



**INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y
ARQUITECTURA
CIENCIAS DE LA TIERRA
INGENIERÍA PETROLERA**

ASIGNATURA:
"TECNOLOGÍA DE LA PERFORACIÓN Y
TERMINACIÓN NO CONVENCIONAL"

PROFESOR:
ING. RENDON MATUZ ULISSES

INTEGRANTES DEL EQUIPO:
CASTRO ROBLES YOVANI
ILLAN AVALOS CARLOS ALBERTO
LUGO BOBADILLA KAREN
MEZA GONZÁLEZ LUIS MARTIN
MONDRAGÓN GARCÍA TANIA

**GUÍA DE DISEÑO PARA EL ASENTAMIENTO Y
DISEÑO DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO**

GRUPO: 4PM5

FECHA DE ENTREGA: 27 DE MARZO 2013.



CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	4
OBJETIVO	5
CONCEPTOS GENERALES	6
TUBERÍA CONDUCTORA	6
TUBERÍA SUPERFICIAL	7
TUBERÍA INTERMEDIA	9
TUBERÍA DE EXPLOTACIÓN	11
TUBERÍA DE REVESTIMIENTO CORTA (LINERS)	12
GEOPRESIONES FORMACION (O DE PORO) Y DE FRACTURA	16
PRESIÓN HIDROSTÁTICA	18
PRESIÓN DE SOBRECARGA	19
PRESIÓN DE FORMACIÓN	21
PRESIÓN DE FRACTURA	24
METODOLOGÍA PRÁCTICA PARA EL CÁLCULO DE LAS PRESIONES DE SOBRECARGA, PORO Y FRACTURA	27
<i>MÉTODO DE FOSTER Y WHALEN O DE PROFUNDIDAD EQUIVALENTE</i>	29
<i>MÉTODO DE EATON</i>	30
METODOLOGÍA PARA EL ASENTAMIENTO DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO	35
MÁRGENES DE CONTROL SOBRE LA PRESIÓN DE PORO (MPP)	37
MARGEN DE CONTROL SOBRE LA PRESIÓN DE FRACTURA (MPF)	38
ASENTAMIENTO DE LA TUBERIA DE EXPLOTACION	39
ASENTAMIENTO DE TUBERÍA INTERMEDIA	41
ASENTAMIENTO DE TUBERÍA SUPERFICIAL	46
EFFECTO DE BROTE E INCREMENTO DE DENSIDAD PARA CONTROLAR UN BROTE	48
ESQUEMA AJUSTADO DE ASENTAMIENTO	49
SELECCIÓN DEL DIÁMETRO DEL AGUJERO	55
DISEÑO DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO	57
FACTORES DE DISEÑO	58

METODOLIGIA DE DISEÑO	63
PRESIÓN INTERNA	65
COLAPSO:	66
TENSION:	67
CONSIDERACIONES ADICIONALES	69
RECOMENDACIONES	69
NOMENCLATURA	70
BIBLIOGRAFÍA	72

INTRODUCCIÓN

En la construcción y durante la vida útil de un pozo petrolero, las Tuberías de Revestimiento son preponderantes, para logara el objetivo del pozo.

Por medio de este trabajo veremos lo que es el procedimiento a seguir para diseñar Tuberías de Revestimiento, teniendo en cuenta la determinación de la profundidad de asentamiento y la determinación de cada sarta de TR's.

Es de suma importancia la seleccionar apropiada de las profundidades para asentar la Tubería de Revestimiento, ya que muchos pozos presentan fallas de tipo económico e ingenieriles; porque el programa de Revestimiento especifica profundidades muy someras o muy profundas.

De igual manera la determinación de las profundidades de asentamiento está en función de las condiciones geológicas a perforar. El criterio de selección de la profundidad de asentamiento varía de acuerdo a la función específica de cada sarta de Tubería de Revestimiento.

Las TR's representan una considerable porción del costo total del pozo, que varía entre el 15 y 35 % del mismo, por lo tanto cualquier reducción en el costo de los tubulares puede generar ahorros sustanciales en el costo total del pozo.

OBJETIVO

Establecer los criterios básicos para el Asentamiento y Diseño de Tuberías de Revestimiento, que nos permitan usar TR's con características suficientes para resistir las cargas impuestas durante la Perforación, Terminación y Reparación de Pozos, al mínimo costo.

CONCEPTOS GENERALES

TUBERÍA CONDUCTORA

Es la primera que se cementa o inca al inicial la perforación del pozo. La profundidad de asentamiento varía de 20m a 250m. Su objetivo principal es establecer un medio de circulación y control del fluido de perforación que retorna del pozo hacia el equipo de eliminación de sólidos y las presas de tratamiento. Permite continuar perforando hasta alcanzar la profundidad para asentar la tubería de revestimiento superficial. Algunas veces en la tubería conductora se instala un diverter o desviador de flujo a fin de poder manejar fluidos de agua salada o gas superficial, enviándolos hacia fuera de la localización.

Sus principales funciones son:

- Evitar que las formaciones someras no consolidadas se derrumben dentro del hoyo.
- Proporcionar una línea de flujo elevada para que el fluido de perforación circule hasta los equipos de control de sólidos y a los tanques de superficie.
- Proteger formaciones de agua dulce superficiales de la contaminación por el fluido de perforación.
- Permite la instalación de un sistema desviador de flujo y de un impide reventón anular.

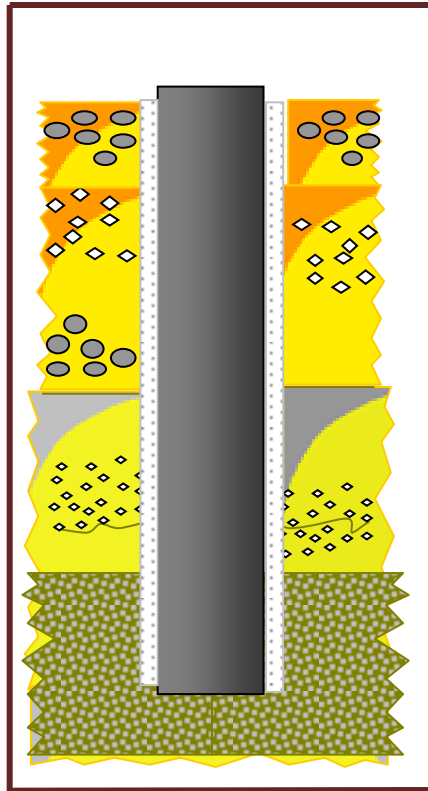


Figura 1. Tubería Conductora

TUBERÍA SUPERFICIAL

La introducción de esta tubería tiene como objetivo instalar conexiones superficiales de control y al mismo tiempo proteger el agujero descubierto, aislando así flujos de agua y zonas de pérdida de lodo cercanas a la superficie del terreno.

Como ejemplo se tiene que para las diferentes zonas de trabajo, actualmente se emplean tuberías superficiales de 20" para pozos exploratorios o pozos de desarrollo que son perforados a profundidades mayores de 4500m. Estas tuberías se introducen a profundidades que varían entre 500 y 1000m. Los diámetros se seleccionan de acuerdo a la profundidad total del pozo.

Sus principales funciones son:

- Evitar la contaminación de yacimientos de agua dulce.
- Proporcionar un gradiente de fractura suficiente para permitir la perforación del próximo hoyo.
- Soportar el peso del resto de las tuberías que serán colocadas en el pozo. Por esta razón se cementan hasta superficie.

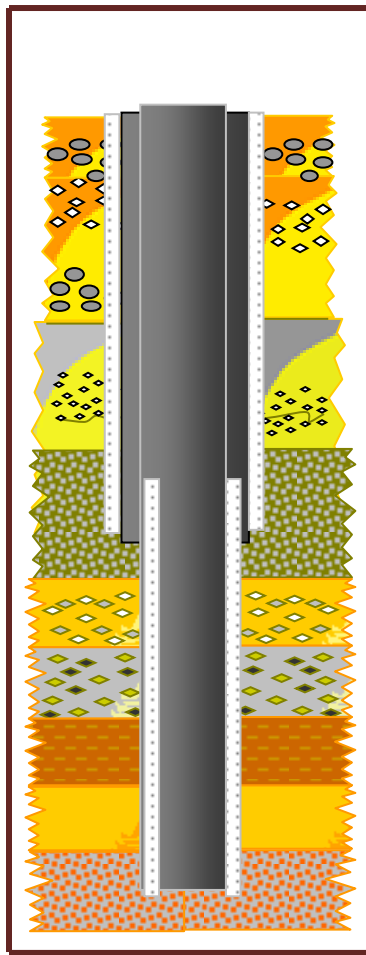


Figura 2. Tubería Superficial

TUBERÍA INTERMEDIA

Estas tuberías se introducen con la finalidad de aislar zonas que contengan presiones normales de formación, flujos de agua, derrumbes y pérdidas de circulación: en si se utiliza como protección del agujero descubierto, para tratar en la mayoría de los casos, de incrementar la densidad de los fluidos de perforación y controlar las zonas de alta presión.

Dependiendo de la profundidad del pozo o de los problemas que se encuentren durante la perforación, será necesario utilizar más de una sarta de tubería de revestimiento intermedia, que aislaran la zona problema.

Sus principales funciones son:

- Facilita el control del pozo si se encuentran zonas de presiones anormales.
- Aísla formaciones problemáticas, lutitas deleznales, flujos de agua salada o formaciones que contaminan el fluido de perforación.
- Permite bajar la densidad del lodo para perforar zonas de presiones normales que se encuentran debajo de zonas presurizadas.

TUBERÍA DE EXPLOTACIÓN

Estas tuberías tienen como objetivo principal aislar el yacimiento de fluidos indeseables en la formación productora y de otras zonas del agujero, también para instalación de empacadores de producción y accesorios utilizados en la terminación del mismo.

En el diseño de esta tubería se deberá tener especial atención, considerando todos los elementos que intervienen en su programación.

Sus principales funciones son:

- Aislar las formaciones o yacimientos para producir selectivamente.
- Evitar la migración de fluido entre zonas.
- Instalar empacadores y accesorios para la terminación del pozo.
Servir de aislamiento al equipo de control (cabezal) que se instalará para manejar la producción del pozo.

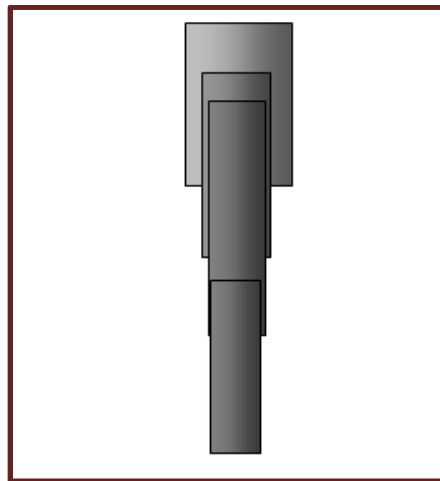


Figura 4 Tubería de Explotación

TUBERÍA DE REVESTIMIENTO CORTA (LINERS)

Constituye una instalación que evita utilizar una sarta en la superficie al fondo del pozo; la longitud de esta tubería permite cubrir el agujero descubierto, quedando una parte traslapada dentro de la última tubería que puede variar de 50 a 150m y en ocasiones se emplea una longitud mayor dependiendo del objetivo de su introducción.

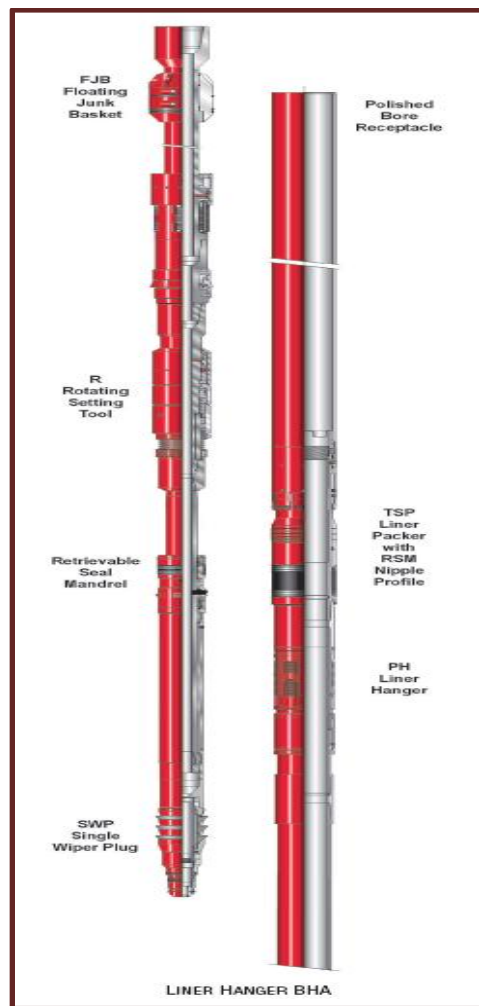


Figura 5 Liner

Razones para su utilización

Control del pozo: el liner permite aislar las zonas de alta o baja presión y terminar o continuar la perforación con fluidos con alta o baja densidad.

Economía de tubería de revestimiento: se pueden efectuar pruebas de horizontes cercanos a la zapata de la última tubería de revestimiento, a un costo muy bajo debido a la pequeña cantidad de tubería usada, no comparable con una tubería llevada hasta la superficie.

Rápida instalación: las tuberías de revestimiento cortas pueden colocarse e el intervalo deseado mucho más rápido que las normales ya que un una vez conectada la cantidad requerida, esta es introducida con la tubería de perforación.

Ayuda a corregir el desgaste de la última tubería de revestimiento cementada. Al continuar la perforación existe la posibilidad de desgastar la tubería de revestimiento. Esto se puede corregir mediante una extensión o complemento de una tubería corta.

Evita volúmenes muy grandes de cemento. Debido a que las tuberías cortas no son cementadas hasta la superficie.

Auxilia en la hidráulica durante la perforación al permitir utilizar sartas de perforación combinadas, mejora las pérdidas de presión por fricción en la tubería de perforación, durante la profundización del pozo, permitiendo alcanzar mayores profundidades con sartas más resistentes

Camisa o Liner de Producción:

Este tipo de tubería se coloca en la sección interior del revestidor de producción. Su uso principal se realiza en pozos exploratorios debido a que se pueden probar las zonas de interés sin el gasto de una sarta completa. Luego si existe una producción comercial de hidrocarburo, se puede conectar la sarta hasta superficie.

En la mayoría de los casos se corre con una herramienta especial en el tope del mismo que permite conectar la tubería y extenderla hasta la superficie si se requiere. Normalmente, va colgado a unos 500' por encima del último revestidor cementado hasta la profundidad final del pozo.

Tie Back:

Los liners de producción generalmente se conectan hasta superficie (en el cabezal del pozo) usando una sarta de revestimiento "tie back" cuando el pozo es completado. Esta sarta se conecta al tope del liner con un conector especial. El tie back aísla revestidor usado que no puede resistir las posibles cargas de presión si continúa la perforación, proporcionando integridad de presión desde el tope del liner al cabezal del pozo. También permite aislar un revestimiento gastado que no puede resistir incrementos de presión o aislar revestimientos intermedios en casos de incrementos de producción.

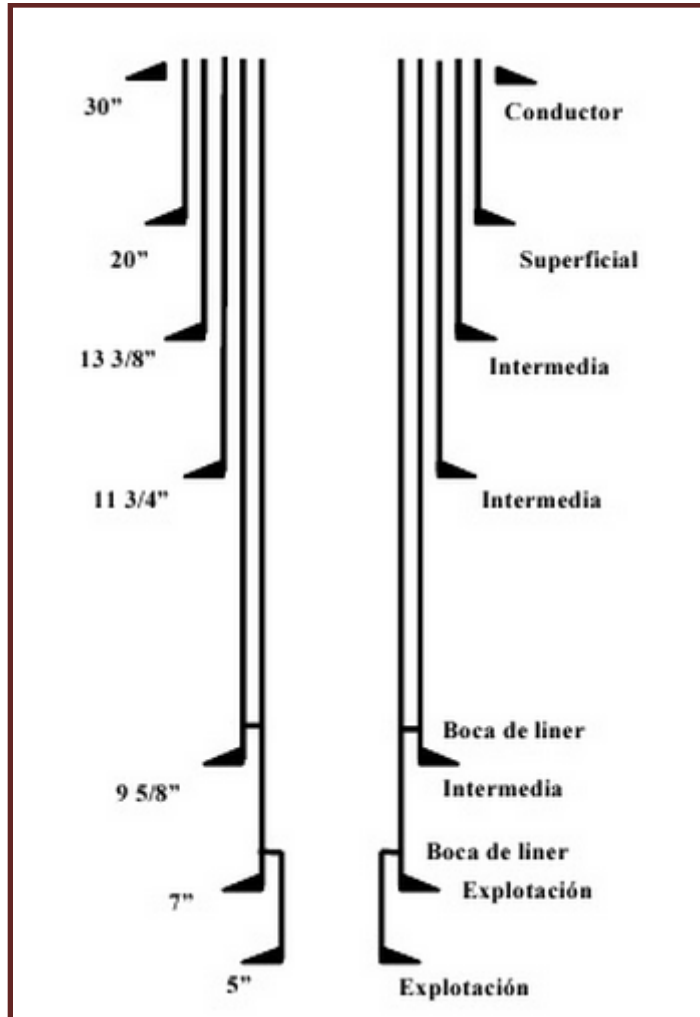


Figura 6 Distribución de tuberías de revestimiento

GEPRESIONES FORMACION (O DE PORO) Y DE FRACTURA

Problemas de flujo y descontrol, pegaduras por presión diferencial, pérdidas de circulación, colapsos de tuberías de revestimiento y derrumbes de formación suelen incrementar considerablemente el costo de un pozo y el tiempo de perforación del mismo. Estos problemas son causados generalmente por una deficiente predicción de las presiones de sobrecarga, poro y fractura de las formaciones a perforar, y cuyo conocimiento es básico para planear la perforación. Consecuentemente, es indispensable entender primero los principios físicos que originan estas presiones y, segundo, predecirlas con la mayor exactitud posible.

Durante el proceso de depositación normal, la presión de sobrecarga se incrementa conforme los sedimentos se acumulan. El incremento de la sobrecarga compacta los sedimentos, resultando en un decremento de la porosidad, como se ilustra en la Figura 7. El proceso de compactación ocurre a medida que el agua de formación es expulsada del espacio poroso, y el esfuerzo de sobrecarga soportado por dicha agua de formación es transferido a la matriz de la roca reduciendo la porosidad.

En áreas donde la permeabilidad de la formación ha sido suficiente para permitir la migración de fluidos causada por la reducción de la porosidad, la presión de poro es normal y se considera aproximadamente igual a la presión hidrostática ejercida por una columna de agua de formación a la profundidad de interés.

Las zonas de presión de poro anormales se originaron durante el proceso de depositación y compactación, formándose una barrera impermeable que impidió la liberación del agua de la formación por debajo de esta barrera.

Esta barrera impermeable se formó debido a que el proceso de sedimentación y compactación ocurrió a un ritmo más rápido que el movimiento ascendente del agua. Consecuentemente, la porosidad de la formación abajo de esta barrera impermeable difiere de la tendencia normal (Figura 7).

Las propiedades de las formaciones lutíticas se utilizan para predecir y estimar la magnitud de las presiones anormales en las formaciones debido a sus características, y además constituyen un gran porcentaje de los sedimentos depositados en las zonas petroleras.

Debido a que los estratos lutíticos son notablemente sensibles a los procesos de compactación, estos han constituido una valiosa ayuda en la detección y construcción de perfiles de presión.

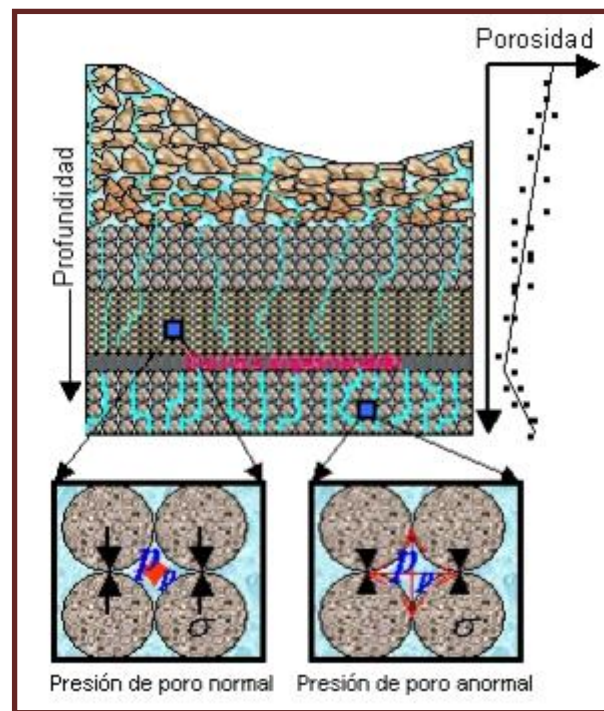


Figura 7 Proceso de sedimentación y compactación

PRESIÓN HIDROSTÁTICA

Es la ejercida por el peso de una columna de fluido sobre una unidad de área. No importa cuál sea el área de la sección de la columna y se expresa de la siguiente manera:

$$Ph = \frac{PD}{10} \text{ kg/cm}^2$$

La presión hidrostática es afectada por:

- contenido de solidos
- gases disueltos
- la diferencia de gradientes de temperatura del fluido

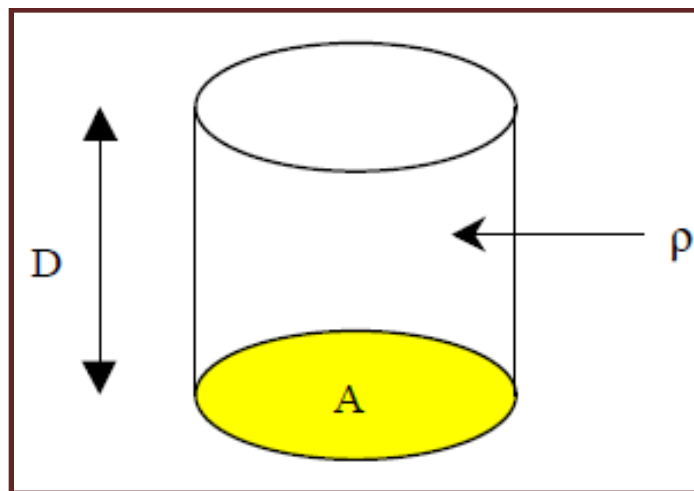


Figura 8 Presión Hidrostática

PRESIÓN DE SOBRECARGA

Es la presión ejercida por el peso combinado de la matriz de la roca y los fluidos contenidos en los espacios porosos de la misma (agua, hidrocarburos, etc.), sobre las formaciones subyacentes. La presión de sobrecarga (S) es el peso de la columna de roca más los fluidos contenidos en el espacio poroso que soporta una formación a una determinada profundidad

Se expresa de la siguiente forma:

$$S = \text{peso matriz rocosa} + \text{peso fluido intersticial}$$

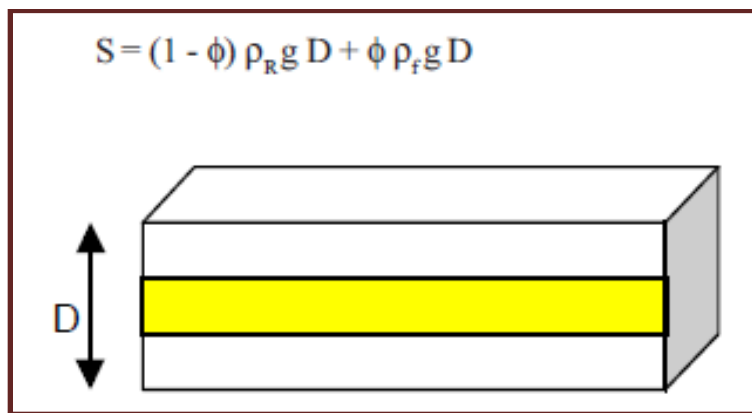


Figura 9 Presión de sobrecarga

Sobrecarga:

$$GSC = (1 - \phi) \rho_R + \phi \rho_f$$

Dónde:

$GSC =$ Gradiente de sobrecarga $\left(\frac{gr}{cm^3}\right)$

$\phi =$ Porosidad promedio de las formaciones encima de la profundidad del punto de interes (%)

$\rho_R =$ Densidad promedio de las rocas encima del punto de interes $\left(\frac{gr}{cm^3}\right)$

Puesto que la porosidad no disminuye en forma lineal con la profundidad bajo una compactación normal de sedimentos, entonces el gradiente de sobrecarga únicamente se incrementara con la profundidad, pero no en forma lineal (figura 10). Un valor promedio del gradiente de sobrecarga es $0.231 \text{ kg/cm}^2/\text{m}$, que corresponde a una densidad media del sistema roca-fluido de 2.31 gr/cc .

El gradiente de sobrecarga varía de un lugar a otro y debe calcularse para cada zona en especial. Para calcular de presión de sobrecarga se deben de leer datos del registro de densidad de varias profundidades y considerar que la densidad de la roca varía linealmente entre dos profundidades, así como determina la densidad promedio.

En la zona del terciario de la zona continental del Golfo de México, la presión de sobrecarga podría aproximarse así:

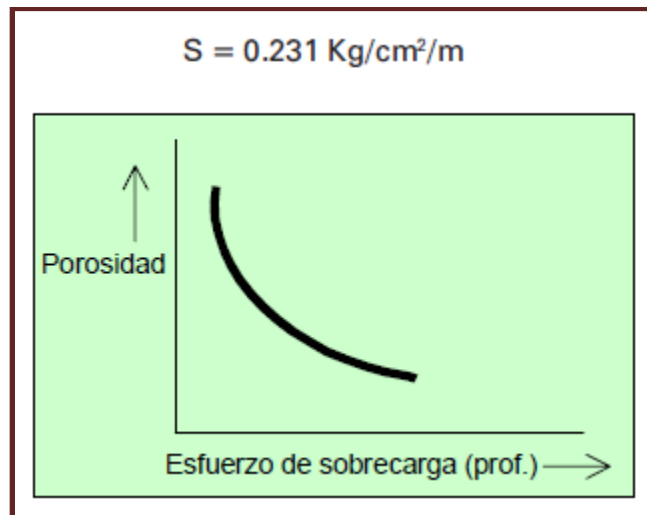


Figura 10 Efecto del esfuerzo de sobrecarga sobre la porosidad de formación durante la compactación normal

PRESIÓN DE FORMACIÓN

Es aquella a la que se encuentran confinados los fluidos dentro de la formación. También se le conoce como presión de poro. Las presiones de formación que se encuentran en un pozo pueden ser normales, anormales (altas) o subnormales (bajas).

Generalmente, los pozos con presión normal no crean problemas para su planeación. La densidad del lodo requerido para perforar estos pozos varía entre 1.02 y 1.14 gr/cc. Los pozos con presiones subnormales pueden requerir TR's adicionales para cubrir las zonas débiles o de baja presión cuyo origen puede ser: factores geológicos, tectónicos o yacimientos de presionados por su explotación.

Las presiones anormales se definen como aquellas presiones mayores que la presión hidrostática de los fluidos de formación. Considerando una capa de sedimentos depositados en el fondo del mar, a medida que más y más sedimentos se agregan encima de la capa, el peso adicional los compacta. Parte del agua existente en los espacios porosos se expulsan por la compactación. Mientras este proceso nos sea interrumpido y el agua su superficial permanezca continua con el mar arriba, la presión dentro de la formación se dice que es normal o hidrostática.

A la presión de formación generalmente se le llama gradiente de presión. Estrictamente no lo es: ya que el gradiente de presión se obtiene dividiendo la presión de formación entre la profundidad. Sus unidades serán kg/cm²/m o lb/plg²/ft. Sin embargo en la perforación se ha hecho costumbre utilizar densidades como gradiente.

Si los fluidos de formación son agua dulce, el gradiente normal $g_n = 1.00$ kg/cm²/m = 0.433 lb/plg²/ft.

El gradiente normal en el subsuelo varía entre las diferentes provincias geológicas, debido a que los fluidos del subsuelo contienen cantidades variables de sólidos disueltos y gas, y están sujetos a diferentes temperaturas y presiones.

Una práctica fácil y sencilla para describir las presiones anormales, o sea aquellas n_e las cuales el fenómeno hidrostático se interrumpió, es como sigue:

$$P_a = 0.1 \times g_n \times Prof. + \Delta p$$

Dónde:

$$P_a = g_a \times Prof.$$

$$P_a = \text{Presión anormal de formación} \left(\frac{\text{kg}}{\text{cm}^2} \right)$$

$$\Delta P = \text{Incremento de presión} \left(\frac{\text{kg}}{\text{cm}^2} \right)$$

$$P_a = g_a \times Prof.$$

$$g_a = \text{Gradiente de presión anormal} \left(\frac{\frac{\text{Kg}}{\text{cm}^2}}{\text{m}} \right)$$

En la figura 11 puede compararse el gradiente de presión anormal con el de presión normal y el subnormal.

Resumiendo, las presiones de formación pueden ser:

- Subnormales. Cuando son menores a la normal, es decir, a la presión hidrostática de la columna de fluidos de formación extendida hasta la superficie.
- Normales. Cuando son iguales a la presión hidrostática ejercida por una columna de fluidos de formación extendida hasta la superficie. El gradiente de presión normal es igual a 1.07 gr/cc (8.91 lb/gal) en zonas costa fuera y 1 gr/cc (8.33 lb/gal) en áreas terrestres.
- Anormales. Cuando son mayores a la presión hidrostática de los fluidos de formación.

Además, deberán considerarse los siguientes problemas que se pueden derivar de las altas presiones:

- a. brotes y reventones
- b. pegaduras de la tubería por presión diferencial
- c. perdidas de circulación por usar lodos densos
- d. derrumbes de lutitas

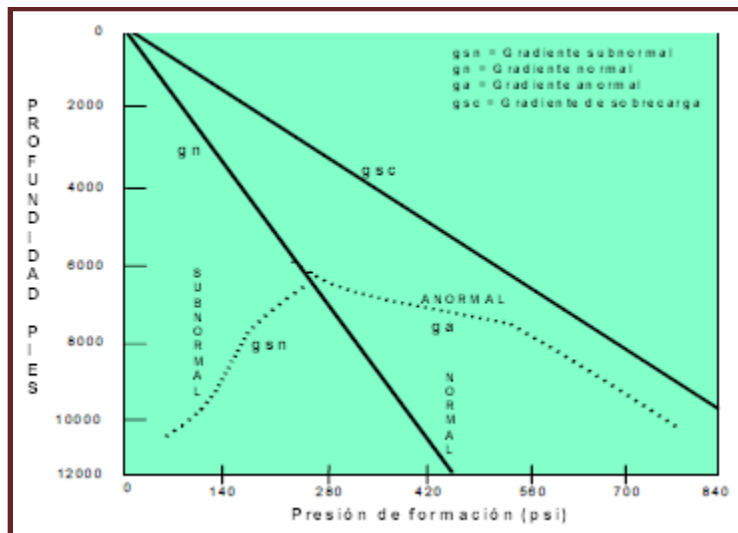


Figura 11 Gradiente de formación

La presión de poro (p_p) es la presión natural, originada por los procesos geológicos de deposición y compactación, a la que se encuentran sometidos los fluidos contenidos en los espacios porosos (porosidad) de la formación (Figura 12).

El esfuerzo efectivo o de matriz (σ) es el esfuerzo generado por el contacto grano a grano de la matriz de roca, el cual está en función de la sobrecarga a la profundidad de interés (Figura 12).

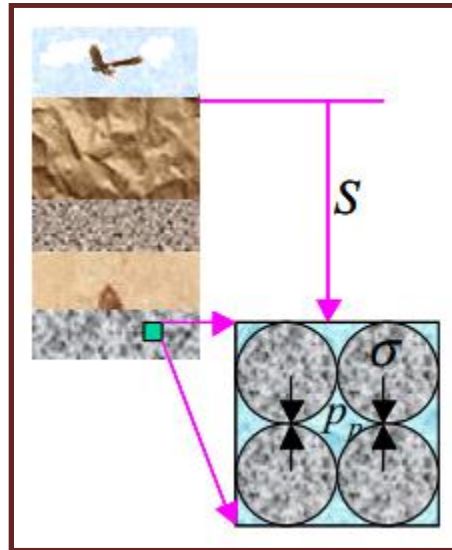


Figura 12 Presión de sobrecarga, presión de poro y esfuerzo efectivo

PRESIÓN DE FRACTURA

Es la fuerza por unidad de área necesaria para vencer la presión de formación y la resistencia de la roca.

La resistencia que opone una formación a ser fracturada, depende de la solidez o cohesión de la roca y de los esfuerzos de compresión a los que se somera. Las formaciones superiores solo presentan la resistencia original por la cohesión de la roca. A medida que aumenta la profundidad, se añaden los esfuerzos de compresión de la sobrecarga de las formaciones. Debido a esto, se puede confirmar que las fracturas creadas en alas formaciones someras son horizontales y la mayoría de las fracturas son verticales (la roca generalmente se rompe a presiones inferiores a la presión teórica de sobrecarga).

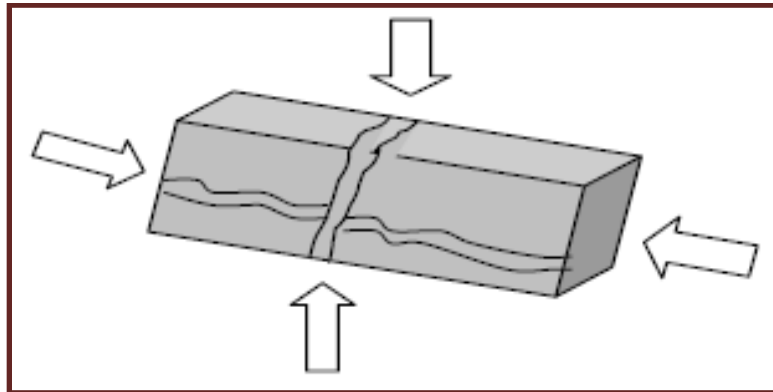


Figura 13 Gradiente de fractura

Las propiedades de la lutita medidas por los registros geofísicos (tiempo de tránsito, resistividad, densidad, temperatura y presión), así como la velocidad sísmica, están directamente relacionados con la porosidad de la formación. Cuando estos valores se grafican con respecto a la profundidad, la sección de presión normal sigue una tendencia lineal conforme la porosidad de la formación decrece con respecto a la profundidad. Una desviación de esta tendencia normal es una indicación de presión anormal.

Todos los métodos de predicción de presión de sobrecarga, poro y fractura están basados en el principio de Terzaghi (Figura 14), el cual define que la presión de sobrecarga S , es igual a la suma del esfuerzo vertical efectivo σ más la presión de poro p_p definido como

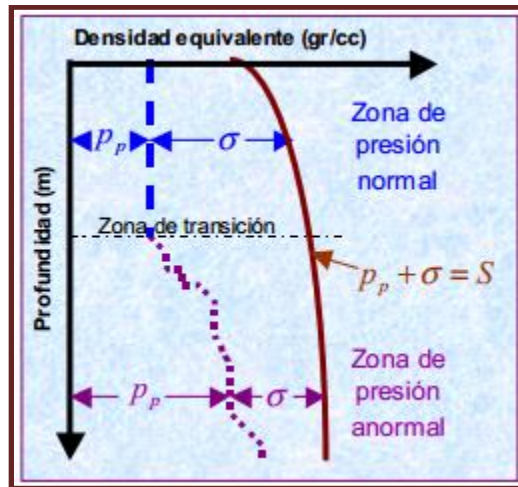


Figura 14 Principio de Terzaghi

En la literatura existe un gran número de métodos para determinar las tres incógnitas de la ecuación de Terzaghi. Sin embargo, todos están basados en los mismos principios, los cuales se resumen en la siguiente metodología de cinco pasos, la cual utiliza información sísmica para pozos exploratorios e información de registros geofísicos para pozos de desarrollo.

Cuando un pozo exploratorio está cerca de pozos de desarrollo, los registros geofísicos también se deben utilizar para calcular las geopresiones de dicho pozo. Por otro lado, si se cuenta con información sísmica en pozos de desarrollo, ésta también debe utilizarse para el cálculo de geopresiones en dichos pozos.

METODOLOGÍA PRÁCTICA PARA EL CÁLCULO DE LAS PRESIONES DE SOBRECARGA, PORO Y FRACTURA

- Determinar la presión de sobrecarga (S).
- Definir los intervalos de lutitas limpias (no aplica cuando únicamente se cuenta con información sísmica).
- Determinar la presión de poro (pp).
- Determinar la presión de fractura (pFR).
- Calibrar las predicciones de las presiones de poro y fractura.
- Determinar la presión de sobrecarga

$$S = \frac{\sum_{n=1}^n \rho_{Fi}(D_i - D_{i-1})}{10}$$

Donde ρ_{Fi} es la densidad promedio de la formación (gr/cm³) comprendida entre las profundidades D_i y D_{i-1} (m) (Figura 16). ρ_{Fi} se determina en forma directa del registro de densidad de pozos de correlación o con la siguiente correlación empírica, si únicamente se cuenta con el registro sísmico o información sísmica.

Donde V es la velocidad del intervalo (m/seg).

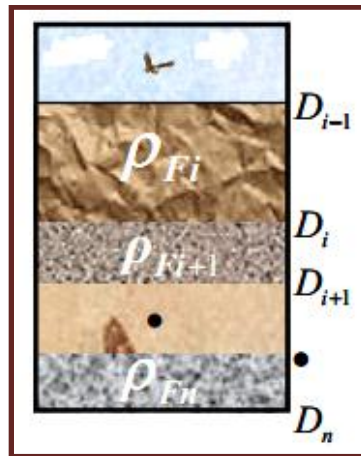


Figura 15 Profundidades y densidad de formación atravesadas durante la perforación

Definir los intervalos de lutitas limpias

Todos los métodos para evaluar la presión de poro emplean los valores de tiempo de tránsito o de resistividad en las lutitas para definir la tendencia normal de compactación.

Determinar la presión de poro

En un estudio del estado del arte de los métodos de predicción de presión de poro se identificaron 15 métodos. Sin embargo, los mejores y más usados por la industria petrolera son: el método de Hottman y Johnson, el método de Foster y Whalen o profundidad equivalente, el método de Eaton y el método del exponente dc. A diferencia de los otros métodos, estos cuatro métodos son sencillos y utilizan información convencional y de fácil acceso.

MÉTODO DE FOSTER Y WHALEN O DE PROFUNDIDAD EQUIVALENTE

Este método está basado en el principio que establece que formaciones con el mismo valor de la propiedad dependiente de la porosidad (tiempo de tránsito, resistividad, densidad, etc.) se encuentran bajo el mismo esfuerzo efectivo σ . El método se explica a continuación.

- A partir de la unión de las lecturas de puntos de lutitas limpias, graficar profundidad vs. tiempo de tránsito o resistividad de lutitas limpias (línea azul en Figura 16).
- Trazar la línea de tendencia normal y extrapolarla hasta la profundidad total (línea verde en Figura 16).

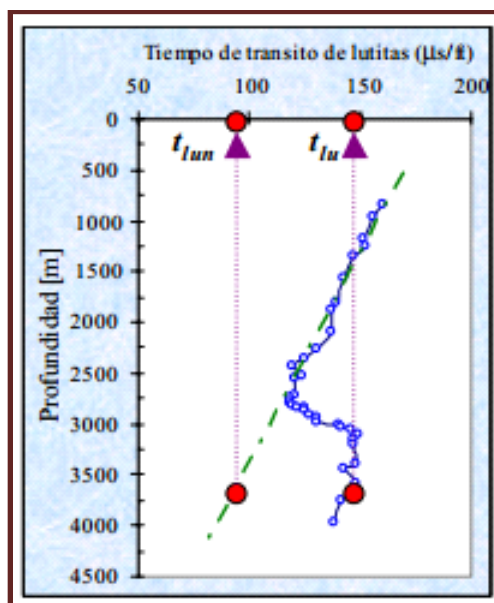


Figura 16 Tendencia real vs Tendencia normal

- A la profundidad de interés D , leer el valor extrapolado t_{lun} y observados t_{lu} . Posteriormente, de la lectura observada trazar una línea vertical hacia arriba hasta interceptar la línea de tendencia normal y leer la profundidad correspondiente D_n .

- Se calcula el esfuerzo efectivo a la profundidad D_n , el cual es igual al esfuerzo efectivo a la profundidad de interés.

$$\sigma_D = \sigma_{Dn} = S_{Dn} - P_{p(Dn)}$$
$$P_{p(Dn)} = \frac{\rho_{FF} * D_n}{10}$$

Donde ρ_{FF} es la densidad del fluido de formación en la zona de presión de poro normal, que se considera aproximadamente igual a 1.03 gr/cm³, cuando no se tiene información de la densidad del agua de formación de pozos de correlación.

- Finalmente se calcula la presión de poro a la profundidad de interés.

$$P_{p(D)} = S_D - \sigma_D$$

MÉTODO DE EATON

Al igual que el método de H&J, el método de Eaton está basado en el principio que establece que la tendencia normal de compactación es alterada en la zona de presión anormal. Eaton utilizó una gran cantidad de datos de registros geofísicos y mediciones de presiones de poro de diferentes áreas geológicas para desarrollar una serie de ecuaciones, las cuales relacionan directamente la presión de poro con la magnitud de desviación entre los valores observados y los obtenidos de la tendencia normal extrapolada.

El método se explica a continuación.

- A partir de la unión de las lecturas de puntos de lutitas limpias, graficar profundidad vs. tiempo de tránsito o resistividad de lutitas “limpias” (línea azul Figura 17).

- Trazar la línea de tendencia normal y extrapolarla hasta la profundidad total (línea verde en Figura 17).
- A la profundidad de interés D, leer los valores de tiempo de tránsito de la tendencia normal t_{ln} y de la tendencia observada t_{lu} y la profundidad equivalente al mismo valor del tiempo de tránsito observado D_n .
- Calcular la presión de poro a la profundidad de interés D, según el registro que se tenga, con las siguientes ecuaciones:

Sónico

$$P_{p(D)} = S_D - (S_D - P_{P(Dn)}) * \left(\frac{t_{ln}}{t_{lu}}\right)^3$$

Resistivo

$$P_{p(D)} = S_D - (S_D - P_{P(Dn)}) * \left(\frac{R_o}{R_{on}}\right)^{1.2}$$

Conductividad

$$P_{p(D)} = S_D - (S_D - P_{P(Dn)}) * \left(\frac{C_{on}}{C_o}\right)^{1.2}$$

Aun cuando el método de Eaton está basado en datos de áreas geológicas diferentes a las perforadas en México, es el más preciso y sencillo de utilizar.

Determinar la presión de fractura

La presión necesaria para vencer la presión de formación y la resistencia de la roca se denomina presión de fractura. Para determinar esta presión se propone emplear el método de Eaton, tal y como se plantea a continuación.

Método de Eaton

La ecuación de Eaton para el cálculo de la presión de fractura (p_{FR}) está en función de la presión de poro (p_p) y de la sobrecarga (S), previamente calculada, así como de la relación de Poisson.

$$P_F = P_{Form} + \left[\left(\frac{\mu}{1 - \mu} \right) x (P:sc - P_{form}) \right]$$

Otra opción es obtener la relación de Poisson a partir de ensayos mecánicos de laboratorio a muestras de núcleos, con la consideración de que esta medición es puntual y referida a la profundidad a la cual se obtuvo la muestra.

Calibrar las predicciones de las presiones de poro y fractura

Para completar el proceso de evaluación de geopresiones, es necesario calibrar la predicción de los perfiles de poro y de fractura con datos reales, obtenidos durante la perforación y terminación del pozo que se está analizando; de tal manera que se pueda realizar un análisis comparativo con los datos programados y así obtener las geopresiones definitivas para el pozo.

Calibración de la presión de poro

Para la calibración de la presión de poro, se pueden utilizar los siguientes parámetros:

- Calibración con datos de pruebas de formación. comparar los valores, en gradiente, de pruebas de formación, como RFT (repeat formation test), MDT (modular formation dynamics test) o DST (drill stem test), con el gradiente de presión de formación, a las respectivas profundidades y, en caso de que exista una desviación, se ajusta la tendencia normal de compactación, de tal manera que el perfil de la presión de poro se ajuste a estos valores (Figura 16). Es necesario tomar en cuenta otros parámetros de calibración, como gasificaciones, densidad del lodo, flujos o brotes.

Calibración de la presión de fractura

En este caso deberá obtenerse la información de los siguientes parámetros:

- Calibración con datos de pruebas de goteo (leak off test) o minifracs. Esta es una práctica de campo empleada para evaluar la cementación primaria de una tubería de revestimiento y para estimar el gradiente de la presión de fractura. En una prueba de goteo se considera que la presión, donde las fracturas comienzan a abrirse e inician a tomar fluidos, es una aproximación del gradiente de fractura, a la respectiva profundidad (Figura 18).

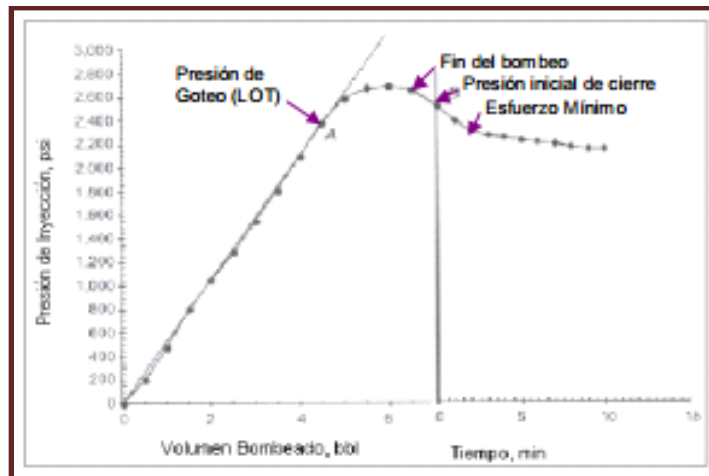


Figura 17 Prueba de goteo

Para la calibración se comparan los valores en gradiente de pruebas de goteo (LOT) o mini fracturas, con el gradiente de presión de fractura, a las respectivas profundidades y, en caso de que exista una desviación, se ajusta la tendencia normal de compactación, de tal manera que el perfil de la presión de fractura se ajuste a estos valores (Figura 17). Es necesario tomar en cuenta los otros parámetros, como las pérdidas de circulación, en caso de presentarse

METODOLOGÍA PARA EL ASENTAMIENTO DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO

La metodología propuesta por un método gráfico y consta de los siguientes puntos:

1. Recopilación de Información y graficación de parámetros.
2. Asentamiento de la TR de Explotación
3. Asentamiento de la TR Intermedia
4. Asentamiento de la TR Superficial
5. Esquema ajustado de asentamiento

RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN Y GRAFICACIÓN DE PARÁMETROS

Para la planeación del asentamiento de TR's es necesario considerar la siguiente información:

- Diámetro de la T.R. de producción o del agujero en la última etapa.
- Trayectoria programada.
- Columna geológica programada
- Sección estructural
- Presión de poro y de fractura.
- Márgenes de viaje empleados durante el movimiento de tuberías
- Margen del fluido de perforación para control de posible brotes.
- Densidades del fluido de control

Con esta información disponible, se procede a generar un gráfico de gradientes de densidad equivalente de la presión de poro y de fractura. A los valores de la presión de poro y fractura se les deberá afectar por un margen de control que considere los efectos de viaje de la tubería (pintoneo y succión) y la posible ocurrencia de un brote.

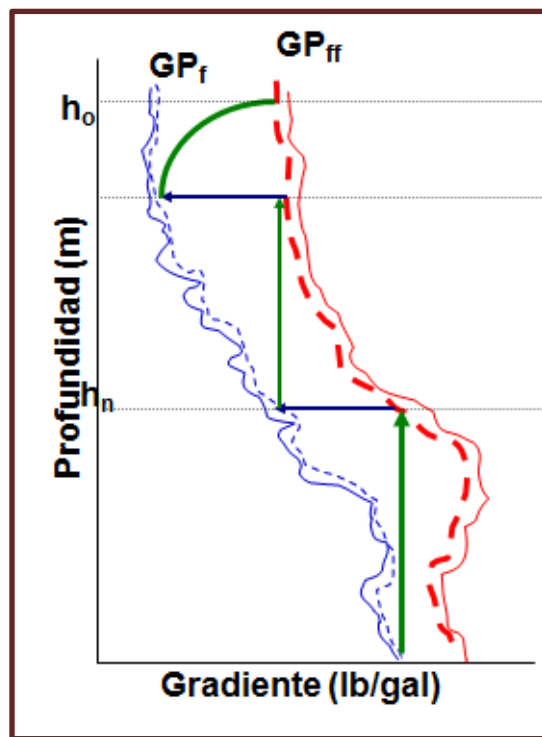


Figura 18 Graficación de gradiente para el asentamiento de TR's

MÁRGENES DE CONTROL SOBRE LA PRESIÓN DE PORO (MPP)

Durante el movimiento de tuberías se producen cambios en la presión de fondo que pueden ocasionar flujo de fluidos de la formación al pozo (brote), si no se consideran estos efectos durante los viajes. Lo anterior hace necesario tomar en cuenta un **margen de control** para el diseño del asentamiento de las tuberías de revestimiento cuando se analizan por efecto de la densidad fluido de control. Este

El margen de control sobre la presión de poro estará conformado por la suma del margen de viaje y un factor de seguridad.

Para estos márgenes es necesario realizar cálculos de las presiones de empuje y succión en pozos de correlación o suponiendo una geometría conocida del pozo a perforar. Esto se debe realizar a diferentes profundidades, en función de las propiedades del fluido de control, la geometría del pozo y a diferentes velocidades de viaje de la sarta de perforación en condiciones críticas (barrena embolada) y/o diferentes velocidades de introducción de las tuberías de revestimiento. Sin embargo, existen valores reportados en la literatura que varían entre 0.024 a 0.060 gr/cc para el **margen de viaje** (succión y empuje).

Además de estos márgenes, es deseable emplear pesos de lodo que ejerzan una presión mayor a la presión de formación, por lo que se debe considerar un **factor de seguridad** para la densidad equivalente del lodo a utilizar, de entre 0.024 a 0.036 gr/cc.

Asumiendo lo anterior, se puede definir el margen de control como la suma del margen de viaje y el factor de seguridad dando como resultando valores entre 0.05 a 0.10 gr/cc sobre el gradiente de presión de poro. Los valores recomendados se muestran en la siguiente tabla:

Margen sobre la Pp	Valores publicados (gr/cc)	Valor recomendado (gr/cc)
Viaje	0.024-0.060	0.030
Seguridad	0.024-0.036	0.025
	Total	0.055

Tabla 1 Márgenes de control para la presión de poro

MARGEN DE CONTROL SOBRE LA PRESIÓN DE FRACTURA (MPF)

Así mismo, se debe utilizar un margen de fractura por efecto de empuje durante la introducción de tuberías o en el caso del control de un brote, por lo que se debe reducir al gradiente de fractura pronosticado en el rango del margen de viaje (0.024 a 0.060 gr/cc).

Este valor puede ser obtenido para cada área en particular de pozos de correlación donde se hayan realizado operaciones de control de brotes, es decir, la densidad del fluido para controlar el brote menos la densidad del fluido de perforación antes de que ocurriera el brote. El valor recomendado es de 0.030 gr/cc.

Margen sobre la Pf	Valores publicados (gr/cc)	Valor recomendado (gr/cc)
Viaje	0.024-0.060	0.030
	Total	0.030

Tabla 2 Márgenes de control para la presión de fractura

ASENTAMIENTO DE LA TUBERÍA DE EXPLOTACIÓN

Aunque generalmente una tubería de explotación hasta la profundidad total programada, se debe considerar que la premisa es asentarla a la profundidad donde se permita la explotación de los intervalos definidos. Por tanto en la graficación de los parámetros se deberá señalar la profundidad de los objetivos y la profundidad total programada.

Puede existir el requerimiento de explotar o probar varios objetivos a diferentes profundidades, pero se deberá solicitar la jerarquización de los mismos, para establecer un solo, como objetivo principal; y para el cual la geometría programada del pozo deberá priorizar los asentamientos de las tuberías de revestimiento.

De acuerdo a las cuencas petroleras de México existen principalmente tres posibilidades para el asentamiento de tuberías de explotación, de acuerdo a los objetivos del pozo:

- Pozos con objetivo jurásico (mesozoico)
- Pozos con objetivo cretácico (mesozoico)
- Pozos con objetivo terciario

Asentamiento para pozos con objetivo a nivel de jurásico

En este caso una TR de explotación se ubica al nivel de jurásico, a la profundidad total programada, y otra en la base del cretácico, a la entrada del jurásico.

Asentamiento para pozos con objetivo a nivel de cretácico

Se programara una TR de explotación a la profundidad total programada, a nivel del cretácico o en la cima del jurásico superior.

Una TR intermedia será necesaria a la cima del paleoceno o cretácico.

Asentamiento para pozos con objetivo a nivel de terciario

En principio, se programara una TR de explotación a la profundidad total programada, la cual deberá cubrir el objetivo más profundo del pozo.

Para el caso de objetivos adicionales y más someros se deberá revisar la posición de los mismos y en caso de ser necesario ajustar el o los asentamientos de las TRs intermedias, para adicionar una o más tuberías de explotación.

Estas consideraciones deben ser revisadas y analizadas después de completar el esquema de asentamientos convencionales.

ASENTAMIENTO DE TUBERÍA INTERMEDIA

El proceso tradicional se realiza partiendo del fondo del pozo hacia la parte superior, pero dependiendo de las características del caso en diseño, este proceso puede invertirse y realizarlo desde la parte superficial hacia el fondo del pozo.

Después de definir el asentamiento de las TRs de explotación el siguiente paso es decidir la longitud de agujero descubierto que el pozo puede tolerar antes del asentamiento de la tubería intermedia.

Generalmente se considera que los gradientes de poro y fractura definen la ventana operativa para la perforación sobre balance, y por ende determinan la máxima longitud del agujero descubierto. La densidad del lodo en la sección del agujero descubierto deberá ser lo suficientemente alta para prevenir manifestaciones del pozo y soportar las paredes del agujero, y lo suficientemente ligera para evitar las pérdidas de circulación.

De tal forma que para seleccionar la profundidad de la TR intermedia se procede de la siguiente forma:

- Se grafica la presión de formación más su margen de control, y la presión de fractura, menos su margen respectivo, (todos expresados en gradiente de densidad de lodo equivalente) contra la profundidad.
- A partir del máximo valor de densidad a utilizar en el fondo del pozo, que debe ser mayor al gradiente de presión de poro y menor que el gradiente de fractura sobre la sección de agujero descubierto, se proyecta una línea vertical hasta interceptar la curva del gradiente de fractura afectado por su margen de seguridad. la profundidad de esta intersección definirá el asentamiento de la tubería intermedia más profunda.

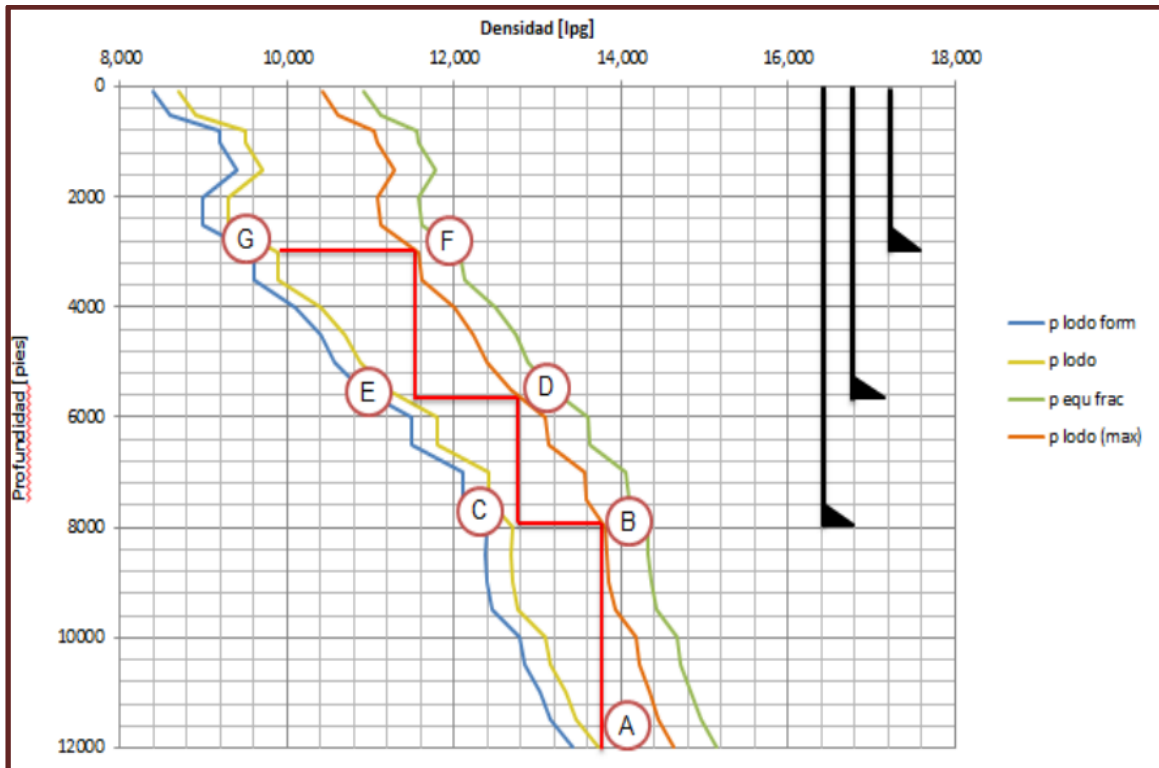


Figura 19 Asentamiento de TR intermedia por método gráfico

Este proceso se repite hasta alcanzar la profundidad de asentamiento de la tubería superficial, que difiere del procedimiento anterior.

Para cada asentamiento de tubería intermedia, será necesario revisar el margen por presión diferencial para asegurar que no se exponga al pozo un riesgo de pegadura por presión diferencial.

Corrección por presión diferencial

Una vez que las profundidades de asentamiento de las tuberías intermedias han sido establecidas, se deberá tomar en cuenta los problemas de pegadura por presión diferencial.

La presión diferencial (PD) es la diferencia entre la presión hidrostática y la presión de poro a una profundidad dada.

- Presión diferencial > 0 SI $P_h > P_p$
- Presión diferencial < 0 SI $P_h < P_p$
- Presión diferencial $= 0$ SI $P_h = P_p$

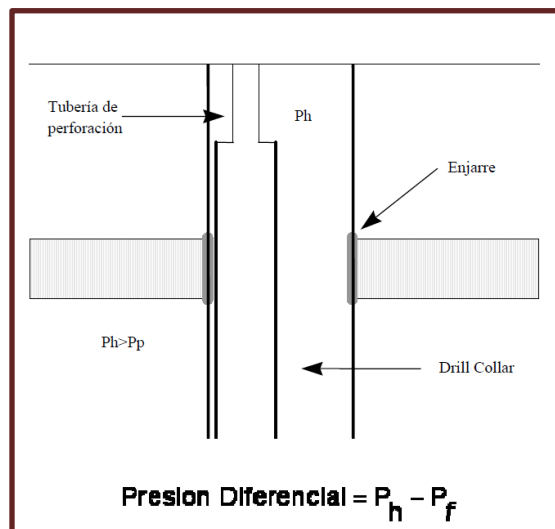


Figura 20 Presión Diferencial = $P_h - P_f$

Límite de Presión Diferencial (LPD).- Es la máxima presión diferencia que se tendrá sin que ocurran pegaduras de tubería.

Se deben definir dos rangos de LPD, uno para la zona de presión normal y otro para la zona de presión anormal.

Se pueden utilizar valores de acuerdo a la experiencia en cada área en particular, pero además, existen valores generales reportados en la literatura de la cantidad de presión diferencial que puede tolerarse sin que ocurran pegadura de tubería, los cuales están entre:

- **LPD para Zonas de Transición** (normal a anormal): 2,000-2,300 psi (140 y 160 kg/cm²)
- **LPD para Zonas de Presión Anormal:** 3,000-3,300 psi (210 y 230 kg/cm²)

Para corroborar que las profundidades de asentamiento seleccionadas sean correctas, se debe hacer el análisis de presión diferencial para saber si se tendrán o no problemas de pegaduras por presión diferencial.

La presión diferencial Δp (en kg/cm²) a cualquier profundidad (**Di** en m), se obtiene con la siguiente ecuación:

$$\Delta P = \frac{(\rho_{fin} - \rho_{inicio})Di}{10}$$

Donde ρ_{fin} es la densidad del fluido de control a la profundidad final de la T.R. que se está revisando, y ρ_{inicio} la densidad del fluido de control a la profundidad del asentamiento o etapa anterior, en (gr/cc).

Otra forma de leer las variables de la fórmula es la siguiente:

$$P_d = \frac{(P_{fcse} - G_{fmv@prof\ tr\ evaluada}) * P_{atre}}{10}$$

Donde:

P_d = Presión diferencial

P_{fcse} = Densidad del fluido de control medido al final de la siguiente etapa.

P_{atre} = Profundidad de asentamiento de la tr evaluada.

G_{fmv@ prof. TR evaluada} = gradiente de presión de formación medido a la profundidad de asentamiento de la tr y afectado por el margen de viaje.

En caso de que en algún punto la presión diferencial sobrepase el límite permitido (dependiendo de si se encuentra en la zona de presión normal o anormal), se deberá corregir la profundidad de asentamiento de la tubería intermedia, por medio de la siguiente expresión:

$$\rho_{fin\text{corr}} = \frac{\Delta P_{lim} \times 10}{D_i} + \rho_{inicio}$$

La densidad del lodo, $\rho_{fin\text{corr}}$ puede emplearse para localizar la profundidad donde existe esta presión diferencial, con lo que se define la nueva profundidad de asentamiento de la TR intermedia.

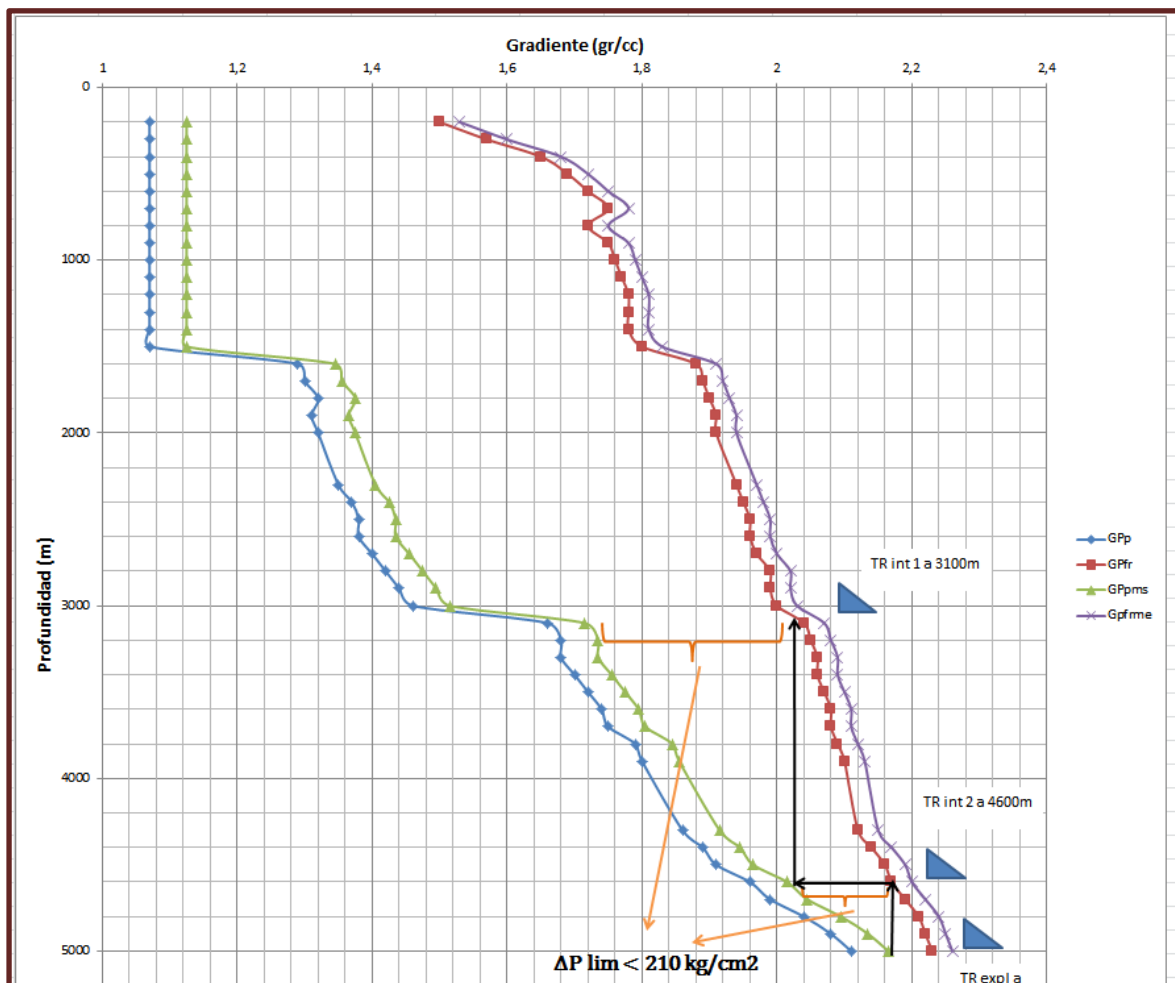


Figura 21 Verificación de Presión Diferencial

ASENTAMIENTO DE TUBERÍA SUPERFICIAL

Para este caso es necesario considerar el concepto de la tolerancia al brote, en el cual se compara la curva del gradiente de presión de fractura con la presión generada en el pozo durante el control de un brote.

En este caso el objetivo es seleccionar la profundidad de asentamiento que evite un brote subterráneo, por lo cual es necesario determinar una profundidad a la cual la formación tenga la capacidad suficiente para soportar las presiones impuestas por un brote. La metodología propuesta es la siguiente:

- a. Suponer una profundidad de asentamiento (D_i).
- b. Con esta profundidad calcular la presión, expresada en gradiente, impuesta por un brote (E_b , efecto de brote, en (gr/cc)), por medio de la siguiente ecuación:

$$E_b = \left[\frac{D}{D_i} \right] * I_{fc} + G_{Ppmv}$$

Donde **I_{fc}** es el incremento en el fluido de perforación para controlar el brote en unidades de densidad equivalente, normalmente igual a 0.06 gr/cc, **G_{Ppmv}** es el gradiente de presión de poro afectado por el margen de succión (viaje) a la profundidad final de la siguiente etapa de perforación (gr/cc), **D_i** la profundidad de interés y **D** la profundidad de la siguiente etapa de perforación.

- a. Determinar el gradiente de fractura para la profundidad seleccionada, la **G_{frac}**.
- b. Comparar **E_b** con **G_{frac}** expresado en densidades equivalentes. si los valores coinciden entonces la profundidad supuesta es la profundidad mínima para el asentamiento de la TR superficial.

- c. En caso de que no coincidan estos valores, se debe suponer otra profundidad y repetir el proceso hasta que coincidan los valores de densidad equivalente.

La profundidad que cumpla con estos requerimientos será la profundidad mínima a la cual podrá asentarse la TR superficial. De tal forma que una profundidad mayor pueda ser seleccionada, siempre y cuando se cumpla con criterios técnicos y económicos que justifiquen la inversión de la longitud adicional de tubería de revestimiento.

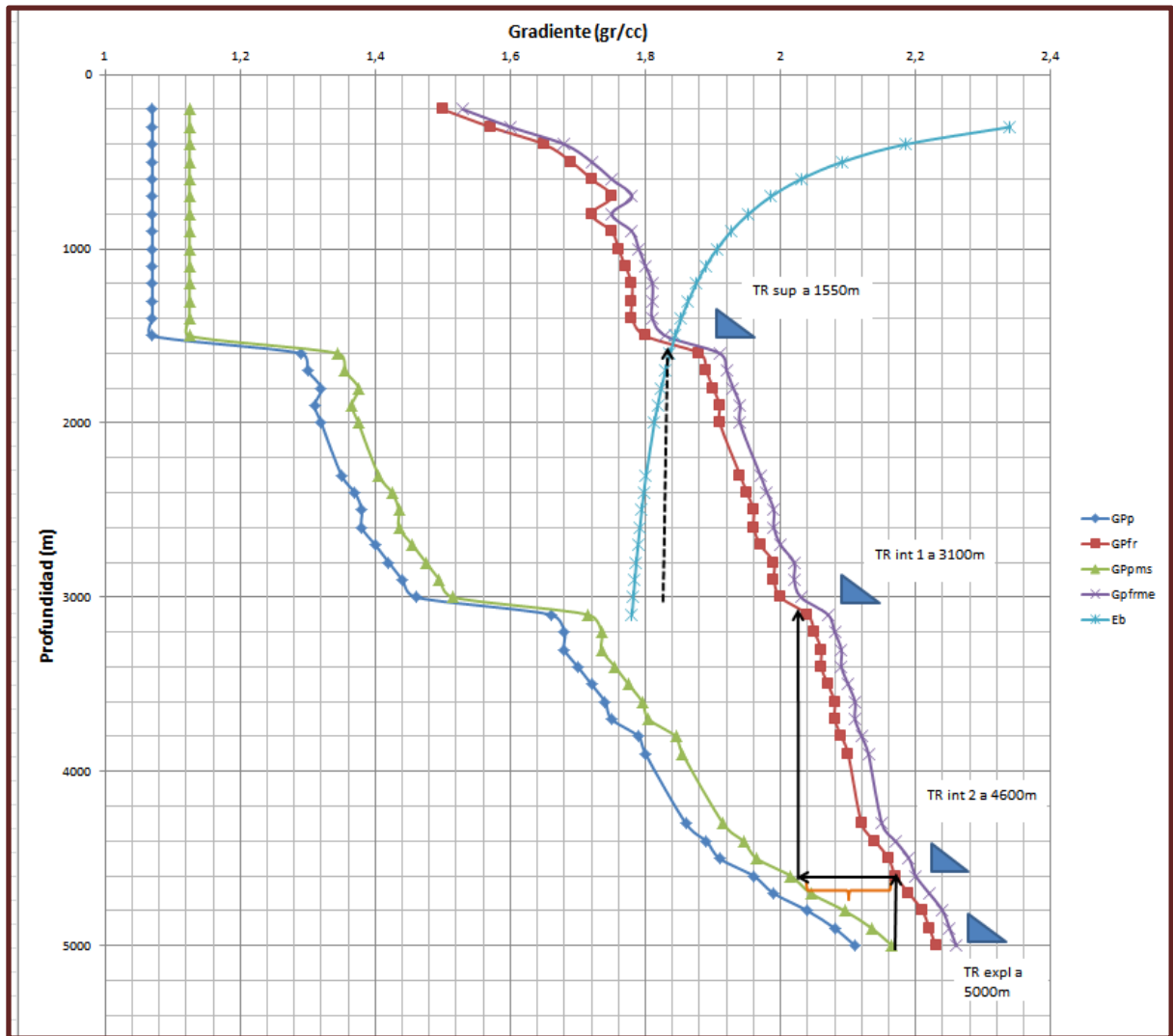


Figura 22. Asentamiento de TR superficial por método gráfico

EFFECTO DE BROTE E INCREMENTO DE DENSIDAD PARA CONTROLAR UN BROTE

Un brote se define como la entrada de un volumen de fluidos al pozo. Estos fluidos pueden ser agua, aceite o gas. Cuando ese volumen de fluidos (brote) se manifiesta en la superficie de manera descontrolada, se conoce como reventón.

El brote ocurre cuando la presión que ejerce el fluido de perforación no es suficiente para contener la presión de los fluidos contenidos en los poros de la roca.

Esta condición sucede cuando el peso del fluido de perforación no fue adecuadamente seleccionado o cuando ocurren pérdidas de fluido de perforación hacia las formaciones rocosas, de tal manera que la presión que ejerce el fluido disminuye.

El Incremento en la Densidad del Fluido de perforación para controlar un brote (**lfc**), es aquella presión adicional necesaria para regresar el brote a la formación. Este valor puede ser obtenido; para cada área en particular, de pozos de correlación donde se hayan realizado operaciones de control de brotes. Se ha reportado en la literatura que un incremento en el fluido de control de 0.5 lb/gal (0.060 gr/cc) proporciona buenos resultados.

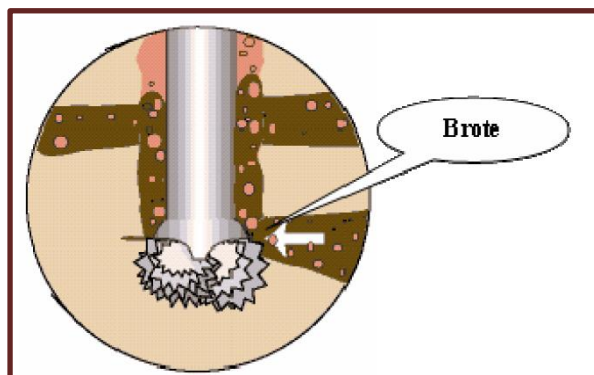


Figura 23. Brote

Para determinar el efecto de brote, se utiliza la siguiente ecuación y se evalúa desde el inicio de la etapa superficial y hasta el final de la primera etapa intermedia. El punto donde cruce la curva de efecto de brote (**E_b**) con la presión de fractura reducida (**P_{frac red}**), será el punto que necesariamente tendrá que cubrir la T.R. superficial, para evitar un fracturamiento de la formación en caso de un brote en la etapa intermedia.

$$E_b = \left[\frac{D}{D_i} \right] IDF + MaxDL$$

Dónde:

- E_b = Efecto de brote, (gr/cc).
- IDF = Incremento de la densidad del fluido de perforación para controlar el brote, (gr/cc).
- MaxDL= Máxima Densidad del Lodo de la etapa intermedia, (gr/cc).
- D_i = Profundidad de Interés, (m).
- D = Profundidad final de la etapa intermedia, (m).

ESQUEMA AJUSTADO DE ASENTAMIENTO

Los esquemas con los que se determinan las profundidades de asentamiento de TR's pueden clasificarse en 2:

Esquema Convencional.- Este esquema debe ser realizado, en primera instancia, para el diseño de todos los pozos, tanto exploratorios como de desarrollo, y determinar el número mínimo de tuberías a utilizar.

Esquema Ajustado.- Este esquema establece consideraciones adicionales que, dependiendo de las características del pozo a diseñar, serán o no tomadas en cuenta para ajustar los asentamientos obtenidos en el esquema convencional.

El esquema convencional es aquel en donde se determinan las profundidades de asentamiento en base a los gradientes de poro y fractura, los márgenes de control, y las correcciones por presión diferencial; pero estas profundidades determinadas continúan siendo tentativa, pues además, es conveniente conocer el área donde se planea perforar el pozo para tomar en cuenta, en el programa final, la posible presencia de: estratos salinos, zonas de lutitas hidratables y/o deleznales, acuíferos, estratos con H_2S o CO_2 , zonas depresionadas, fallas, zonas de alta presión, formaciones no consolidadas, formaciones altamente fracturadas o vugulares, formaciones con aportación de agua, etc.

A la consideración de todas estas variables se le conoce como “Esquema Ajustado de asentamiento de tuberías”.

Después de cumplir con los criterios establecidos en el esquema convencional para el asentamiento de cada tipo de tubería de revestimiento, es necesario revisar las siguientes consideraciones para, en su caso, ajustar los asentamientos propuestos:

Ajuste por litología y pozos de correlación.

Es necesario comparar la profundidad determinada, de cada tubería de revestimiento, con los asentamientos reales de pozo de correlación, para analizar las posibles diferencias.

Así mismo, el Ingeniero de Diseño debe identificar, correlacionar y analizar la litología esperada a la profundidad determinada, para evitar que el asentamiento propuesto coincida con estratos problemáticos que pongan en riesgo la estabilidad del pozo, y/o la integridad de la zapata, al perforar la siguiente etapa.

Por ejemplo: estratos salinos, zonas de lutitas hidratables y/o deleznales, acuíferos, estratos con H₂S o CO₂, zonas con pérdida de circulación severa, fallas, zonas de alta presión, formaciones no consolidadas, formaciones altamente fracturadas o vugulares, formaciones con gas y/o agua salada, formaciones con agua dulce, zonas de gas someras.

Para este caso se utilizan registros litológicos como el de rayos gamma y/ o el de resistividad, y se grafica comparando los estados mecánicos de los pozos de correlación y los asentamientos propuestos.

En caso de existir algún riesgo con la profundidad propuesta de las TRs, se tienen dos opciones para su ajuste:

- 1.- Profundizar el asentamiento de la TR, hasta cubrir zonas riesgosas, siempre y cuando se tenga gradiente de fractura suficiente en la zapata de la tubería anterior.
- 2.- Subir el asentamiento de la TR, para zonas de posible flujo de gas o agua se recomienda subir el asentamiento de la TR, para reducir el riesgo de inestabilidad del fluido del control y para poder incrementar la densidad del fluido en la siguiente etapa y atravesar estas zonas con mayor seguridad.

Para decidir que opción es la más favorable deben revisarse los antecedentes de las historias de perforación de los pozos de correlación.

Ajuste para pozos que atravesaran cuerpos de sal

Las características y condiciones de un cuerpo salino pueden variar significativamente. Por lo tanto, los ajustes que pudieran hacerse a los asentamientos de TR van a perder en mayor medida del conocimiento que se tenga de las formaciones salinas y de su comportamiento.

La ventaja de colocar una TR superficial o intermedia por encima de la sal es que dicha tubería estará aislada de los efectos de la fluencia de la sal. Además, este promete garantizar una zapata de TR competente en caso de que se requiera desviar el pozo (por ejemplo si se presenta problemas dentro de la sal, o por debajo de esta).

Las desventajas de este criterio son que el peso del lodo, que se pudiera requerir para evitar la fluencia de la sal o para controlar zonas de alta presión dentro de la sal y en secciones subsalinas (por debajo del cuerpo salino), está limitado por la resistencia alcanzada en la zapata por encima del cuerpo salino.

Por lo que en la mayoría de los casos es recomendable colocar una tubería a la entrada de la sal. En este caso la resistencia que se obtiene a nivel de la zapata, es mayor y permite manejar una mayor densidad del lodo para el control de la fluencia de la sal y/o zonas sobre presurizadas.

La desventaja principal de este criterio es que la zapata de la TR pudiera quedar ubicada en una capa de sal de alta movilidad que llegara a comprometer su integridad para exponerla a cargas no uniformes.

Es importante observar que en zonas de transición con la sal, y otras zonas subsalinas el gradiente de fractura se haya reducido (lo que requiere limitar la densidad del lodo para prevenir pérdidas de circulación), pero también pueda presentarse zonas de alta presión de formación (lo que requiere suficiente densidad del lodo para control del pozo).

Este comportamiento variado de los cuerpos salinos dificulta establecer la densidad adecuada del lodo de control para su perforación.

Por lo que es recomendable revisar toda la información disponible acerca de la sal y de sus características, a partir de los pozos exploratorios y de desarrollo, para optimizar las profundidades de asentamiento de la tubería del revestimiento.

Ajuste para pozos de aguas profundas

El diseño de la perforación de pozos en aguas profundas es diferente comparado con el realizado en pozos de aguas someras o en pozos terrestres.

Los pozos ubicados en aguas profundas ven reducida su ventana de operación por el efecto que tiene el tirante de agua en el gradiente de sobrecarga. A medida que el tirante de agua se incrementa dicha ventana se reduce considerablemente. Por tanto, después de planear el asentamiento de la tubería conductora, el diseño de pozos para aguas profundas debe continuar con la selección de la profundidad de asentamiento de la TR superficial, y una vez que esta profundidad ha sido definida, se determinan los siguientes puntos de asentamiento de las TRs intermedias, de acuerdo a los perfiles de presión de poro y fractura estimados.

Las consideraciones adicionales para la definición del asentamiento de TRs en aguas profundas son:

Control de la densidad equivalente de circulación (DEC)

La densidad equivalente de circulación se ve afectada por las bajas temperaturas en el fondo marino, lo que se traduce en un aumento de la DEC, por lo que se tiene que evaluar para cada etapa del pozo y evitar que rebase el gradiente de fractura menos su margen de control correspondiente.

Así mismo, dependiendo del tipo de fluido de perforación que se utiliza se generaran equivalentes de circulación distintos; debido a la variación de temperatura entre el lecho marino y el fondo del pozo.

Profundización de la tubería de revestimiento superficial.

A medida que la tubería superficial pueda ser colocada más profunda, las subsecuentes TRs se podrán asentar a a mayor profundidad, y de esta forma se reduce el riesgo para alcanzar la profundidad total programada, por la estrecha ventana de operación que caracteriza a los pozos ubicados en aguas profundas.

Para este propósito se perfora la etapa superficial con la técnica de "riserless" y es recomendable aplicar el método "pump and dump", el cual consiste el bombeo de agua de mar y baches de lodo hasta cierta profundidad, y posteriormente se emplea una mezcla de lodo hasta cierta profundidad base agua pesado, y agua de mar, para generar la densidad equivalente necesaria para mantener el sobre balance, hasta alcanzar una profundidad determinada para la TR superficial.

Manejo de riesgos someros (gas/agua)

Otra característica del ambiente de pozos en aguas profundas es la presencia de riesgos someros que pueden presentarse a poca profundidad y que representan el riesgo de tener flujos de agua o gas. Por tanto, es necesario revisar previamente los estudios correspondientes para la localización a perforar.

La escala utilizada para calificar cualitativamente **la severidad** de un riesgo somero de agua, es la siguiente:

1. **Insignificante.** cuando el lodo y los recortes pueden caer en la parte baja de la base guía, pero no en la parte superior.
2. **Bajo.** cuando los recortes y el lodo se desplazan desde la parte alta de la base guía y caen hacia afuera por el lado de los puertos.
3. **Moderado.** un flujo que alcanzaría hasta tres metros (10 ft) por arriba de la base guía.

4. **Alto.** un flujo que alcanzaría por arriba de los tres metros (10 ft), y hasta 30.5 m (100 ft) por arriba de la base guía, vertiéndose hacia afuera por el lado de los puertos.
5. **Severo.** un flujo vertical fuerte, que alcanzaría arriba de los 30.5 m (100 ft) de altura, por arriba de la base guía.

SELECCIÓN DEL DIÁMETRO DEL AGUJERO

Los diámetros de las tuberías de revestimiento y de la barrena empleada para la perforación de cada intervalo, deben ser seleccionados de manera que se cuente con un espacio adecuado (espacio libre), para las distintas operaciones que se lleven a cabo en el pozo, sean de perforación, producción o servicio.

Los requerimientos de perforación son: incluir el diámetro mínimo de barrena para un adecuado control direccional y funcionamiento de la perforación de otros intervalos.

En cuanto a los requerimientos de producción tenemos: el diámetro de la tubería de producción, válvulas de seguridad subsuperficiales, los posibles sistemas artificiales de producción y la posibilidad de tener alguna terminación especial.

Los requerimientos de servicio al pozo son: el equipo de toma de registros geofísicos y herramientas.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, la selección de los diámetros de las TR's se lleva a cabo con el siguiente diagrama La selección se inicia del fondo del pozo hacia la superficie.

Es importante mencionar que la selección del diámetro debe ser el más pequeño posible. Esto con la finalidad de evitar diseños costosos.

A partir de los pronósticos de producción del yacimiento se obtiene el diámetro de explotación.

Del diámetro de explotación nos desplazamos de arriba hacia abajo para seleccionar el diámetro más pequeño de T.R. o Barrena.

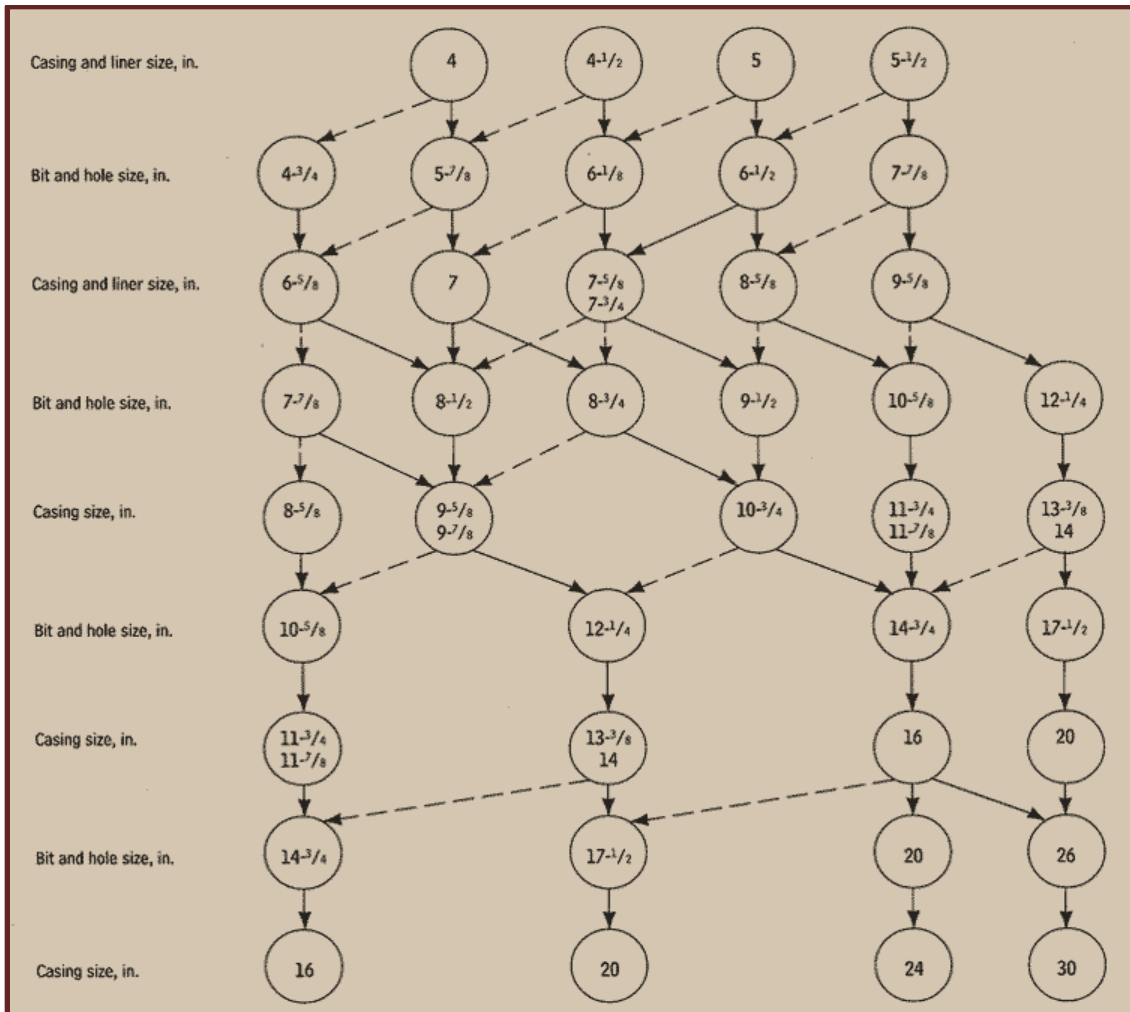


Figura 24. Diagrama de selección de Diámetro de TRs y Barrenas

A partir de este nuevo punto, nos desplazamos nuevamente hacia abajo para seleccionar otro diámetro de T.R. o Barrena (el más pequeño).

Se repite el proceso para cada punto de asentamiento determinado.

Una vez que se ha determinado la geometría del pozo, se realiza un resumen y se dibuja el estado mecánico programado como se muestra en la figura 25.

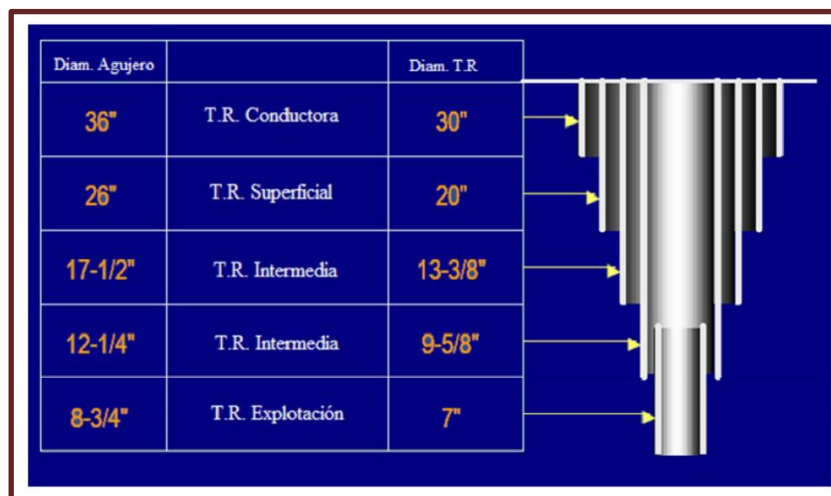


Figura 25. Estado mecánico

DISEÑO DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO

Para diseñar una tubería de revestimiento debe tenerse pleno conocimiento de los parámetros establecidos para el diseño y de los factores usados como medida de seguridad, cualquier parámetro que escape del conocimiento del ingeniero puede influir negativamente en el diseño. Recopilación de información

Para recopilar la información será necesario recurrir a diferentes fuentes, como los programas iniciales de perforación, expedientes de pozos, etc.

Los datos necesarios para el diseño de tuberías son:

- Trayectoria de pozo
- Geopresiones
- Programa de lodos
- Geometría
- Especificaciones de tuberías
- Inventario de tuberías
- Arreglos de Pozos Tipos

FACTORES DE DISEÑO

La fase primordial en la delicada tarea de perforar, terminar y reparar pozos, es la de programar en forma adecuada el conjunto de variables que pueden presentarse según sea el caso. La selección de los materiales a utilizar es de suma importancia. De estos dependerá el éxito en el cumplimiento de los programas.

Uno de los aspectos de primer orden dentro de las operaciones que se efectúan para perforar un pozo, es el que se refiere a la protección de las paredes del agujero para evitar derrumbes y aislar manifestaciones de líquidos o gas. Dicha protección se lleva a cabo mediante tuberías de revestimiento, las cuales se introducen al pozo en forma telescopiada. Es decir, que los diámetros de las tuberías utilizadas van del mayor al menor, por razones fundamentalmente técnicas y económicas.

Durante la perforación de los pozos se atraviesan formaciones con situaciones y problemáticas diferentes, entre las que se tienen: zonas de bajos gradientes de fractura, intervalos con presiones anormalmente altas, formaciones inestables, yacimientos depresionados, etc.

Esto origina que a medida que se profundiza, se tengan que ir aislando intervalos con características diferentes mediante la introducción y cementación de tuberías de revestimiento.

Durante las operaciones de perforación, las tuberías empleadas se someten a esfuerzos como son el pandeo, cambios en la presión interna, efectos térmicos, etcétera; los cuales pueden incidir negativamente, ocasionando que los costos y tiempos de operación se incrementen más de lo planeado. Por lo anterior, se describen brevemente algunos de ellos.

EFEECTO DE CHOQUE

Durante la introducción de una sarta pueden desarrollarse cargas significativas de choque, si la introducción se suspende súbitamente. El esfuerzo axial resultante de cambios de velocidad repentina es similar al golpe causado por el agua en un tubo cuando la válvula se cierra repentinamente, ocasionando lo que comúnmente se llama golpe de ariete.

Normalmente, las cargas de choque no son severas en cambios moderados de velocidad en la introducción del tubo.

EFEECTO DE CAMBIO EN LA PRESIÓN INTERNA

Los cambios de presión interna pueden causar cargas importantes adicionales. Estos pueden ocurrir durante y después que la sarta se ha cementado y asentado en el cabezal del pozo.

Durante las operaciones de cementación, la sarta está expuesta a cambios de presión interna debido a la presión hidrostática de la lechada del cemento y la presión de desplazamiento. Esto no crea únicamente esfuerzo tangencial en la pared del tubo, el cual tiende al estallamiento, sino también incrementa el esfuerzo axial.

Mientras la tendencia al estallamiento es reconocida y mantenida dentro de los límites, la carga axial algunas veces no se toma en cuenta. Esto puede tener consecuencias graves, especialmente si el cemento ha comenzado a fraguar al terminar el desplazamiento.

EFEECTO DE CAMBIO EN LA PRESIÓN EXTERNA

Las condiciones de carga por presión externa se basan en la densidad del lodo en el exterior de la tubería de revestimiento durante las operaciones de cementación; algunas veces cuando la presión externa es mayor que la causada por el lodo se encuentran otras condiciones. Comúnmente, esto ocurre cuando la tubería se coloca frente a secciones de formaciones plásticas (domos salinos), eventualmente la sal transmite a la sarta la carga vertical de sobrecarga.

También puede resultar un esfuerzo axial del cambio de presión externa después de la terminación del pozo. Un ejemplo común del cambio en presión externa se origina por la degradación del lodo en el exterior de la tubería de revestimiento.

Un incremento en la presión externa causa un decremento en el esfuerzo tangencial tensional (es decir, un incremento compresivo tangencial). Esto significa que el diámetro de la tubería de revestimiento disminuye, la longitud se incrementa y un incremento en la presión interna puede causar que la tubería se colapse.

EFFECTOS TÉRMICOS

Anteriormente, en el diseño de las tuberías de revestimiento no se consideraba el esfuerzo axial por cambios de temperatura después de que la tubería es cementada y colgada en el cabezal. Los cambios de temperatura encontrados durante la vida del pozo generalmente deben desecharse. Cuando la variación de temperatura no es mínima, debe considerarse el esfuerzo axial resultante en el diseño de la tubería y en el procedimiento de colgado. Algunos ejemplos de pozos en los cuales se encontraran grandes variaciones de temperatura son:

- Pozos de inyección de vapor.
- Pozos geotérmicos.
- Pozos en lugares fríos.
- Pozos costa fuera.
- Áreas con gradientes geotérmicos anormales

EFECTO DEFLEXIÓN

En el diseño de la tubería de revestimiento debe considerarse el efecto de la curvatura del pozo y el ángulo de desviación vertical sobre el esfuerzo axial en la tubería y cople. Cuando la tubería es forzada a doblarse, la tensión en el lado convexo de la curva puede incrementarse.

Por otro lado, en secciones de agujero relativamente rectas con un ángulo de desviación vertical significativo, el esfuerzo axial provocado por el peso del tubo se reduce. El incremento de fricción entre el tubo y la pared del pozo también afecta significativamente al esfuerzo axial. En la práctica del diseño común se considera el efecto perjudicial por la flexión del tubo y el efecto favorable por la desviación del ángulo vertical no se considera. La fricción de la pared del pozo, es favorable para el movimiento de la tubería hacia abajo y desfavorable para el movimiento hacia arriba, generalmente se compensa por adición de un mínimo de fuerza de jalón en la tensión axial.

ESTABILIDAD DE LA TUBERÍA

Si la presión solo actúa en las paredes interiores y no en el extremo inferior de un tubo, tiende a ladearlo o pandearlo; si la presión actúa únicamente sobre la pared exterior y no en el extremo inferior tiende a prevenir la flexión. Cuando el tubo se cementa la presión puede causar flexión, lo cual puede prevenirse ajustando la carga axial en el tubo, así, será igual o excederá la carga de estabilidad.

Cuando una sarta de tubería es suspendida verticalmente, pero no cementada, la carga axial en el punto más bajo es exactamente igual a la carga de estabilidad y la sarta es estable en este punto. Los puntos de arriba serán más estables, ya que la carga axial es mayor debido al peso de la sarta y excederá a la carga de estabilidad en esos puntos.

Aunque la sarta es estable al tiempo de instalación, puede convertirse en inestable debido a los cambios de presión y temperatura resultantes de operaciones posteriores. Los cambios en las cargas de estabilidad y axial ocurren a causa de dichos cambios y es posible que una carga axial llegue a ser menor que la carga de estabilidad, con lo cual la estabilidad se pierde.

PANDEO DE LAS TUBERÍAS

Las condiciones críticas de pozos como son: profundidad, alta presión y alta temperatura, requieren de un análisis y diseño seguro de las sartas de tuberías, tanto de revestimiento como de producción, ya que tales pozos son frecuentemente diseñados al llamado factor de diseño límite.

El pandeo helicoidal es un parámetro importante en un análisis de diseño. Este fenómeno inicialmente fue investigado por Lubinski, primero por la derivación del conocimiento de la relación hélice/fuerza del pozo. Posteriormente se uso extensivamente por otros investigadores.

La suposición fundamental para la ecuación de Lubinski es correcta para un tubo de diámetro interior uniforme sin peso (ligero), tubo concéntrico redondo; aunque todos los tubos tienen peso, pero este es mínimo comparado con la fuerza externa aplicada; sin embargo, la longitud total de la sarta en un pozo puede ser muy grande por lo que este peso no puede descartarse sobre todo en pozos donde se requieren tubos de gran espesor.

METODOLOGÍA DE DISEÑO

El objetivo de un diseño, es el seleccionar una tubería de revestimiento con un cierto grado, peso y junta, la cual sea la más económica, y que además resista sin falla, las fuerzas a las que estará sujeta.

Las funciones de las tuberías de revestimiento son:

- Evitar derrumbes y concavidades.
- Prevenir la contaminación de los acuíferos.
- Confinar la producción del intervalo seleccionado.
- Dar un soporte para la instalación del equipo de control superficial.
- Facilitar la instalación del equipo de terminación, así como los sistemas artificiales de producción.

Las tuberías de revestimiento representan un costo significativo del costo total del pozo. De aquí la importancia de optimizar los diseños a fin de seleccionar las menos costosas, que garanticen la integridad del pozo durante la perforación y terminación del mismo.

El diseño de una tubería de revestimiento combatiendo una gran importancia, tanto técnica como económica, está por los altos precios de dicha TR ya que representan de una gran inversión del pozo. Debido a esto requiere un cálculo basado en principios económicos, completado por las exigencias de carácter técnico, de tal modo que la tubería diseñada reúna determinadas condiciones de resistencias para servir adecuadamente. La experiencia ha enseñado que el mayor grado de economía se obtiene escogiendo tuberías de alta resistencia en el cople, pero de peso ligero y grado inferior.

Al ser colocada dentro de un pozo, la tubería de revestimiento está sujeta a tres fuerzas significantes durante las operaciones de perforación, terminación, reparación o vida productiva del pozo, por lo que en su selección deben soportar las siguientes cargas:

- Presión externa (colapso).
- Presión interna.
- Carga axial y longitudinal (tensión y compresión).

En general, las tuberías de revestimiento se pueden clasificar en conductora, superficial, intermedia y de explotación.

Esta selección de grados y pesos, se deberá apegar a los requerimientos de las cargas resultantes de los cálculos efectuados con los parámetros de pozo (profundidad, valores de densidad del fluido de perforación y de los fluidos deformación, etc.). Estos resultados se pueden graficar y la configuración de los valores predominantes definirá que el diseño se inicie por presión interna, externa o colapso.

De acuerdo con la selección escogida y con base en las características definidas por los parámetros del pozo, se seleccionara(n) la(s) sección(es) necesarias que satisfagan el diseño. Este deberá actualizarse y lo obtenido definirá la modificación del peso y grado de la sección(es) de tubería en caso de ser necesario.

Después de que los pesos, grados y longitudes de la(s) sección(es) se determinaron satisfaciendo los requisitos de presiones interior y exterior, se procede a calcular la resistencia a la tensión, tanto para la junta (unión o cople) como en el cuerpo del tubo.

Los esfuerzos reales obtenidos se relacionaran con las especificaciones teóricas. El valor resultante de dicha relación será el factor de seguridad, mismo que se compara con el factor de diseño propuesto. Este procedimiento deberá realizarse a lo largo de toda la columna de tubería.

Si los resultados obtenidos satisfacen las condiciones de diseño, entonces se habrá dado el primer paso de diseño y selección de la tubería.

Posteriormente, se verifica el trabajo conjunto de esfuerzos que actúan en la tubería y cuyo comportamiento se obtiene aplicando la ecuación de una elipse, la cual aporta una solución gráfica.

Esta grafica denota las áreas biaxiales de trabajo tensión-presión, tensión-colapso, compresión-presión interior y compresión-colapso.

Al aplicar valores combinados de esfuerzos axiales, esfuerzos de presión interior y exterior, da por resultado que los dos últimos se modifiquen con respecto a los valores teóricos originales. Por lo tanto, del análisis realizado los factores de seguridad obtenidos deberán ser mayores o iguales a los factores de diseño propuestos; en caso necesario, se hará la corrección pertinente.

PRESIÓN INTERNA

La columna diseñada deberá también ofrecer la suficiente resistencia al exceso de presión interior sobre la presión exterior que obre sobre ella. Se toma para el cálculo el caso más severo esto es suponiendo la columna llena de gas seco o con una presión de fondo igual a la resistencia mínima de la tubería, este esfuerzo es el inverso del colapso y se debe a la presión que ejercen los hidrocarburos por dentro de la tubería al tratar de liberarse, teniendo en la cabeza su máximo valor, donde la presión hidrostática es igual a cero. La presión interior se calcula con la fórmula de barlow's.

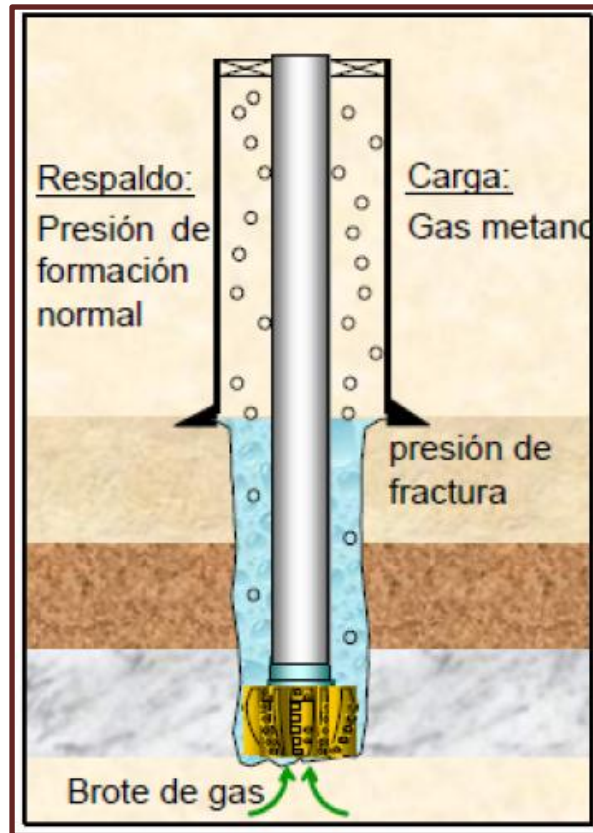


Figura 26. Presión interna

COLAPSO:

La tubería diseñada deberá tener una suficiente capacidad para resistir presión de aplastamiento, igual a la diferencia entre la presión máxima ejercida por una columna de fluido, en el exterior de la tubería y la mínima presión interna que se puede tener en el pozo.

El cálculo se basa en la resistencia al colapso de la columna de adm, considerando está vacía y sujeta interiormente a la presión atmosférica y a una presión externa igual a la producida en la parte inferior de la tubería por una columna de lodo de perforación cuya altura es igual a la altura de la columna de la tubería.

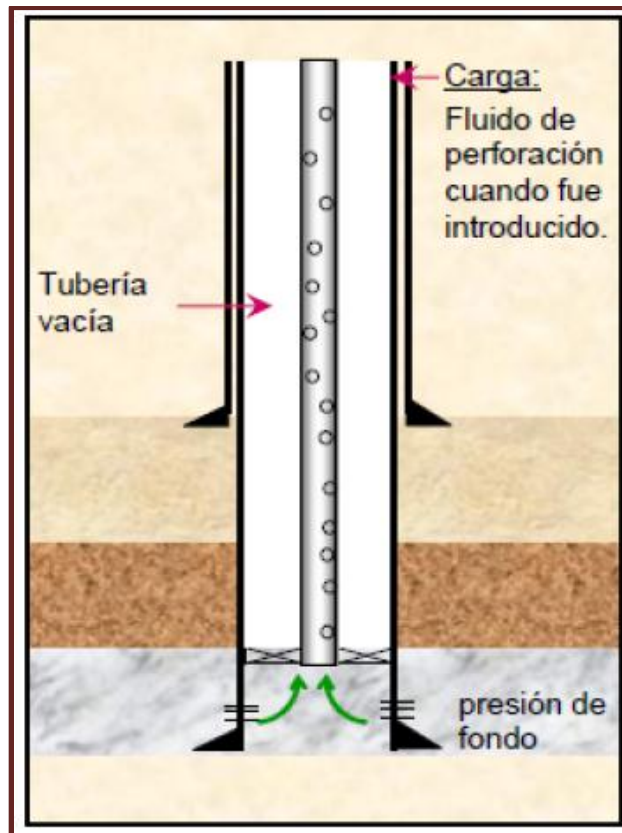


Figura 27. Presión al colapso

TENSION:

Las columnas de tubería deberán ser calculadas para ofrecer en cada una de sus partes suficientes resistencia a la tensión que es causado por el peso bruto de la misma columna. El peso de la tubería colgando libremente es la condición de tensión que se utiliza para el cálculo.

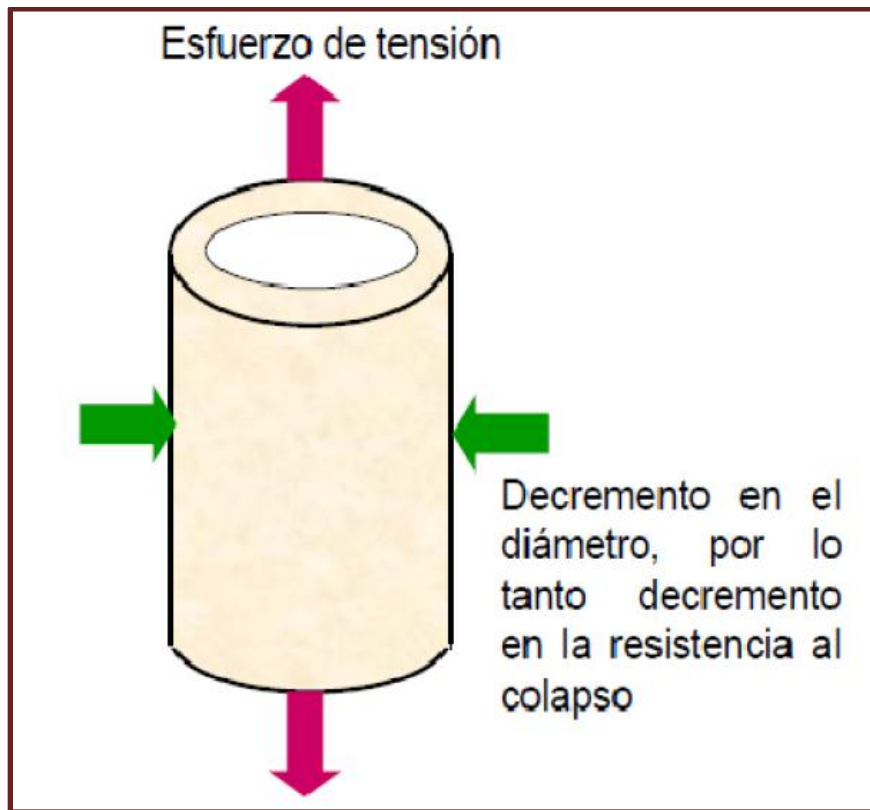


Figura 28. Tensión

CONSIDERACIONES ADICIONALES

RECOMENDACIONES

1. El usar factores de diseño mayores a los requeridos, incrementa el costo de las sartas de TRs. Por lo cual, se recomienda estandarizar estos factores de diseño a los valores recomendados.
2. La selección de TR y roscas debe apegarse al diseño, respetando el criterio de manejar como máximo tres secciones por corrida. Esto evita costos excesivos de TR y problemas de logística para su introducción.
3. Se recomienda estandarizar los diseños de tuberías de revestimiento, en arreglos tipo por campo, lo que permitirá reducir el número de combinaciones diámetro-grado-tipo de rosca.

NOMENCLATURA

AS	=	Área de la sección transversal, (pg ²)
A_{s1}	=	Área de la sección, (pg ²)
A_{s2}	=	Área de la sección transversal de la segunda tubería, (pg ²)
A_{s3}	=	Área de la sección transversal de la tercera tubería , (pg ²)
D	=	Profundidad de la siguiente etapa de la perforación, (m)
D_i	=	Profundidad de interés, (m)
Eb	=	Efecto de brote, (gr/cc)
F_{dc}	=	Factor de diseño por presión de colapso, (adim)
FS	=	Factor de seguridad, (0.12 gr/cm ³)
G_{fmc}	=	Gradiente de presión, (gr/cc)
GI	=	Gradiente del fluido empleado, /kg/cm/m)
I_{fc}	=	Incremento en el fluido de perforación (gr/cc)
L	=	Profundidad de asentamiento de la TR, (m)
Ls1	=	Longitud de la sección 1, (m)
Ls2	=	Longitud de la sección 2, (m)
MPf	=	Margen de control sobre presión de fractura, (gr/cc)
MPp	=	Margen de control sobre presión de poro, (gr/cc)
P_{cr}	=	Presión de colapso resultante, (lb/pg ²)
P_i	=	Presión de inyección, (lb/pg ²)
P_{int}	=	Línea de carga máxima por presión interna, (lb/pg ²)
P_s	=	Presión de la superficie, (lb/pg ²)
P_u	=	Peso unitario de la tubería, (lb/pie)
R_c	=	Resistencia nominal al colapso de la tubería, (lb/pg ²)
R_{cc}	=	Corrección a la resistencia a la presión de colapso, (lb/pg ²)
T	=	Tensión aplicada en la sección correspondiente, (Kg)
T1	=	Tensión de la primera sección de la tubería, (Kg)
T2	=	Tensión de la segunda sección de la tubería, (Kg)

T3	=	Tensión de la tercera sección de la tubería, (Kg)
Tf	=	Fuerza de flotación, (Kg)
Ws1	=	Peso de la sección 1, (kg)
Ws2	=	Peso de la sección 2, (kg)
Ws3	=	Peso de la sección 3, (kg)
x	=	Longitud de la columna de lodo
Y	=	Longitud de la columna de gas
X	=	Parámetro adimensional
Y	=	Parámetro adimensional
Ym	=	Esfuerzo mínimo de cedencia

LETRAS GRIEGAS

ρ_{lodo}	=	Densidad del lodo (gr/cm ³)
θ	=	Angulo del pozo con respecto a la vertical (grados)
ΔP	=	Presion diferencial, (kg/cm ²)
ρ_{fin}	=	Densidad del fluido de control a la profundidad final, (gr/cm ³)
ρ_{inico}	=	Densidad del fluido de control a la profundidad inicio, (gr/cm ³)
$\rho_{fin\ corr}$	=	Densidad del lodo corregida, (gr/cm ³)
ρ_m	=	Densidad del lodo, (gr/cm)
ρ_g	=	Densidad del gas, (gr/cm ³)
ρ_{frac}	=	Gradiente de la fractura (gr/cm ³)

BIBLIOGRAFÍA

Escuela Superior Politécnica del litoral. “Diseño de tubería de revestimiento”
Presentado por: Sergio Estuardo Gándara Marroquin, Guayaquil, Ecuador 1990.

Manual de Diseño de Tuberías de Revestimiento, PEMEX-Gerencia de Desarrollo
de Campos e Instituto Mexicano del Petróleo, 1991.

Tesis “Tubería de revestimiento, optimización de su diseño y perforación” , Autor:
Franklin Baño Saltos y Diego Mayalica Dalgo.

Tesis “Diseño de tubería de revestimiento para pozos de alta presión y alta
temperatura” Autor: De castillo Flores Jesús Martin y Hurtado Luna Omar