

Procedimientos de Cierre



Objetivos del Aprendizaje

- Aprender procedimientos de un cierre general:
 - Para BOPs de superficie.
 - Para BOPs submarinos
 - Diferentes procedimientos de cierre.
 - Modificaciones en los procedimientos de cierre basado en la actividad del pozo.

Compendio

- En los pozos que se pueden cerrar, básicamente los procedimientos son iguales
- Diferencias pequeñas se encuentra en la secuencia de cierre:
 - Política de la compañía.
 - Condiciones del Pozo.
 - Equipo.
 - Posición del equipo.
 - Actividad.

Procedimientos y Presiones de Cierre

Cerrando el pozo	Cierre en cable Eléctrico	Uso de la Presión SIDPP Para calcular la Presión de Formación	Ecuación de la Máx.. Presión en Superficie
Cerrando cuando se esta en el fondo	Kick cuando se esta fuera del pozo	Incremento del peso de Fluido/Lodo	Máxima ganancia en los tanques
Cerrando cuando se esta viajando	Presiones SIDPP y SICP	Bajas o No presiones SIDPP y SICP	Migración del gas y expansión
Procedimiento de colgado	Densidad del Kick y SICP	Comportamiento del Gas y Solubilidad	Kick Liquido y Migración
Cerrando cuando se esta bajando revestidor/cementando	Consideraciones de Fluidos con Hidrocarburos	Migración del gas y Fluidos Base petróleo o petróleo sintético	Presión de Reventón y Colapso
Procedimiento de cierre Duro vs. Blando	Determinación del tipo de influjo	Ley de los gases y expansión del Gas	Alta Presión Alta Temperatura
Verificación Del cierre	El pozo como un Tubo en "U"	Ecuación de los gases reducida	Manejo del gas en superficie
Cierre en los Lastrabarrena	Tamaño del Kick	Migración de la Migración del gas	

Cuando se detecta un kick, el pozo se tiene que cerrar por varias razones:

- Mantener la seguridad del pozo y la cuadrilla.
- Parar la afluencia del fluido de formación al pozo.
- Proveer tiempo para evaluar la situación, registrar la presión de cierre, y realizar cálculos.
- Dar tiempo para organizar el procedimiento de control de pozo.

Básicamente, cuando un kick se ha detectado:

- La sarta se tiene que asegurar.
- BOP se tiene que cerrar.
- Manifold del estrangulador/control tiene que estar alineado.
- Evaluar las presiones.
- Realizar un plan de matado/control de pozo.
- Re-establecer el control del pozo.

Procedimientos de Cierre Estando en el Fondo



- Parar la rotación, sonar alarma.
- Levantar del fondo.
 - Librar la válvula inferior del kelly/sustituto espaciador.
 - Espaciar para que la junta de tubería no estén en frente de un ram.
- Parar bombas.
- Verificar flujo.
- Abrir válvula/línea de BOP al manifold del estrangulador.

Procedimientos de Cierre Estando en el Fondo



- Cerrar BOP. Asegurar que estrangulador este cerrado.
- Confirmar que flujo ha parado.
- Empezar a registrar Presión de Tubería (SIDPP) y Presion de Revestidor (SICP), haciéndolo a intervalos regulares (ej. cada minuto).
- Registrar ganancias en los tanques.
- Notificar el Supervisor

Procedimiento de Cierre Durante Viaje



- Parar movimiento de tubería (la junta debe estar al nivel de fácil acceso), poner cuñas, y sonar la alarma.
- Con la válvula abierta, instale la Válvula de Seguridad de Apertura Total (FOSV, a veces llamada “TIW” o “Válvula de Seguridad”). Cuando este enroscada, ciérrela.
- Verificar flujo.
- Cerrar BOP.
- Abrir válvula/línea de BOP al manifold del estrangulador.

Procedimiento de Cierre Durante Viaje



- Asegurar que estrangulador este cerrado.
- Confirmar que flujo ha parado.
- Levantar y enroscar kelly, abrir FOSV. Instale en el TOP Drive un tubo de perforación corto o un simple para fácil acceso en el piso.
- Empezar a registrar Presión de Tubería de Cierre (SIDPP) y Presion de Cierre de Revestimiento (SICP), haciéndolo a intervalos regulares (ej. cada minuto).
- Registrar ganancias en tanques.
- Notificar el Supervisor

Procedimiento de Colgado

Realice un espaciamiento.

Asegure que un TJ (junta de tubería) no esté en la cara del ariete.

- En equipos de perforación flotantes puede ser difícil saber exactamente donde está el TJ.
- Observe el flujo, aceite a la BOP y el regulador de presión del anular.
- Tire lentamente de la tubería hasta que se note un aumento en el indicador de peso (es porque TJ está pasando por el anular), luego observe el flujo de aceite a la BOP este debe aumentar para cerrar el anular después que el TJ lo atraviesa.

Procedimiento de Colgado

- Una vez que el espaciamiento de TJ se sabe, cierre los rams.
- Lentamente baje la sarta hasta que llegué el TJ en contacto con el ram. Observe el Indicador de Peso para la disminución.
- Active mecanismo de traba del ram (si no es automático).

Antes de correr el revestimiento:

- En la BOP se debe cambiar los rams por los de revestimiento y probarlos antes de correr un revestimiento. El regulador de la Presión Anular se tendrá que reducir para prevenir colapso del revestimiento.
- Una cabeza de circulación con una válvula de alta presión/bajo torque se debe instalar en la cabeza de cimentación y posicionada cerca de la mesa rotatoria, instalarla tan pronto como la BOP se ha cerrado.
- Debe haber un paso del revestimiento a la sarta en equipos de perforación flotantes permitiendo que la sarta sea colgada cuándo necesario.

Cierre de Revestimiento/Cementación



- Si se utiliza rams de revestimiento durante cierre, asegurarse que no se encuentre un TJ a través de la cara del ram.
- Cierre BOP (ram de revestimiento o anular, según procedimiento).
- Instale cabeza de cementación.
 - Nota: El diámetro interior de la sarta generalmente es cerrado primero porque es el más pequeño y muy vulnerable.
 - Cuando se corre el revestimiento, y en algunas aplicaciones de pozos pequeños y workover, el diámetro más pequeño es a normalmente el anular. En este caso, el diámetro más pequeño del anular se debe cerrar primero.

Procedimiento de Cierre Duro o Blando

- Depende de la posición de Estrangulador
- Cierre Duro se prefiere porque:
 - Rapido, Minimiza el volumen del Kick.
 - El Estrangulador es cerrado por lo que se previene mayor entrada de influjo.
- Use los procedimientos y política de la compañía.

Verificación de Cierre

Después del cierre del pozo:

- Verifique línea de flujo.
- Verifique manifolds.
- Verifique líneas al BOP.
- Verifique la BOP.
- Verifique las válvulas de seguridad y la del Kelly.
- Monitoree la área alrededor de la BOP por burbujeo.

Verificación de Cierre

No debe de haber flujo.

- Nota: cualquier flujo puede incrementar rápidamente y erosionar el equipo resultando en complicaciones. Personal debe verificar los detectores de gas.

Equipo de perforación costa fuera deben de poner observadores por cualquier signo de gas.

Cierre en los Lastrabarrena

- Antes de sacar los lastra-barrenas del pozo, cheque por flujo.
- Si el pozo es cerrado con los lastra-barrenas en la rotaria, es posible que la presión del pozo fuerce los lastra-barrenas fuera del pozo.
- En unos casos puede ser prudente enroscar la FOSV en un tubo en el pozo de ratón para instalarlo en los lastra-barrenas, luego bajarlo hasta que la junta de tubería esté debajo del ram, luego cierre el ram.

Cierre sobre Cable de Eléctrico

Las operaciones de cable (o wireline) generalmente tienen un lubricador en caso de que halla presión en la superficie durante la operación. El lubricador contiene lo siguiente:

- Caja prensaestopas.
- Inyectors de grasa.
- Tubo lubricadores.
- Preventores.
- Válvula de bombeo y un de descarga.

Cierre sobre Cable de Electrico

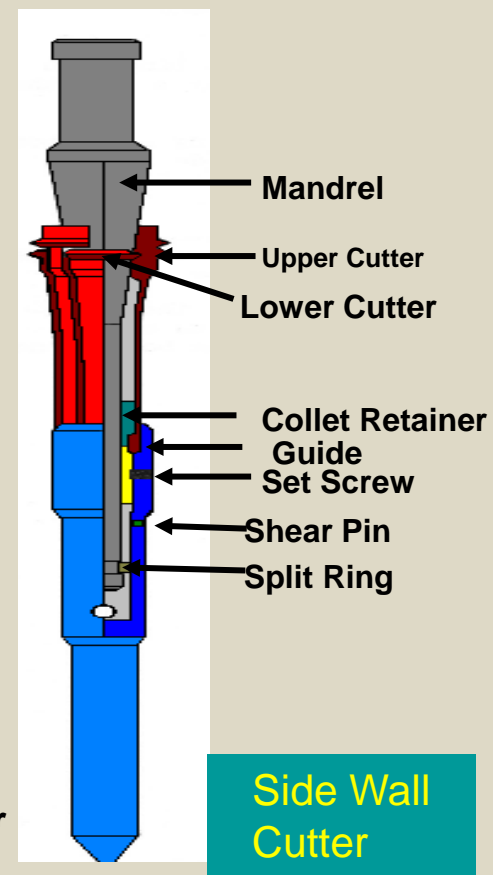
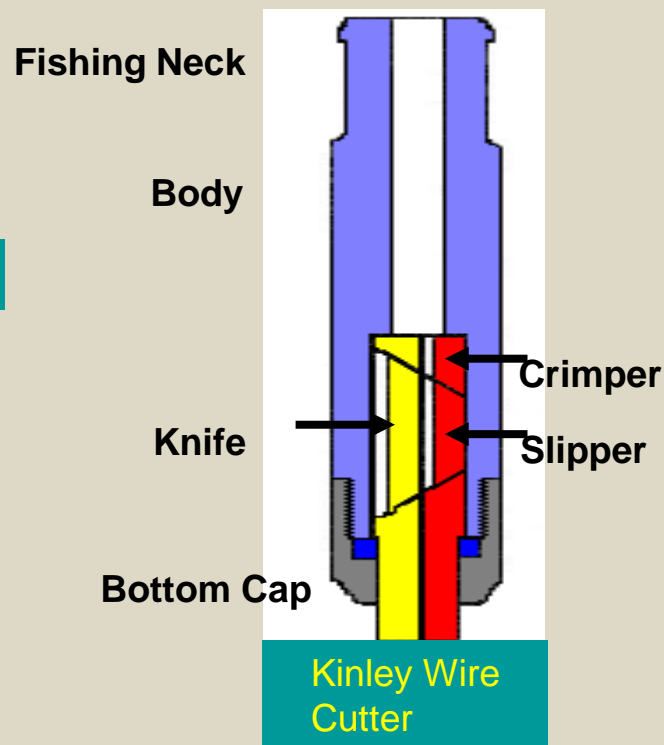
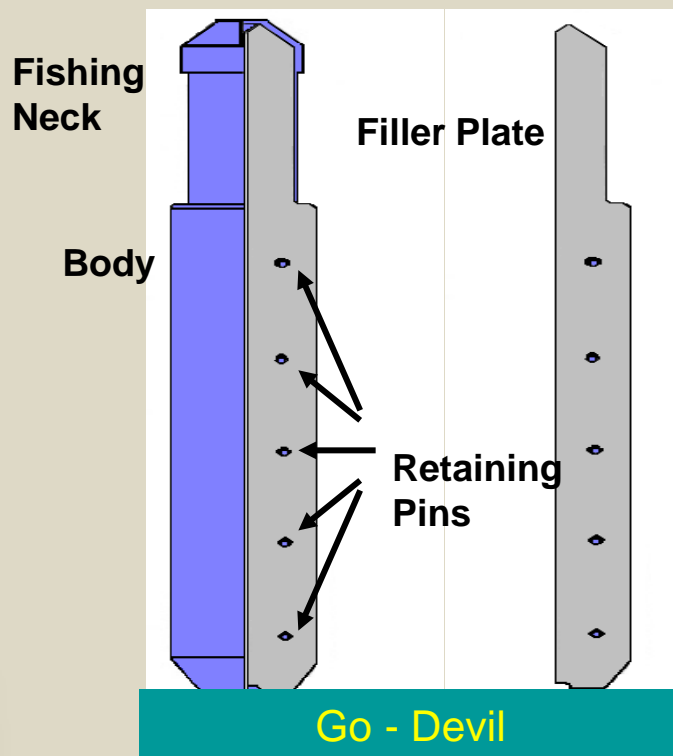
El equipo se puede instalar de distintas maneras:

- Embridar sobre el preventor anular.
- Asegurado dentro del preventor anular o ram.
- Conectar sobre la brida del manómetro en el árbol de navidad.

La secuencia de cierre es la siguiente:

- Decirle al operador del wireline que pare la operación.
- El perforador debe cerrar la válvula de descarga y/o bombeo.
- El perforador designa un ayudante para que cierre la BOP de wireline.
- Avisarle al supervisor que el pozo se ha cerrado.

*Por si acaso, debe haber una manera planeada para cortar el wireline permitiendo que se caiga y un ram ciego o la válvula de corona cerrarla.



Kicks Fuera del Pozo

Si el pozo fluye cuando esta fuera del pozo:

- Cierre el ram ciego.
- Monitorear las presiones de cierre.
- Determine la mejor técnica para el control del pozo.

Presiones de Tubería SIDPP y Revestidor SICP



Las presiones de Tubería (SIDPP) y de revestidor (SICP) indican las condiciones de fondo del pozo. Piense que el anular y la sarta son un vástago de un manómetro que llega hasta el fondo del pozo.



Presión de tubería SIDPP:

- El fluido de la sarta de perforación su densidad es conocido y no esta contaminada con un kick.
- Debido a que esta puro de los dos lados se utiliza para calcular de presiones y el incremento de la densidad.
- *Presión de Revestidor SICP:*
- Debido que el influjo esta en el anular, además de los recortes. De esa manera no nos da una fealdad de las condiciones del fondo como lo es la SIDPP.

Densidad del Influjó (Kick) y Presión de Revestidor SICP



Debido a que el fluido del kick está en el mismo, se puede relacionar con la densidad del kick. Esto está representado en la siguiente fórmula:

$$\begin{aligned} \text{SICP} = & \text{Presión de Formación}_{\text{psi}} \\ & - \text{Presión Hidrostática del lodo en el Anular}_{\text{psi}} \\ & - \text{Presión Hidrostática del Kick en el Anular}_{\text{psi}} \end{aligned}$$

O, abreviado:

$$\text{SICP} = \text{PF} - \text{PH}_m - \text{PH}_k$$



De cualquier manera la densidad del kick puede ser calculada si la altura que el flujo en el pozo se conoce.

- Si la densidad calculada es:
 - < 2.0 ppg, es muy probable que mayormente es gas.
 - > 8.6 ppg, es muy probable que mayormente es agua salada.
 - Entre las anteriores, es muy probablemente que sea una mezcla. Nota, se lo calculado podría ser petróleo si la densidad esta entre 5 ppg y, 7.3 ppg.

Esto es una aproximación por lo que todos los kick deberían ser considerados como gas.

El comportamiento de los fluidos a base de hidrocarburos y están sujetos a numerosos factores.

- Los hidrocarburos entran al pozo en forma de gas o liquido dependiendo de varios factores, temperatura, presión y formación.
 - Alta presión y/o baja temperatura = gran posibilidad de hidrocarburo liquido. Resultando un incremento pequeño de los tanques.

Determinación del Tipo de Influjo

- Cuando hay un kick en el pozo, es muy importante reconocer la diferencia entre un gas o un influjo líquido (petróleo/agua).
- Determinando su densidad nos ayudara a determinar si es un líquido o un gas.
- Sabiendo el tipo de influjo podremos reducir los problemas y incrementar la posibilidad de lograr un control del pozo excelente.
 - La mayoría de las veces el influjo es una combinación de fluidos, por eso debe tratarse como un evento extremo y decir que el influjo/kick es un gas.



El Pozo es como un Tube “U”

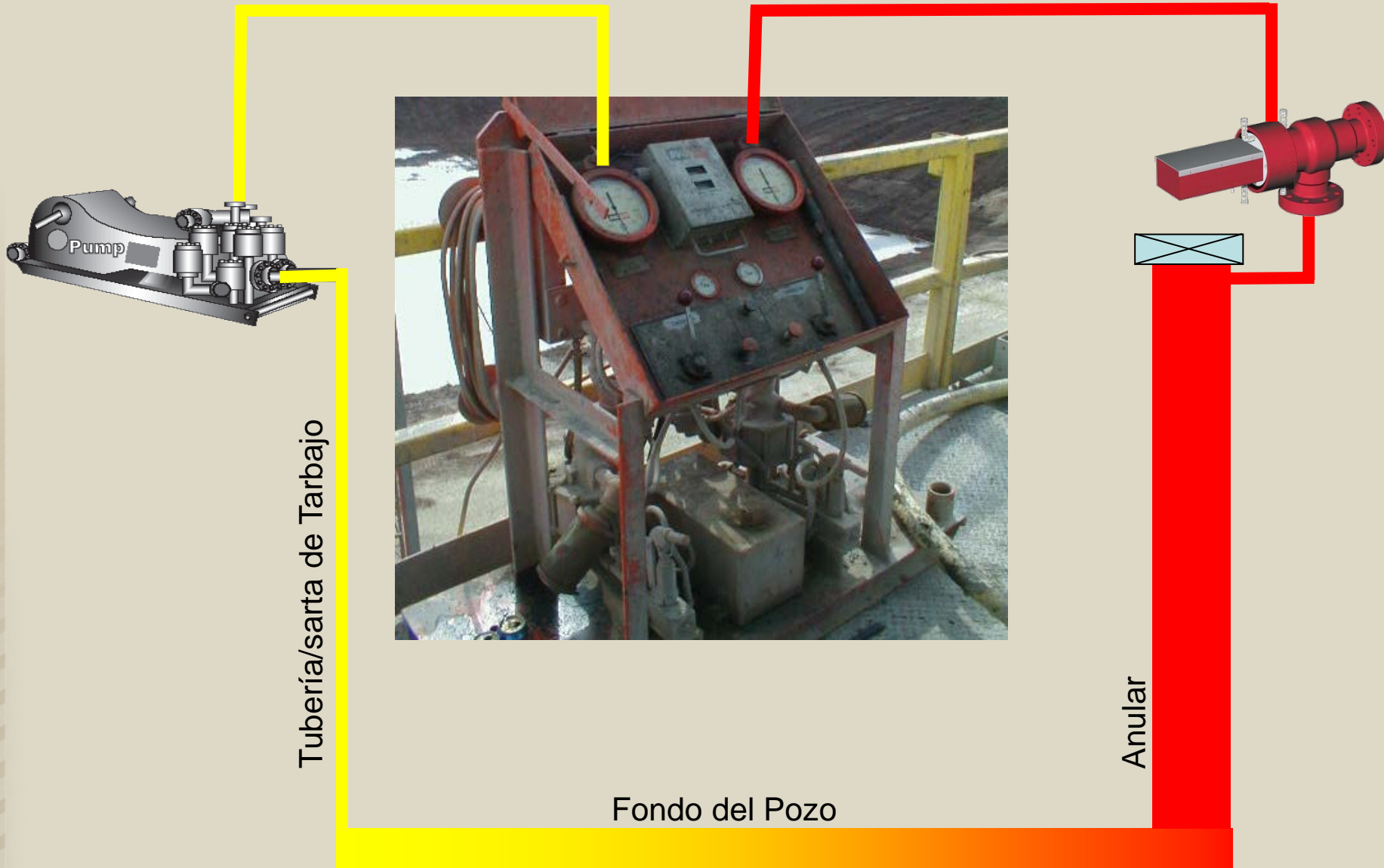
- Si los dos lados del tubo en “U” están llenos de un mismo fluido y generan una P . Hidrostática. mayor que la formación, no entrara fluido de la formación al pozo.
- Supuestamente se cierra el pozo, y si se podría incrementar 500 psi de presión en el fondo del tubo en “U”. ¿Cuál sería la presión cierre en el anular y en la sarta?

El Pozo es como un Tube “U”

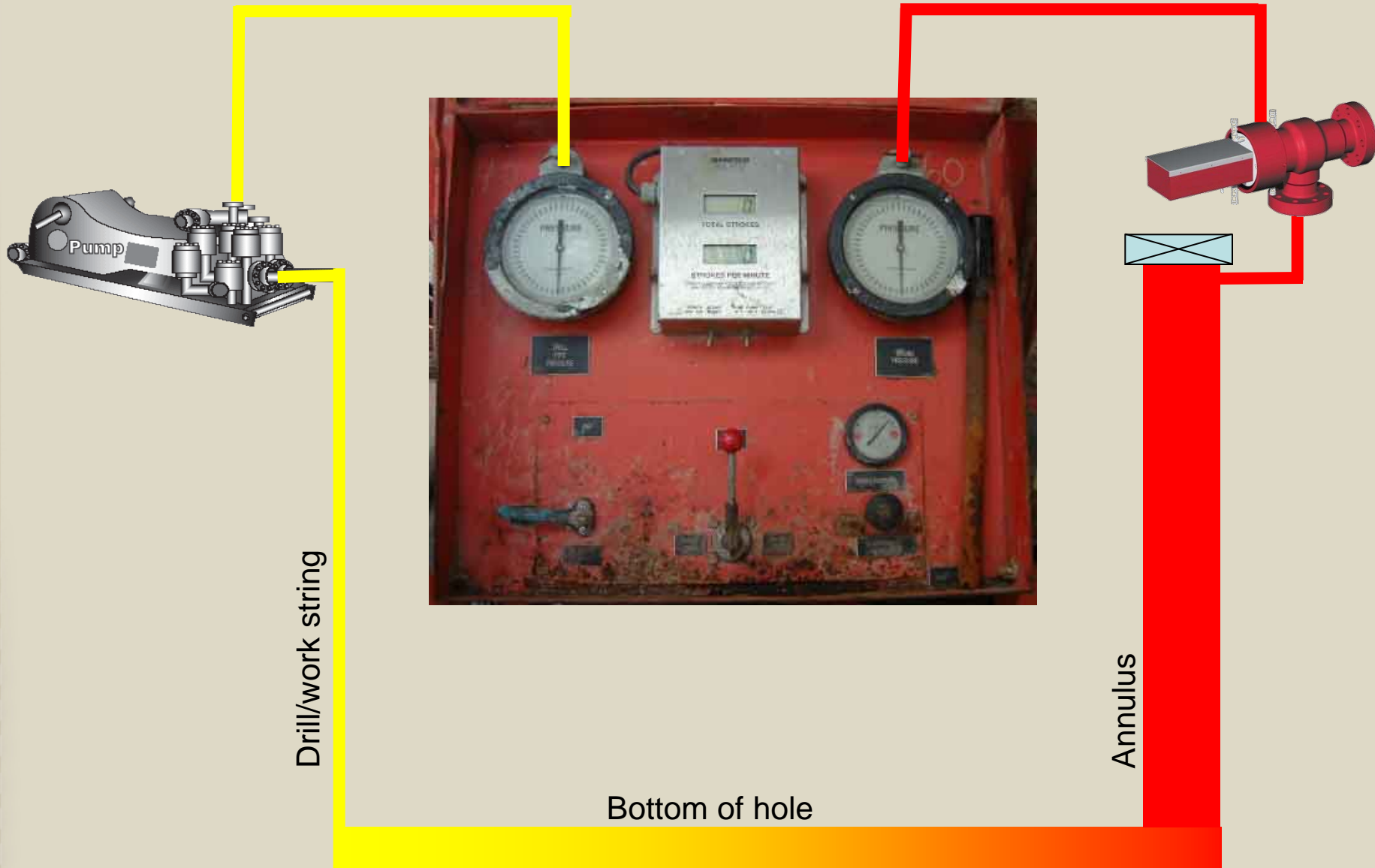
Lo mismo sucede cuando la presión de formación es mayor que la hidrostática. Un kick resulta y la presión de cierre se incrementa en la diferencial de presiones.

- Los manómetros en la superficie nos mostraran la diferencia entre Formación y Hidrostática en ambos lados del tubo en “U”.
 - ¿Podrán ser las presiones de SIDPP y SICP iguales?

La Relación entre los Manómetros de Panel del Estrangulador



La Relación entre los Manómetros de Panel del Estrangulador



¿Cual podrán ser las presiones de cierre?



Si un kick entra en el pozo, en el anular, abra dos diferentes fluidos con dos diferentes densidades. El fluido del kick reemplaza el fluido original en el pozo (lodo).

Debido a que el kick es de menor densidad que el fluido original y como la formación esta empujando hacia arriba en ambos lados del tubo en “U”, ¿en la superficie cual de los manómetros estará indicando mas?

- La respuesta es debido que hay menos presión hidrostática en el anular, resulta en que la presión en el manómetro del anular será mayor. Y es mayor en la diferencia entre la presión hidrostática del fluido original y la hidrostática del influjo/kick.

Por lo tanto la diferencia de lectura entre la presión de cierre SICP y la SIDPP nos indicara la deferencia de hidrostática perdida.

- Otro concepto mas para agregar al tubo “U”, imaginemos que sucede con la presión de la bomba cuando se cambia la densidad del fluido.
- Al estar bombeando hacia debajo de la sarta un fluido pesado, la presión se incrementa debido a la fricción al estar bombeándolo. El haber diámetros mas pequeños, en comparación con el anular, mayor fricción se debe superar.
- La presión de bomba continuamente se incrementara al bombear, pero en menor medida al circular hacia arriba en el anular de mayor diámetro.

Uno puede predecir el incremento de la presión de circulación con lo siguiente formula:

Presión de Circulación Nueva =

$$\text{Presión de Circulación Original} \times \frac{\text{Peso de lodo Nuevo}}{\text{Peso de lodo Original}}$$

Donde:

Presión de Circulación Nueva en, psi

Presión de Circulación Original en, psi

Peso de Lodo Nuevo en, ppg

Peso de Lodo Original en, ppg

Esta misma formula es la que se utiliza para determinar la presión final de circulación (PFC) en los métodos de control.

- Inicialmente la presión de circulación será la presión de bomba (a la presión reducida elegida) plus la presión original de cierre SIDPP.
- Para ir de una situación estática a una condición dinámica de circulación a través del estrangulador. Eso quiere decir que la puesta en marcha, el estrangulador debe ajustarse para dejar pasar flujo, y seguir manteniendo el valor original de la presión de cierre en el revestidor.

- Cuando se esta circulando un kick de un pozo, la presión de fondo del pozo debe estar simular o un poco mas que la presión de formación.
- Si adicionamos la presión de cierre con la presión cuando circulamos, la presión de fondo del pozo será un poco mas que la de la formación.
- Debido a que se le permite expandir al gas, no se puede usar la presion en el revestidor para saber o predecir la presion de fondo del pozo.

- Si ajustamos el estrangulador cambiamos la cantidad de contrapresión que se le está poniendo al pozo a través del cambio del tamaño del orificio del estrangulador.
- Y de esa manera ajustamos la presión de circulación a través de todo el sistema. Esta es lo básico de la técnica de control de pozos. Circular a un determinado régimen, con una presión de circulación no conocida se debe adicionar suficiente contra presión para mantener la presión diferencial (formación y hidrostática, recuerde que la columna de fluido en la sarta es conocida y pura, sin contaminación)

Usted debe saber las siguientes reglas en orden de estimar la máxima presión que se espera:

- La cantidad de kick incrementa la presión del revestidor.
- A medida que el pozo se hace mas profundo se incrementa también la presión de formación y la de circulación.
- A medida que se incrementa la densidad también lo hace la presión de circulación.
- Generalmente la presión en superficie serán menores con un kick de agua salada que con un gas.

Tamaño del Kick

- La presión en superficie es afectada, por el procedimiento utilizado para controlar el pozo. Incrementar el peso del fluido, previamente al comenzar a circular, ayudara a reducir la presión en superficie en el revestidor.
- La migración del gas cuando el pozo esta cerrado incrementara la presión en la superficie hasta la de la formación.
- Una alta presión de circulación puede resultar con el agregado un factor de seguridad o densidad adicional al fluido, durante la operación de control.



Utilizar la Presión SIDPP para Calcular la Presión de Formación

La presión de cierre de la tubería se utiliza para determinar la presión de formación, el lodo de control y la presión de circulación inicial, por lo que es esencial que su registro sea lo mas exacto posible. debido que la presión de cierre de la tubería (SIDPP), nos indica la presión necesaria para balancear la formación, se puede adicionar al presión hidrostática de la sarta y determinar la presión de formación. La siguiente formula nos muestra esta relación:

$$\text{Presión Formación} = \text{Presión Hidrostática} + \text{SIDPP}$$

Se asume que la presión de tubería es correcta y es menor que la presión del revestidor.

- De cualquier manera puede existir que la presión de tubería puede ser mayor que la presión en el revestidor, cuando la densidad del fluido en el anular es mayor que la de la tubería.



Las razones aparentes de tener alta/baja presión de cierre en tubería son:

- Hay presión atrapada.
- La persona que anoto la presión no le dio suficientemente tiempo para que se estabilice y anoto la lectura muy temprano.
- La persona que anoto la presión la hizo muy tarde, y la migración ya comenzó hacer efecto sobre ella.
- La tubería esta parcialmente vacía debido a el efecto tubo en “U”, generado por la gran cantidad de gas en el anular.

Incremento del Peso del Fluido/Lodo

- Es necesario incrementar la densidad del fluido para llevar el pozo a la hidrostática de control. Este calculo del incremento se logra utilizando la SIDPP.
- Recuerde en la tubería hay una columna pura de fluido, y cualquier presión que aparece el manómetro de la tubería en superficie refleja cuanta presión hidrostática esta faltando en el fondo.
- El Calculo es:

Incremento Peso del Lodo _{ppg}

$$= \text{Presión de Cierre de Tubería (SIDPP)}_{\text{psi}} \div \text{Prof.}_{\text{pie,TVD}} \div 0.052$$

- Otra razón para tener un incremento lento de la presión de tubería y revestidor muy bajas, es una formación de baja permeabilidad. Fluye lentamente cuando se cierra y lentamente se ecualizan.
- Si se lleva un simple cuadro de presión y tiempo, cuando se ecualizan dos números seguidos esa serán las presiones.

Si no se observa y ni se hace un cuadro y se anota una presión muy baja de tubería.

- La densidad de control y la presión de circulación serán incorrectas, lo que hará que entre un influjo adicional y complicara el control del pozo.

Generalmente hablando, luego de un razonable tiempo (asumiendo que no se llegan a las limitación de presiones) pero si la presión sigue incrementándose es debido a la migración del gas.

Baja o no Presión de Tubería o Revestidor

Otra cosa de presiones incorrectas o bajas o se pueden leer, es debido a:

- Manómetros están incorrectos.
- Manómetros tapados.
- Manómetros cerrados.
- La presión es muy baja quizás por el rango del manómetro.
- Una válvula de contra presión en la sarta.



- Si el equipo están trabajando correctamente, despacio habrá el estrangulador y vea su fluye. Si se detecta flujo cierre nuevamente y trate de obtener la presión en otro manómetro de menor escala.
- Si no tiene duda de que hay presión, y que hay peligro de un kick, use el método del perforador y circule fondo arriba y luego nuevamente verifique por flujo.

Comportamiento del Gas y Solubilidad

- El comportamiento y la solubilidad depende de el tipo de fluido, presión, temperatura, ph, la cantidad y tiempo de exposición en el liquido.
- El metano y Sulfridico son mas solubles en un fluido de base petróleo que en un fluido base agua.



Comportamiento del Gas y Solubilidad

El gas se puede comprimir lo suficiente y transformarlo en líquido.

- Un kick de gas líquido este no migrará significativamente.
- Pero el gas si migrará rápidamente cuando el gas llegue a punto de burbuja.

Cambios en la presión esto puede resultando en una expansión inesperada.



- El comportamiento del gas en un fluido base petróleo es diferente como lo es en un fluido base agua.
- El gas en un fluido base petróleo este se disolverá o mezclara en la solución.
 - En el fluido base agua el petróleo no exhibirá el mismo efecto.



El gas en solución no migrara tanto como el gas libre de la solución.

- Por lo tanto, un gas en un fluido base petróleo aparente un liquido porque no migrara, eso es una razón para tratar siempre a un kick como gas.



Ley de los Gases y Ley de la Expansión

En control de pozos la ley de los gases como lo es: Ley de Charles, Ley de Boyle's y la ecuación de los gases ideales se ilustran a través:

- El volumen que ocupara es relativo a la presión impuesta el.
- Aunque un pequeño volumen de gas tiene un potencial peligro de expandirse en gran manera.
- Si no se le permite expandir a un gas, la presión se mantendrá igual excepto por los cambios de la temperatura.



Ley de los Gases y Ley de la Expansión

- Si el gas viene desde el fondo y no se le permite expandir, este llevara la misma presión del fondo a superficie.
 - La presión ejercida por el gas presurizara el pozo y eventualmente el equipo fallara o la formación se romperá y se perderá circulación.

Los cálculos de la ley de los gases puede ser muy compleja y se requerirá ciertas temperaturas y el conocimiento del gas.



Ley de los Gases y Ley de la Expansión

- El gas frío que viene a la parte superior del pozo, y no se le permite expandir, y como esta frío quiere decir que tendrá menos presión.
- La solubilidad del gas juega un lugar importante en su presión.
 - Cuando el gas el disuelto en el liquido, se reduce la cantidad de gas libre y la presión en superficie se reducirá.



Ley de los Gases y Ley de la Expansión

De cualquier manera el gas se le permitirá expandir en la parte superior del pozo, por lo que se puede controlar la expansión.

- Esto es porque si se le permite expandir mucho este ocupara mucho volumen y por lo tanto empujara mas fluido del pozo, por lo que esto causara un reducción de la presión del fondo.



Ecuación Reducida de la Expansión del Gas

- No sabiendo el tipo de gas, o la migración del gas, o el gas mezclado, es difícil predecir como el gas se comportara bajo presión. No sabremos si se expandirá.
- Nota: esta ecuación general puede usarse con otras relación de presión y volumen.



Ecuación Reducida de la Expansión del Gas

Una ecuación de los gases simplificada, se (ignorado el tipo de gas, el factor de compresibilidad y temperatura) para la expansión del gas resulta mas complejo el análisis de la ley de los gases es:

$$P_1 \times V_1 = P_2 \times V_2$$

donde

P_1 = presión de formación, psi

P_2 = Presión atmosférica, psi

V_1 = ganancia en los tanques original, bbls

V_2 = volumen del gas en superficie, bbls

Ecuación de la Migración del Gas

- La velocidad de migración del gas a través del fluido puede fácilmente calcular previamente.
- Usar el cambio de presión en el revestidor SICP por hora, con la siguiente ecuación:

$$\text{Velocidad}_{\text{pie/hr}} = \Delta \text{SICP}_{\text{psi}} \div \text{Gradiente Lodo}_{\text{psi/pie}}$$



Máxima Presión Estimada en Superficie de un Kick

Son muchos los factores que influyen en la máxima presión, que se verán en superficie:

- Tipo de kick
- Tipo de fluido en uso.
- Solubilidad del kick en el fluido.
- Migración
- Expansión
- Temperatura



Máxima Presión Estimada en Superficie de un Kick

- Debido a esto, no se puede predecir con exactitud la máxima presión.
- Existen una serie de ecuaciones que nos dan una idea estimada y puede ser bueno para el planeamiento y la elección del método de control este incluye.

$$MSP_{gk} = 0.2 \times \sqrt{(P \times V \times W) \div C}$$

donde

MSP_{GK} = Máxima presión en superficie del gas, psi

P = Presión de Formación, psi

V = Ganancia en los tanques, bbls

C = Capacidad anular, bbls/pie

W = Densidad del fluido de control, ppg

Calculo de la Máxima Ganancia en los Tanques

- En algunas circunstancias es bueno saber cual será el volumen máximo que se desplazara del pozo.
- La misma influencia que genera la máxima presión también lo es el máximo volumen ganado en los tanques.
- Existen diferentes ecuaciones para predecir la ganancia. Esta una simplificada:

$$\text{MPG}_{gk} = 4\sqrt{(P \times V \times C) \div W}$$

donde

MPG_{gk}
bbls = Máxima ganancia en los tanque debido al gas,

P = Presión de Formación, psi

V = Ganancia Original en los tanques, bbls

C = capacidad anular, bbls/pie

W = Densidad del fluido de control, ppg

Migración y Expansión del Gas

- El gas o las burbujas de gas flotan, o migran hacia arriba del pozo porque son mas livianos que el fluido en uso.
- Cuando se cierre el gas migrara.
- Cuando se cierre el pozo debe ser monitoreado. Incremento de presión debe ser purgado de acuerdo a los procedimientos volumétricos.
- Purgar en pequeños incrementos. Trate de mantener constante la presión de tubería (SIDPP) para de esa manera se mantenga constante la presión del fondo del pozo.



Migración y Kick Liquido

- Kicks de liquido como el petróleo o agua salada tienen una densidad muy cercana a la del lodo.
- El kick liquido no migrara tanto como lo hace el kick de gas.
- El kick liquido se mezclara con el fluido, y esencialmente la migración se reduce o para.
- Kick Liquido no se expandirá por lo que el nivel de los tanques se mantendrán casi constante siempre y cuando no mas influjo entra en el pozo.
- **Recuerde, es importante tratar todos los kick como si serian de gas.*

Presión de Reventón y Colapso

- Existen muchos factores que se deben considerar durante la operación de control. Si la presión de superficie supera el rango de presión de los equipos en superficie, un método del control alternativo debe ser considerado.
- Reventón y Colapso de los tubulares deberían saberse. Es común en la industria las tablas y cuadros con estos valores.
- Los factores que afectan los rangos de presión de los tubulares que incluyen:
 - Condición (nuevo, usado y usado en que condiciones)
 - Grado
 - Peso
 - Cargas Biaxiales



Alta Presión Alta Temperatura

- Alta presión > 10,000 psi
- Alta Temperatura cuando la temperatura en el estrangulador supera los 300°F
- HPHT estos pozos combinan ambas condiciones.
- Planeamiento:
 - Modelos de computación deberán realizar para simular el máximo gas y el rango del flujo, como la temperatura máxima desde la zona de alta presión a través del estrangulador.



Tubing Size	Connection Data			Grade	Tube Data														
	Outer Dia. In.	Inner Dia. In.	Make-up Torque		Outer Dia. In.	Inner Dia. In.	Drift	Wall Thick	Cross Section	100% Yield	Ult. Strength	Depth 100%	Pull 100%	PSI Burst 100%	Collapse 100%	Cap. Gal/100 ft	Disp. bbl/ft	Capacity bbl/ft	Disp.
2-1/2" PH-6 HYDRIL 5.95# N-80/L-80	2.906	1.805	2,200	N-L-80	2.375	1.867	1.773	0.254	1.692	80,000	100,000	22,700	135,000	17,100	15,300	142.2	91.0	0.00339	0.00217
2-1/2" PH-6 HYDRIL 5.95# RY-85	2.906	1.805	2,200	RY-85	2.375	1.867	1.773	0.254	1.692	85,000	100,000	24,100	143,800	18,200	16,240	142.2	91.0	0.00339	0.00217
2-1/2" PH-6 HYDRIL 5.95# T-95	2.906	1.805	2,200	T-95	2.375	1.867	1.773	0.254	1.692	95,000	110,000	27,000	160,740	19,665	17,595	142.2	91.0	0.00339	0.00217
2-1/2" PH-6 HYDRIL 5.95# P-110	2.906	1.805	2,700	P-110	2.375	1.867	1.773	0.254	1.692	105,000	120,000	29,900	178,000	22,500	20,060	142.2	91.0	0.00339	0.00217
2-1/2" EWE BRD 4.5# N-80/L-80	3.668	2.441	2,300	N-L-80	2.875	2.441	2.347	0.217	1.812	80,000	100,000	22,300	145,000	12,100	11,160	243.0	99.5	0.00579	0.00237
2-1/2" PH-6 HYDRIL 8.7# N-80/L-80	3.500	2.200	3,000	N-L-80	2.875	2.259	2.165	0.308	2.484	80,000	100,000	22,800	198,700	17,140	15,300	208.1	133.1	0.00495	0.00317
2-1/2" PH-6 HYDRIL 7.9# N-80/L-80	3.437	2.265	3,000	N-L-80	2.875	2.323	2.229	0.276	2.254	80,000	100,000	22,800	180,000	15,300	13,900	220.0	120.9	0.00524	0.00288
2-1/2" PH-6 HYDRIL 7.9# T-95	3.437	2.265	3,200	T-95	2.875	2.323	2.229	0.276	2.254	95,000	110,000	27,098	214,082	18,000	16,000	220.0	120.9	0.00524	0.00288
2-1/2" PH-6 HYDRIL 7.9# P-110	3.437	2.265	3,500	P-110	2.875	2.323	2.229	0.276	2.254	105,000	120,000	29,900	236,000	20,100	18,200	220.0	120.9	0.00524	0.00288
3-1/2" EWE BRD 9.3# N-80/L-80	4.500	2.992	2,400- 3,200	N-L-80	3.500	2.992	2.867	0.254	2.590	80,000	100,000	22,200	207,200	11,600	10,700	365.2	134.5	0.00870	0.00320
3-1/2" EWE BRD 9.3# P-110	4.500	2.992	3,000- 4,000	P-110	3.500	2.992	2.867	0.254	2.590	110,000	125,000	30,600	284,900	15,900	14,800	365.2	134.5	0.00870	0.00320
3-1/2" PH-6 HYDRIL 12.95# N-80/L-80	4.312	2.687	5,500	N-L-80	3.500	2.750	2.625	0.375	3.682	80,000	100,000	22,700	294,500	17,100	15,310	308.4	198.1	0.00734	0.00472
3-1/2" PH-6 HYDRIL 12.95# T-95	4.313	2.687	6,000	T-95	3.500	2.750	2.625	0.375	3.682	95,000	105,000	27,000	386,600	20,300	18,100	308.4	198.1	0.00734	0.00472
3-1/2" PH-6 HYDRIL 12.95# P-110	4.312	2.687	7,000	P-110	3.500	2.750	2.625	0.375	3.682	105,000	120,000	29,800	386,600	22,500	20,090	308.4	198.1	0.00734	0.00472
4-1/2" PH-6 HYDRIL 15.50# P-110	5.125	3.765	8,500	P-110	4.500	3.826	3.701	0.337	4.407	110,000	125,000	31,300	485,000	16,480	14,340	598.0	229.2	0.01424	0.00546

- Se debería considerar en el manifold cuando el gas pasa este creara hidratos mas allá del estrangulador debido al alto flujo de gas. Por esta será necesario incorporar una línea de inyección de glicol. También, una buena medida es dejar llenas las líneas de control y matado y el manifold con glicol.
- La capacidad del separador debería calcularse y un sensor de baja presión para detectar la presión diferencial. Un calentador y inyectar lodo podrá minimizar la formación de hidratos.

El equipamiento de superficie debe tener una capacidad de presión, de acuerdo al calculo de la presión máxima de superficie. Además el equipo debe resistir H_2S , y todas las gomas deben resistir la anticipada alta presión y alta temperatura.

- Un plan de contingencia debe tenerse por si se debe bajar otro revestidor.
- Para bajar revestidor de debe planear el cambio de los rams en la BOP.
- Una consideración de la temperatura en el cabezal del pozo, preventores o manifold para monitorear las presiones extremas.

- La velocidad de la bomba (reducida) debe ser elegida como para no superar la capacidad de los equipos en superficie. Por supuesto debe haberse obtenido correctamente.
- La cuadrilla debe estar avisada del comportamiento del pozo.
- Una indicación de un swabbing, solo se debe circular fondo arriba, a través del estrangulador.
- Precaución debe ser tomada en todas las conexiones, instalar si es posible la válvula FOSV.



Manejo del Gas en Superficie

- Hasta que no se sepa que tipo de gas esta en el pozo, se debe notificar a la cuadrilla que hay una gran posibilidad de que sea un gas toxico y/o inflamable.
- El personal debe chequear los detectores de gas.
- Luego de haberse cerrado el pozo, el personal debe observar , la cabeza del pozo, la BOP, las líneas del estrangulador, y matado por posibles perdidas.
- El plataformas marinas, se debe activar les avisos de que hay gas alrededor del equipo.

Manejo del Gas en Superficie

- Las pérdidas en superficies deben reportarse inmediatamente.
- Si trata de ajustar una pérdida o una conexión, se debe utilizar un martillo de bronce, para evitar las chispas.
- Alinear luego del estrangulador al separador, y estar seguro que este trabaja correctamente.
- Monitorear el separador durante la circulación por incremento de presión.
- Las líneas de venteo y de quema deben abrirse y prenderse para la operación.
- Pare todas las fuente de ignición que no sean necesarias para la operación.

