fluido en los poros  $\rho_F$ , la densidad de la matriz de la roca  $\rho_R$  y la porosidad de la roca  $\emptyset$ , la cual se puede calcular con la siguiente ecuación:

$$\rho_b = \rho_R(1 - \emptyset) + \rho_F\emptyset \quad (22)$$

Si se conocen los gradientes de poro y la densidad promedio de la formación, la **Ecuación 21** se puede simplificar a:

$$\sigma_v = \rho_bgd = \gamma_b d \quad (23)$$

Donde  $\gamma_b$  es el peso específico de la formación que se puede conocer al multiplicar el peso específico del agua por la densidad promedio de la formación.

La estimación del valor de los esfuerzos horizontales es más compleja que la estimación del esfuerzo vertical debido a que muchas veces no se cuenta con información suficiente para realizarla. Por esta razón, Avasthi et al., proponen la siguiente ecuación para conocer el valor del esfuerzo horizontal cuando solo es causado por la sobrecarga:

$$\sigma_h = \frac{\nu}{1 - \nu} (\sigma_v - \beta P_o) + \beta P_o \quad (24)$$

Dónde:

$\nu$  = la relación de Poisson

$\beta$  = la constante de Biot

$P_o$  = la componente vertical de la presión de poro

Los esfuerzos verticales serán iguales cuando sean causados únicamente por el esfuerzo de sobrecarga,  $\sigma_H = \sigma_h$ , lo cual sucede únicamente en pozos verticales. Para conocer el valor de los esfuerzos horizontales cuando en ellos influyen diversos factores como movimientos telúricos, fallas, montañas, entre otros, se pueden llevar a cabo estudios que completen la información requerida. Algunos de ellos se muestran en la **Tabla 1**. Cuando alguno de los esfuerzos horizontales no se conoce se suele asumir que el valor de ambos es el mismo.

<b>Técnica de estimación</b>	$\sigma_v$	$\sigma_H$	$\sigma_h$
Prueba de goteo individual	SI		
Prueba de goteo empírica	SI		
Prueba de goteo extendida	SI		
Prueba de goteo invertida	SI	SI	SI
Análisis de rotura			SI
Registro de imágenes			SI

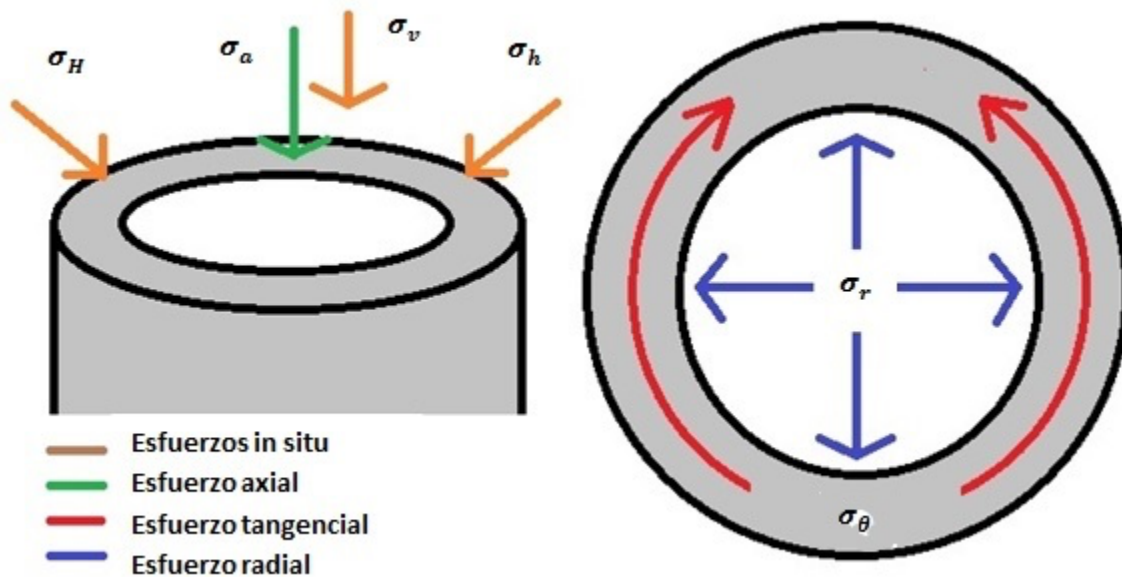
**Tabla 1.** Métodos comunes para estimar los principales esfuerzos “in situ”

(Aadnøy et al., 2010)

## 2.6 Esfuerzos alrededor del pozo

Antes de comenzar la perforación de un pozo, la roca se encuentra en un estado de equilibrio donde los esfuerzos “*in situ*” permanecen inalterados y distribuidos ortogonalmente entre sí. La perforación de un pozo conlleva la creación de un agujero con una forma semejante a la de un cilindro, el cual cambia por completo la geometría en la que dichos esfuerzos se distribuyen. El fluido de perforación llena el espacio libre que se genera al triturar la roca, ejerciendo una presión en la cara de la formación.

La interacción de los esfuerzos vertical y horizontales junto con la presión generada por el fluido de perforación generarán tres nuevos esfuerzos que estarán definidos sobre la geometría del pozo, como se muestra en la **Fig. 10**. Los nuevos esfuerzos reciben el nombre de esfuerzo radial,  $\sigma_r$ , esfuerzo tangencial,  $\sigma_\theta$ , y esfuerzo axial,  $\sigma_a$ .



**Figura 10.** Distribución de los esfuerzos alrededor del pozo

El valor de los esfuerzos alrededor del pozo se puede estimar a partir de las siguientes ecuaciones:

$$\sigma_r = \rho_l - P_p \quad (25)$$

$$\sigma_a = \sigma_v - P_p \quad (26)$$

$$\sigma_\theta = 3\sigma_v - \sigma_H - \sigma_r \quad (27)$$

Es posible observar que los valores de los esfuerzos que existen alrededor del pozo dependen de las características de la roca y del fluido de perforación y que para realizar una estimación correcta de estos, se deben conocer primero los valores de los esfuerzos “*in situ*” de la roca.

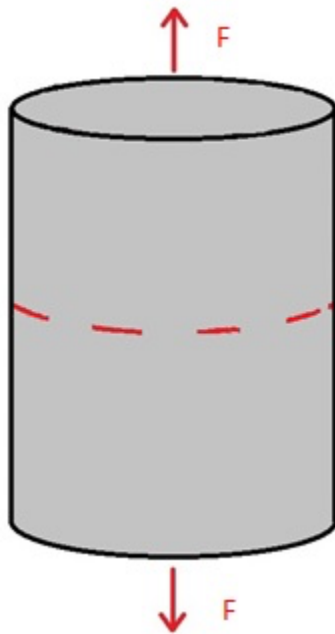
## 2.7 Resistencia y falla de la roca

Cuando los esfuerzos aplicados a la roca sobrepasan la resistencia de la misma se llega a un estado de falla mecánica. Al ser rebasada por cualquiera de los esfuerzos, se suelen producir fallas en su estructura que generalmente acabarán por producir rupturas en la misma.

En una roca, las fallas pueden ser ocasionadas por los tres principales tipos de esfuerzo, es decir, el esfuerzo de tensión, el esfuerzo por compresión y el esfuerzo cortante, además de la mezcla que se pueda producir entre ellos. El valor de estos esfuerzos varía con la profundidad, las presiones y las operaciones que se realicen en el pozo, pero siempre se están ejerciendo sobre la roca. Su resistencia está definida en términos de estos esfuerzos.

### 2.7.1 Falla por tensión

A diferencia de muchos materiales, las rocas presentan una composición heterogénea debido a su naturaleza. Esta característica genera que sus propiedades presenten una elevada anisotropía. Por ejemplo, a una barra de metal que se sostiene desde sus extremos se le puede aplicar un esfuerzo de tensión hasta que se deforme. No regresará a su forma original, pero se mantendrá en un estado de deformación plástica. Si se toma otro material que se comporte de manera similar y se le aplica un esfuerzo de tensión se podrá observar el mismo fenómeno.



**Figura 11.** Falla por tensión

Por su parte, las rocas al estar sometidas a esfuerzos de tensión encontrarán una falla rápida y no se encontrarán en un estado de deformación plástica, estas simplemente se romperán. La falla por tensión en rocas ocurre cuando alguno de los esfuerzos “*in situ*” del pozo es más grande que la resistencia a la tensión de la roca.

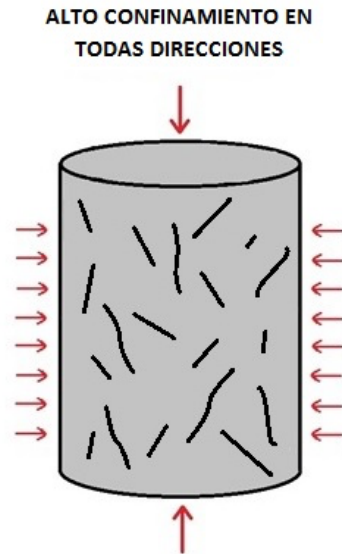
Debido a que las rocas siempre se encuentran en compresión, por la propia naturaleza de su formación, y que al existir fallas en prácticamente cualquier tipo de roca sedimentaria la resistencia a la tensión de una roca es muy pequeña, en el orden de una décima parte a la resistencia a la compresión de la misma, o en su defecto, es igual a cero, y debido a las fuerzas internas de las rocas, la ruptura por tensión siempre existe y produce el evento conocido como pérdida de circulación al permitir el crecimiento de fracturas preexistentes o la creación de nuevas.

Los valores típicos de resistencia a la tensión de las rocas sedimentarias cementadas oscilan entre 0.5 MPa y 10 MPa. Los sedimentos no cementados, muy comunes en las cuencas sedimentarias, tienen una resistencia a la tensión nula.

### **2.7.2 Falla por compresión**

La falla por compresión puede ocurrir cuando los valores del gradiente de sobrecarga son elevados o mientras se lleva a cabo el drene de los fluidos de un yacimiento. La falta de fluidos o el peso excesivo de las formaciones provoca que los poros de las rocas colapsen. Los esfuerzos en todas direcciones aumentan y cuando el esfuerzo efectivo rebasa al punto de cedencia de la roca, esta sufrirá una deformación permanente pudiendo generar una disminución en la permeabilidad original de la roca.

La falla por compresión ocurre cuando el esfuerzo máximo en compresión es el esfuerzo tangencial y el mínimo es el radial. En operaciones de perforación, este tipo de ruptura ocurre generalmente cuando la densidad del fluido de perforación es baja, o en condiciones de producción, cuando los esfuerzos compresivos son altos debido al drene de fluidos.

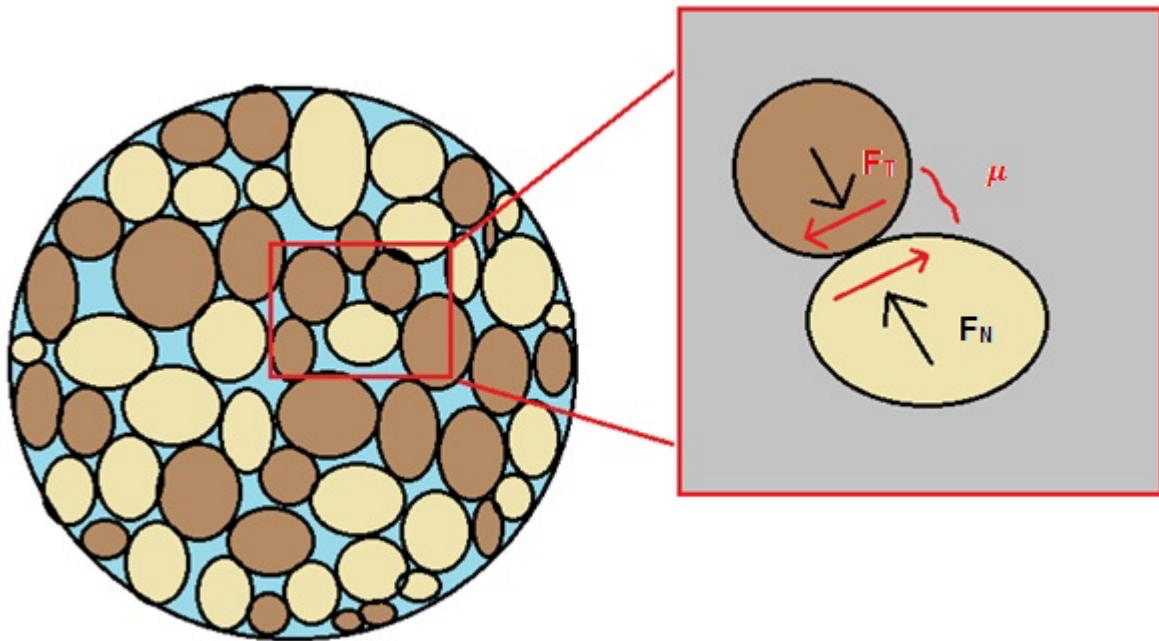


*Figura 12. Falla por compresión*

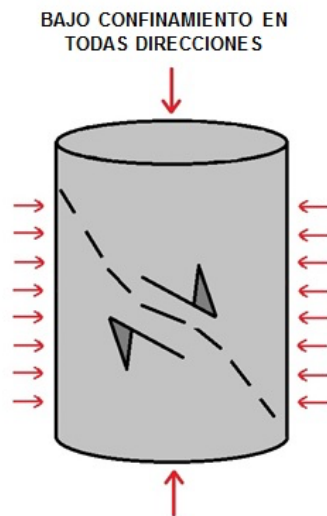
### 2.7.3 Falla por cizalla

La resistencia al fallo por cizalla de una roca depende del esfuerzo de cohesión entre las partículas que la componen y a los esfuerzos de fricción internos. En el caso de las arenas, el máximo esfuerzo de cizalla aplicable,  $F_T$ , es proporcional al esfuerzo normal,  $F_N$ , por el coeficiente de fricción interna,  $\mu$ , como se muestra en la **Figura 13**. Para poder conocer el escenario en que la roca encontrará el fallo por cizalla se puede generar el círculo de Mohr correspondiente a esta.

Para conocer el círculo de Mohr es necesario tomar una muestra de roca, las cuales son moldeadas generalmente en forma de cubo. La muestra se lleva a un equipo de pruebas triaxiales y se confina con un esfuerzo compresivo. Posteriormente se le aplica una fuerza axial hasta que se encuentra el fallo. La fuerza necesaria para que la muestra alcance el fallo depende de la fuerza compresiva a la que se somete.



**Figura 13.** Fuerzas de fricción existentes entre las partículas de arenas empaquetadas sin cementar

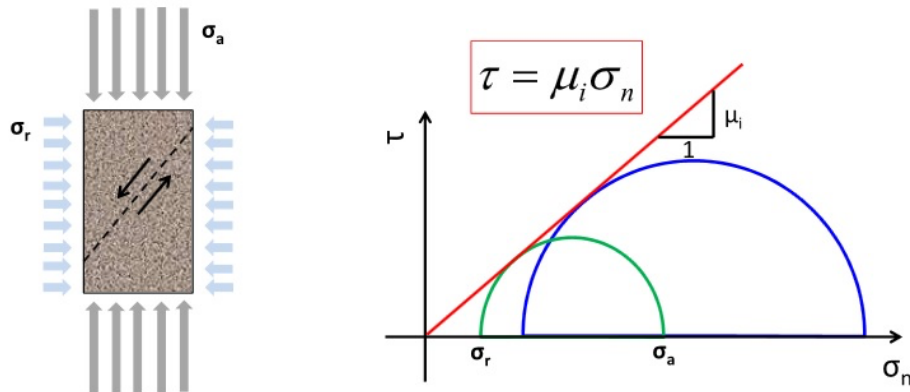


**Figura 14.** Falla por cizalla

A bajos esfuerzos compresivos la roca falla a lo largo de un plano de corte, aunque solo se desintegra parcialmente. Mientras se incrementa el esfuerzo compresivo los planos de falla incrementarán y la muestra se deformará totalmente. Se debe tener en cuenta que de todos los posibles escenarios de esfuerzos solo existe uno que intersecta a la línea de cizallamiento, definida por  $\tau = \mu_i \sigma_n$ , como se muestra en la **Figura 15**, en donde  $\sigma_n$  se define como el



esfuerzo normal efectivo. Este es el escenario en el que la roca encontraría el fallo por cizalla.

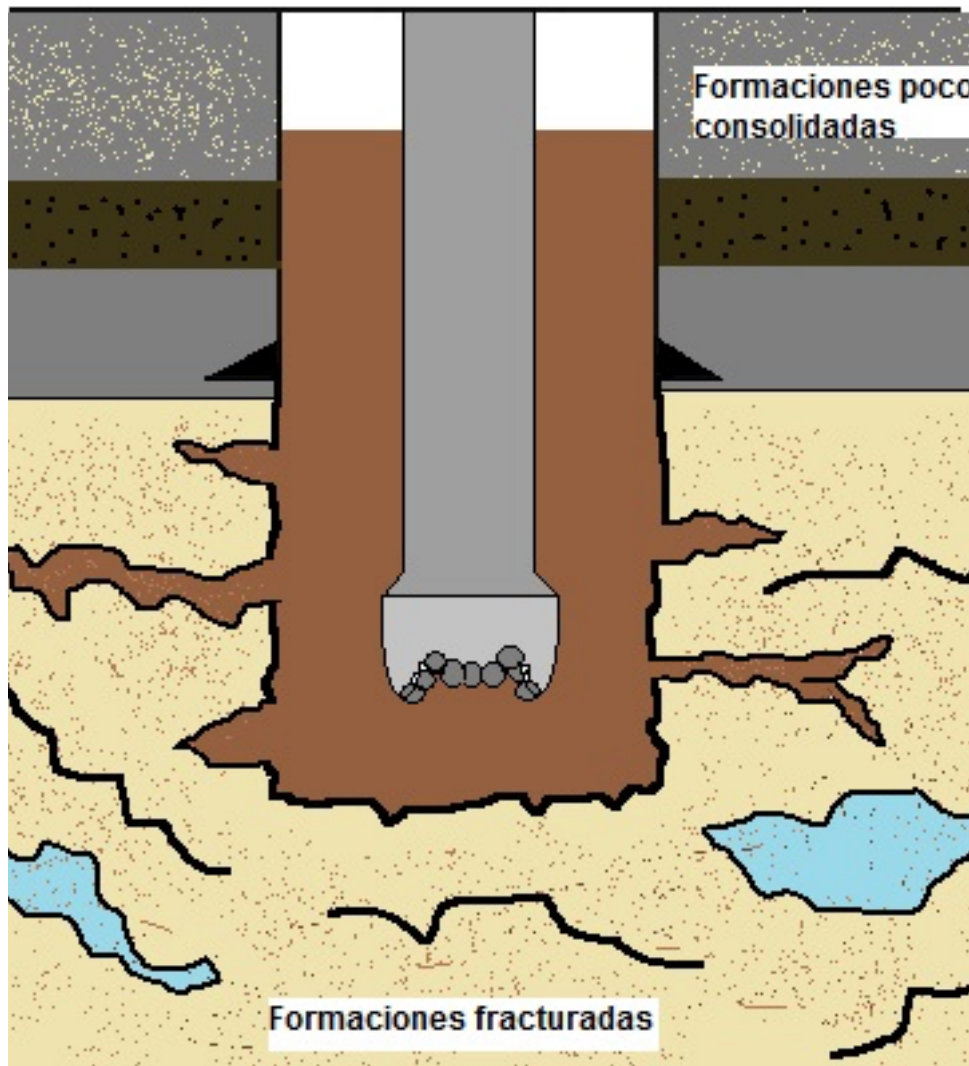


**Figura 15.** Resistencia a la fricción de sedimentos sin cementar (Espinoza, 2020)

## Capítulo 3. Pérdida de circulación en la región marina noreste y suroeste del Golfo de México

### 3.1 Definición

La pérdida de circulación ocurre durante las operaciones de perforación o cementación cuando el fluido que es bombeado al interior del pozo se pierde en su interior y no regresa a superficie a través del espacio anular existente entre la tubería de perforación y la tubería de revestimiento.

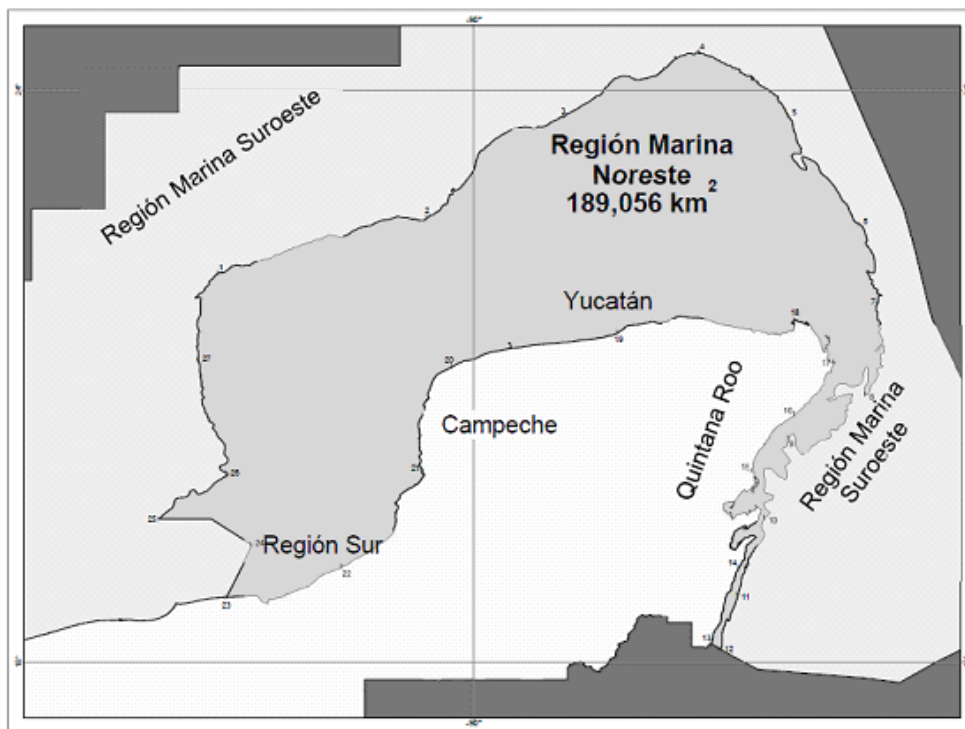


*Figura 16. Causas de la pérdida de circulación en los pozos*

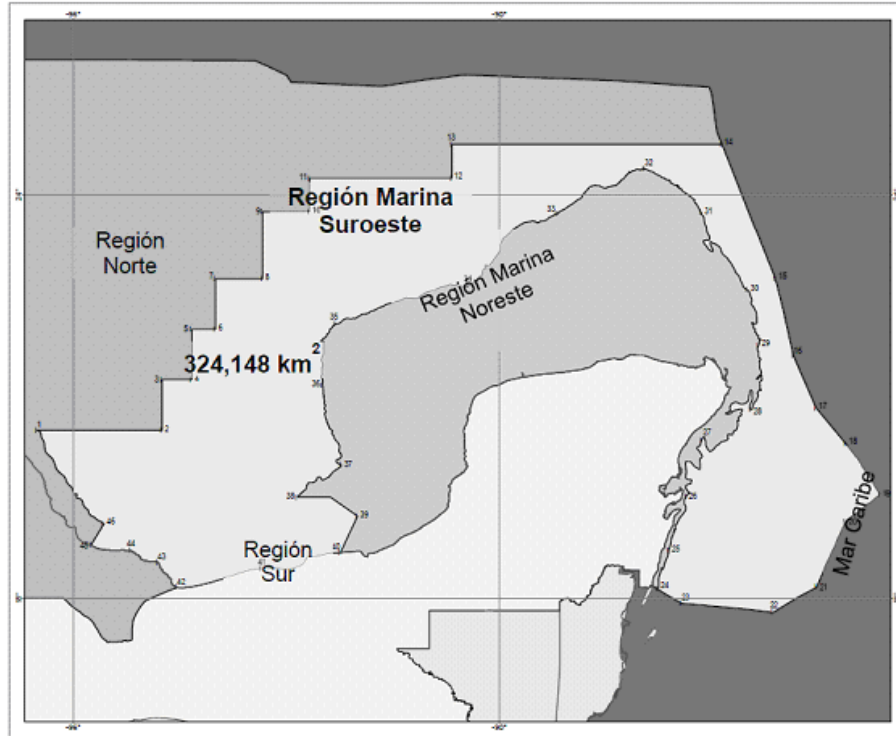
### 3.2 Causas de la pérdida de circulación

Esta pérdida es un problema recurrente en la región marina ya que las rocas presentes en la zona están compuestas principalmente por carbonatos y terrígenos que se encuentran poco consolidados o fracturados. Los recursos hidrocarburos explotables se encuentran a partir del Mioceno y hasta el Jurásico superior y para poder extraerlos se deben atravesar rocas que poseen características físicas que posibilitan que los eventos de pérdida de circulación ocurran de manera natural, sin necesidad de que las rocas sean fracturadas hidráulicamente, aunque esto no quiere decir que no se presente también debido a fracturas que se pueden inducir durante las operaciones.

La descripción geológica de la región marina se vuelve fundamental para identificar dichas zonas de tal manera que la planeación de las operaciones de perforación contemple los eventos de pérdida de circulación y las soluciones posibles.



**Figura 17.** Ubicación de la Región Marina Noreste (Obtenido del ESTATUTO Orgánico de Pemex-Exploración y Producción, DOF 28/03/2013)



**Figura 18.** Ubicación de la Región Marina Suroeste (Obtenido del ESTATUTO Orgánico de Pemex-Exploración y Producción, DOF 28/03/2013)

### 3.2.1 Geología regional

La región marina noreste y suroeste se encuentran ubicadas frente a las costas de Tabasco, Campeche y Yucatán, en el Golfo de México, y se encuentran conformadas geológicamente por la Plataforma de Yucatán, las Cuencas Terciarias del Sureste y la Sierra de Chiapas.

La secuencia sedimentaria presente en la zona comienza con los depósitos de sedimentos continentales rojos de la era Paleozoica media y en la parte más profunda por un basamento de tipo cristalino y metamórfico en el que predominan los granitos y granodioritas. Continúa con los grandes depósitos salinos del Terciario, los cuales llegan hasta la era pre Jurásico superior y marcan el comienzo de la columna estratigráfica de importancia en la zona.

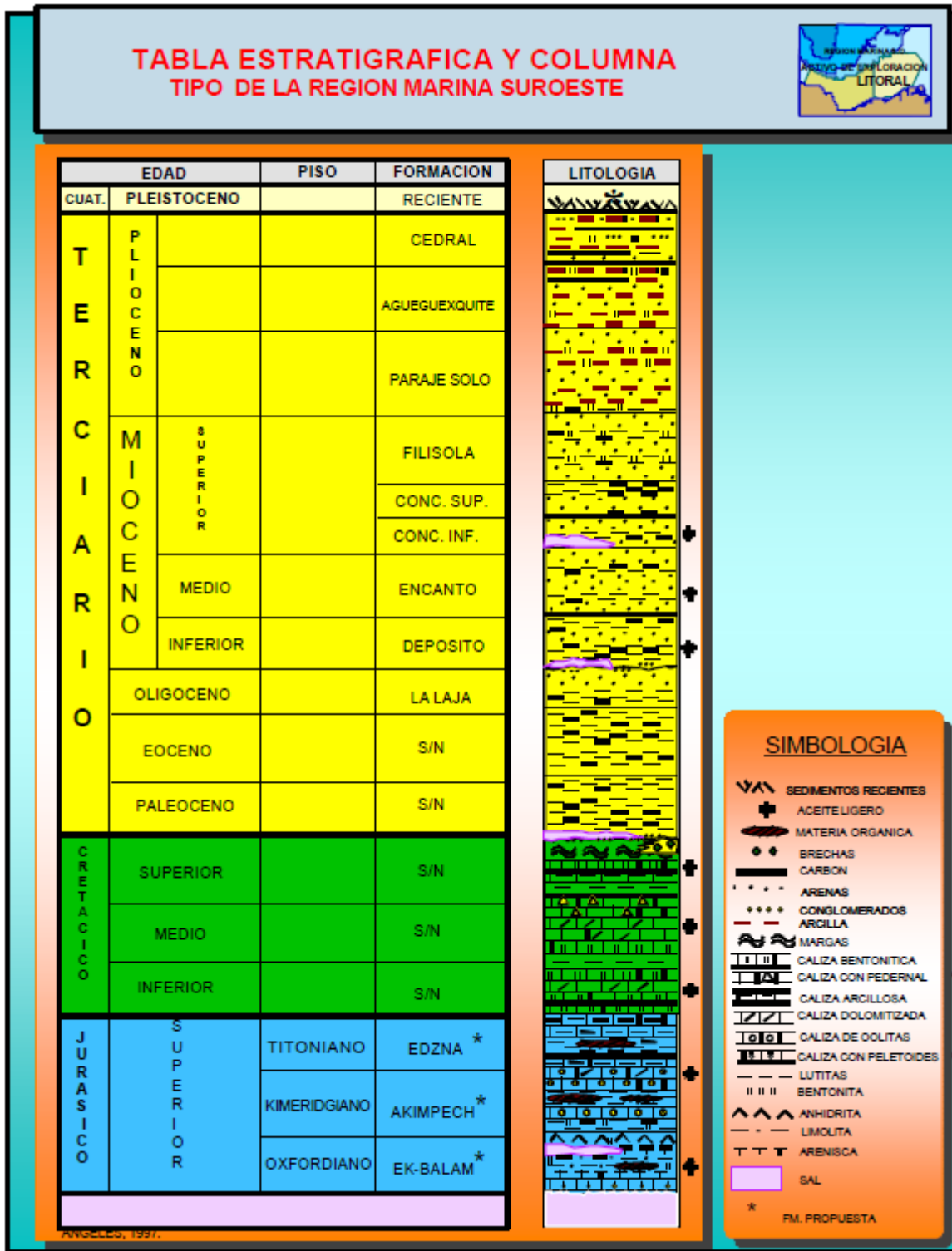


Figura 19. Columna estratigráfica, litoestratigrafía, cronología y horizontes productores de la región marina suroeste (Ángeles Aquino. F. J., 2004)

Seguidos de los depósitos de sal se encuentran las rocas del Jurásico superior Oxfordiano, compuestas por arenas no consolidadas, limolitas y bentonitas; acompañadas de calizas arcillosas, evaporitas que actúan como cementante y pequeñas intercalaciones de rocas dolomitizadas.

Las rocas presentes en el Kimeridgiano están compuestas tres grupos de carbonatos y terrígenos. Las rocas que componen a cada grupo están caracterizadas principalmente por:

- 1) Calizas oolíticas parcialmente dolomitizadas: formadas principalmente por dolomías micro y mesocristalinas, packstones de pelletoides con intercalaciones aisladas de limolitas y lutitas limosas y arenosas.
- 2) Limolitas bentoníticas: compuestas principalmente por limolitas y lutitas arenosas bentoníticas con mínimas intercalaciones de areniscas y microdolomías bentoníticas con anhidrita.
- 3) Lutitas algáceas: este grupo se compone por limolitas y lutitas con abundante materia orgánica procedente de algas.

El periodo Titoniano también está compuesto de tres grupos de rocas, el primer grupo está conformado con “*mudstones*” arcillosos con alta presencia de materia orgánica, con delgadas intercalaciones de lutitas limosas de tonalidades oscuras. Al segundo grupo lo componen lutitas calcáreas arenosas con intercalaciones de margas y calizas arcillosas; dentro de toda la columna estratigráfica es la unidad sedimentaria productora por excelencia. Finalmente, el tercer grupo presenta carbonatos arcillosos y bentoníticos y lutitas negras calcáreas fosilíferas y lutitas con intercalaciones de “*wackestones*” y “*mudstones*”.

El periodo Cretácico está caracterizado por la presencia de carbonatos naturalmente fracturados en la mayor parte de la Sonda de Campeche. Dichos carbonatos poseen baja porosidad en la matriz, pero una alta porosidad secundaria debido a las fracturas que posee la roca, derivado de esta característica son buenas para el almacenamiento de fluidos por lo que varios yacimientos se encuentran en este tipo de rocas; sin embargo, ya que a esta

misma propiedad poseen un gran potencial para que los eventos de pérdida de circulación ocurran.

Las rocas del Cretácico inferior son “*mudstones*” bentoníticos ligeramente dolomitizados, dolomías microcristalinas y calizas cretácicas color crema. Junto con estas rocas carbonatadas existen también horizontes de lutitas y bentonitas.

El Cretácico medio está constituido por “*mudstones*” y “*wackestones*” arcillosos, silicificados y con ligera dolomitización; existen además cuerpos de dolomías microcristalinas, horizontes de lutitas y bentonitas y abundantes nódulos de pedernal negro y piratas diseminadas. El límite entre el Cretácico medio y superior está marcado por calizas arcillosas de color oscuro, presentando de igual manera nódulos de pedernal negro y bentonitas.

En el Cretácico superior se encuentran rocas carbonatadas en condiciones fracturadas como lo son “*mudstones*” y “*wackestones*” conformadas de exoclastos, bioclastos y litoclastos ligeramente bentoníticos, margas en tonalidades oscuras y dolomías microcristalinas.

El límite entre el Cretácico y el Terciario está compuesto por rocas carbonatadas del Cretácico Superior-Paleoceno, mejor conocidas como Brecha K-T. Esta unidad se encuentra constituida por dolomías y calizas clásticas, a su vez integradas por exoclastos del tamaño de brechas. Se encuentra naturalmente fracturada, característica que podría ser explicada por tres eventos que pudieron suceder al mismo tiempo:

- 1) El impacto de un meteorito en la península de Yucatán
- 2) Un derrumbe en la zona de talud del Escarpe de Campeche, resultado del impacto del meteorito
- 3) Desgaste cárstico en las rocas carbonatadas

La brecha tiene la particularidad de que en la mayor parte de su estructura carece de matriz y en las zonas en que se encuentra presente posee baja porosidad ya que se encuentra compuesta por clastos del tamaño de arcillas, sin embargo, la brecha posee una permeabilidad muy alta debido al fracturamiento y que cuenta con una gran cantidad de vógelos originados por el desgaste cárstico. En conjunto, estas estructuras provocan que la porosidad secundaria sea alta y la permeabilidad causada por estas fracturas y vógelos pueda alcanzar valores del orden de un darcy.

Para terminar con la secuencia sedimentaria se encuentran los depósitos del Terciario, los cuales están constituidos principalmente por sedimentos de origen clástico. En el Terciario temprano, que abarca desde el Paleoceno hasta el Oligoceno, se encuentran depositadas bentonitas y lutitas bentoníticas principalmente. El Paleoceno se distingue de los otros dos periodos por contener algunas intercalaciones de brechas carbonatadas de manera esporádica, el Eoceno por contener rocas turbidíticas de origen calcáreo y el Oligoceno es caracterizado porque su distribución es irregular en la región.

### **3.2.2 Identificación de zonas con potencial de pérdida de circulación**

De acuerdo con la descripción geológica anterior es posible destacar dos tipos de formaciones en las cuales los eventos de pérdida de circulación se presentan de forma recurrente: las formaciones fracturadas y las formaciones poco consolidadas.

El primer tipo de formación se encuentra presente entre el Cretácico superior y el Paleoceno inferior: la Brecha K-T. Esta unidad posee valores de permeabilidad muy altos, consecuencia de las estructuras que se encuentran en las rocas, tales como las fracturas, los vógelos y las cavernas, y es un objetivo económico importante aún hoy en día debido al alto contenido orgánico que sigue presente en su estructura.



La distribución de permeabilidad es muy variable, alcanzando valores del orden de un Darcy. Ejemplos de esta característica pueden ser observados en el campo Cantarell, donde se presentan valores entre los 3,000 y 5,000 mD, en el campo Ixtoc, donde la permeabilidad en los mejores yacimientos varía entre los 1,000 y los 3,000 mD (Hydrocarbon Reserves of México, Pemex Exploración y Producción 1999), o en el campo Ku donde se han encontrado valores desde 0.1 hasta 1000 mD (Cuencas del sureste – Síntesis geológico petrolera, 2014).

Esta misma propiedad convierte, a veces, en un problema para las operaciones de perforación a este tipo de roca. Al utilizar, de manera convencional, densidades de fluido de perforación que sobrepasen el gradiente de poro, se puede propiciar el flujo del fluido hacia las fracturas de la roca sin requerir que la presión de fractura sea alcanzada.

El segundo tipo de formación corresponde a las formaciones poco consolidadas. Si bien este tipo de formación no es único de la región si representa un problema en la misma debido a que las formaciones no consolidadas están representadas por areniscas y calcarenitas con buenas porosidades y permeabilidades. Las areniscas poco consolidadas se encuentran presentes en la era reciente mientras que las calcarenitas se encuentran distribuidas esporádicamente a lo largo de la columna sedimentaria, provocando que puedan existir múltiples zonas con potencial de pérdida de circulación.

Para que una formación poco consolidada pueda admitir fluidos sin necesidad de ser fracturada es necesario que esta cuente con al menos 14 mD (Aguilera, R., 1980), sin embargo, que esto ocurra dependerá en mayor medida de la relación que exista entre el tamaño del poro y el tamaño del grano que conforma el fluido, cuando estos existen.

### 3.3 Escenarios de pérdida de circulación

Los eventos de pérdida de circulación se pueden clasificar de acuerdo al volumen que se pierde hacia el interior de la formación por cada hora transcurrida. Se suelen identificar tres escenarios principales, las pérdidas por filtración, las pérdidas moderadas y las pérdidas severas; en este último escenario se suelen englobar las pérdidas totales de circulación, que ocurren cuando ningún volumen del fluido bombeado al interior del pozo retorna a superficie.

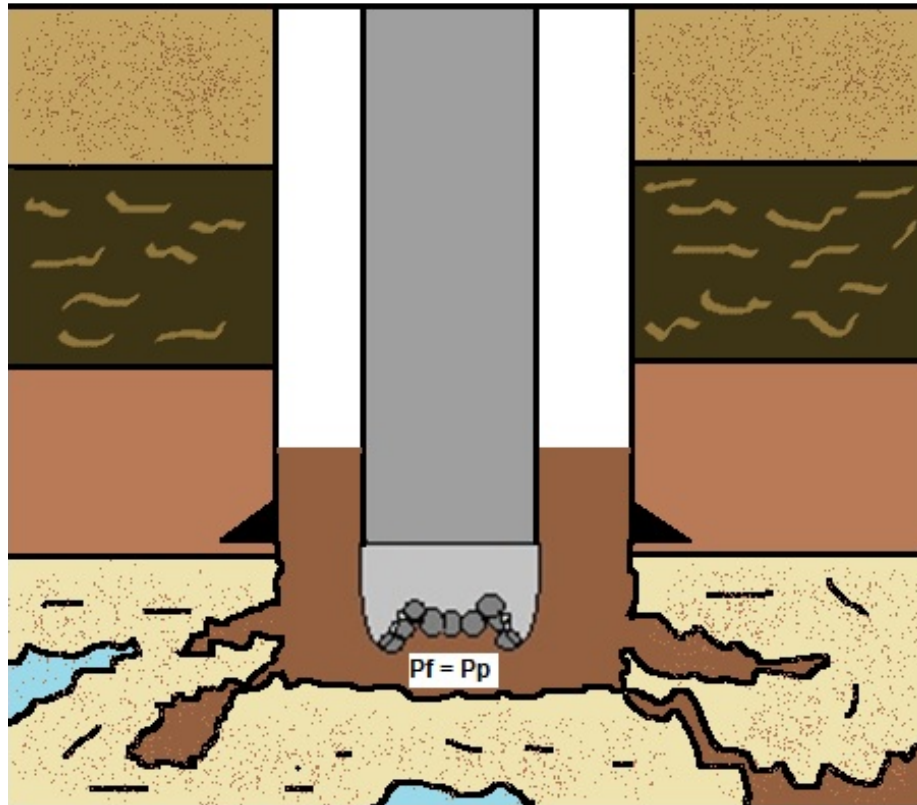
Las pérdidas por filtración pueden ocurrir en cualquier tipo de formación y generalmente ocurren cuando en el fluido de perforación no existen partículas que formen un sello en la cara de la formación. Las pérdidas moderadas suelen ocurrir en fracturas, inducidas o naturales, de tamaño pequeño. Finalmente, las pérdidas severas, incluyendo a las totales, ocurren en intervalos largos de pequeñas fracturas naturales, en fracturas naturales grandes, cavernas y fracturas inducidas abiertas.

<b>Tipo de pérdida</b> <b>Tipo de fluido</b>	<b>Pérdida por filtración</b> <b>[m<sup>3</sup>/h]</b>	<b>Pérdida moderada</b> <b>[m<sup>3</sup>/h]</b>	<b>Pérdida severa</b> <b>[m<sup>3</sup>/h]</b>
Base agua	< 3.975	3.975 a 15.9	> 15.9
Base aceite	< 1.59	1.59 a 4.77	> 4.77

**Tabla 2.** Clasificación de la pérdida de circulación (DSC, 2014)

<b>Tipo de pérdida</b>	<b>Volumen [m<sup>3</sup>/h]</b>
Pérdida por filtración	< 1.59
Pérdida moderada	1.59 a 79.5
Pérdida severa	> 79.5
Pérdida total	No existe retorno a superficie

**Tabla 3.** Clasificación de la pérdida de circulación (Aabas et al., 2004)



**Figura 20.** En un escenario de pérdida total de circulación, el fluido se estabilizará a la profundidad dónde la presión de la columna de este sea igual a la presión de poro de la formación

### 3.4 Pérdida total de circulación

Las formaciones poco consolidadas y las fracturadas regularmente presentan problemas de pérdida de circulación. Cuando el volumen que se pierde se encuentra al nivel de una pérdida severa o una pérdida total es, en algunos casos, prácticamente imposible continuar con las operaciones y se debe hacer un paro de estas para tratar el problema.

La pérdida total de circulación es el escenario más peligroso con el que un operador se puede encontrar al realizar operaciones de perforación. El fluido de perforación cumple varios roles en el pozo, de entre ellos los más importantes son ser el medio de comunicación entre la superficie y el fondo del pozo, proveer de la estabilidad necesaria a las paredes del pozo para que este no se colapse y ser la primera barrera de control de cualquier problema que se pueda generar.

### 3.4.1 Problemas asociados a los escenarios de pérdida total de circulación

Al ocurrir una pérdida total de circulación, el nivel de fluido dentro de la tubería de perforación y el espacio anular bajará hasta que la presión creada por la columna de fluido iguale a la presión de poro. En este punto, el fluido habrá alcanzado un nivel crítico dentro del pozo y gran parte de este permanecerá vacío. Al no existir una forma de conectar a la superficie con el fondo del pozo se pierde control sobre él, siendo posible que diversos problemas se presenten mientras se busca tratar la pérdida de circulación:

**Derrumbe del pozo:** En zonas superficiales, donde las formaciones se encuentran poco consolidadas, la pérdida del fluido debilita la integridad estructural de las paredes del pozo pudiendo ocasionar el derrumbe de las mismas y a su vez el atrapamiento de la sarta de perforación.

**Invasión de fluidos de la formación:** Cuando se perfora sobre balance, uno de los objetivos del fluido de perforación es evitar que los fluidos que se encuentran atrapados en las rocas invadan el pozo. Estos fluidos generalmente están compuestos por agua con salinidad superior a la del agua de mar y gases tanto hidrocarburos como no hidrocarburos. La invasión de los fluidos se puede producir en cualquier parte del agujero descubierto en que no exista fluido de perforación y si el flujo es de gran volumen puede resultar en un brote.

**Brote:** El problema más peligroso que se puede presentar al ocurrir una pérdida total de circulación sucede cuando, junto con esta, se origina un brote de fluidos de la formación. Los brotes suelen ocurrir cuando la presión de poro es mayor que la creada por la columna de fluido de perforación y se produce una invasión descontrolada de los fluidos contenidos en las rocas hacia el pozo, siendo de tal magnitud que el flujo llega hasta superficie.

Para el caso de los brotes, el riesgo y el peligro asociados a estos incrementa al detectarse que en el flujo existe presencia de algún gas ya que estos, a diferencia de los líquidos, son compresibles y fluyen con mayor facilidad que los segundos, además de esto, los gases que existen entrampados en las rocas son especialmente peligrosos al tratarse de compuestos que pueden comprometer la integridad estructural del pozo al desgastar las tuberías, además de esto también representan un problema para el personal ya que algunos, como lo es el ácido sulfhídrico, los gases hidrocarburos y el dióxido de carbono, son tóxicos y con una exposición prolongada, pueden llegar a ser mortales.

## Capítulo 4. Métodos de prevención y remediación de escenarios de pérdida de circulación

El manejo de los escenarios de pérdida de circulación, independientemente del tipo de formación en el que se presenten, posee un enfoque doble: la prevención y la remediación. Como fue mencionado en el capítulo anterior, es más fácil prevenir los escenarios de pérdida que remediarlos una vez que ocurren. Por esta razón es de suma importancia que la planeación de las operaciones de perforación contemple aquellas acciones que aborden ambas estrategias de manera eficaz.

### 4.1 Programa para el manejo de los escenarios de pérdida de circulación

De acuerdo con Cook et. al., 2012, el programa de control de eventos de pérdida se divide en cuatro niveles, que incluye tanto a las medidas de prevención como a las de remediación. Los tres primeros se enfocan en la prevención de los escenarios de pérdida mientras que el cuarto contempla la remediación de las zonas causantes de la pérdida una vez que esta se presenta.



**Figura 21.** Programa para el manejo de los escenarios de pérdida de circulación (modificado de Cook, J. et al., 2012)

En el primer nivel se plantea el uso de mejores prácticas de perforación que incluyan la generación de modelos geológicos y geomecánicos que describan lo mejor posible los esfuerzos “*in situ*” de la roca y que además hagan uso de técnicas de perforación adecuadas para cada zona. El segundo nivel corresponde a la selección del fluido de perforación con las propiedades reológicas apropiadas que permitan una perforación eficiente a su vez que minimizan o tratan la pérdida de circulación. El tercer y último nivel de prevención se refiere a la integración de materiales de fortalecimiento del pozo (WSMs por sus siglas en inglés), los cuales consisten en materiales especialmente dimensionados y formulados que entran en las fracturas y detienen su propagación al aislarlas del pozo. Finalmente, el cuarto nivel hace referencia al uso de materiales de pérdida de circulación para el tratamiento y remediación de un escenario de pérdida.

Basado en este programa, en este capítulo se abordarán algunos de los métodos existentes que ayudan a prevenir o remediar los escenarios de pérdida de circulación en formaciones poco consolidadas y fracturadas, dividiéndolos en aquellos que se enfocan en la prevención y los que se enfocan en la remediación, incluyendo en estos últimos el uso de lechadas de cemento.

#### **4.2 Medidas preventivas generales**

Como cualquier otro tipo de problema relacionado a las operaciones de perforación o cementación, la pérdida de circulación puede ser prevenida cuando se sabe que existe potencial de que ocurra y se toman las medidas cautelares necesarias. Estas medidas son incluidas en los planes de perforación y buscan mitigar el riesgo existente a que un escenario se presente.

Las dos causas más comunes (y que son tratables desde el punto de vista operacional) que ocasionan un evento de pérdida de circulación son la excesiva presión de fondo al perforar y una mala colocación de las tuberías de revestimiento intermedias. Ambas causas son prevenibles y se deben contemplar en el plan de perforación, sin embargo, la primera también depende muchas veces de la pericia de la cuadrilla de perforación y la toma de decisiones que se realicen a la hora de llevarse a cabo las operaciones.

Las siguientes precauciones son aplicables al perforar cualquier tipo de formación por lo son las primeras que se deben considerar antes y durante la realización de estas operaciones.

#### **4.2.1 Control de las presiones de fondo**

Las presiones excesivas en el fondo del pozo pueden provenir de diversas fuentes, de las cuales la más importante es la columna hidrostática creada por el fluido de perforación. La presión creada por esta columna debe ser mayor que la presión de poro a la profundidad que se esté perforando y al mismo tiempo menor que la presión necesaria para causar un fracturamiento.

Otras de las fuentes de presiones altas son la densidad equivalente de circulación, altos gastos del fluido de perforación, la presión de bombeo, una perforación acelerada, un acarreo excesivo de recortes y un manejo rápido y descuidado de la sarta de perforación.

Todas estas fuentes de presiones elevadas pueden ser prevenidas al tomar una serie de precauciones antes y durante la perforación, las cuales también requieren de la pericia del equipo de perforación y, sobre todo, del perforador:

**Minimizar la presión hidrostática:** La presión hidrostática puede minimizarse al utilizar las densidades del fluido más bajas permisibles, cercanas al gradiente de poro, asegurando que las formaciones no sean fracturadas, además de que ello logra aumentar la velocidad de penetración.

**Disminuir la densidad equivalente de circulación:** Al disminuir la densidad del lodo también disminuye la inercia. La fricción generada contra las paredes del pozo puede ser disminuida al modificar las propiedades del lodo, como el punto cedente, la viscosidad y la gelatinización, siempre y cuando estas modificaciones queden dentro de los límites que permitan una perforación segura y eficiente. Se debe tomar en cuenta que siempre que se logre mantener un punto cedente del fluido óptimo, no será necesario operar con altos gastos para una correcta limpieza del pozo (Messenger, 1981).



**Evitar restricciones en el espacio anular:** Se puede lograr al alcanzar una perforación estabilizada con un pozo limpio a una velocidad de penetración adecuada. Los problemas que se asocian con la limpieza del pozo en la mayoría de los casos son causados por una alta velocidad de penetración. Al perforar demasiado rápido el fluido de perforación es incapaz de acarrear los recortes de manera correcta, pudiendo, en los casos más graves, causar el atrapamiento de la sarta de perforación debido a la acumulación de los mismos.

#### **4.2.2 Asentamiento de tuberías de revestimiento intermedias**

Existen zonas en las que incluso controlando todas las características del lodo y aquellas de índole operacional, se presentará un escenario de pérdida de circulación, por lo cual lo más recomendable es asentar las tuberías intermedias justo antes de entrar a estas zonas. Al asentar una tubería antes de entrar a una zona con potencial de pérdida se logra ganar tiempo para acondicionar el fluido de perforación y llevar a cabo las operaciones, a través de la zona, de manera segura.

La planeación del asentamiento de tuberías también tiene que tener en cuenta a las zonas de transición, en las cuales las presiones de poro pasan a incrementar o reducir drásticamente con respecto a la tendencia normal. Se pueden encontrar a casi cualquier profundidad y en casi todos los pozos del mundo existe al menos una zona de transición.

Al asentar tuberías intermedias al inicio de dichas zonas se logra tener un mejor control de las presiones de fondo al evitar que sean perforadas con densidades de fluido que puedan llevar al fracturamiento de las formaciones con bajas presiones de poro o a tener un bajo control sobre aquellas con una alta presión de formación.

### **4.3 Mejores prácticas de perforación**

Como se vio en el capítulo anterior, la pérdida de circulación existente en la región marina es causada, en la mayoría de las ocasiones, por la invasión de los fluidos de perforación a zonas con alta permeabilidad o con presencia de fracturas naturales.

La implementación de técnicas de perforación distintas a la convencional, en las que se reduzca el gradiente hidráulico del fluido de perforación o se logre aislar dichas zonas, es una de las estrategias más efectivas para la prevención de los escenarios de pérdida de circulación, por esta razón es recomendable contemplarlas como una opción para contrarrestar estas causas, además de que presentan algunas ventajas adicionales para la construcción del pozo.

#### **4.3.1 Perforación bajo balance**

Los métodos de perforación convencionales utilizan fluidos que generen un gradiente hidráulico que se encuentre entre los márgenes definidos por la presión de poro de la formación y el gradiente de fractura, lo que en otras palabras se conoce como perforación sobre balance. Esta condición evita que los fluidos de la formación invadan el pozo y que esta no sea fracturada, sin embargo, la pérdida de circulación en la región marina noreste y suroeste no requiere del fracturamiento hidráulico ya que, en su mayoría, se produce debido a la alta permeabilidad y porosidad de las formaciones.

Para poder evitar que el fluido ingrese a la formación se puede hacer uso de la perforación bajo balance. El objetivo de esta técnica es mantener intencionalmente la presión hidrostática del fluido de perforación por debajo de la presión registrada en la formación que se encuentra atravesando. Las presiones y el gasto de los fluidos se controlan con equipos superficiales para evitar arranques del pozo, mientras que la densidad del fluido lo mantendrá fuera de la formación previniendo cualquier pérdida hacia la formación.

Existen dos maneras de generar una condición de bajo balance en las operaciones de perforación: de manera natural y de manera artificial. De manera

natural se utilizan fluidos de baja densidad, compuestos por agua llana o compuestos de hidrocarburos ligeros. La misma condición se puede obtener de manera artificial al inyectar un gas no condensable al interior de la tubería por donde circula el fluido de perforación, para lo cual se suelen utilizar gases inertes (generalmente nitrógeno por la disponibilidad y facilidad de transporte, aunque también se pueden realizar operaciones con aire), gases procesados, gases de combustión y mezclas de oxígeno con aire.



**Figura 22.** Perforación bajo balance

La perforación bajo balance, además de controlar la pérdida de circulación, otorga ventajas adicionales a las operaciones de perforación y a la integridad de la formación, algunas de las más importantes son:

- 1) Aumento de la tasa de perforación.
- 2) Torque y arrastre reducidos al perforar zonas depresionadas
- 3) El riesgo de una pegadura diferencial disminuye.
- 4) Se logra evitar el daño a la formación causado por el fluido de perforación.
- 5) Mejora la calidad de la evaluación de la formación al permitir la toma de datos en tiempo real.
- 6) Permite una producción de crudo temprana, ya que no hay necesidad de estimular o fracturar el pozo.

#### 4.3.1.1 Selección de equipo

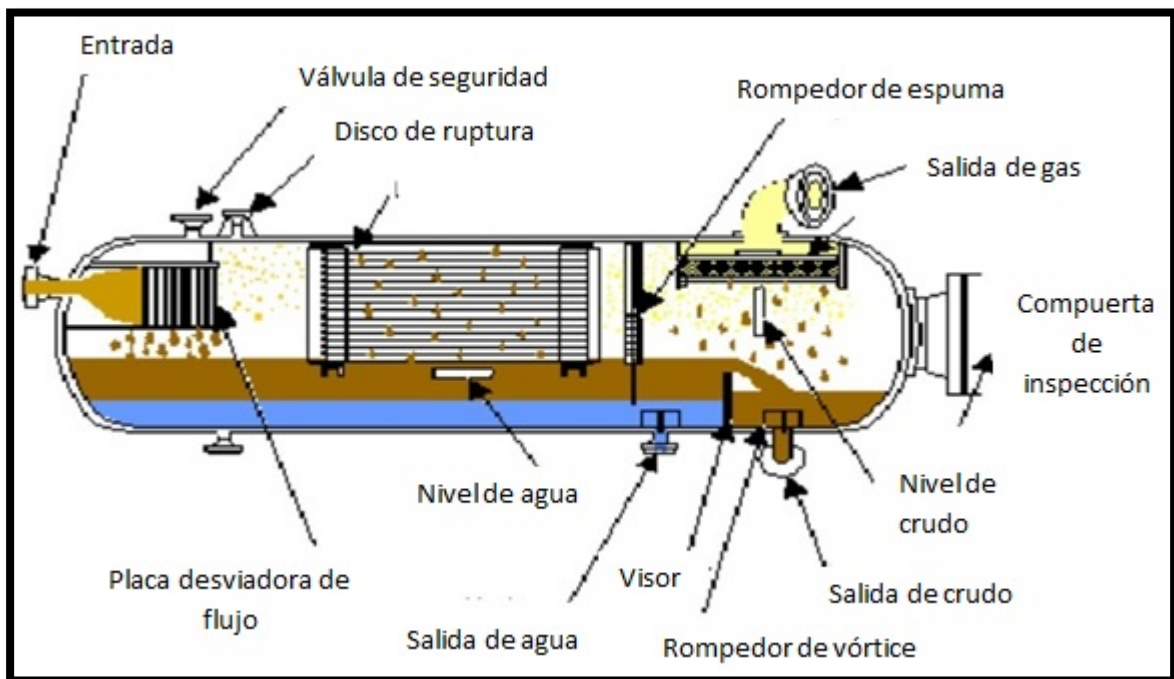
Para poder llevar a cabo una operación de perforación bajo balance es necesario el acondicionamiento de los equipos que se encargarán del control de las presiones, el sistema de separación de fluidos y la integración de aquellos que se requieran en caso de la inyección de gas. En plataformas que se encuentran instaladas costa afuera esto representa un reto de logística debido al espacio reducido con el que se cuenta.

**Control de presiones:** Tanto la unidad acumuladora de presión como los múltiples de estrangulación y los preventores deben de estar calibrados y listos para el adecuado manejo del influjo del pozo. Cabe señalar que el empleo de la perforación bajo balance conlleva un riesgo constante de arranque del pozo por lo cual se debe hacer especial énfasis en el correcto manejo de presiones. La unidad acumuladora de presión debe tener la capacidad para agregar, si es necesario, válvulas y rams adicionales al arreglo de preventores (API RECOMMENDED PRACTICE 92U, 2008).



**Figura 23.** Unidad acumuladora de presión (obtenido de Procedimiento Operativo estándar - Unidad Koomey (acumulador) cuando no esté en uso, Horizontal Well Drillers, 2012)

**Separador:** Es recomendable la utilización de un separador trifásico para el correcto manejo del fluido una vez que sale del pozo. Se debe tomar en cuenta que el separador debe poder manejar el gasto adicional proveniente de los fluidos de la formación y la producción temprana de hidrocarburos (en caso de existir), además debe poder reintegrar el fluido de perforación a la circulación y, en caso de realizarse la operación de manera artificial, el separador deberá estar diseñado con el suficiente tiempo de residencia para que el gas inyectado sea separado y redirigido al equipo de compresión.



**Figura 24.** Separador trifásico y sus partes (modificado de Melgarejo, s.f.)

**Equipo adicional para la inyección de gas:** En casos donde la operación es realizada de manera artificial es necesario contar con la infraestructura para llevar el gas hasta la plataforma costa afuera. En la región marina se cuenta con una amplia red de distribución de nitrógeno, que generalmente es utilizado para operaciones de recuperación mejorada en yacimientos.

Es posible utilizar este nitrógeno para las operaciones de perforación bajo balance, sin embargo, existen zonas en que por cuestiones de logística es imposible integrarse a esta red y para los cuales es posible agregar un sistema de generación de nitrógeno de tipo membrana. Dicho sistema extrae el gas a partir del aire que ingresa a los compresores, entregando un flujo constante del mismo para la posterior utilización en la operación.



**Figura 25.** Unidad generadora de nitrógeno (CJSC GRASYS, 2015)

#### 4.3.1.2 Cálculo de la ECD

Cuando se utiliza la inyección de gas para perforar bajo balance, el cálculo de la ECD debe realizarse de tal manera que se considere el volumen del gas y sus efectos en el flujo. Basados en el modelo de Beggs y Brill (1973) para la predicción del comportamiento de flujo en dos fases, Ettehadi R., Sin W. y Ozbayoglu E. diseñaron un método para el cálculo de la ECD mientras se perfora bajo balance con un fluido aireado.

**Paso 1.** La presión y los gastos máscicos deben medirse en superficie, y las velocidades superficiales y la densidad son calculadas para un intervalo corto (por ejemplo, alrededor de 50 pies) usando las siguientes ecuaciones:

$$\rho_m = \rho_L H_{L(\theta)} + \rho_G (1 - H_{L(\theta)}) \quad (28)$$

$$V_{SL} = \frac{Q_L}{2.448(OD^2 - ID^2)} \quad (29)$$

$$V_{SG} = \frac{0.35 Q_G Q_L}{2.448(OD^2 - ID^2) P_i} \quad (30)$$

Dónde:

$\rho_m$  = la densidad de la mezcla (lb/ft<sup>3</sup>)

$\rho_L$  = la densidad del fluido de perforación (lb/ft<sup>3</sup>)

$\rho_G$  = la densidad del gas (lb/ft<sup>3</sup>)

$V_{SL}$  = la velocidad superficial del líquido (ft/s)

$V_{SG}$  = la velocidad superficial del gas (ft/s)

$Q_L$  = el gasto máscico del flujo de fluido de perforación (gal/min)

$Q_G$  = el gasto volumétrico de inyección de gas (sft<sup>3</sup>/bl)

$OD$  = el diámetro exterior (pg)

$ID$  = el diámetro interior (pg)

$P_i$  = el gradiente de presión superficial del flujo (psi/ft).

**Paso 2.** Basado en las velocidades superficiales y las propiedades del fluido, el patrón de flujo y el colgamiento del líquido son calculados aplicando las siguientes ecuaciones:

1) Determinar el patrón de flujo:

Calcular el número de Froude:

$$N_{Fr} = \frac{v_m^2}{gd} \quad (31)$$

Dónde:

$v_m$  = la velocidad de la mezcla (ft/s)

$g$  = la constante de aceleración gravitacional (32.174 ft/s<sup>2</sup>)

$d$  = el diámetro hidráulico del anular (ft).

Calcular el colgamiento sin deslizamiento del líquido:

$$\lambda_L = \frac{V_{SL}}{V_{SL} + V_{SG}} \quad (32)$$

Determinar los límites de transición del patrón de flujo modificado:

$$L_1 = 316\lambda_L^{0.302} \quad (33)$$

$$L_2 = 0.000925\lambda_L^{-2.468} \quad (34)$$

$$L_3 = 0.10\lambda_L^{-1.452} \quad (35)$$

$$L_4 = 0.5\lambda_L^{-6.738} \quad (36)$$



A partir de las ecuaciones 32, 33, 34, 35 y 36, determinar el patrón de flujo de acuerdo con las siguientes desigualdades:

Segregado:

$$\lambda_L < 0.01 \text{ y } N_{Fr} < L_1 \text{ o } \lambda_L \geq 0.01 \text{ y } N_{Fr} < L_2 \quad (37)$$

Transición:

$$\lambda_L \geq 0.01 \text{ y } L_2 \leq N_{Fr} \leq L_3 \quad (38)$$

Intermitente:

$$0.01 \leq \lambda_L < 0.4 \text{ y } L_3 < N_{Fr} \leq L_1 \text{ o } \lambda_L \geq 0.4 \text{ y } L_3 < N_{Fr} \leq L_4 \quad (39)$$

Distribuido:

$$\lambda_L < 0.4 \text{ y } N_{Fr} \geq L_1 \text{ o } \lambda_L \geq 0.4 \text{ y } N_{Fr} > L_4 \quad (40)$$

2) Determinación del colgamiento del líquido:

Calcular el colgamiento del líquido asumiendo que el flujo es horizontal:

$$H_{L(0)} = \frac{a\lambda_L^b}{N_{Fr}^c} \quad (41)$$

Donde a, b y c son obtenidos de la siguiente tabla dependiendo el patrón de flujo:

Patrón de flujo	a	b	c
Segregado	0.980	0.4846	0.0868
Intermitente	0.845	0.5351	0.0173
Distribuido	1.065	0.5824	0.0609

**Tabla 4.** Coeficientes empíricos de Beggs y Brill para colgamiento de líquido horizontal (Ettehad R. et al, 2013)

Para el efecto de la inclinación, el colgamiento del líquido es corregido con la siguiente fórmula:

$$H_{L(\theta)} = H_{L(0)}\Psi \quad (42)$$

Dónde:

$$\Psi = 1.0 + C[\text{sen}(1.8\theta) - 0.333\text{sen}^3(1.8\theta)] \quad (43)$$

Donde  $\theta$  es el ángulo real de flujo respecto a la horizontal y  $C$  está definido como:

$$C = (1.0 - \lambda_L) \ln(e\lambda_L^f N_{Lv}^g N_{Fr}^h) \quad (44)$$

Con la restricción de que  $C \geq 0$  y los coeficientes para  $e$ ,  $f$ ,  $g$  y  $h$  son obtenidos de la siguiente tabla:

<b>Patrón de flujo</b>	<b>E</b>	<b>F</b>	<b>G</b>	<b>H</b>
<b>Segregado cuesta arriba</b>	0.011	-3.7680	3.5390	-1.6140
<b>Intermitente cuesta arriba</b>	2.960	0.3050	-0.4473	0.0978
<b>Distribuido cuesta arriba</b>	No hay corrección: $C = 1$ y $\Psi = 1$			
<b>Todos los patrones cuesta abajo</b>	4.700	-0.3692	0.1244	-0.5056

**Tabla 5.** Coeficientes empíricos para el factor  $C$  de Beggs y Brill (Ettehadi, R. et al., 2013)

Cuando el patrón de flujo cae en la región de transición, el colgamiento del líquido debe ser interpolado entre los valores del colgamiento segregado y el colgamiento intermitente usando la siguiente formula:

$$H_{L(\theta)Tr} = AH_{L(\theta)Seg} + (1 - A)H_{L(\theta)Int} \quad (45)$$

Dónde:

$$A = \frac{L_3 - N_{Fr}}{L_3 - L_2} \quad (46)$$

Finalmente, el colgamiento para una geometría anular se calcula de la siguiente manera:

Si  $0 \leq \theta \leq 60$ , entonces:

$$H_{LA(\theta)} = 1.0064H_{L(\theta)} + 0.0917 \quad (47)$$

Si  $60 \leq \theta \leq 90$ , entonces:

$$H_{LA(\theta)} = H_{L(\theta)} \quad (48)$$

**Paso 3.** La densidad de la mezcla es determinada a partir de la **Ecuación 28**, (del **Paso 1**) y el factor de fricción se determina a partir de la siguiente ecuación:

$$f = -1.4113 + 20.38f_n - 0.03244y_1 - 0.1381 \ln(f_n)^2 + 0.611 \ln(y_1)^2 \quad (49)$$

Dónde:

$$y_1 = \ln y \quad (50)$$

$$y = \frac{\lambda_L}{[H_{LA(\theta)}]^2} \quad (51)$$

$$f_n = \frac{1}{\left[2 \log \left( \frac{N_{Re}}{4.52231 \log(N_{Re}) - 3.8215} \right) \right]^2} \quad (52)$$

Y el Número de Reynolds se calcula de la siguiente manera:

$$N_{Re} = \frac{\rho_n v_m d}{\mu_n} \quad (53)$$

Dónde

$$\rho_n = \rho_L \lambda_L + \rho_G (1 - \lambda_L) \quad (54)$$

$$\mu_n = \mu_L \lambda_L + \mu_G (1 - \lambda_L) \quad (55)$$

Dónde:

$\rho_n$  = la densidad de la mezcla (lb/ft<sup>3</sup>)

$\rho_L$  = la densidad del líquido (lb/ft<sup>3</sup>)

$\rho_G$  = la densidad del gas (lb/ft<sup>3</sup>)

$\mu_n$  = la viscosidad de las dos fases (cp)

$\mu_L$  = la viscosidad del líquido (cp)

$\mu_G$  = la viscosidad del gas (cp)

**Paso 4.** La presión al fondo del primer intervalo se calcula de la siguiente manera:

1) Determinación de la pérdida de presión por fricción y el gradiente de presión hidrostática:

$$P_f = \frac{f \rho_n v_m^2}{2gd} / 144 \quad (56)$$

$$P_{hyd} = \rho_m TVD / 144 \quad (57)$$

Donde *TVD* es la profundidad vertical verdadera (ft).

2) Estimación del gradiente total de presión

$$P_{Total} = P_{Superficie} + P_{hyd} + P_f \quad (58)$$

**Paso 5.** La ECD es calculada utilizando la siguiente ecuación

$$ECD = \frac{P_{Total}}{0.052 * TVD} \quad (59)$$

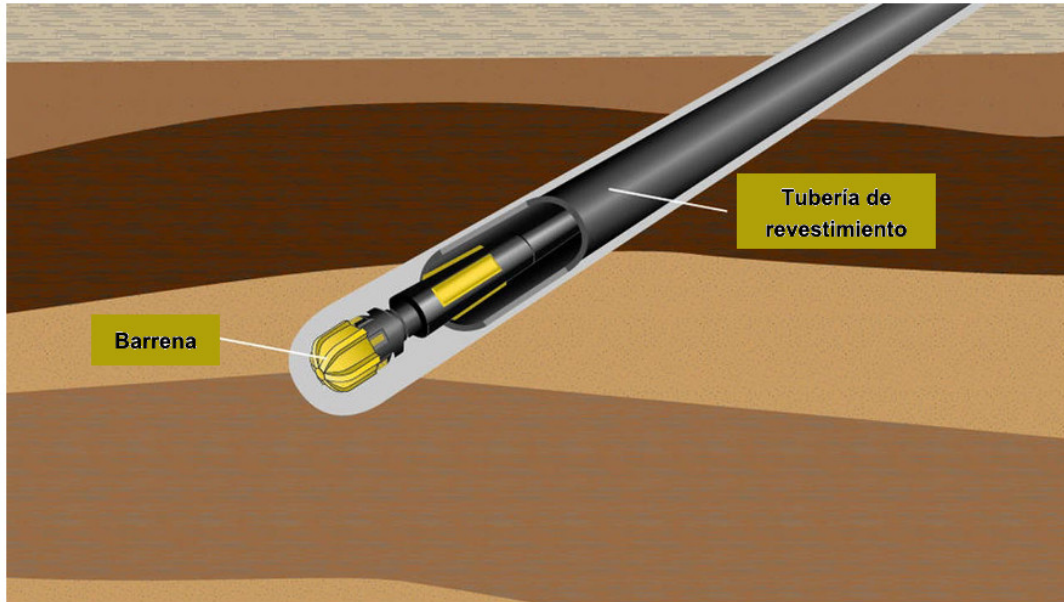
**Paso 6.** La presión al fondo del primer intervalo es utilizada para estimar las propiedades del fluido y velocidades superficiales en el segundo intervalo utilizando los pasos 1 al 5.

**Paso 7.** El proceso se repite hasta que se conoce la ECD al fondo del pozo o a la profundidad de interés.

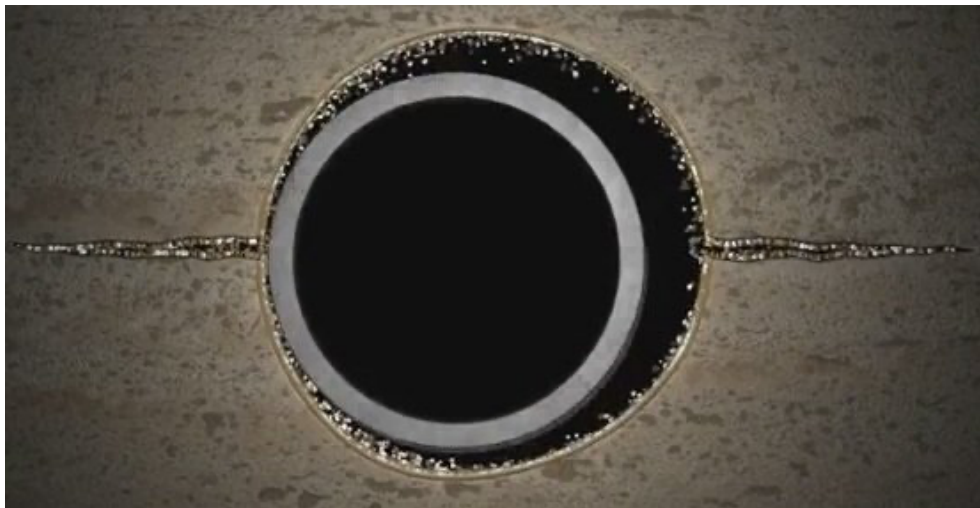
#### **4.3.2 Perforación con Liner**

Como su nombre lo indica, la perforación con tubería de revestimiento (en este caso con Liner) no utiliza un arreglo con tubería de perforación, en lugar de esto se adecúa la tubería de revestimiento con una zapata especial que realiza el trabajo de la barrena.

El uso de la perforación con tubería de revestimiento se justifica debido a la existencia del “*smear effect*”, el cual sostiene que la proximidad a la que se encuentran la tubería de revestimiento y la cara de la formación produce que los recortes sean “untados” hacia esta última, creando un tipo de enjarre que evita que exista pérdida de circulación, o en su defecto, reduce los volúmenes perdidos a niveles despreciables.



**Figura 26.** Perforación con Liner (modificado de GEA GROUP, 2016)



**Figura 27.** "Smear effect" (Aryanzadeh, A., 2017)

Además de prevenir la pérdida de circulación, el empleo de la perforación con tubería de revestimiento otorga varias ventajas a las operaciones:

- a) Permite el aislamiento de zonas con potencial de pérdida de circulación mientras se realiza el asentamiento de la tubería de revestimiento.
- b) Previene la inestabilidad del agujero causada por la pérdida de circulación
- c) Permite una cementación eficaz eliminando la posterior necesidad de cementaciones correctivas.

- d) Minimiza o elimina los tiempos no productivos para la operación ya que una vez alcanzada la profundidad de asentamiento se pueden comenzar las operaciones de cementación con un mínimo retraso en la circulación del fluido.
- e) La proximidad existente entre la tubería de revestimiento y la cara de la formación generan una mayor velocidad anular del fluido mejorando la limpieza del pozo en comparación con la que existe cuando se perfora con tubería de perforación.

#### **4.3.2.1 Selección de equipo**

Debido a la naturaleza de la operación, la tubería de revestimiento y el sistema colgador se encuentran sometidos a esfuerzos y torques superiores a los que generalmente se exponen al ser colocados de manera convencional, por lo cual la selección de equipos adquiere una mayor relevancia.

**Barrena convertible:** La selección de la barrena debe contemplar que podrá ser sometida a esfuerzos compresivos de hasta 15,000 psi, considerando las profundidades a las que se encuentran los intervalos fracturados.

La dureza de los elementos cortadores debe ser la suficiente para atravesar sin problemas el intervalo para el que se diseñe, pero evitando que, de no ser la última etapa, dañe la barrena a utilizar para la siguiente.

Además de esto, la barrena debe contar con el mecanismo para poder ser convertida a una zapata convencional, al alcanzar la profundidad total de la etapa, para continuar con las operaciones de anclaje y cementación.



*Figura 28. Barrena convertible (Aguilera, L. et al., 2013)*

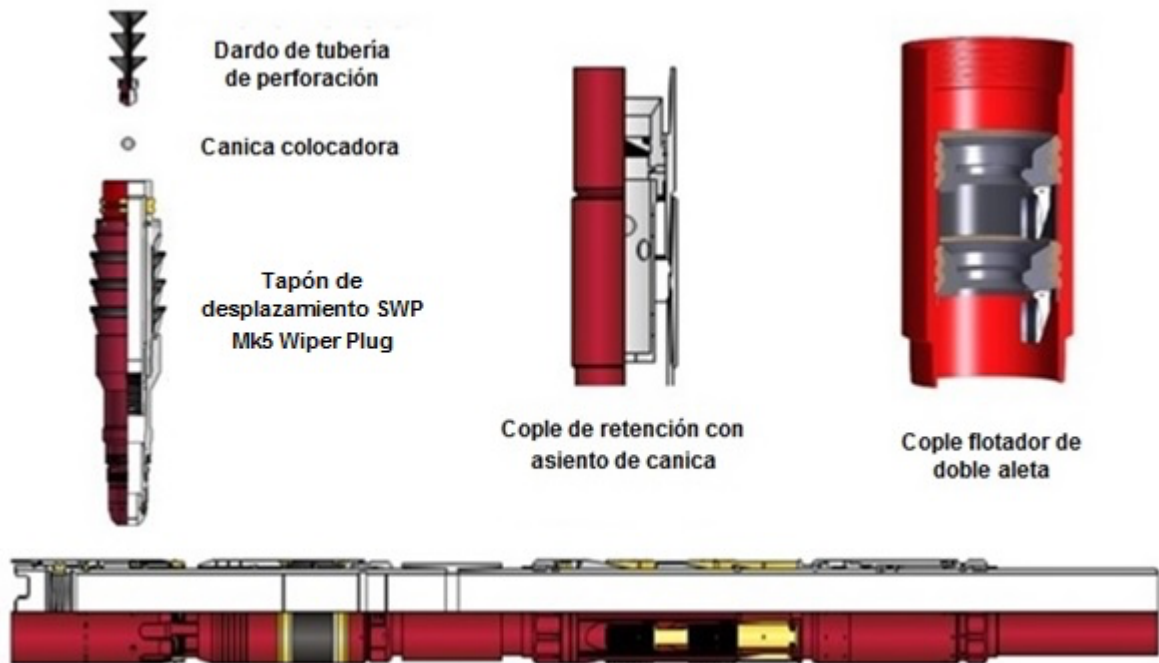
**Sistema colgador de Liner:** Al igual que una tubería de perforación, el sistema colgador debe poder soportar las cargas y los esfuerzos a los que se ve sometido al realizar las operaciones de perforación pero manteniendo la capacidad de desarrollar la función para la que está diseñado.

La selección se basa en tres puntos importantes: el sistema colgador, el empacador superior y el sistema accionador de las cuñas sujetadoras del colgador.

El sistema colgador debe ser diseñado para operar en pozos profundos con alto grado de inclinación por largos periodos de rotación. Este tipo de sistema colgador se encuentra equipado con dispositivos mecánicos de bloqueo que evitan la activación prematura mientras se realizan las operaciones de perforación, permitiendo el uso de gastos y presiones altas de fluido de perforación.

De igual manera, el empacador superior debe soportar largos periodos de rotación y permitir que la presión atmosférica sea atrapada debajo de él para que, mientras el sistema completo es desplazado hacia el fondo del pozo, la presión hidrostática dentro del pozo actúa de forma que sea liberada hacia el mandril del empacador superior por efecto de vacío, evitando que el sistema de colocación actúe de manera prematura.





**Figura 29.** Sistema colgador del liner (modificado de Aguilera, L. et al., 2013)

Por último, el sistema accionador de las cuñas del colgador debe poseer un sistema de bloqueo mecánico que evite la liberación temprana de las cuñas debido al constante flujo y presión del fluido de perforación.

**Equipo de cementación:** El equipo de cementación debe integrar una zapata flotadora que permita la utilización de la canica que active la transformación de la barrena y la que permite el asentamiento del Liner. Este tipo de zapata cumple con la función de una válvula “check” que impide el retorno del cemento al interior de la tubería, así como del fluido de perforación.

#### 4.3.3 Teoría del fortalecimiento de pozo

El fortalecimiento del pozo es un conjunto de técnicas que, a diferencia de lo que indica su nombre, se enfocan en alterar artificialmente los esfuerzos alrededor del pozo y minimizar las pérdidas de fluido en lugar de mejorar la integridad de este. En otras palabras, las técnicas de fortalecimiento del pozo buscan incrementar la presión necesaria para fracturar la formación y ampliar la ventana operativa para el fluido de perforación.

Las técnicas de fortalecimiento del pozo pueden ser utilizadas para prevenir y remediar las pérdidas de circulación en tanto estas ataquen objetivos específicos. En un tratamiento preventivo, el uso de materiales de pérdida de circulación (LCM), se enfoca en acelerar la formación del enjarre en las paredes del pozo y sellar rápidamente cualquier fractura preexistente o inducida por las operaciones de perforación, mientras que en un tratamiento de remediación, el primer objetivo de los LCM es sellar, puentear o rellenar las fracturas una vez que una pérdida de circulación se ha presentado y su objetivo final es detener la propagación de las fracturas e incrementar la presión máxima que el pozo puede soportar para evitar que se presente otro escenario de pérdida.

Además de prevenir y remediar las pérdidas de fluido, las técnicas de fortalecimiento del pozo pueden reducir problemas adicionales que resultan en tiempos no productivos, tales como inestabilidad, atrapamiento de tubería, patadas del pozo y brotes bajo tierra (Feng, Y., 2017).

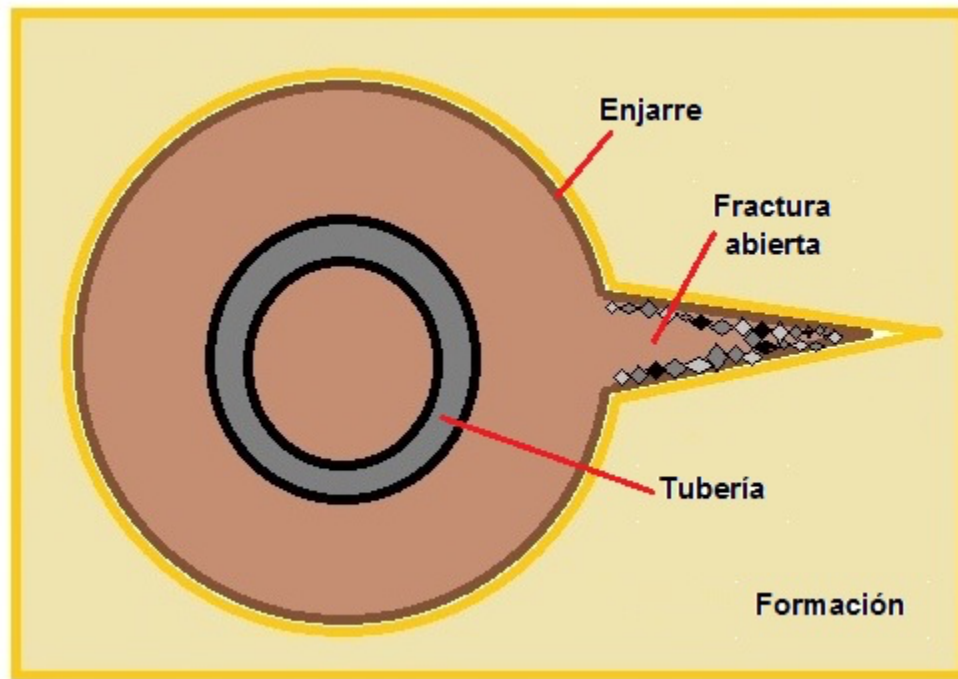
### 4.3.3.1 Modelos de fortalecimiento de pozo

La aplicación de este tipo de soluciones depende del modelo que se quiera utilizar y es decisión del operador de acuerdo a las condiciones presentes en la zona que se está perforando y el objetivo que busque lograr con ello. Los modelos de fortalecimiento del pozo son cuatro y se basan en principios de mecánica de las rocas:

<b>Categoría</b>	<b>Resistencia de la propagación de la fractura</b>	<b>Jaula de esfuerzos</b>	<b>Esfuerzo de cierre de la fractura</b>
Técnica de aplicación	Continua en el lodo	Continua en el lodo o en baches	Continua en el lodo o en baches
¿Esfuerzo de cierre o de la formación aplicado?	No	No	Si
¿Aislamiento de la punta de la fractura?	Si	No	Si
¿Pérdida elevada del fluido requerida?	No	No	Si
Fuerza de las partículas de WSM	Sin importancia	Algo importante	Sin importancia
Tamaño de la partícula de WSM	Importante	Importante	Sin importancia
Tipo de la partícula de WSM	Importante	Importante	Sin importancia

**Tabla 6.** Diferencias entre las técnicas de fortalecimiento de pozo (Cook, J. et al., 2012)

**Modelo de resistencia a la propagación de la fractura:** Este modelo requiere que un enjarre sea filtrado hacia el interior de fracturas preexistentes y sea formado al interior de estas, sellando la punta de la fractura y manteniéndola incomunicada con la presión que se está ejerciendo en el pozo, logrando de esta manera incrementar la resistencia de la formación a la propagación de la fractura.



**Figura 30.** Corte transversal de un pozo cuando se aplica el modelo de resistencia a la propagación de la fractura

El desarrollo de este modelo tiene su origen en un proyecto conjunto de diversas empresas petroleras en la década de 1980, conocido como “*Drilling Engineering Association*” (DEA-13). El objetivo era descubrir por qué al utilizar fluidos base aceite se solía presentar un gradiente de fractura menor que al utilizar un fluido base agua.

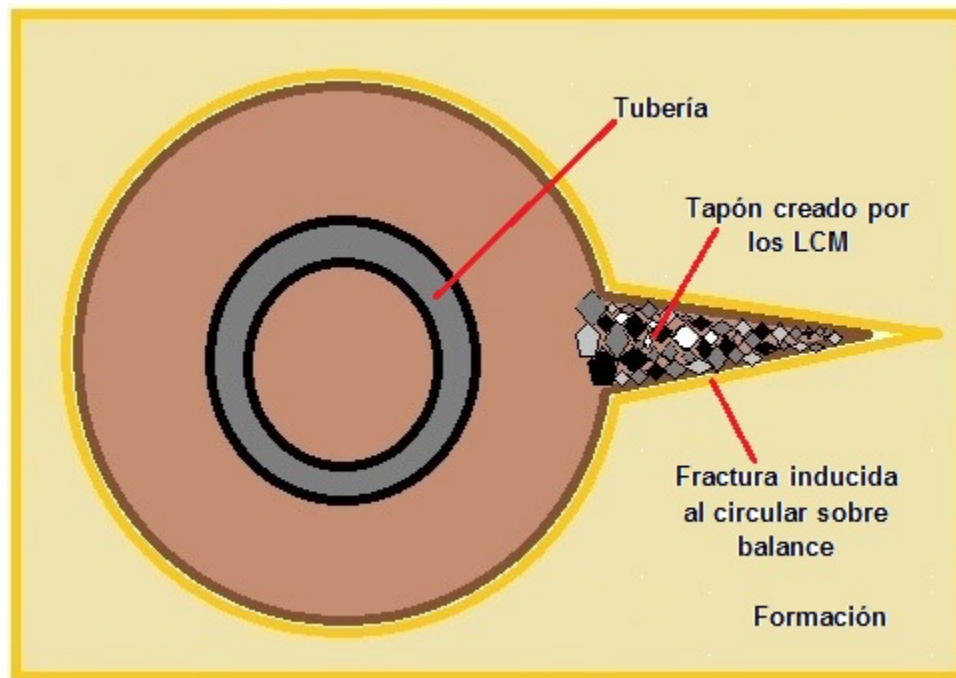
Además de descubrir que tal diferencia se debía a la rapidez con que los fluidos base aceite sellaban las fracturas que se iban generando en el pozo, evitando que los LCM actuaran como era debido, el estudio reveló que para que el uso del modelo tuviera éxito debían cumplirse ciertas condiciones:

- 1) En el fluido debe existir la presencia de LCM en todo momento.
- 2) La distribución y el tamaño de las partículas de LCM es crucial para que las fracturas sean selladas de manera eficiente.
- 3) El tamaño de las partículas se encuentra en función de la formación que se encuentre perforando.
- 4) Algunos de los LCM recomendables para el funcionamiento de este modelo incluyen al grafito sintético, cascarones de dátiles molidos y partículas de celulosa que se puedan dispersar en fluidos base aceite.
- 5) Las concentraciones de LCM en el fluido deben rondar los 43 a 57 kg/m<sup>3</sup> y deben ser reciclados continuamente para ser reintroducidos al pozo cuando nuevas secciones sean perforadas.

**Modelo de jaula de esfuerzos:** Este modelo se describe como el puenteo por parte de partículas de LCM cerca de la boca de las fracturas para crear un esfuerzo tangencial extra alrededor del pozo.

El fluido es circulado sobre balance para propiciar la creación de pequeñas fracturas. Las partículas más grandes de LCM se acuñan en la boca de la fractura, cerca del pozo, para que posteriormente las partículas más pequeñas vayan rellenando los espacios existentes entre las más grandes y estas con la cara de la fractura para que con el tiempo se logre sellar por completo la boca de la fractura. El fluido que se desplaza hacia el interior de la fractura es filtrado hacia la formación por efectos de compactación y lentamente la longitud restante de la fractura se va cerrando.

La presencia de LCM dentro de la fractura evitará que esta se cierre y generará un esfuerzo tangencial extra alrededor del pozo, resultando en un incremento de la jaula de esfuerzos.



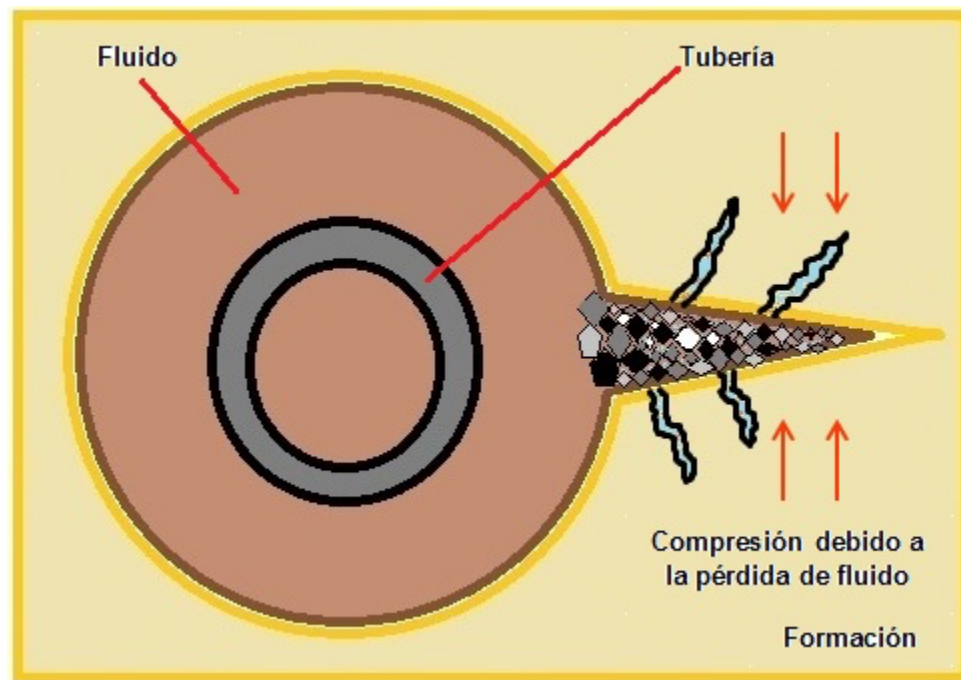
**Figura 31.** Corte transversal de un pozo cuando se aplica el modelo de la jaula de esfuerzos

Para que la implementación de este modelo tenga éxito, estudios de la industria sugieren que las siguientes condiciones sean cumplidas (Cook, J. et al., 2012):

- 1) Las partículas de LCM deben ser lo suficientemente resistentes para poder soportar el esfuerzo de cierre al que se verán expuestos.
- 2) El dimensionamiento de las partículas debe ser el adecuado para que estas se asienten cerca de la boca de la fractura en lugar de depositarse en zonas más profundas
- 3) El puenteo que se cree debe ser casi impermeable para evitar comunicación hacia el interior de la fractura y permitir que la presión remanente dentro de la fractura decaiga.
- 4) Para que las fracturas que se abran sean cercanas a 1 mm de espesor las partículas de LCM deben ser del tamaño de arcillas coloidales y hasta máximo 1 mm.
- 5) Se requiere una concentración de partículas de LCM de al menos  $25 \text{ kg/m}^3$ .
- 6) Algunos de los materiales recomendados son mezclas de grafito, cáscaras de nueces y coque de petróleo molido.

**Modelo de esfuerzo de cierre de la fractura:** Este modelo se enfoca en incrementar el esfuerzo de cierre de la fractura que actúa en el plano de la misma y la mantiene cerrada.

Para lograr esto, la fractura debe ser ensanchada para luego ser rellenada por una masa inmóvil. Mientras más grande sea la fractura mayor será el esfuerzo de compresión que se reflejará en la roca adyacente.



**Figura 32.** Corte transversal de un pozo cuando se aplica el modelo de esfuerzo de cierre de la fractura

La aplicación del modelo requiere que parte del fluido junto con partículas de LCM ingresen a la fractura. Cuando el fluido es rápidamente filtrado hacia la formación, por efectos de compactación, las partículas de LCM son las únicas que se mantienen dentro de la fractura. Este proceso se repite constantemente mientras continúan las operaciones de perforación hasta que una masa inmóvil es depositada y consolidada al interior de la fractura.

La masa depositada evita la comunicación entre la punta de la fractura y la presión en el pozo, deteniendo la propagación de la fractura, incrementando la presión en el pozo y permitiendo un incremento en la amplitud de la fractura.

Al igual que con los modelos anteriores, el éxito de la aplicación de este depende de las siguientes consideraciones:

- 1) Las partículas de LCM deben poder deformarse o ser aplastadas durante la aplicación del tratamiento.
- 2) La selección de LCM debe ser de tal forma que estén compuestos de partículas relativamente largas, de tamaño similar, aspereza considerable y que no encajen bien.
- 3) Ejemplos de LCM para este modelo son tierras de diatomeas y barita.
- 4) La resistencia compresiva de los materiales no es importante para este modelo pero si lo es el poder alcanzar una pérdida grande del fluido para que la masa se forme lo más rápido posible.

**Aislamiento del pozo:** El aislamiento del pozo es otra estrategia que busca, de manera artificial, incomunicar a la formación con el pozo al reducir la permeabilidad de esta a valores cercanos a cero. Si bien, es posible alcanzar un semi estado de isolación con el uso de micro y nano partículas de LCM, no es posible aislar por completo la presión del pozo de la formación.

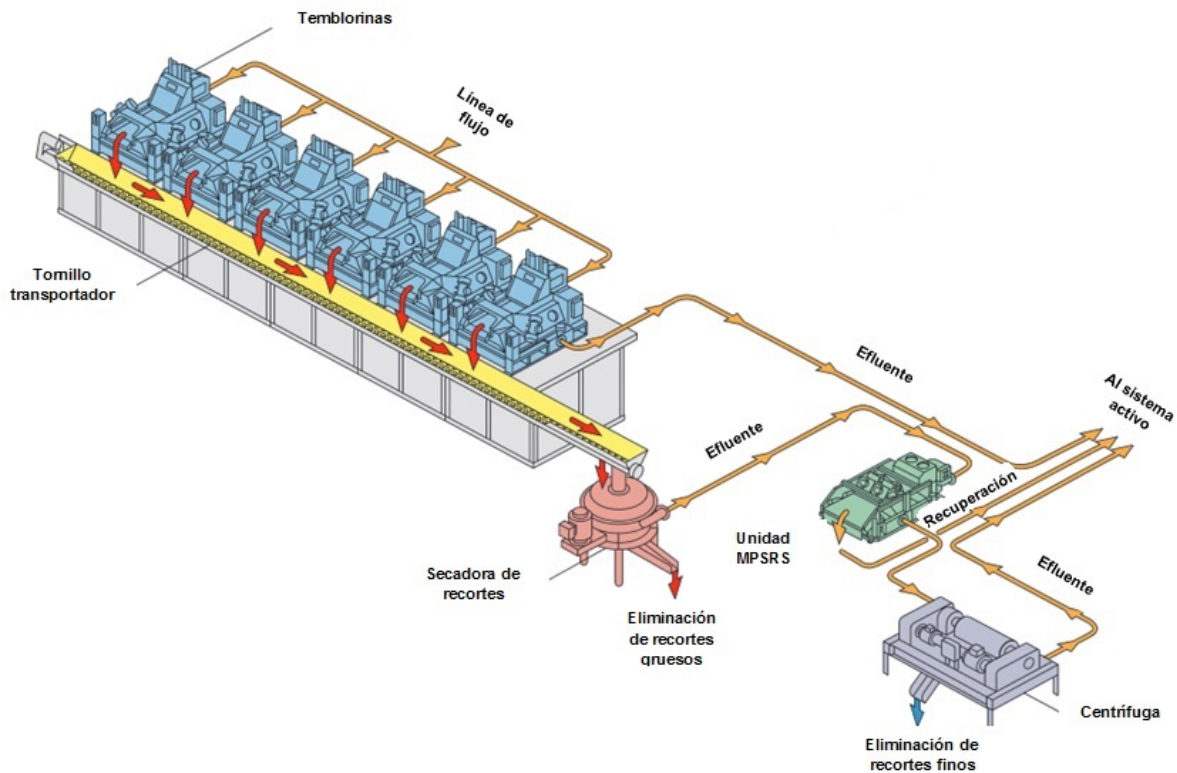
El reto principal para este modelo es construir una barrera impermeable en la cara de la formación con el uso del fluido de perforación y LCM, condición que solo es posible alcanzar con el uso de lechadas de cemento o fluidos que puedan imitar el “smear effect” presente en la perforación con Liner.

#### **4.3.3.2 Requerimiento de equipo**

Al aplicarse alguna de las técnicas de fortalecimiento de pozo es necesario adecuar el sistema de separación de recortes para poder manejar de manera adecuada el volumen de LCM que se recuperan después de que circula en el pozo. Las pruebas de campo sobre estos métodos han demostrado la importancia de mantener una correcta separación de los recortes para maximizar la



recuperación de LCM de tamaño óptimo y distribución adecuada, por lo cual un equipo de reciclaje debe ser incluido como parte de la operación.



**Figura 33.** Sistema de recuperación de tamaño de partículas administrado (MPSRS) para el tratamiento del fluido de perforación (Modificado de Cook, J. et al., 2012)

De acuerdo con la empresa Shell, el proceso para reciclar LCM para su posterior uso comienza con una línea que recolecta los sólidos provenientes del fluido de perforación (donde se incluyen recortes de la formación y partículas de LCM), para dirigirlos posteriormente a las temblorinas. El fluido y partículas restantes son después dirigidos hacia un transportador de tornillo y un secador de recortes para remover los recortes residuales del fluido. Luego, el fluido pasa a través de la unidad del sistema de recuperación de tamaño de partículas administrado (MPSRS, por sus siglas en inglés), que separa aún más los LCM de los recortes de perforación más pequeños. Una centrífuga realiza el último proceso de separación, eliminando los recortes de perforación más pequeños del LCM. Las partículas restantes de LCM en las temblorinas, la unidad MPSRS y la centrífuga se envían de regreso al sistema activo para su reintroducción en el pozo.

#### **4.4 Métodos correctivos**

Si bien la efectividad de los métodos preventivos es muy alta, la realidad es que existirán ocasiones en las que su aplicabilidad se verá limitada por diversas condiciones. La falta de espacio en las instalaciones podría imposibilitar la implementación de las técnicas de perforación que requieren de espacio extra para equipos adicionales; en otras ocasiones podrían existir condiciones geológicas adversas que impidan el correcto funcionamiento de las técnicas de fortalecimiento de pozo o podría llegar a originarse un escenario de pérdida en alguna zona en la que no se esperaba que existiera potencial para que ocurriera.

Cuando este tipo de condiciones se presentan es necesario contemplar los métodos correctivos que puedan permitir que las operaciones de perforación se puedan seguir realizando. Uno de los puntos más importantes, y que se debe recalcar, es el hecho de que una vez que un escenario de pérdida se presenta durante las operaciones de perforación, el costo total del pozo comenzará a elevarse, por lo cual es importante que el método que se seleccione para corregir el evento permita que el control se realice de manera segura, eficaz y en el menor tiempo posible.

##### **4.4.1 Diagnóstico del evento**

Para poder controlar de manera apropiada un escenario de pérdida de circulación es necesario entender las causas que lo ocasionaron, para lo cual es importante priorizar la obtención de información sobre la formación que se estaba atravesando y sobre las operaciones que se estaban realizando en el momento de su detección. Esto con el fin de poder diferenciar una pérdida inducida de una natural, identificar la severidad del escenario y localizar la zona en la que se está produciendo.

Cuando se identifica una pérdida de circulación mientras se está perforando, a través de una zona con presión de poro normal, es casi seguro que la causa que la origina sea una formación porosa, naturalmente fracturada o con una gran cantidad de vóculos. En cambio, si la pérdida se detecta cuando se están

realizando viajes de tubería en el pozo, lo más probable sea que la presión creada por esta operación haya inducido fracturas por las que se está perdiendo el fluido.

#### **4.4.1.1 Localización de la zona**

Uno de los pasos más importantes para poder garantizar un control rápido y seguro de un escenario es poder localizar la zona que es causante del evento lo más rápido posible. En muchas ocasiones la formación causante del escenario no se encuentra en el fondo del pozo, a nivel de la barrena, sino justo debajo de la última zapata que se asentó ya que es el punto más débil de la construcción.

Existen varios métodos diseñados para localizar la zona causante del evento, algunos de ellos son:

- a) Estudio de la ubicación de la zona de pérdida: Para este método es necesario introducir un cable monofilar al que va sujeto un pequeño rotor con aspas. Cuando el rotor llega a una zona de pérdida horizontal este comenzará a rotar con mayor velocidad. Esta velocidad se registra en una película mediante rayas o espacios. Aunque es bastante efectivo tiene el inconveniente de requerir un gran volumen de pérdida de lodo y que no funciona correctamente cuando en el fluido se encuentran presentes LCM.
- b) Estudio de temperatura: Otro de los métodos utilizados para localizar la zona de pérdida es el estudio de temperatura en el cual se utiliza una herramienta que puede cambiar su resistencia cuando detecta un cambio de temperatura. Para utilizar este método es necesario estabilizar el fluido en el pozo para posteriormente conocer el gradiente de temperatura del mismo, un segundo estudio es corrido cuando fluido nuevo a menor temperatura se circula en el pozo. Si existiera una zona de pérdida de circulación la herramienta detectaría el cambio de temperatura.
- c) Estudio con trazador radioactivo: Los estudios con trazadores radioactivos consisten en introducir píldoras de fluido de perforación con contenido de material radioactivo para luego correr un registro de rayos gamma en el pozo. Es necesario contar con un registro previo del pozo para poder comparar el segundo registro. Una zona de pérdida de circulación tendrá una mayor

concentración del material radioactivo convirtiendo este estudio en uno de los más precisos, pero a su vez de lo más costosos. El mayor inconveniente de este estudio es que se requiere una pérdida muy grande de fluido para que el material radioactivo llegue a la zona de interés además del equipo necesario para tomar los registros.

- d) Estudio de presiones: El estudio de presiones requiere la introducción de un cilindro al interior del pozo. El cilindro se encuentra abierto por la parte superior y en la parte inferior tiene un agujero de diámetro reducido con el fin de restringir el paso del fluido, además de esto cuenta con una ventana provista de un diafragma de neopreno y un electrodo móvil y dos fijos en los extremos. El electrodo móvil realiza un movimiento de vaivén entre los fijos. La diferencia de presiones a través del diafragma produce una variación de voltaje en el circuito eléctrico, indicando la velocidad de flujo del lodo y el punto en que el lodo se vuelve estático.

#### **4.4.1.2 Determinación de la severidad del evento**

A la par que se localiza la zona de pérdida se debe determinar el volumen que se pierde para conocer la severidad del evento. Clasificar el escenario de pérdida es fundamental ya que no es lo mismo remediar una pérdida por filtración que una moderada o una pérdida total. Los métodos que se utilizan para solucionar los eventos se seleccionan en función de su gravedad y el tipo de formación que causa la pérdida.

En general, la manera más rápida de determinar la severidad de un evento de pérdida es la cuantificación y la observación de los volúmenes obtenidos en las presas de lodos, la diferencia del nivel del fluido dentro de la tubería cuando se detecta el evento y el cálculo de estos volúmenes en intervalos de tiempo.

Para determinar la severidad del evento no existe alguna correlación o método aplicable a todos los pozos del mundo ya que esta depende directamente de las características particulares de cada lugar. Si bien existen correlaciones para predecir los volúmenes perdidos, aún se encuentran en desarrollo métodos generales que tomen en cuenta todas las variables para predecir de manera

precisa los escenarios de pérdida de circulación, como lo son la ROP, la ECD, las RPM, entre otras. El desarrollo de estos modelos requiere de enormes cantidades de información y del uso de algoritmos robustos, como las redes neuronales, y esto solo permitiría la adecuación del modelo a la zona de la que proviene la información.

#### **4.4.2 Técnica de sacar la tubería y esperar**

Antes de aplicar cualquier método a la remediación de un escenario de pérdida es común levantar un poco la sarta de perforación del fondo del pozo y esperar un periodo de tiempo entre 4 y 8 horas para observar el comportamiento del pozo. La finalidad de levantar la sarta es reducir la presión ejercida en el fondo del pozo para permitir que, en caso de que se presenten fracturas inducidas, éstas sean selladas. El pozo debe ser monitoreado constantemente en caso de que se genere algún tipo de flujo desde la formación o incremente el volumen de la pérdida.

El uso de esta técnica está restringido a casos en que la severidad del evento es el de una filtración o en el caso de que se presenten fracturas inducidas a grandes profundidades. En caso de existir formaciones naturalmente fracturadas o pérdidas moderadas a severas es recomendable el paro de las operaciones y la remediación de la zona a través de otro método.

#### **4.4.3 Aplicación de materiales de pérdida de circulación (LCM)**

Uno de los métodos más utilizados en la industria petrolera para tratar los escenarios de pérdida de circulación es la integración de materiales de pérdida de circulación (LCM) a los fluidos de perforación. En general un LCM es una partícula dimensionada de un cierto material que tiene como objetivo sellar cualquier tipo de vía permeable en el pozo que pueda potencialmente permitir el flujo del fluido de perforación hacia la formación.

Una de las razones que ha permitido que los LCM sean uno de los mejores métodos para el control de la pérdida de circulación es la adaptabilidad que poseen al poder ser dimensionados y mezclados entre sí para cumplir con las necesidades específicas de cada pozo. Esta misma razón ha llevado a muchas

empresas a crear nuevos tipos de LCM que cumplen con objetivos específicos como es el caso de los WSM (de los cuales se habló con anterioridad), la tecnología de nano partículas y los materiales utilizados en las operaciones de inyección de fluidos de alta pérdida de filtrado (HFLS), y al existir un amplio catálogo de materiales que pueden funcionar como LCM, existe la necesidad de clasificar estos con el fin de permitir una mejor selección para la aplicación de tratamientos correctivos.

#### **4.4.3.1 Clasificación de LCM**

Por lo general se solían clasificar los materiales de acuerdo a sus propiedades físicas en granulares, fibrosos y escamosos. Si bien, esta clasificación era útil para una rápida identificación de los materiales en campo, algunos nuevos desarrollos han visto las limitaciones de la misma.

La clasificación de LCM propuesta por Alsaba M. et al., (2014) toma en cuenta las diferentes propiedades físicas y químicas que poseen los materiales, además del trabajo que desempeñan para el control de los escenarios de pérdida de circulación, resultando en 7 categorías distintas de LCM:

- 1) Granulares: Los materiales granulares poseen la capacidad de formar un sello en la cara de la formación o al interior de las fracturas para evitar las pérdidas. Debido a que son bastante rígidos, y que cuentan con una alta resistencia a la compresión son generalmente utilizados para operaciones de fortalecimiento de pozo.
- 2) Escamas: Los materiales escamosos se caracterizan por ser delgados y aplanados lo cual les permite tener una mayor superficie de contacto con la formación. Pueden ser o no rígidos y su forma les permite generar un tapete de partículas en la cara de la formación.
- 3) Fibrosos: Por su parte, los materiales fibrosos son largos, finos y flexibles, lo cual les permite, al depositarse en la cara de la formación, generar un tipo de tapete que permite la filtración de partículas más pequeñas hacia las fracturas o cavernas de la formación para sellarlas.

- 4) Solubles en ácido/Solubles en agua: Los materiales solubles en agua o solubles en ácido están diseñados especialmente para remediar pérdidas en zonas productoras debido a que evitan el daño a la formación que otro tipo de material puede ocasionar.
- 5) Filtrados de alta pérdida de fluido (HFSL): Este tipo de materiales tienen como objetivo formar un tapón en la zona de pérdida al exprimir rápidamente todo el fluido y dejar únicamente los sólidos en las fracturas, cavernas o vugulos, y son bastante útiles cuando se trata de formaciones naturalmente fracturadas o muy permeables.
- 6) Hinchables/Hidratables: Este tipo de materiales se caracterizan por requerir de una activación química, ya sea antes o después de ingresar a la zona de pérdida, por lo cual requieren de procedimientos especiales para su colocación.
- 7) Nanopartículas: Las nano partículas están conformadas por materiales con tamaños que varían entre 1 y 100 nm y han resultado efectivos para sellar microfracturas que materiales de tamaño convencional no pueden, además ayudan a mejorar la estabilidad del pozo al ser utilizadas en operaciones de fortalecimiento de pozo.

Existen algunos tipos de LCM que por sus características pueden encajar en dos o más tipos de clases, como es el caso del carbonato de calcio, que puede ser tanto granular como soluble en ácido, y la fibra mineral, que puede ser tanto un LCM fibroso como soluble en ácido. Más ejemplos de este caso y de otros tipos de LCM en la **Tabla 4.4**.

<b>Clase de LCM</b>	<b>Ejemplos</b>	<b>Nombres comerciales</b>
<b>Granulares</b>	Cáscaras de nuez molidas dimensionadas, grafito, carbonato de calcio, mármol molido dimensionado	WALL-NUT, MIL-PLUG, NUTSHELL, NewPlug, STEELSEAL, G-SEAL, C-SEAL, NewSeal, EZ-PLUG, BARACARB, SAFECARB, MIL-CARB
<b>Fibrosos</b>	Fibra de celulosa natural, fibra de madera (aserrín), papel, fibra mineral	BAROFIBRE, M-I-X II, FIBER SEAL, DYNARED, M-I CEDAR FIBER, N-SEAL, MAGMA FIBER
<b>Escamosos</b>	Celofán, mica dimensionada, carbonato de calcio en escamas	MILFLAKE, MILMICA, MESUCO-MICA, SOLUFLAKE
<b>Solubles</b>	Polímeros reticulados solubles en agua, extrusiones solubles de fibra mineral, sales tratadas y dimensionadas, carbonato de calcio, polisacáridos no tóxicos	EZ-PLUG, N-SQUEEZE, N-SEAL, MAGMA FIBER, BARAPLUG, BARACARB, SAFE-CARB, NewCarb, SOLUFLAKE, HOLE-SEAL-II
<b>HFLS</b>	Mezclas de materiales granulares y fibrosos, fibra de micro celulosa, polímeros orgánicos, espuma de caucho, grafito	GEO STOP LOSS, DIASEAL M, DIAPLUG, X-Prima, NewBridge, ULTRA SEAL, DUO-SQUEEZE
<b>Hinchables/ Hidratables</b>	Polímeros hinchables, polímeros reticulados grafito elástico, minerales inorgánicos	HYDRO-PLUG, SUPER-STOP, N-SQUEEZE
<b>Nano partículas</b>	Nano partículas de hidróxido de hierro, nano partículas de carbonato de calcio	Iron Hydroxide NP, Calcium Carbonate NP

*Tabla 7. Ejemplos de materiales de pérdida de circulación (adaptado de Alsaba, M. et al., 2014)*





**Figura 34.** Ejemplos de LCM: 1 – Grafito, 2 – Cascarás de nuez, 3 – Mica, 4 – Celofán, 5 – Carbonato de calcio (modificado de Alsaba, M. et al., 2014)

#### 4.4.3.2 Métodos de aplicación de LCM

Tanto para las operaciones de fortalecimiento de pozo, así como para las de remediación de zonas de pérdida, las partículas de LCM deben ser mezcladas con el fluido de perforación para poder ser transportadas a la profundidad deseada.

La selección de la técnica para la remediación de los escenarios de pérdida de circulación depende de la severidad del mismo y el tipo de formación en el que se desarrolle, en cuanto que para las operaciones de fortalecimiento de pozo depende del modelo que se busque aplicar.

<b>Densidad del fluido de perforación [g/cm<sup>3</sup>]</b> <b>Producto [lb/bl]</b>	0.83 – 1.49	1.49 – 1.79	1.8 – 2.03	+2.03
Micro fibra (fino)	4 – 6	4 – 6	4 – 6	4 – 6
Micro fibra (medio)	4 – 6	4 – 6	4 – 6	4 – 6
Micro fibra (grueso)	0	0	0	0
Carbonato de calcio	5 – 10	5 – 10	5 – 10	5 – 10
Concentración total de LCM	4 – 15	4 – 15	4 – 15	4 – 10

**Tabla 8.** Prevención de pérdida por filtración tratando el sistema entero (LOST CIRCULATION GUIDE, 2014)

<b>Densidad del fluido de perforación [g/cm<sup>3</sup>]</b> <b>Producto [lb/bl]</b>	0.83 – 1.49	1.49 – 1.79	1.8 – 2.03	+2.03
Micro fibra (fino)	10	10	10	10
Micro fibra (medio)	10	10	10	10
Micro fibra (grueso)	10	10	10	10
Carbonato de calcio fino	10	10	10	10
Carbonato de calcio grueso	10	10	10	10
Concentración total de LCM	30 – 50	30 – 50	30 – 50	30

**Tabla 9.** Tratamiento del sistema entero por pérdidas moderadas parciales (LOST CIRCULATION GUIDE, 2014)

#### 4.4.3.2.1 De manera continua

En el fluido de perforación se encuentra presente, en todo momento, una baja concentración de partículas de LCM que pueden servir de pre tratamiento de las formaciones atravesadas cuando se realizan operaciones de fortalecimiento de pozo o como agentes remediantes de escenarios de pérdida.

Cuando se trata de un pre tratamiento de la zona se suelen utilizar bajas concentraciones de partículas finas de LCM, como lo es el carbonato de calcio, fibras de micro celulosa o materiales basados en carbono, ya que se busca aplicar el modelo de resistencia a la propagación de la fractura. Cabe mencionar que este tipo de materiales es de los más utilizados para tratar casi cualquier tipo de pérdida y son considerados como convencionales.

En caso de un tratamiento de remediación, la concentración de partículas de LCM en el fluido depende del tipo de formación a tratar y la severidad del evento. En formaciones carbonatadas es posible acondicionar el fluido de perforación con hasta  $150 \text{ kg/m}^3$  de partículas de LCM granulares con un tamaño menor a 1,500 micrones, sin embargo, existe un pequeño riesgo de taponar las herramientas. En la **Tabla 8** y la **Tabla 9** se muestran algunas concentraciones recomendadas para tratar este tipo de escenarios de pérdida.

Algunas de las limitaciones que se presentan al aplicar de esta manera un tratamiento de LCM es que solo es posible hacerlo cuando la severidad de la pérdida es el de una filtración o una pérdida moderada menor, ya que en escenarios donde los volúmenes escalan al de una pérdida moderada a severa, la rapidez con la que se pierde fluido impide el actuar de las partículas de LCM de estos tamaños.

Como se suelen utilizar concentraciones bajas para evitar un aumento significativo de la ECD durante las operaciones de perforación, es común que cuando una pérdida es detectada las operaciones se paren por un periodo de tiempo para permitir que la zona se cure con las partículas de LCM que se encuentran en el fluido de perforación, generalmente aplicando la técnica de sacar la tubería y esperar.

En el caso de formaciones naturalmente fracturadas y para pérdidas moderadas parciales, si la pérdida continúa después de un cierto periodo de tiempo, es recomendable realizar un paro total de las operaciones, restablecer la circulación y proseguir con la inyección de una píldora de LCM u otra técnica que permita la remediación de la zona.

#### **4.4.3.2.2 En forma de píldoras de LCM**

Las píldoras son volúmenes concentrados de partículas de LCM cuyo objetivo es ser bombeado hasta la profundidad donde se localiza la pérdida y sellar la zona causante.

De igual manera que un tratamiento de manera continua, una píldora de partículas de LCM puede ser utilizada tanto para operaciones de fortalecimiento de pozo como para remediar un evento de pérdida de circulación, con la diferencia sustancial que inyectar una píldora requiere que la zona causante de la pérdida sea diagnosticada correctamente para evitar un mal diseño de la misma y problemas adicionales que pueden ser causados por esta razón.

Las píldoras de LCM pueden ser utilizadas en los tres tipos de escenarios de pérdida de circulación, sin embargo, para pérdidas severas las concentraciones de materiales convencionales deben ser de al menos  $140 \text{ kg/m}^3$  (49.07 lb/bl), lo cual puede resultar en ECDs elevadas que pueden ocasionar problemas adicionales. Aunado a esto, al menos que las pérdidas severas sean ocasionadas por fracturas inducidas, en la mayoría de los casos una píldora de partículas convencionales de LCM no bastará para detener la pérdida y será necesario una formulación distinta.

Para controlar las pérdidas moderadas y severas con píldoras de LCM en formaciones con alta porosidad o permeabilidad se suelen utilizar píldoras reactivas. El objetivo de una píldora reactiva es sellar las zonas o vías de flujo donde las píldoras convencionales han fallado para permitir restablecer el control de la zona.

El nombre reactivas hace referencia a que, una vez situadas a la profundidad de la pérdida, las propiedades de esta van a ser diferentes a las que poseía en superficie. Las píldoras reactivas generalmente utilizan materiales como la barita, la tierra diatomácea y la limolita, aunque la formulación suele variar de acuerdo a las características de la zona que se deba sellar.

<b>Densidad del fluido de perforación [g/cm<sup>3</sup>]</b> <b>Producto [lb/bl]</b>	0.83 – 1.49	1.49 – 1.79	1.8 – 2.03	+2.03
Micro fibra (fino)	10 – 25	10 – 25	10 – 15	5 – 10
Micro fibra (medio)	10 – 25	10 – 25	10 – 15	5 – 10
Micro fibra (grueso)	0	0	0	0
Carbonato de calcio dimensionado	10 – 40	10 – 30	15 – 25	10 – 15
Concentración total de LCM	30 – 80	30 – 75	25 – 50	20 – 30

**Tabla 10.** Tratamiento de remediación para pérdidas por filtración utilizando píldoras de LCM (LOST CIRCULATION GUIDE, 2014)

De acuerdo a la composición de las píldoras estas se pueden dividir en:

- a) Píldoras reactivas activadas por filtración
- b) Píldoras reactivas hidratables
- c) Píldoras reactivas químicas

**Píldoras reactivas activadas por filtración:** Este tipo de píldora es muy útil cuando se trata de formaciones que poseen altas permeabilidades. El principio de funcionamiento es a través de un rápido filtrado de la fase líquida del fluido de perforación permitiendo que los sólidos se incrusten en las vías de flujo de la formación creando un sello impermeable. Este mismo principio es el utilizado en las operaciones de fortalecimiento de pozo cuando se busca aplicar el modelo de esfuerzo de cierre de la fractura.

Para que una píldora de este tipo funcione correctamente se debe tomar en cuenta que la densidad juega un papel importante en la velocidad con la que el sello se va a formar dentro de las fracturas de la formación. Las píldoras con mayor densidad se asentarán lentamente y las de menor lo harán en un menor tiempo debido a la concentración de sólidos y la fuerza de gel que esta tendrá, para lo cual se recomienda utilizar la menor densidad posible.

Otra de las aplicaciones que tienen las píldoras activadas por filtración es el control de los brotes de gas a través de tapones de barita. Para llevar a cabo la operación es necesario que el fluido este compuesto por agua fresca y no salada ya que la barita no se asienta bien en esta última. En este caso se deben evitar densidades menores a 16 lb/gal (1.91 gr/cc) debido a que esto puede ocasionar que la barita se asiente prematuramente y tapone los equipos y la tubería.

**Píldoras reactivas hidratables:** En general, una píldora hidratable está compuesta de bentonita y un fluido que permita la posterior activación de la bentonita para formar un tapón en la zona de pérdida. Para que esto suceda la bentonita se puede mezclar con agua o algún fluido aceitoso (como el diésel, el aceite mineral o aceite sintético) para generar la píldora. En caso de que se utilice un fluido de perforación base agua la píldora estará compuesta de un fluido aceitoso y cuando el fluido es base aceite se utiliza agua para la píldora.

A diferencia de algunos tipos de LCM, las píldoras reactivas hidratables compuestas por diésel no se ven afectadas por los cambios de temperatura y pueden ser utilizadas en fluidos base agua fresca o salada. Al combinarse con el fluido de perforación forman un material firme pero plástico, el cual no desarrolla un esfuerzo compresivo elevado.

La resistencia final de este material, cuando se encuentra compuesto por bentonita y diésel, queda en función de la relación de volumen entre la píldora y el fluido de perforación. Se suele trabajar con mezclas que se poseen una relación 8:1 a 4:1 entre el fluido y la píldora, ya que éstas formarán un tapón más suave que será más fácil de exprimir en la formación en comparación a una relación 4:1

o menor, siendo estos más viscosos y difíciles de colocar, aunque formarán tapones más sólidos.

En el caso de las píldoras utilizadas en fluidos base aceite se utiliza bentonita organofílica en altas concentraciones. Se utiliza este tipo de bentonita debido a que permanece inerte en el agua hasta que entra en contacto con el aceite del fluido de perforación. Cuando esto sucede, se forma una masa plástica lo suficientemente rígida para sellar una zona de pérdida.

Se recomienda que para el desplazamiento de píldoras hidratables se utilicen dos unidades de bombeo. La primera se encarga de bombear la píldora a través de la tubería mientras que la segunda se utiliza para inyectar el fluido de perforación con el único fin de poder cambiar la relación fluido-píldora en caso de ser necesario. Si bien es posible realizar la colocación del tapón con una sola bomba, al utilizar dos unidades se reduce el riesgo de contaminación del fluido o de taponamiento de la tubería y las herramientas.

**Píldoras reactivas químicas:** Las píldoras reactivas químicas están especialmente diseñadas para tratar pérdidas severas en formaciones cavernosas o vugulares. Este tipo de píldoras están compuestas por polímeros reticulados, ya sean de origen natural o sintéticos, y mezclas de diversos LCM's para garantizar que los diversos tamaños de vías de flujo en la formación sean sellados.

Estos polímeros pueden ser activados en superficie después de mezclarse, al reaccionar con los demás componentes o al ser reticulados mientras se comienza el bombeo al interior del pozo. Asimismo, pueden ser activados al interior del pozo cuando hacen contacto con el fluido de perforación o con el fluido de la formación.

Las píldoras activadas en superficie son especialmente eficaces contra las pérdidas en cavernas o vúgulos que se encuentran a poca profundidad. Aunque suelen prepararse en agua en lugar del fluido de perforación pueden usarse tanto en fluidos base agua como base aceite aunque se debe tener especial cuidado en que la temperatura del fondo del pozo no exceda los 175 °F (79.44 °C), ya que se puede generar la degradación de los polímeros naturales.

En el caso de las píldoras activadas en el interior del pozo, estas suelen presentar concentraciones elevadas de polímeros, entre 300 y 350 lb/bl (LOSS OF CIRCULATION Guide, 2014), que se encuentran aislados del fluido de perforación, suspendidos en diésel o aceite mineral. Al entrar en contacto con el fluido de perforación o el de la formación forman un tapón plástico duro que también puede ser usado para combatir flujos de agua en pozos productores.

Una de las diferencias sustanciales entre el uso de una u otra píldora es el requerimiento de equipo para colocar el tapón en su lugar. Mientras que una píldora activada en superficie puede ser colocada utilizando una sola bomba, es necesario que se cuente con al menos dos bombas para el desplazamiento y posicionamiento de una píldora activada en el interior del pozo.

#### **4.4.4 Cementaciones**

Existen ocasiones en que el uso de cualquiera de los métodos mencionados anteriormente no logran un control efectivo sobre la zona de pérdida, lo cual suele suceder cuando se atraviesan zonas naturalmente fracturadas o en aquellas donde se presentan pérdidas severas y totales.

Durante muchos años, la industria petrolera ha utilizado lechadas de cemento para sellar dichas zonas debido a que es un material barato que permite un control óptimo y seguro al diseñarse correctamente. Además de esto, al mezclarse con otros materiales permite un uso extensivo en zonas con presiones anormales o características geológicas complejas, escenarios de pérdidas totales o en fracturas inducidas.

Garantizar el funcionamiento de la cementación depende de un correcto fraguado de la lechada. Cuando no se alcanza dicha condición pueden existir vías de flujo a través de la lechada que permitan que la pérdida de circulación continúe.



En general, existen tres tipos de lechadas ampliamente utilizadas debido a la versatilidad y propiedades que poseen: la lechada totalmente constituida de cemento Portland, la lechada cemento-bentonita y la lechada cemento-gilsonita. Una lechada compuesta por cemento Portland posee una densidad alta y una resistencia compresiva elevada y puede ser utilizada para tratar la mayoría de los escenarios de pérdida al controlar las propiedades restantes como lo es el esfuerzo de gel y el tiempo de fraguado, entre otros.

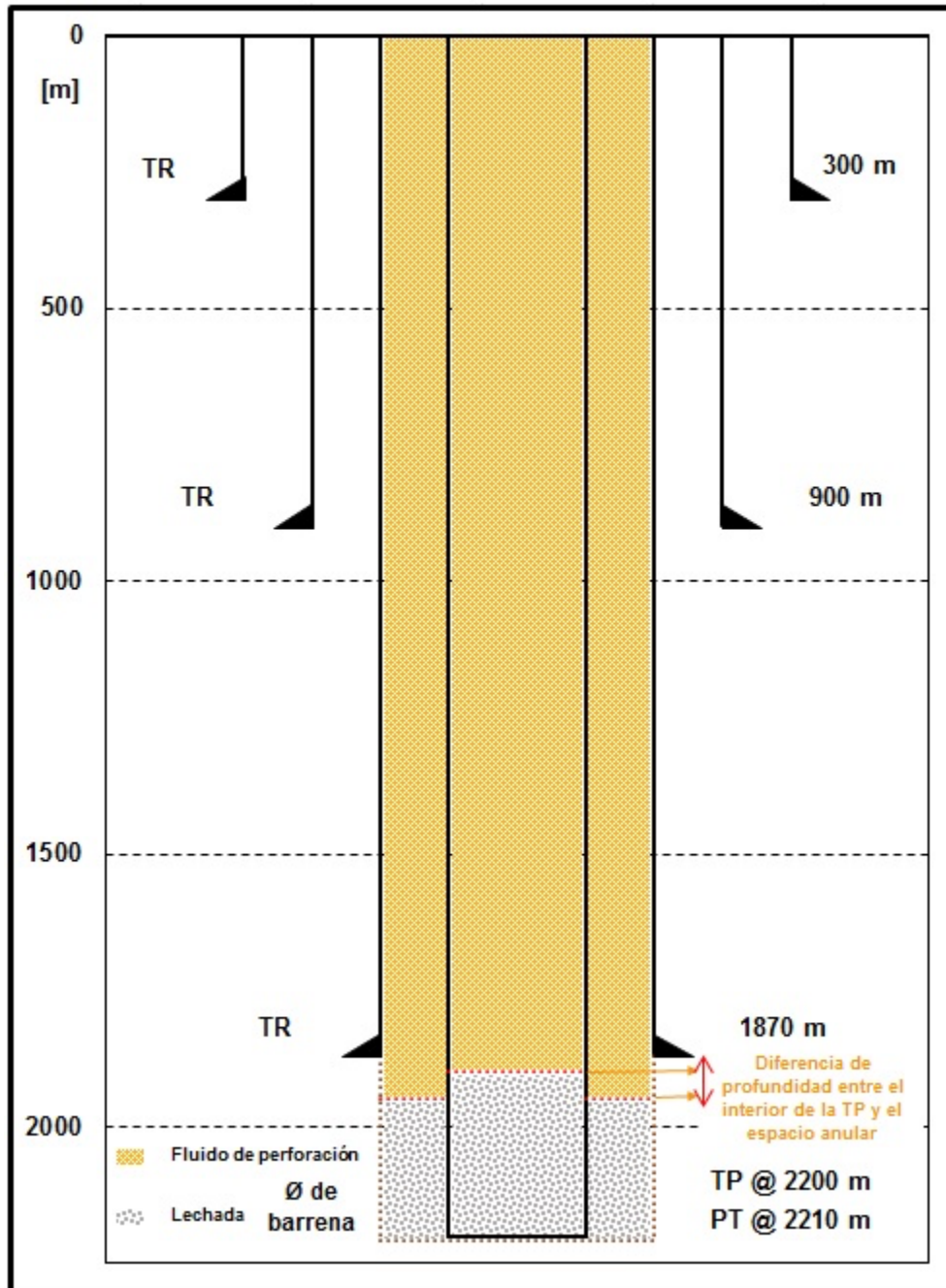
El uso de la bentonita permite la elaboración de lechadas de baja densidad (12 – 15.6 lb/gal o 1.44 – 1.87 gr/cm<sup>3</sup>), para lo cual se suele prehidratar con agua, hidróxido de sodio y sosa cáustica. Este proceso reduce la dureza de la bentonita antes de mezclarse con el cemento. En fluidos base agua, ya sea dulce o salada, se puede remplazar la bentonita con altapulguita para mejorar el punto de cedencia de la lechada. La lechada que se consigue con la bentonita prehidratada posee un esfuerzo de gel mayor al de una lechada que no se prehidrata, además de un tiempo de fraguado mayor.

Al igual que la bentonita, el uso de la gilsonita permite preparar lechadas con baja densidad con la diferencia sustancial de que este material funciona como un agente puenteante, lo cual ayuda a mantener la lechada en el pozo y restablecer la circulación.

#### **4.4.4.1 Columna balanceada**

Una de las maneras más comunes de colocar una lechada de cemento para el control de las zonas con pérdida de circulación es a través del método de la columna balanceada. Se le conoce de esta manera ya que se busca que el nivel superior de la columna de cemento se encuentre a la misma profundidad, tanto al interior del pozo como en el espacio anular, al retirar la tubería de perforación. Al obtener dicho balance se logra evitar que la lechada se desplace de la posición requerida o que se mezcle y contamine con otro fluido.

Por este motivo, el diseño de la cementación debe considerar que en un inicio el nivel de la lechada al interior de la tubería de perforación estará arriba del nivel al que se encuentra en el espacio anular, como se muestra en la **Figura 35**.



**Figura 35.** Ejemplo del diseño de una cementación por el método de la columna balanceada

Además de esto, se debe tomar en consideración que para realizar un correcto desplazamiento de la lechada se utiliza un bache espaciador que evita que esta se mezcle con el fluido de perforación cuando la diferencia de viscosidades entre ambos fluidos no garantiza que se mezclen.

Finalmente, el diseño de una cementación por el método de la columna balanceada debe considerar si el fluido de perforación y la lechada poseen la misma densidad o estas son distintas. Si ambos fluidos poseen la misma densidad el diseño se simplifica ya que la presión que se ejerce en el fondo del pozo será la misma al interior del de la tubería de perforación y en el espacio anular. Caso contrario, cuando las densidades son distintas se debe utilizar un fluido adicional para compensar dicha diferencia de densidades y evitar que exista un desbalance de presión entre las dos columnas.

Un ejemplo sencillo de una cementación por columna balanceada, diseñada a partir de una operación conocida como tapón por circulación (TxC), se muestra a continuación, junto con los pasos necesarios para su diseño:

**Paso 1.** Determinar la profundidad a la cual se requiere que se encuentre la cima de la cementación una vez que se ha retirado la tubería de perforación del pozo para permitir el fraguado de la lechada.

**Paso 2.** Calcular el volumen de lechada que será necesario utilizar para llenar el pozo desde el fondo hasta la profundidad determinada en el **Paso 1**, para lo cual se puede utilizar la siguiente ecuación:

$$Vol = 0.5067(d^2)L [l] \quad (60)$$

Dónde:

$d$  = el diámetro interior de la tubería de revestimiento o el diámetro de la barrena, (pg)

$L$  = la longitud de la sección, (m)

**Paso 3.** Determinar la profundidad a la que se encontrará la cima de la lechada de cemento cuando la tubería de perforación se encuentra dentro del pozo. Para esto podemos utilizar la siguiente ecuación:

$$Cima_{Cemento} = Profundidad\ total - \frac{Vol_{Paso\ 2}}{Cap_{EA} + Cap_{TP}} [m] \quad (61)$$

Dónde la capacidad del espacio anular ( $Cap_{EA}$ ) y la capacidad de la tubería de perforación ( $Cap_{TP}$ ), pueden ser calculadas con las siguientes ecuaciones:

$$Cap_{EA} = 0.5067(d_{TR}^2 - D_{TP}^2) \left[ \frac{l}{m} \right] \quad (62)$$

$$Cap_{TP} = 0.5067(d_{Tp}^2) \left[ \frac{l}{m} \right] \quad (63)$$

Dónde:

$d_{TR}$  = el diámetro interior de la tubería de revestimiento, o el diámetro de la barrena, en caso de tratarse de agujero descubierto, (pg)

$D_{TP}$  = el diámetro exterior de la tubería de perforación, (pg)

$d_{Tp}$  = el diámetro interior de la tubería de perforación, (pg)

**Paso 4.** Calcular el volumen de fluido de perforación necesario para realizar el desplazamiento de la lechada, para lo cual se puede utilizar la siguiente ecuación:

$$Vol_{Desplazamiento} = Cap_{TP} * Cima_{Cemento} [l] \quad (64)$$

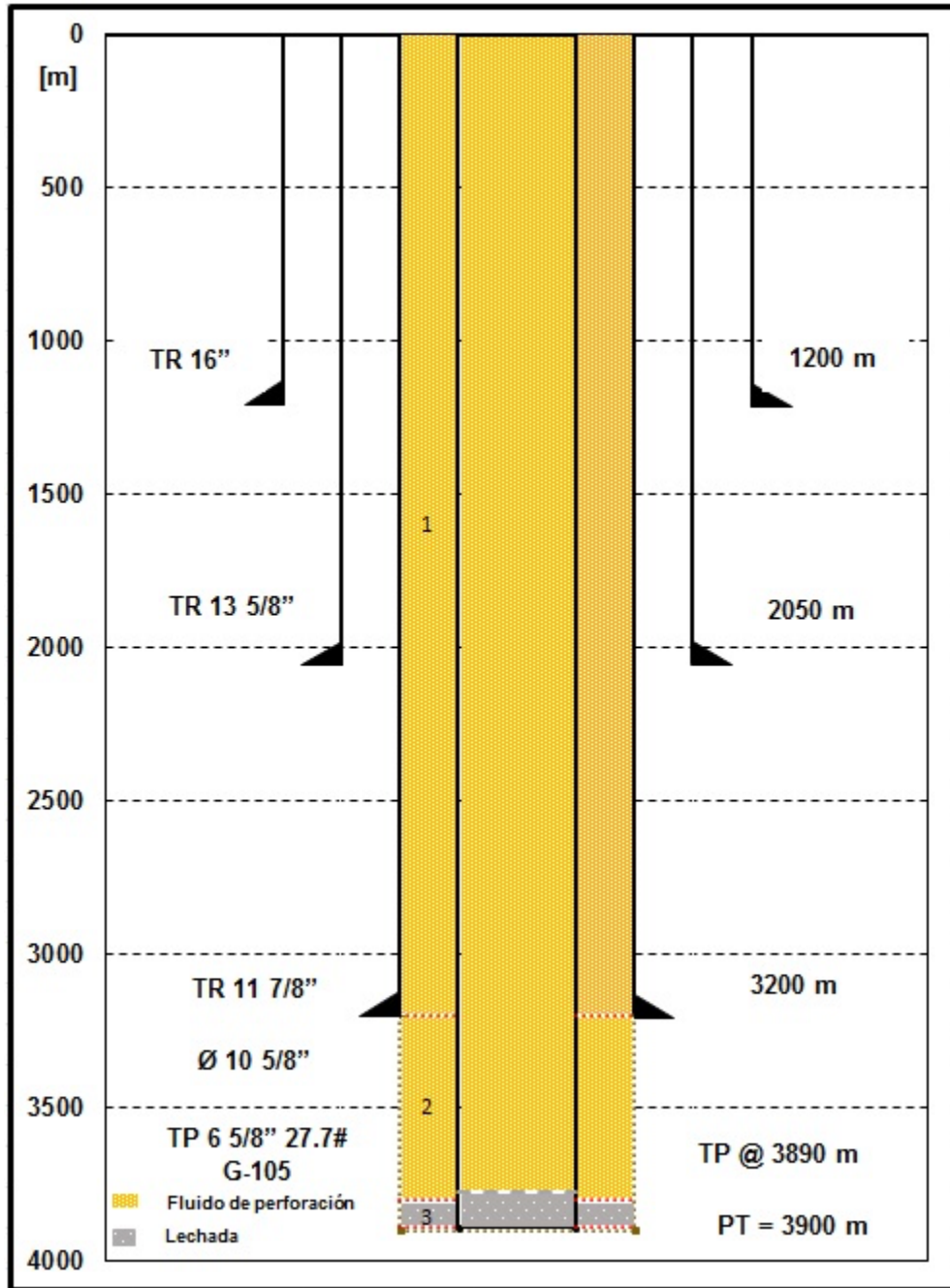
**Paso 5.** En el caso de que la lechada de cemento y el fluido de perforación no posean la misma densidad se debe utilizar un tercer fluido que ayude a balancear la diferencia de presión que existe entre ambas columnas. Esto se puede lograr al establecer arbitrariamente el nivel de alguno de ellos y calcular el nivel que se requerirá para el otro, ya sea al interior de la tubería o en el espacio anular, recordando que los niveles fijos serán los que ocupe la lechada de cemento. Es

importante señalar que el tercer fluido puede ser tanto un fluido de perforación u otra lechada de cemento.

En ambos casos el diseño debe contemplar que la presión que la columna de fluido ejerce en el fondo del pozo no debe rebasar la presión de fractura de la formación.

A continuación, en la **Figura 36**, se presenta el ejemplo de una cementación por el método de la columna balanceada, para el cual se busca diseñar la cementación de 100 metros a partir del fondo del pozo. La información necesaria se presenta en el siguiente estado mecánico.

Si bien, el ejemplo se ha simplificado para mostrar los pasos generales, es necesario mencionar que se pueden presentar escenarios en los cuales se cuente con un arreglo de diversos diámetros a cementar, o una sarta de perforación que cuente con un arreglo de tuberías con diferente diámetro. Aunque estos cambios de diámetro puedan presentarse, no es necesario agregar pasos adicionales para el diseño, sin embargo, si se debe prestar atención a estos para realizar un cálculo correcto de los volúmenes y las profundidades.



**Figura 36.** Estado mecánico para el diseño de una cementación por el método de la columna balanceada a través de una operación de TxC

1. De acuerdo con la información disponible, la cima de la cementación se encontrará a una profundidad de 3,800 metros.
2. Se procede a calcular el volumen de lechada necesario para llenar los 100 metros dentro del pozo, para lo cual se utiliza la **Ecuación 60**:

$$Vol = 0.5067(10.625 [pg])^2(100 [m]) = 5,720 [l]$$

3. Ahora se debe determinar la cima del cemento cuando la tubería de perforación se encuentra dentro del pozo, para esto se debe utilizar la **Ecuación 62**, la **Ecuación 63** y posteriormente la **Ecuación 61**:

$$Cap_{EA} = 0.5067((10.625 [pg])^2 - (6.625 [pg])^2) = 34.96 \left[ \frac{l}{m} \right]$$

$$Cap_{TP} = 0.5067((5.9 [pg])^2) = 17.64 \left[ \frac{l}{m} \right]$$

$$Cima_{Cemento} = 3900 [m] - \frac{5,720 [l]}{34.96 \left[ \frac{l}{m} \right] + 17.64 \left[ \frac{l}{m} \right]} = 3,791.25 [m]$$

4. Finalmente, utilizando la **Ecuación 64** se calcula el volumen de fluido de perforación que se necesita para realizar el desplazamiento de la lechada de cemento:

$$Vol_{Desplazamiento} = 17.64 \left[ \frac{l}{m} \right] * 3,791.25 [m] = 66,871 [l]$$

## **Conclusiones y recomendaciones**

El presente trabajo tiene como objetivo fungir como referencia bibliográfica sobre algunos de los métodos, para prevenir y/o remediar los escenarios de pérdida de circulación, aplicables a la región marina Noreste y Suroeste del Golfo de México basados en la geología presente en la zona.

El manejo de los escenarios de pérdida de circulación debe tener un doble enfoque: la prevención y la remediación; siendo el más importante el primero. De acuerdo con varios autores, siempre es más fácil y económico prevenir un escenario de circulación que remediarlo, dados los problemas adicionales que esto último conlleva además del tiempo no productivo que genera y el impacto que produce directamente en el costo total de las operaciones.

Aunque este doble enfoque este asociado al manejo de los escenarios es importante considerar que son solo el último paso para lograr una perforación segura y eficiente, ya que también se debe contemplar la mejora de prácticas que permitan mejoras en el diseño de los planes de las operaciones de perforación.

Si bien, la mayor parte de los escenarios de pérdida que se presentan en la región de estudio son de carácter natural, no están exentos de aparición aquellos que se generan a consecuencia de la inducción de fracturas en las formaciones. Dicho esto, la obtención de información de mayor calidad es indispensable para poder obtener modelos geológicos y geomecánicos de mayor fidelidad y poder identificar, con una menor incertidumbre, las zonas con potencial de pérdida.

La prevención de los escenarios debe de incluir, cuando sea posible, las técnicas de perforación mencionadas en el capítulo anterior, las cuales pueden permitir un mejor control sobre las formaciones que presentan potencial de pérdida además de permiten minimizar el riesgo asociado a que estos escenarios se presenten, en comparación con la perforación convencional. Ambas técnicas no son nuevas para la perforación en el país y se han utilizado en otras regiones de México y alrededor del mundo para contrarrestar este problema.



Otro de los aspectos relevantes a considerar es el diseño de los fluidos de perforación. Dado que el fluido de perforación es el único medio por el cual se puede comunicar la superficie con el fondo del pozo es indispensable que las características con las que fue diseñado puedan mantenerse durante el tiempo que se encuentre al interior del pozo. Su formulación puede volverse un reto ya que debe considerar, en caso de ser posible realizar este tipo de operaciones, la inclusión de materiales de fortalecimiento de pozo (WSM), debe permitir adicionar materiales de pérdida de circulación (LCM) si es necesario, y a su vez, mantener las propiedades físicas y químicas requeridas para su correcto funcionamiento cuando se encuentra estático y en circulación dentro del pozo.

En el cuarto capítulo se mencionó el funcionamiento de varios tipos de LCM y la recomendación de las cantidades requeridas para el acondicionamiento del fluido, sin embargo, es necesario puntualizar que tales recomendaciones son generales, hechas por las compañías prestadoras de servicios que ofrecen algunos productos, y que es importante que el diseño de las píldoras de LCM sea realizado de manera particular con el fin de atacar las necesidades específicas de cada pozo. Además, es importante recordar que la variedad de estos materiales es extensa y no se han mencionado todos los existentes en el mercado, solamente aquellos que son aplicables en la región, de acuerdo a las características geológicas presentes en la misma. Finalmente, se debe recordar que existe un constante desarrollo de nuevos materiales que pudieran demostrar su efectividad en la zona estudiada, por lo cual se recomienda una constante actualización de las listas y las clasificaciones de dichos materiales, así como la verificación de los estudios que validen su efectividad para su aplicación en la región.

Por otro lado, los métodos enfocados en la corrección de los escenarios de pérdida de circulación requieren seguir una serie de pasos para que el control de la zona se lleve a cabo de la forma más rápida, segura y eficaz, los cuales son: la identificación de la zona, la determinación de la severidad del evento y la aplicación del método correctivo. Los dos primeros pasos requieren que la información sea recabada en un tiempo muy corto (dada la naturaleza de los

eventos de pérdida de circulación), para lo cual se recomienda que se tomen las medidas cautelares prudentes para que se cumplan con las normas de seguridad estipuladas para las operaciones en equipos de perforación.

La identificación de la zona se apoya de la información recabada en registros petrofísicos durante las operaciones de exploración y de la proporcionada por las herramientas diseñadas para este fin, por lo que es relativamente más sencilla de obtener que la necesaria para determinar la severidad del evento. Para esta última, la certeza de un correcto diagnóstico depende más de la pericia de la cuadrilla de perforación, ya que implica que el volumen perdido sea significativo para poderlo diferenciar de un simple filtrado además de que se haya podido identificar el momento en que comenzó a ocurrir.

La fidelidad de la información recabada, así como el tiempo que tome en juntarla, es crucial para la toma de decisiones, la selección del método adecuado para la resolución del problema y la efectividad del mismo.

Los métodos presentados en este trabajo pueden ser utilizados para el control de los escenarios de pérdida, sin embargo, es necesario recalcar que la selección del mismo depende directamente de las características que presente la zona a tratar debido a que no todos son aplicables a todos los escenarios por cuestiones técnicas o económicas. Esto se menciona en el Capítulo 4 ya que es de suma importancia para evitar un mal diseño que pueda llegar a comprometer la integridad del pozo y la seguridad de las operaciones.

Asimismo, es importante destacar que ninguna de las posibles soluciones presentadas es infalible ya que pueden existir casos en los que, por condiciones imperceptibles o inidentificables, los métodos pueden no surtir efecto y la pérdida puede seguir ocurriendo.

Finalmente, existen algunos temas que no se abordaron en este trabajo ya que quedaban fuera de los objetivos del mismo, algunos de ellos son: la efectividad de los métodos vistos, la planeación de las operaciones para la implementación de los mismos, el estudio de los costos para la selección de entre las diferentes

opciones, el diseño de criterios de selección para métodos que presenten características similares, entre otros. Dado que estos temas son relevantes para la planeación de las operaciones, se recomienda la revisión de bibliografía adicional antes de realizar la selección de algún método. De igual manera, se recomienda el desarrollo de alguna guía estandarizada para el manejo de los escenarios para los diversos escenarios geológicos que puedan presentarse durante la perforación de pozos.

## **Bibliografía**

Bourgoyne, A. T., Chenevert, M. E., & Jr, F. Y. S. (2014). *Applied Drilling Engineering: Textbook 2*. Society of Petroleum Engineers.

Navarrete, E. (2017). *APUNTES DE GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO*. [https://www.researchgate.net/publication/322056266\\_APUNTES\\_DE\\_GEOLOGIA\\_DEL\\_PETROLEO](https://www.researchgate.net/publication/322056266_APUNTES_DE_GEOLOGIA_DEL_PETROLEO).

Adams, N. (1985). *Drilling Engineering: A Complete Well Planning Handbook*. Pennwell Corp.

Aadnoy, B., & Looyeh, R. (2011). *Petroleum Rock Mechanics: Drilling Operations and Well Design* (Illustrated ed.). Gulf Professional Publishing.

Aguilera, R. (1980). *Naturally Fractured Reservoirs* (First Edition). Pennwell Corp.

Espinoza, N. (2020). *Introduction to Energy Geomechanics*. Introduction to Energy Geomechanics. <https://dnicolasespinoza.github.io/>

Pemex Exploration y Production (Ed.). (1999). *Major Oil and Gas Fields of Mexico* (1.<sup>a</sup> ed., Vol. 2). Pemex Exploración y Producción.

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2014). *GOLFO DE MÉXICO – CUENCAS DEL SURESTE – AGUAS SOMERAS*. Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Ángeles Aquino. F. J., 2004 Bosquejo Geológico de la Sonda de Campeche, Revista Ingeniería Petrolera, vol. XLIV, núm. 11.

Messenger, J. (1981). *Lost Circulation* (1.<sup>a</sup> ed.). PennWell Publishing.

Instituto Americano del Petróleo. (2001). *Manual de Fluidos de Perforación: Procedimiento Estándar para las Pruebas de Fluidos de Perforación* (A-1 ed.). Instituto Americano del Petróleo.

Alsaba, M., Nygaard, R., Hareland, G., & Contreras, O. (2014). *Review of Lost Circulation Materials and Treatments with an Updated Classification*. 2014 AADE Fluids Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas. [https://www.researchgate.net/publication/281178135\\_Review\\_of\\_Lost\\_Circulation\\_Materials\\_and\\_Treatments\\_with\\_an\\_Updated\\_Classification/citation/download](https://www.researchgate.net/publication/281178135_Review_of_Lost_Circulation_Materials_and_Treatments_with_an_Updated_Classification/citation/download).

Drilling Specialties Company. (2014). *LOST CIRCULATION GUIDE*. LOSS OF CIRCULATION. <https://www.cpchem.com/sites/default/files/2020-04/LOSS%20OF%20CIRCULATION%20Guide.pdf>.

Mi SWACO. (2011). *Prevention and Control of Lost Circulation* (1.<sup>a</sup> ed.). Mi SWACO.

Mehrabian, A., Jamison, D. E., & Teodorescu, S. G. (2015). Geomechanics of Lost-Circulation Events and Wellbore-Strengthening Operations. *SPE Journal*, 20(06), 1305–1316. <https://doi.org/10.2118/174088-pa>.

Khalifeh, M., Klungvedt, K. R., Vasshus, J. K., & Saasen, A. (2019, mayo). Drilling Fluids - Lost Circulation Treatment. *Day 1 Tue, May 14, 2019*. <https://doi.org/10.2118/195609-ms>.

Savari, S., Whitfill, D. L., & Walker, J. (2016, enero). Lost Circulation Management in Naturally Fractured Reservoirs. *Day 3 Thu, January 28, 2016*. <https://doi.org/10.2118/178165-ms>.

Feng, Y., & Gray, K. E. (2017). Review of fundamental studies on lost circulation and wellbore strengthening. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 152, 511–522. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.01.052>.

Cook, J. & Growcock, Frederick & Guo, Q. & Hodder, Michael & van Oort, Eric. (2011). Stabilizing the wellbore to prevent lost circulation. 23. 26-35.

Wang, H., Soliman, M. Y., & Towler, B. F. (2009, julio). Investigation of Factors for Strengthening a Wellbore by Propping Fractures. *SPE Drilling & Completion*, 441–451. <https://doi.org/10.2118/112629-pa>.

## Bibliografía

Aryanzadeh, Arman & Mohammadi, S.. (2017). Casing While Drilling - The State of the Art Method for Drilling Problematic Zones. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201701000>.

Engineers, S. O. P. & Society of Petroleum Engineers (U.S.). (2008). *API RP 92U: Underbalanced Drilling Operations*. American Petroleum Institute.

Carpenter, C. (2014, junio). Liner-Drilling Technology Mitigates Lost Circulation Offshore Mexico. *Journal of Petroleum Technology*, 104–107. <https://doi.org/10.2118/0614-0104-jpt>.

Aguilera Naveja, L. F., Fermin, G. R., Ramos, R. G., Rosenberg, S. M., & Dominguez M, M. A. (2013, marzo). Use of Liner Drilling Technology as a Mitigation to Lost Circulation in The Faja De Oro (Golden Lane) Oil Fields Offshore Veracruz, Mexico. *All Days*. <https://doi.org/10.2118/163418-ms>.