



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

“CONTROL DE POZOS”

TRABAJO
QUE PARA OBTENER SU TÍTULO DE:
INGENIERO PETROLERO

PRESENTAN:

**CORREDOR JARAMILLO FAVIO MANUEL
VALADEZ DUEÑAS CRISTIAN**

DIRECTOR DE TESIS:

ING. ALEJANDRO CORTÉS CORTÉS

CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO D. F.





Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

**FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-I-1314**

SR. FAVIO MANUEL CORREDOR JARAMILLO
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Alejandro Cortés Cortés y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

CONTROL DE POZOS

- RESUMEN**
- I** CONCEPTOS GENERALES DEL CONTROL DE POZOS
 - II** EQUIPO PARA EL CONTROL DE POZOS
 - III** ANÁLISIS DE LA HIDRÁULICA DE POZOS
 - IV** MÉTODOS CONVENCIONALES DEL CONTROL DE POZOS
 - V** MÉTODOS NO CONVENCIONALES DEL CONTROL DE POZOS
- CONCLUSIÓN**
APÉNDICES
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta

Asimismo, le recuerdo que la ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional

Atentamente

"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"

CD. Universitaria, D. F., a 6 de Noviembre de 2009

EL DIRECTOR

MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA

JGGZ*RJPYS*srs



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-I-1313

SR. CRISTIAN VALADEZ DUEÑAS

Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Alejandro Cortés Cortés y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

CONTROL DE POZOS

RESUMEN

- I CONCEPTOS GENERALES DEL CONTROL DE POZOS**
 - II EQUIPO PARA EL CONTROL DE POZOS**
 - III ANÁLISIS DE LA HIDRÁULICA DE POZOS**
 - IV MÉTODOS CONVENCIONALES DEL CONTROL DE POZOS**
 - V MÉTODOS NO CONVENCIONALES DEL CONTROL DE POZOS**
- CONCLUSIÓN**
APÉNDICES
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta

Asimismo, le recuerdo que la ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional

Atentamente

“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU”

CD. Universitaria, D. F., a 27 de Octubre de 2009

EL DIRECTOR

MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA

JGGZ*RJPYS*srs

ÍNDICE

RESUMEN	1
CAPÍTULO 1	
CONCEPTOS GENERALES DEL CONTROL DE POZOS	
1.1 INTODUCCIÓN	3
1.2 CONCEPTOS DEL CONTROL DE POZOS	5
1.2.1 CONTROL DE POZOS	5
1.2.2 DESCONTROL	5
1.2.3 INFLUJO O BROTE	5
1.3 CONCEPTOS GENERALES DE PRESIÓN	5
1.3.1 PRESIÓN HIDROSTÁTICA	6
1.3.2 PRESIÓN DE FORMACIÓN	6
1.3.3 PRESIÓN DE SOBRECARGA O PRESIÓN TOTAL DE FORMACIÓN	8
1.3.4 PRESIÓN DE FRACTURA	9
1.3.5 PRESIÓN DE FONDO EN EL POZO	10
1.3.6 PRESIONES DE CIERRE, PCTP Y PCTR	10
1.4 CAUSAS E INDICADORES DE UN BROTE	11
1.4.1 CAUSAS DE LOS BROTES	11
1.4.1.1 SUAVEO DEL POZO AL SACAR TUBERÍA	12
1.4.1.2 DENSIDAD INSUFICIENTE DEL LODO	12
1.4.1.3 PERDIDAS DE CIRCULACIÓN	13
1.4.1.4 CONTAMINACIÓN DEL LODO CON GAS	15
1.4.1.5 LLENADO INSUFICIENTE DURANTE LOS VIAJES	15
1.4.2 INDICADORES DE LOS BROTES	16
1.4.2.1 EL POZO ACEPTA MENOS LODO O DESPLAZA MAS	16

ÍNDICE

	EN LOS VIAJES	
1.4.2.2	FLUJO SIN CIRCULACIÓN	18
1.4.2.3	AUMENTO DE VOLUMEN EN PRESAS	18
1.4.2.4	AUMENTO EN EL GASTO DE SALIDA	18
CAPÍTULO 2		
EQUIPO PARA EL CONTROL DE POZOS		
2.1	INTRODUCCIÓN	21
2.2	DEPOSITO ALMACENADOR DE FLUIDO	22
2.3	ACUMULADORES	22
2.4	UNIDAD PARA OPERAR PREVENTORES (UNIDAD KOOMAY)	24
2.5	CABEZAL DE TUBERÍA DE REVESTIMINETO	25
2.6	CARRETE DE CONTROL	26
2.7	PREVENTOR DE ARIETES	27
2.8	ARIETES ANULARES	28
2.8.1	ARIETE ANULAR PARA PREVENTOR TIPO "U"	28
2.8.2	ARIETES AJUSTABLES	29
2.8.3	ARIETES DE CORTE	29
2.8.4	ARIETES CIEGOS	30
2.9	PREVENTOR ESFÉRICO	30
2.10	CONEXIONES SUPERFICIALES DE CONTROL	31
2.10.1	LÍNEAS DE MATAR	31
2.10.2	MÚLTIPLE Y LÍNEAS DE ESTRANGULACIÓN	32
2.11	ESTRANGULADORES AJUSTABLES	33
2.12	ESTRANGULADOR HIDRÁULICO	34
2.13	CONSOLA DE CONTROL REMOTO	35
2.14	VÁLVULAS DE CONTROL	36
2.14.1	VÁLVULAS DE LA FLECHAS	36
2.14.2	VÁLVULAS EN EL PISO DE PERFORACIÓN	36
2.14.3	PREVENTOR INTERIOR O VÁLVULA DE CONTRAPRESIÓN	37
2.14.4	VÁLVULAS DE COMPUERTA	38
2.15	SISTEMA DESVIADOR DE FLUJO (DIVERTERS)	39

2.16 EQUIPOS PARA LA DETECCIÓN TEMPRANA DE INFLUJOS	41
2.16.1 SISTEMA PVT	41
2.16.2 INDICADORES DE FLUJO EN EL ESPACIO ANULAR (LINEA DE FLOTE)	42
2.16.3 TANQUE DE VIAJES	43
2.16.4 DETECTOR DE GAS	43

CAPÍTULO 3

ANÁLISIS DE LA HIDRÁULICA DE POZOS

3.1 INTRODUCCIÓN	45
3.2 MODELOS REOLÓGICOS	45
3.2.1 MODELO DE BINGHAM	46
3.2.2 MODELO DE LEY DE POTENCIAS	47
3.2.3 MODELO DE LEY DE POTENCIAS CON PUNTO DE CEDENCIA	47
3.3 CAÍDAS DE PRESIÓN EN UN SISTEMA	50
3.3.1 CAÍDAS DE PRESIÓN POR FRICCIÓN	51
3.3.1.1 CAÍDAS DE PRESIÓN POR FRICCIÓN EN LAS CONEXIONES SUPERFICIALES	54
3.3.1.2 CAÍDAS DE PRESIÓN POR FRICCIÓN EN EL INTERIOR DE LAS TUBERÍAS	55
3.3.1.3 CAÍDAS DE PRESIÓN POR FRICCIÓN EN EL INTERIOR DE LA BARRENA	57
3.3.1.4 CAÍDAS DE PRESIÓN POR FRICCIÓN EN EL ESPACIO ANULAR	58
3.4 DENSIDAD EQUIVALENTE DE CIRCULACIÓN	67
3.4.1 DETERMINACIÓN DE LA DENSIDAD EQUIVALENTE DE CIRCULACIÓN	68
3.5 ANÁLISIS DE PRESIÓN POR ENTRADA DE GAS	69
3.6 ANÁLISIS DE LA PRESIÓN DE SUAVEO Y SURGENCIA	75
3.6.1 EFECTO DE SUAVEO Y SURGENCIA	75
3.6.2 PRESIÓN DE SUAVEO Y SURGENCIA	76
3.6.3 PROCEDIMIENTO PARA CALCULAR LA PRESIÓN DE SUAVEO Y SURGENCIA	79

ÍNDICE

3.7 LÍMITES MÁXIMOS DE PRESIÓN DENTRO DEL POZO	80
3.7.1 PRESIONES MÁXIMAS PERMISIBLES	80
3.7.2 MÁXIMA PRESIÓN PERMISIBLE EN EL ESPACIO ANULAR POR CONEXIONES SUPERFICIALES DE CONTROL Y TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO	81
3.7.3 MÁXIMA PRESIÓN PERMISIBLE EN EL ESPACIO ANULAR POR RESISTENCIA AL FRACTURAMIENTO DE LA FORMACIÓN EXPUESTA	82

CAPÍTULO 4

MÉTODOS CONVENCIONALES DEL CONTROL DE POZOS

4.1 INTRODUCCIÓN	83
4.2 PROCEDIMIENTOS DE CIERRE DE UN POZO	84
4.2.1 PROCEDIMIENTOS DE CIERRE AL ESTAR PERFORANDO	84
4.2.2 PROCEDIMIENTO DE CIERRE AL VIAJAR CON TUBERÍA DE PERFORACIÓN	87
4.2.3 PROCEDIMIENTO DE CIERRE AL METER O SACAR HERRAMIENTA	88
4.2.4 PROCEDIMIENTO DE CIERRE SIN TUBERÍA DENTRO DEL POZO	88
4.3 ANTECEDENTES TEÓRICOS	89
4.3.1 MODELO DEL TUBO EN U	89
4.3.2 COMPORTAMIENTO DEL FLUIDO INVASOR	92
4.3.3 INFORMACIÓN REQUERIDA PARA EL CONTROL DE POZOS	95
4.3.4 CALCULOS REQUERIDOS PARA EL CONTROL DE POZOS	99
4.4 MÉTODO DEL PERFORADOR	107
4.5 MÉTODO DE DENSIFICAR Y ESPERAR O MÉTODO DEL INGENIERO	113
4.6 MÉTODO CONCURRENTES	120

CAPÍTULO 5

MÉTODOS NO CONVENCIONALES DEL CONTROL DE POZOS

ÍNDICE

5.1 INTRODUCCIÓN	123	
5.2 MÉTODO DE LUBRICAR Y PURGAR	123	
5.3 MÉTODO DE REGRESAR FLUIDOS CONTRAFORMACIONES (BULLHEADING)	125	
5.4 MÉTODO DE CONTROL DINÁMICO	128	
5.5 MÉTODO DE CIRCULACIÓN INVERSA	128	
5.6 TÉCNICAS ALTERNAS PARA CONTROLAR UN BROTE	130	
5.6.1 TÉCNICA DE DESVIACIÓN DEL FLUJO	130	
5.6.2 TÉCNICA DE ESTRANGULACIÓN LIMITADA	132	
5.6.3 MÉTODO VOLUMÉTRICO	134	
5.6.4 TÉCNICAS PARA UN DESCONTROL SUBTERRÁNEO	137	
5.6.4.1 PROCEDIMIENTO BACHE DE LODO	140	
5.6.4.2 PROCEDIMIENTO TAPÓN DE BARITA	142	
5.7 MÉTODOS INADECUADOS PARA CONTROLAR UN POZO	142	
5.7.1 REGRESAR FLUIDOS A LA FORMACIÓN	142	
5.7.2 EMPLEO DE DENSIDAD EXCESIVA	143	
5.7.3 NIVEL DE PRESAS CONSTANTE	143	
5.7.4 MANTENER CONSTANTE LA PRESIÓN EN TR	143	
5.7.5 LEVANTAR LA BARRENA A LA ZAPATA AL DETECTAR UN BROTE	144	
5.8 RAZONES ESPECIFICAS PARA SELECCIONAR UN MÉTODO DE CONTROL	144	
 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	 147	
 APÉNDICES		
APÉNDICE A	PROPIEDADES REOLÓGICAS DE LOS FLUIDOS	151
APÉNDICE B	RÉGIMEN DE FLUJO	157
APÉNDICE C	SNUBBING	160
APÉNDICE D	GRAFICAS	164
APÉNDICE E	HOJA DE CONTROL	171

ÍNDICE

APÉNDICE F	TABLAS DE PROBLEMAS Y SOLUCIONES DEL CONTROL DE POZOS	173
APÉNDICE G	EJERCICIOS RESUELTOS DE CONTROL DE POZOS	176
BIBLIOGRAFÍAS		183

RESUMEN

El objetivo de este trabajo es presentar las diversas definiciones y conceptos básicos que se requieren para conocer las causas y orígenes de influjos que pueden provocar un brote y esto nos lleve al descontrol de un pozo. Así como también describimos la metodología convencional y no convencional del control de pozos.

En el control de pozos el estudio de los principios básicos nos proporciona los fundamentos, tanto para la solución de problemas sencillos como de problemas complejos.

Este trabajo se realizó debido a que en operaciones de perforación y terminación de pozos la detección y la toma de decisiones correctas ante la amenaza de un descontrol de pozo deberá ser un tema de primordial importancia para la compañía de perforación.

El estudio en el control de pozos ha permitido que la industria desarrolle procedimientos de fácil comprensión para detectar y controlar las amenazas de un descontrol. Es de extrema importancia que los ingenieros encargados del pozo tengan claros los procedimientos que se deben llevar a cabo ante estos casos.

Las razones para promover la prevención apropiada de los brotes y el correcto control de pozos son diversas. Un pozo descontrolado puede causar los siguientes problemas:

- Daños físicos al personal y/o pérdida de vidas humanas.
- Daño ecológico al medio ambiente.
- Pérdida económicas.
- Daño y/o pérdida del equipo de perforación.
- Posible pérdida de producción debido al daño a la formación.
- Publicidad adversa de la industria petrolera.
- Mala reputación de la compañía especialmente en áreas pobladas.

RESUMEN

La oportuna detección de un influjo nos permite actuar de manera apropiada ante la amenaza de un descontrol, así mismo, al estar preparados podremos tomar las decisiones correctas y esto se verá reflejado en los tiempos que se requieren en controlar un pozo, que por costos de renta de equipo son muy valiosos en la industria petrolera, así como el preservar el medio ambiente y lo más importante, evitar la pérdida de vidas humanas. Por estas razones es un tema de gran importancia.

CAPÍTULO 1

CONCEPTOS GENERALES DEL CONTROL DE POZOS

1.1 INTRODUCCIÓN

En los pozos petroleros, durante las etapas de perforación, terminación y mantenimiento de los mismos, existe la probabilidad de que se origine un brote. Esto se debe al desbalance entre la presión de formación y presión hidrostática del fluido de control. Figura 1-1.

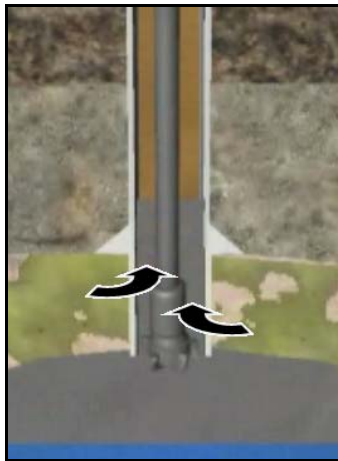


Figura 1-1. Brote de la formación al pozo.

Si los brotes son detectados a tiempo, aplicando las medidas inmediatas y correctas para manejarlo en superficie no causa daños industriales, ecológicos o al personal. Pero en caso contrario, se incrementan los tiempos y costos de la intervención.

Si el brote no es detectado a tiempo, y no se aplican las medidas correctas en superficie para manejarlo o no se tiene integridad en los sistemas superficiales de control; este puede manifestarse de forma violenta en superficie, con todo el potencial contenido en la formación productora y sin poder manejar los fluidos a voluntad. En la industria petrolera, a esta condición se le conoce como “descontrol de pozo”, figura 1-2.



Figura 1-2. Descontrol de pozo.

En algunos de los casos un descontrol puede alcanzar la magnitud de siniestro, figura 1-3, causando la pérdida total del equipo, del mismo pozo y daños severos al personal, al entorno social y ecológico.



Figura 1-3. Siniestro de un descontrol de pozos en plataforma.

Si bien, la ocurrencia de los brotes confirma la presencia de hidrocarburos, es sumamente importante que durante la intervención en un pozo, cualquiera que sea su objetivo, se eviten estos eventos mediante la aplicación de sistemas adecuados de:

- Fluidos de perforación.
- Conexiones superficiales de control.

- Equipos superficiales de medición de parámetros.
- Practicas operativas.
- Personal debidamente capacitado y entrenado.

En el control de pozos, el análisis de los principios básicos permite la solución tanto de problemas sencillos como complejos.

1.2 CONCEPTOS DEL CONTROL DE POZOS

En este capítulo se presentan definiciones y conceptos básicos que se requieren para conocer las causas y orígenes de influjos que pueden provocar un brote y esto nos lleve al descontrol de un pozo. En el control de pozos el estudio de los principios básicos nos proporciona los fundamentos para la comprensión de los fenómenos que se presentan al descontrolarse un pozo y así poder tomar las decisiones correctas para su control.

1.2.1 CONTROL DE POZOS

La definición de control de pozos es, mantener la presión de formación debajo de la presión ejercida por el gradiente hidrostático generado por un fluido de control.

1.2.2 INFLUJO O BROTE

Es la entrada de fluidos provenientes de la formación al pozo, generado por un desbalance entre la presión de formación y la presión hidrostática del fluido de control.¹

1.2.3 DESCENTROL

Se le llama descontrol al influjo de fluidos que no puede manejarse a voluntad dado un problema en las conexiones superficiales de control o debido una respuesta tardía o alguna técnica mal empleada.

1. Referencias bibliográficas al final de cada capítulo.

1.3 CONCEPTOS GENERALES DE PRESIÓN

A continuación serán descritos los conceptos que estarán involucrados en el manejo y control de las presiones.

1.3.1 PRESIÓN HIDROSTÁTICA

Es la presión ejercida por una columna de fluido, debido a su densidad y altura vertical. Siendo su fórmula en el sistema métrico decimal:

$$P_h = \frac{D \times H}{10} \tag{Ec. 1.1}$$

Donde:

- P: Presión, [kg / cm²]
- D: Densidad, [gr / cm³]
- H: Profundidad, [m]

1.3.2 PRESIÓN DE FORMACIÓN

Es la presión de los fluidos contenidos dentro de los espacios porosos de una roca, también se le llama presión de poro, figura 1-4.

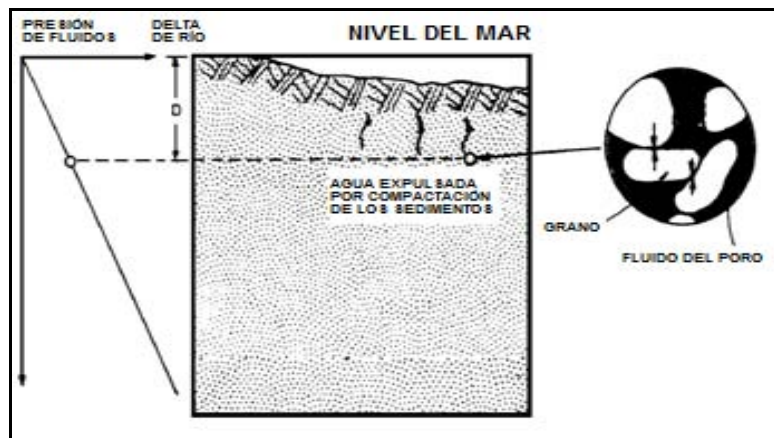


Figura 1-4. Presión de formación.

Las presiones de formación se clasifican en, figura 1-5:

- a) Normales.
- b) Subnormales.
- c) Anormales.

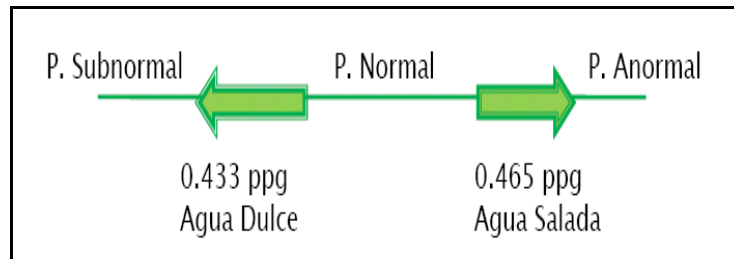


Figura 1-5. Clasificación de las presiones de formación.

La severidad de un brote depende de varios factores, uno de los más importantes es la permeabilidad de la roca. Una roca con alta permeabilidad y porosidad tendrá más posibilidad de provocar un brote que una roca con baja permeabilidad y porosidad.

a) FORMACIONES CON PRESIÓN NORMAL

Son aquellas que se pueden controlar con densidades del agua salada. Las densidades del fluido requerido para controlar estas presiones es el equivalente a un gradiente de 0.100 a 0.108 [(kg / cm²) / m].

Para conocer la "normalidad" o "anormalidad" de las presiones en cierta área, se deberá establecer el gradiente del agua congénita en las formaciones de esa región, conforme el contenido de sales disueltas.

b) FORMACIONES CON PRESIÓN SUBNORMAL

Son aquellas que se pueden controlar con una densidad menor que la de agua dulce, equivalente a un gradiente menor de 0.100 [(kg / cm²) / m].

Una posible explicación de la existencia de tales presiones en las formaciones, es considerar que el gas y otros fluidos han escapado por fallas u otras vías del yacimiento, causando su depresionamiento.

c) FORMACIONES CON PRESIÓN ANORMAL

Son aquellas en que la presión de formación es mayor a la que se considera como presión normal. Las densidades de fluidos requeridos para controlar estas presiones equivalen a gradientes hasta de $0.224 \text{ [(kg / cm}^2\text{) / m]}$.

Estas presiones se generan usualmente por:

- a) La compresión que sufren los fluidos de la formación debido al peso de los estratos superiores, debido a la baja compactación.
- b) La compresión que sufren los fluidos de la formación debido a la compresibilidad de la roca, esto se presenta después de la zona de transición.

Las zonas de presión de formación 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, figura1-6.

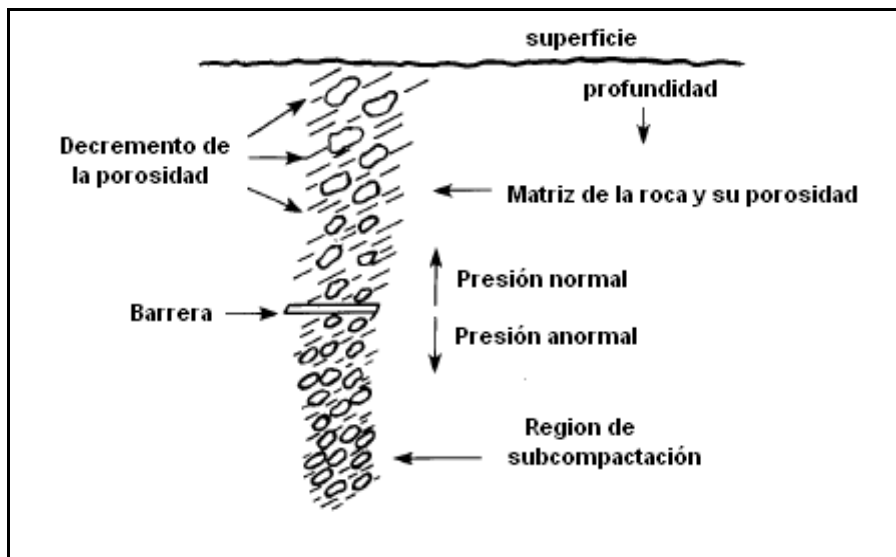


Figura 1-6. Distribución de porosidades y presiones en la formación.

1.3.3 PRESIÓN DE SOBRECARGA O PRESIÓN TOTAL DE FORMACIÓN

Es el peso de los materiales que se ejerce en un punto determinado en la profundidad de la tierra.

La fórmula para conocer la presión de sobrecarga, σ_{SC} , es:

$$\sigma_{SC} = \frac{(\text{PESO DEL MINERAL}) + (\text{PESO DEL AGUA})}{\text{ÁREA QUE LOSOPORTA}} \quad \text{Ec. 1.2}$$

En donde los valores empleados son el promedio de la densidad del agua contenida en los poros y el promedio de la densidad de los granos minerales.

Esta presión se debe al peso de las rocas junto con los fluidos que contienen. Es conveniente su determinación, ya que con frecuencia ocurren variaciones considerables.²

Las rocas dentro del subsuelo promedian de 2.16 a 2.64 [gr / cm³]

1.3.4 PRESIÓN DE FRACTURA

Es la presión a la cual se presenta una falla mecánica de una formación, originando pérdida de lodo hacia la misma, esta puede ser parcial o total.

Aunque los términos presión de fractura y gradiente no son técnicamente lo mismo, a menudo se emplean para designar lo mismo. La presión de fractura se expresa como un gradiente en [(kg / cm²) / m], [psi / pie] ó en [kg / cm²], [psi]. Los gradientes de fractura usualmente se incrementan con la profundidad.

Existen métodos directos e indirectos para calcular los gradientes de fractura de la formación. Los directos son propuestos por los autores:

- Hubert y Willis.
- Matthews y Kelly.

- Eaton.

Por otro lado el método indirecto se evalúa en campo para determinar el gradiente de fractura, denominado "Prueba de Goteo".

PRUEBA DE GOTEO

Para determinar el gradiente de fractura de la formación se realiza la prueba denominada "de goteo", con la finalidad de proporcionar con bastante confianza el gradiente de fractura de la formación, y así definir la máxima presión permisible en el pozo cuando ocurre un brote, densidad de lodo máxima a usarse y el asentamiento de las subsecuentes tuberías de revestimiento.

La razón fundamental de la prueba de goteo es encontrar la presión a la cual la formación inicia a admitir fluido de control sin provocar fracturamiento de la formación. El resultado será la suma de la presión ejercida por la columna hidrostática del fluido empleado más la presión del manómetro al represionar.

La presión a manejar en la superficie dependerá del valor de la columna hidrostática que se utilice en el pozo; a mayor densidad del lodo, menor presión se requerirá en la superficie.

La máxima presión permisible a la fractura es una limitante en lo referente a control de pozos. Si ésta se rebasa cuando ocurre un brote puede ocurrir un reventón subterráneo, pudiendo alcanzar la superficie por fuera de la TR.³

1.3.5 PRESIÓN DE FONDO EN EL POZO

Cuando se perfora un pozo se imponen presiones sobre los costados del agujero y la mayor presión es la que ejerce la presión hidrostática del lodo de perforación. Sin embargo, la presión requerida al circular el lodo por el espacio anular también actúa sobre las paredes del agujero. Esta presión a condiciones dinámicas pocas veces excede los 14 [kg/cm²]. Pero otras presiones adicionales se originarán por la contrapresión del lodo del

espacio anular por efectos de gravedad o por el movimiento de tubería causado por suaveo y surgencia.⁴

1.3.6 PRESIONES DE CIERRE, PCTP Y PCTR

Cuando se cierra un pozo, el intervalo aportado seguirá fluyendo hasta que las presiones hidrostática y de formación se equilibren y estabilicen, lo cual puede llevar algunos minutos, dependiendo del tipo de fluido invasor y de la permeabilidad de la roca. Una vez estabilizado el pozo, las presiones de cierre serán el resultado de la diferencia entre la presión hidrostática y la presión de formación.

En la mayoría de los casos, la Presión de cierre en la tubería de revestimiento (PCTR) será más alta que la Presión de Cierre en la Tubería de Perforación (PCTP). Esto se debe a que los fluidos de la formación con mayor facilidad fluyen al espacio anular, desplazando al lodo y disminuyendo su columna hidrostática, lo que no ocurre comúnmente con el lodo del interior de la sarta, por lo que generalmente se toma el valor de PCTP como el más confiable para calcular la densidad de control. Sin embargo, debe señalarse que existen situaciones ocasionales, donde la presión de cierre en la TP no es muy confiable. Tal caso ocurre cuando se presentó un brote al estar perforando y no fue detectado oportunamente.

La descompensación de columnas puede ser tan grande que al cerrar el pozo, la columna de la TP esté parcialmente vacía y no haya presión ($PCTP = 0$). Posteriormente, al ser rellenada la TP (con el fluido invasor) se tendrá una represión (PCTP distinta de cero) que al calcular la densidad de control dará un valor erróneo. Cómo se observa, este control estará destinado, desde sus inicios, a generar problemas adicionales.⁵

1.4 CAUSAS E INDICADORES DE UN BROTE

Al momento de ocurrir un brote, el lodo en primera instancia es desplazado fuera del pozo, si el brote no es detectado ni corregido a tiempo, el problema se puede complicar hasta llegar a producir un reventón.

En la detección oportuna del brote, se puede tener hasta un 98 % de probabilidades de controlarlo.

1.4.1 CAUSAS DE LOS BROTES

Durante las operaciones de perforación, se conserva una presión hidrostática ligeramente mayor a la de formación. De esta forma se previene el riesgo de que ocurra un influjo. Sin embargo, en ocasiones, la presión de formación excederá la hidrostática y ocurrirá un influjo, esto se puede originar por diversas causas⁶:

- Suaveo del pozo al sacar tubería.
- Densidad insuficiente del lodo.
- Perdidas de circulación.
- Contaminación del lodo con gas.
- Llenado insuficiente durante los viajes.

1.4.1.1 SUAVEO DEL POZO AL SACAR LA TUBERÍA

El efecto de suaveo o sondeo se refiere a la acción que ejerce la sarta de perforación dentro del pozo, cuando se mueve hacia arriba a una velocidad mayor que la del lodo. Esto origina que el efecto sea mucho mayor. Si esta reducción de presión es lo suficientemente grande como para disminuir la presión hidrostática efectiva a un valor por debajo del de la formación, dará origen a un desequilibrio que causara un influjo, figura 1-7.

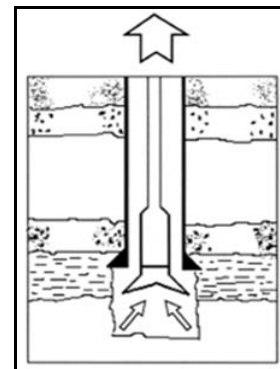


Figura 1-7. Efecto de suaveo en la tubería.

1.4.1.2 DENSIDAD INSUFICIENTE DEL LODO

Esta es una de las causas predominantes que originan los brotes. En la actualidad se ha enfatizado en perforar con densidades de lodo mínimas necesarias de control de presión

de formación, con el objetivo de optimizar las velocidades de perforación. Pero se deberá tener un especial cuidado cuando se perforen zonas permeables ya que, los fluidos pueden dar alcance al pozo y producir un influjo.

Los influjos causados por densidades insuficientes de lodo pudieran ser fáciles de controlar con solo incrementar la densidad del lodo de perforación, pero a continuación se mencionan las razones por las cuales no es lo más adecuado:

- Se puede exceder el gradiente de fractura.
- Se incrementa el riesgo de pegaduras por presión diferencial.
- Se reduce significativamente la velocidad de penetración.

Las variables que influyen en el efecto de suaveo son:

- Velocidad de extracción de la tubería.
- Reología del lodo.
- Geometría del pozo.
- Estabilizadores de la sarta.

1.4.1.3 PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN

Son uno de los problemas más comunes durante la perforación. Si la pérdida de circulación se presenta durante el proceso de perforación, se corre el riesgo de tener un influjo y este se incrementa al estar en zonas de alta presión o en el yacimiento, en pozos delimitadores y exploratorios. Al perder la columna de lodo, la presión hidrostática disminuye al punto de permitir la entrada de fluidos de la formación al pozo, ocasionando un influjo.

La pérdida de circulación es la reducción o ausencia total de flujo de fluido por el espacio anular comprendido entre la formación y la tubería de revestimiento, o entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción, cuando se bombea fluido en sentido descendente por la columna de perforación o la tubería de revestimiento.

La pérdida de circulación de fluido constituye un peligro conocido durante las operaciones de perforación efectuadas en yacimientos de alta permeabilidad, en zonas agotadas, y en formaciones débiles o naturalmente fracturadas, figura 1-8. La circulación puede deteriorarse incluso cuando las densidades de los fluidos se mantengan dentro de los márgenes de seguridad habituales; gradiente menor que el gradiente de fracturamiento de la formación. Detener las pérdidas de circulación antes de que estén fuera de control es crucial para el logro de operaciones seguras.

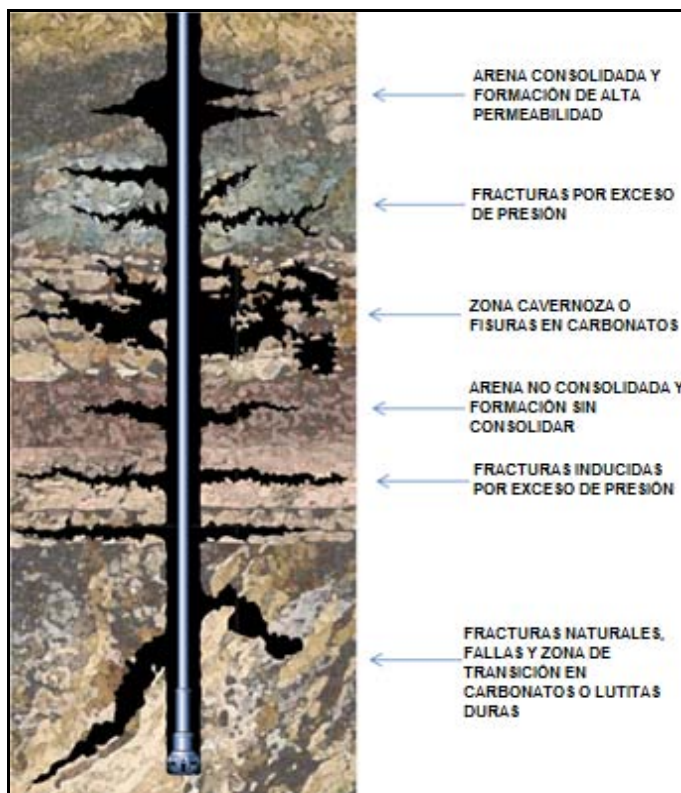


Figura 1-8. Zonas potenciales donde pueden ocurrir las pérdidas de circulación.

Si bien en la industria definen a la pérdida de circulación de distintas maneras, en general puede ser clasificada como filtración cuando las pérdidas son inferiores a 1.5 [m³ / h]. Las pérdidas de retorno parciales implican pérdidas de más de 10 [Bl / h], pero algo de fluido retorna a la superficie.⁷

Durante la pérdida de circulación total, no sale ningún fluido del espacio anular. En este caso extremadamente severo, el pozo quizás no retenga una columna de fluido aunque se detengan las bombas de circulación.

Si el pozo no permanece lleno de fluido, la altura vertical de la columna de fluido se reduce y la presión ejercida sobre la formación expuesta disminuye. En consecuencia, otra zona puede fluir dentro del pozo mientras la zona de pérdida primaria está admitiendo fluido. En casos extremos, puede producirse la pérdida del control del pozo, con consecuencias catastróficas.

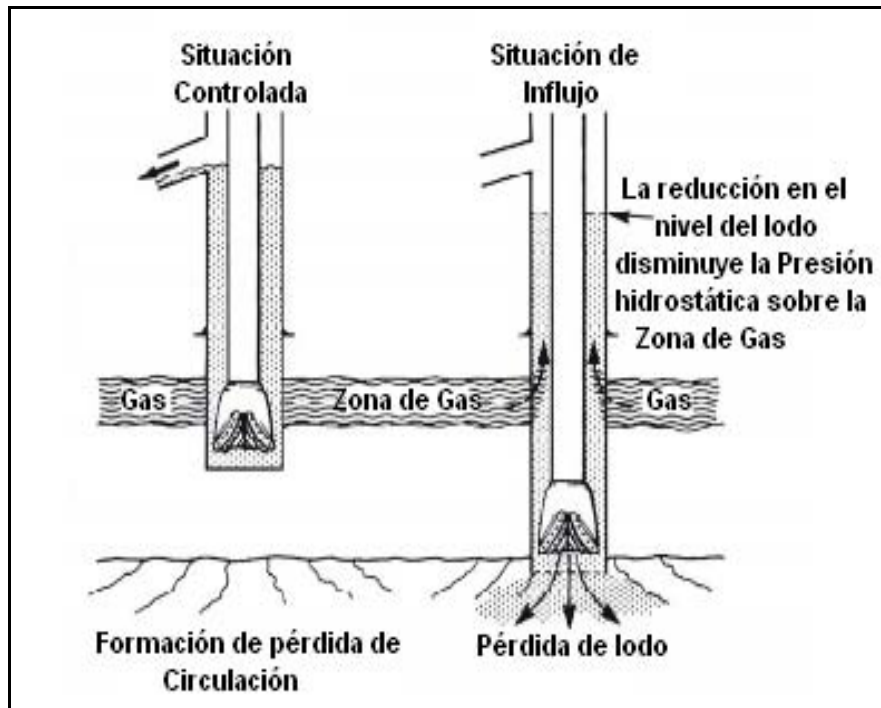


Figura 1-9. Influjo por pérdidas de circulación.

1.4.1.4 CONTAMINACIÓN DEL LODO CON GAS

Los influjos también se pueden originar por la reducción en la densidad del lodo en la presencia del gas de la roca cortada con la barrena. Al perforar demasiado rápido, el gas contenido en los recortes, se libera ocasionando la reducción en la densidad del lodo. Eso reduce la presión hidrostática en el pozo, permitiendo que una cantidad considerable de gas entre al pozo.

El gas se detecta en la superficie bajo la forma de lodo "cortado" y una pequeña cantidad de gas en el fondo representa un gran volumen en la superficie. Los influjos que ocurren

por esta causa terminan transformándose en un descontrol por lo que al detectar este influjo se recomienda⁸:

- Reducir el ritmo de penetración.
- Aumentar el gasto de circulación.
- Circular el tiempo necesario para desgasificar el lodo.

1.4.1.5 LLENADO INSUFICIENTE DURANTE LOS VIAJES

A medida que la tubería se saca del pozo, el nivel de lodo disminuye por el volumen que desplaza el acero en el interior del pozo. Conforme se extrae la tubería y el pozo no se llena con lodo, el nivel del mismo decrece y por consecuencia también la presión hidrostática. Esto se torna crítico cuando se saca herramienta de mayor desplazamiento como lo son: los lastrabarrenas y la tubería pesada de perforación (Heavy Weight).

De acuerdo con las normas API-16D y API-RP59, al estar sacando la tubería, debe llenarse el espacio anular con lodo antes de que la presión hidrostática de columna de lodo acuse una disminución de 5 [kg / cm²], en términos prácticos cada cinco lingadas de tubería de perforación.

1.4.2 INDICADORES DE LOS BROTES

Al momento de ocurrir un brote, el lodo es desplazado fuera del pozo. Los indicadores definidos de que el lodo está fluyendo fuera del pozo son: aumento del volumen en presas, aumento en el gasto de salida mientras se está circulando con gasto constante, flujo del pozo teniéndose la bomba parada y el hecho de que el pozo acepte menos lodo o fluya de él más lodo que el calculado para el viaje. Otros indicadores de la presencia de un brote son:

- El pozo acepta menos lodo o desplaza más en los viajes.
- Flujo sin circulación.
- Aumento de volumen en presas.
- Aumento en el gasto de salida.

1.4.2.1 EL POZO ACEPTA MENOS LODO O DESPLAZA MAS EN LOS VIAJES

Cuando se realiza un viaje (introducción o extracción de tubería) es más difícil detectar un brote. En cualquiera de los dos casos, para poder detectar un brote en sus inicios, es necesario llevar un control de la cantidad de tubería introducida o sacada del pozo y el correspondiente volumen de lodo desplazado o requerido para su llenado correspondiente.

Al meter tubería dentro del pozo, se desplazará lodo hacia fuera. El volumen de lodo desplazado deberá ser igual al volumen de acero de la tubería introducida. Si el volumen desplazado es mayor que el volumen del acero, entonces fluidos de la formación estarán entrando al pozo forzando el lodo hacia afuera, es decir estará ocurriendo un brote. Si el volumen del lodo desplazado es menor que el volumen de acero de la tubería introducida, entonces se tendrá pérdida de circulación. En caso de que se esté sacando tubería del pozo, se debe añadir lodo para que vaya ocupando el espacio previamente ocupado por la tubería que ya se sacó. El volumen de lodo requerido para llenar el pozo, debe ser igual al volumen de acero que ha sido extraído. Si por el contrario, se requiere una cantidad menor para llenar el pozo, entonces se tendrá una indicación de que está ocurriendo un brote. Ahora bien si la cantidad de lodo necesaria para llenar el pozo es mayor que el volumen de acero extraído, entonces se tendrá una pérdida de lodo. La extracción de tubería es una operación más crítica que su introducción, debido a los efectos de suaveo y de llenado del pozo. En otras palabras, tanto el efecto de suaveo como el de llenado ocasional del pozo, reducen la presión en el fondo y esto puede originar que ocurra un brote. Ambas operaciones de viaje, requieren que se determine el volumen del acero de la tubería. El método que se prefiere para su cálculo es a partir de las tablas de desplazamiento, para el tamaño y peso de la tubería en particular que se va a sacar o meter. Otra manera es aplicando la formula correspondiente.

El volumen real requerido para llenar al pozo puede medirse mediante:

- 1) Tanque de viajes.
- 2) Medidor de gasto.

- 3) El cambio en el nivel en las presas.
- 4) El contador de emboladas.

Cuando se mete tubería, el tanque de viajes deberá utilizarse, para medir el volumen de lodo desplazado del pozo, dependiendo de la forma en que estén hechas las conexiones. Es aconsejable que el tanque de viajes esté dispuesto de tal manera que se pueda utilizar para medir el volumen de lodo llenado o desplazado del pozo. Pueden instalarse medidores de gasto de tal manera que midan el volumen bombeado dentro del pozo o el volumen de lodo desplazado. El nivel de la presa de lodos debe ser sensible a los cambios en el volumen de lodo; sin embargo debe recalarse que se necesita un volumen grande de lodo para que el cambio pueda ser notorio, especialmente en presas con un área bastante grande. El determinar el volumen de lodo contando el número de emboladas puede hacerse solamente cuando se está llenando el pozo. No puede utilizarse cuando se está metiendo tubería y ésta desplaza lodo del pozo, puesto que este lodo no pasa a través de la bomba.

1.4.2.2 FLUJO SIN CIRCULACIÓN

La indicación más definida de un brote, es un pozo fluyendo teniendo las bombas paradas. Si el indicador así se manifiesta, es seguro que un brote está en camino; atender un pozo de esta manera se le conoce como "observar el pozo". Las bombas de lodo son detenidas y el espacio anular es observado para determinar si el pozo fluye. Cuando se observa el pozo, la práctica normal consiste en subir la sarta de perforación de manera que la flecha se encuentre arriba de la mesa rotatoria. Antes de poder observar si existe flujo, debe llenarse con lodo el espacio anular, en caso de que no esté lleno.

1.4.2.3 AUMENTO DE VOLÚMEN EN PRESAS

Suponiendo que no se añada fluido ni a los tanques ni a las presas de lodo, una ganancia en el volumen de cualquiera de estos, al estar perforando, es un signo seguro de que se tiene un brote. Existe equipo de medición de volumen que debe tenerse en las presas y los tanques de lodo y que hace sonar una alarma indicadora si el nivel de lodo aumenta o disminuye una cantidad prefijada. También hay disponible, accesorios que mantienen un

registro constante del volumen en presas. A estos se les conoce como totalizadores de volumen en presas y los hay en diferentes marcas y modelos.

1.4.2.4 AUMENTO EN EL GASTO DE SALIDA

Un aumento en el gasto normal de salida es también una indicación de que está ocurriendo un brote, que a su vez está empujando lodo adicional fuera del pozo. Esta situación puede ser detectada observando el flujo del lodo a través de la temblorina y cualquier cambio fuera de lo normal; existen equipos medidores de gasto, que pueden detectar esas variaciones en forma automática.⁹

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Petróleos Mexicanos. Pemex Exploración y Producción. **Un Siglo de la Perforación en México. Tomo 13 - Control de Brotes.**
2. Adams, Neal. **Drilling Engineering.** Pennwell Books, 1985.
3. Petróleos Mexicanos PEP-UPMP. **Programa de Acreditación en Control de Pozos,** Wellcap.
4. Petróleos Mexicanos. Pemex Exploración y Producción. **Un Siglo de la Perforación en México. Tomo 13 - Control de Brotes.**
5. Petróleos Mexicanos PEP-UPMP. **Programa de Acreditación en Control de Pozos,** Wellcap.
6. Petróleos Mexicanos PEP-UPMP. **Programa de Acreditación en Control de Pozos,** Wellcap.
7. Raafat Abbas Haitham Jarouj, Abu Dhabi, Emiratos Árabes Unidos. Steve Dole, EnCana Corporation. Effendhy Hendri Junaidi, P.T. Caltex Pacific Indonesia, Duri Indonesia. Steve McCraith, Nigel Shuttleworth, Klass van der Plas. Shell U.K. Exploration and Production, Aberdeen Escocia. **Una red de seguridad para controlar las pérdidas de circulación.** Schlumberger. 2004.
8. Petróleos Mexicanos PEP-UPMP. **Programa de Acreditación en Control de Pozos,** Wellcap.
9. Petróleos Mexicanos PEP-UPMP. **Programa de Acreditación en Control de Pozos,** Wellcap.

CAPITULO 2

EQUIPO PARA EL CONTROL DE POZOS¹

2.1 INTRODUCCIÓN

La instalación y operación de los sistemas y equipos de control de pozos resultan ser actividades de vital importancia, ya que sus prácticas deben realizarse con el nivel de seguridad requerido, reduciendo al mínimo los riesgos de un accidente o de un impacto adverso al entorno.

Para conseguir el objetivo de salvaguardar la seguridad del personal que desarrolla las actividades sustantivas en diferentes campos del sistema petrolero nacional es necesario proporcionar capacitación a todo el personal técnico-operativo, así como estandarizar sus instalaciones, métodos, procedimientos, tecnologías y equipos.

Las prácticas recomendadas API RP-16E del Instituto Americano del Petróleo y el Reglamento del Servicio para el Manejo de Minerales (MMS por sus siglas en inglés), establecen los requerimientos que se deberán tener en cuenta para la selección de una adecuada unidad de cierre en función al tamaño, tipo y número de elementos hidráulicos que serán operados para lograr un cierre. Los elementos básicos de un sistema de control son:

- Deposito almacenador de fluido.
- Acumuladores Fuentes de energía.
- Unidad para operar preventores (Bomba Koomey).
- Consolas de control remoto.
- Válvula de control para operar los preventores.

2.2 DEPOSITO ALMACENADOR DE FLUIDO

Cada unidad de cierre tiene un depósito de fluido hidráulico, el cual debe tener cuando menos el doble de la capacidad del banco de acumuladores. Por su diseño de fabricación rectangular, cuenta con dos tapones de 4 [pg] en cada extremo, que al quitarlos permite observar el interior cuando se inspeccionan las descargas de las válvulas de cuatro pasos (ram-lock).

Por la parte inferior del depósito, salen en forma independiente las líneas de succión para las bombas hidroneumáticas y la bomba hidroeléctrica. Al tanque de almacenamiento descargan las líneas de las válvulas de seguridad, en caso de presentarse un incremento de presión dentro del sistema. Debe utilizarse un fluido hidráulico (aceite lubricante MH-150; MH-220, turbinas-9) que no dañe los sellos de hule que tenga el sistema de cierre. Para ambiente con temperaturas menores a 0 [°C], deberá agregarse un volumen suficiente de glicol al fluido de operación que contenga agua.

2.3 ACUMULADORES

Los acumuladores son recipientes que almacenan los fluidos hidráulicos bajo presión. Los términos acumulador y unidad de cierre con frecuencia son empleados en forma intercambiable.

Precisando, una unidad de cierre es una manera de cerrar el preventor, mientras que un acumulador es una parte del sistema que almacena fluido hidráulico bajo presión, para que este actúe hidráulicamente en el cierre de los preventores. Por medio del gas nitrógeno comprimido, los acumuladores almacenan energía, la cual será usada para efectuar un cierre rápido.

Existen dos tipos de acumuladores, figura 2-1:

Tipo separador: usa un diagrama flexible, el cual es de hule sintético, resistente y separa completamente la precarga de nitrógeno del fluido hidráulico.

Tipo flotador: utiliza un pistón flotante para separar el nitrógeno del fluido hidráulico.



Figura 2-1. Tipos de acumuladores.

Capacidad volumétrica. Como un requerimiento mínimo, todas las unidades de cierre deberán estar equipadas de un banco de acumuladores con suficiente capacidad volumétrica para suministrar un volumen usable de fluido para cerrar un preventor de arietes, un preventor anular, más el volumen requerido para abrir la válvula hidráulica de la línea de estrangulación (con las bombas paradas).

El volumen utilizable de fluido se define como el volumen líquido recuperable de los acumuladores a la presión de operación que contengan y 14 [kg / cm²] por arriba de la presión de precarga de los mismos. La presión de operación del banco de acumuladores es la presión a la cual son cargados con fluido hidráulico.

Tiempo de respuesta: El banco de acumuladores deberá accionar el sistema para que cada preventor de arietes cierre en un tiempo no mayor de 30 [seg].

El tiempo de cierre para preventores anulares menores de 20 [pg] de diámetro no deberá ser mayor de 30 [seg]. Si el preventor anular tiene más de 20 [pg] de diámetro deberá cerrarse en 45 [seg].

Las prácticas recomendadas API RP-53 señalan que los sistemas acumuladores deben tener una cantidad mínima de fluido igual a tres veces el volumen requerido para cerrar el preventor anular más un preventor de arietes. Esto ofrecerá un margen de seguridad igual

a 50 %. Una regla empírica aplicada en el campo petrolero sugiere tres veces el volumen necesario para cerrar todos los preventores instalados.

Por su parte, el MMS establece que debe tenerse una cantidad mínima de fluido equivalente a 1.5 veces la cantidad necesaria para cerrar todo el arreglo de preventores instalados, dejando un margen de 14 [kg/cm²] por arriba de la presión de precarga de los acumuladores.

2.4 UNIDAD PARA OPERAR PREVENTORES (BOMBA KOOMEY)

La bomba Koomey es un conjunto hidráulico, neumático, mecánico y eléctrico. Su función es mantener una presión acumulada para operar en emergencias el cierre de los preventores.



Figura 2-2. Bomba Koomey.

Para efectuar el cierre de los preventores por medio de la bomba Koomey, se puede hacer con los acumuladores, con la bomba hidráulica triplex o con las bombas neumáticas y con el paquete de energía auxiliar.

Las bombas son instaladas de tal manera que cuándo la presión en los acumuladores baje al 90% de la presión de operación, se active un interruptor electromagnético y arranquen automáticamente para restablecer la presión.

En las plataformas marinas, deberá tenerse un tablero de control remoto en la oficina del superintendente y una consola adicional ubicada en el muelle que esté situado a favor de los vientos dominantes.

2.5 CABEZAL DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

El cabezal de tubería de revestimiento forma parte de la instalación permanente del pozo y se usa para anclar y sellar alrededor de la siguiente sarta de tubería de revestimiento.

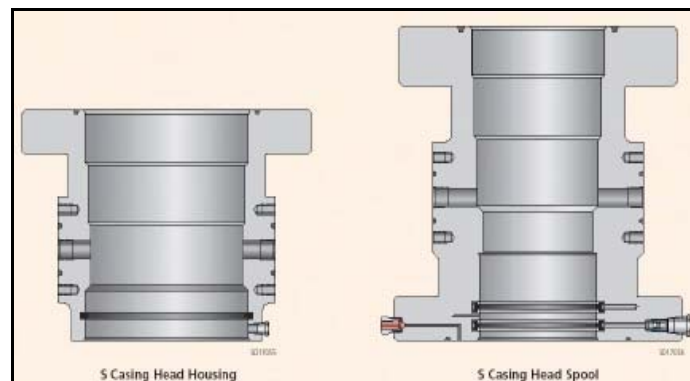


Figura 2-3. Cabezal de tubería de revestimiento.

Por diseño, puede ser roscable, soldable o bridado; además, se utiliza como base para instalar el conjunto de preventores.

Las salidas laterales del cabezal pueden utilizarse para instalar las líneas secundarias (auxiliares) de control y su uso deberá limitarse para casos de emergencia estrictamente. Cuando las líneas no estén instaladas, es recomendable disponer de una válvula y un manómetro en dichas salidas.

La norma API-6A establece las siguientes especificaciones para el cabezal de tubería de revestimiento:

- La presión de trabajo deberá ser igual o mayor que la presión superficial máxima que se espere manejar.

- Resistencia mecánica y capacidad de presión acordes a las bridas API y a la tubería en que se conecte.
- Resistencia a la flexión (pandeo) será igual o mayor que la tubería de revestimiento en que se conecta.
- Resistencia a la compresión para soportar las siguientes TR's que se van a colocar.

2.6 CARRETE DE CONTROL

El carrete de control se instala para conectar las líneas primarias de matar y estrangular en un conjunto de preventores. El API-RP-53 recomienda que estas líneas se conecten a un preventor con salidas laterales, eliminando con esto el carrete de control, con la gran ventaja de disminuir la altura del conjunto de preventores, así como el número de bridas que, como se mencionó, es el punto más débil del conjunto.



Figura 2-4. Carrete de control.

Sin embargo, en la mayoría de los casos se prefiere usar un carrete, ya que, como están sujetos a la erosión, resulta más económico eliminar un carrete que un preventor; también se dispone de mayor espacio entre preventores, lo que facilita la introducción de la tubería a presión.

A continuación mencionaremos las especificaciones para los carretes de control.

- Para rangos de presión de 2000 y 3000 [lb / pg²] las salidas laterales deben tener un diámetro interior mínimo de 2 [pg] y ser bridadas o de grampa.

- El diámetro interior debe ser por lo menos igual al del último cabezal instalado en el pozo.
- Es conveniente tener instalado un preventor de arietes en la parte inferior del carrete de control.
- Para los rangos de presión de trabajo 5000, 10000 y 15000 [lb/pg²] las salidas deben ser de un diámetro interior mínimo de 2 [pg] para la línea de matar y de 3 [pg] para la línea de estrangular.
- El rango de presión de trabajo debe ser acorde al conjunto de preventores.
- Las salidas laterales de los cabezales no deben usarse para conectar las líneas primarias de matar y estrangular, con el objeto de evitar el daño que por erosión se puede provocar a la instalación definitiva al pozo. Estas salidas pueden ser utilizadas como líneas auxiliares (secundarias) de matar y estrangular, debiendo limitar su uso al tiempo mínimo posible cuando ocurran fallas en ellas.

2.7 PREVENTOR DE ARIETES

El preventor de arietes tiene como característica principal el poder utilizar diferentes tipos y medidas de arietes, según se requiera en los arreglos de los conjuntos de preventores, y por su diseño es considerado como el más seguro.

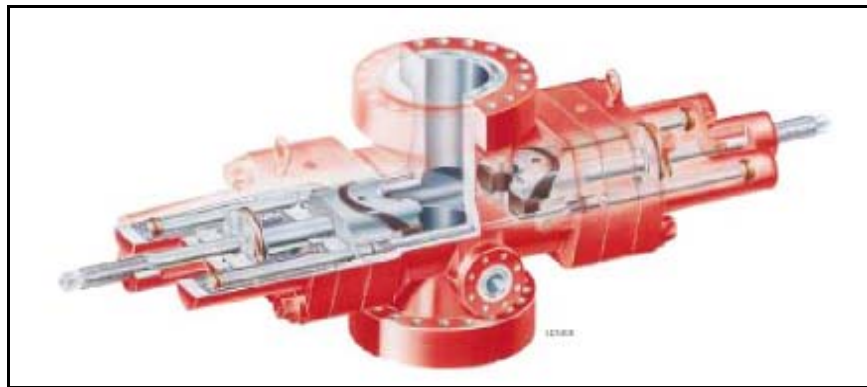


Figura 2-5. Preventor de arietes anulares.

Otras características son:

- El cuerpo del preventor se fabrica como unidad sencilla o doble.

- Puede instalarse en pozos terrestres o costa afuera.
- La presión del pozo ayuda a mantener cerrados los arietes.
- Tiene un sistema de operación secundario para cerrar manualmente los arietes.
- Los elementos de los arietes tienen una reserva de hule auto-alimentable.
- Los arietes de corte sirven para cortar la tubería y cerrar completamente el pozo.

2.8 ARIETES ANULARES

Los arietes de preventores constan de una pieza de acero fundido de baja aleación y de un conjunto sellante diseñado para resistir la compresión y sellar eficazmente. Los tipos de arietes usados en los arreglos de los conjuntos de preventores son los siguientes:

- Ariete anular para preventor tipo “U”.
- Arietes ajustables.
- Arietes de corte.
- Arietes ciegos.

2.8.1 ARIETE ANULAR PARA PREVENTOR TIPO “U”

Los arietes para tubería de perforación o revestimiento están constituidos por un sello superior y por un empaque frontal. Ambos empaques son unidades separadas y pueden cambiarse independientemente.



Figura 2-6. Ariete anular para preventor tipo “U”.

En caso de emergencia permite el movimiento vertical de la tubería, para lo cual deberá regularse la presión de cierre del preventor, así como también permiten colgar la sarta

cerrando los candados del preventor. Cuando existe presión en el pozo, evitan la expulsión de la tubería al detenerse la junta en la parte inferior del ariete.

2.8.2 ARIETES AJUSTABLES

Los arietes ajustables son similares a los descritos anteriormente. La característica que los distingue es cerrar sobre un rango de diámetro de tubería, así como de la flecha.



Figura 2-7. Arietes ajustables.

2.8.3 ARIETES DE CORTE

Los arietes de corte están constituidos por cuchillas de corte integradas al cuerpo del ariete, empaques laterales, sello superior y empaques frontales de las cuchillas. La función de estos arietes es cortar tubería y actuar como arietes ciegos para cerrar el pozo, cuando no se dispone de los arietes ciegos. Durante la operación normal de perforación, están instalados en bonetes modificados, aumentando el área del pitón y la carrera de operación.

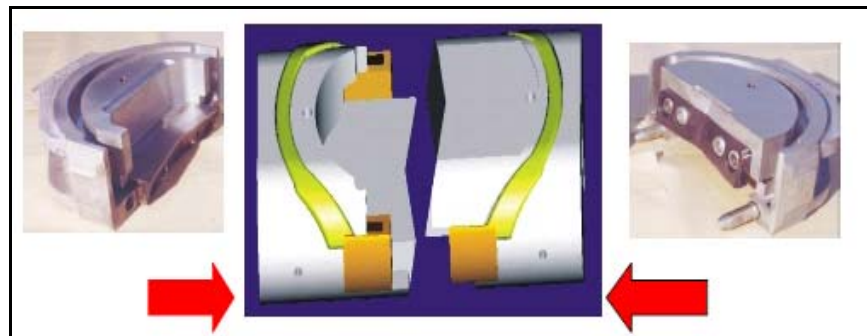


Figura 2-8. Arietes de corte.

2.8.4 ARIETES CIEGOS

Constan de un empaque frontal plano, construido a base de hule vulcanizado en una placa metálica y de un sello superior. Su función es cerrar totalmente el pozo cuando no se tiene tubería en su interior y que por la manifestación del brote no sea posible introducirla. Se instalan en bonetes normales y modificados para arietes de corte.

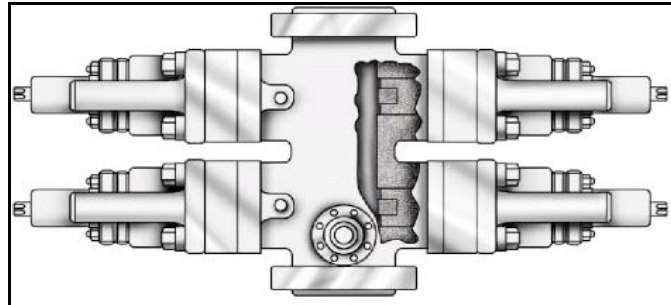


Figura 2-9. Preventor doble de arietes ciegos.

2.9 PREVENTOR ESFÉRICO

Este preventor esférico, también se conoce como anular, es instalado en la parte superior de los preventores de arietes. Es el primero en cerrarse cuando se presenta un influjo. El tamaño y su capacidad deberán ser iguales que los preventores de arietes.

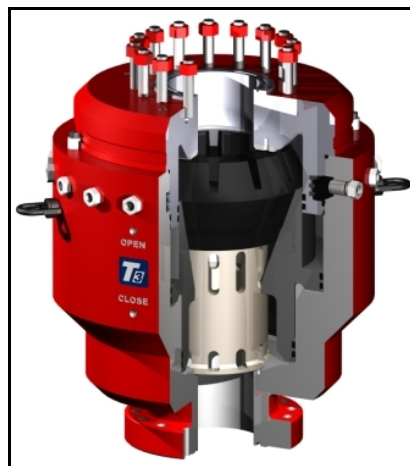


Figura 2-10. Preventor esférico.

El preventor consta en su parte inferior de un elemento empacador de hule sintético (dona), que al operarlo se deforma concéntricamente hacia su parte interior efectuando el cierre alrededor de la tubería. Al abrir la “dona” se contrae y queda en posición de abierto al mismo diámetro de paso de los otros preventores.

2.10 CONEXIONES SUPERFICIALES DE CONTROL

Al seleccionar las conexiones superficiales de control del pozo, se deben considerar factores tales como las presiones de la formación y en la superficie, métodos de control de pozos que serán empleados, situación ambiental del pozo, corrosividad, volúmenes, toxicidad y abrasividad de los fluidos esperados, como lo especifican las prácticas recomendadas API-RP53.

2.10.1 LÍNEAS DE MATAR

La línea de matar es una de las partes integrales del sistema de control superficial, requerido para llevar a cabo las operaciones de control de pozos, cuando el método normal de control (a través de la flecha o directamente por la tubería) no puede ser empleado.

La línea de matar conecta las bombas de lodo del equipo, con una de las salidas laterales del carrete de control o de los preventores. La conexión de la línea de matar al arreglo de preventores, dependerá de la configuración parcial que tengan, pero debe localizarse de tal manera que se pueda bombear fluido debajo de un preventor de arietes, que posiblemente sea el que se cierre.

Sólo en caso de extrema urgencia, la línea de matar podrá conectarse a las salidas laterales del cabezal o carrete de TR o debajo de un preventor de arietes para tubería que se encuentre más abajo en el arreglo. Para rangos de presión de trabajo mayores de 5000 [lb/pg²], se instalará una línea de matar remota (a una distancia considerable) para permitir el uso de una bomba de alta presión, si las bombas del equipo se vuelven inaccesibles o inoperantes.

2.10.2 MÚLTIPLE Y LÍNEAS DE ESTRANGULACIÓN

El múltiple de estrangulación está formado por válvulas, cruces y T's de flujo, estranguladores y líneas. Se diseñan para controlar el flujo de lodo y los fluidos invasores durante el proceso de control de un pozo.

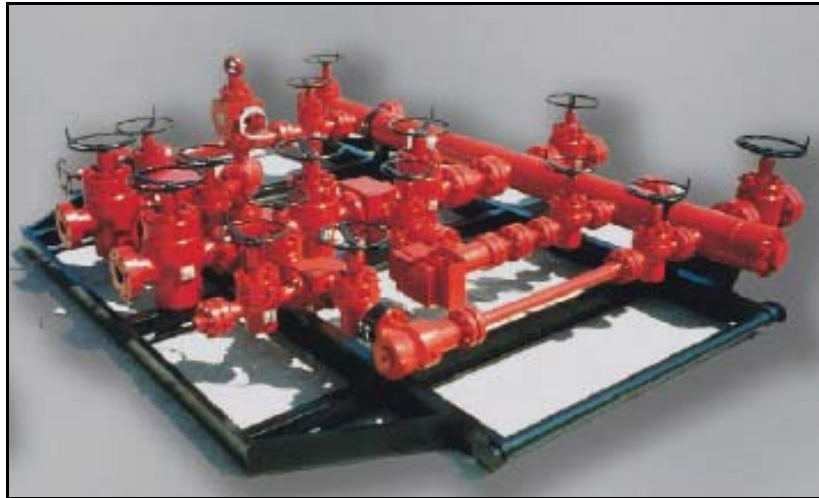


Figura 2-11. Múltiple de estrangulación típico.

En un sistema de control superficial está conectado al arreglo de preventores a través de líneas metálicas que proporcionan alternativas a la dirección del flujo o permiten que éste (por medio de las válvulas) sea confinado totalmente.

La estandarización y aceptación de los múltiples de estrangulación están reglamentados por la Norma API 16C y por las prácticas recomendadas API RP-53. El diseño del múltiple de estrangulación debe considerar varios factores que deberán tenerse en cuenta, siendo estos:

- Primero se debe establecer la presión de trabajo que al igual que el arreglo de preventores, estará en función de la presión máxima superficial que se espera manejar, así como de las presiones anticipadas de la formación.
- El o los métodos de control del pozo a usar para incluir el equipo necesario.
- El entorno ecológico que rodea al pozo.

También es importante tomar en cuenta la composición, abrasividad y toxicidad de los fluidos congénitos y el volumen por manejar.

2.11 ESTRANGULADORES AJUSTABLES

Los estranguladores ajustables son accesorios diseñados para restringir el paso de fluidos en las operaciones de control, generando con esto una contra presión en la tubería de revestimiento, con el fin de mantener la presión de fondo igual o ligeramente mayor a la del yacimiento, lo que facilita la correcta aplicación de los métodos de control.

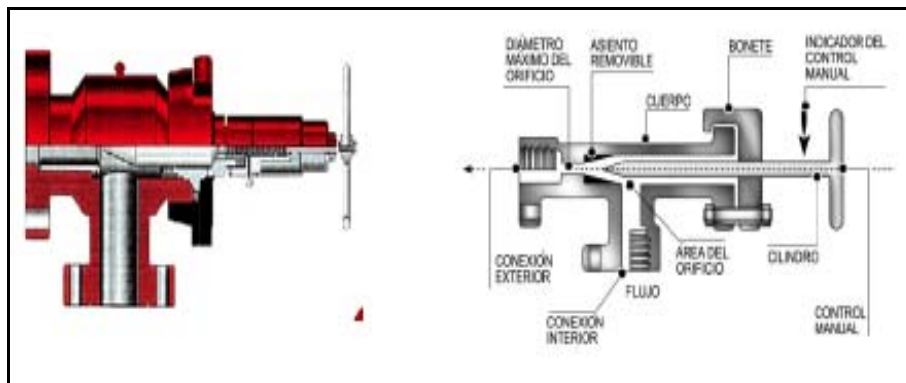


Figura 2-12. Estranguladores ajustables.

La norma API-16C recomienda que se debe disponer de dos estranguladores ajustables manuales y uno hidráulico en pozos terrestres. En los pozos marinos se recomienda utilizar un estrangulador hidráulico adicional. Los métodos vigentes de control de pozos se basan en mantener una presión de fondo constante que equilibre la presión de formación, y están en función de las variables siguientes:

- Gasto y presión de bombeo.
- Columna hidrostática en el espacio anular.
- Contra presión ejercida en el sistema.

Por lo que para cumplir con la condición de equilibrio de presión se recurre a las variables señaladas siendo la más sencilla y práctica la contrapresión ejercida, la cual se controla

con el estrangulador ajustable. Es decir, que en vez de variar el gasto, la presión de bombeo o la densidad del fluido de perforación, resulta más fácil estar variando el diámetro del estrangulador para mantener la presión de fondo constante durante la operación de control.

2.12 ESTRANGULADOR HIDRÁULICO

Su diseño consta de entrada y salida bridadas. En función a su rango de trabajo, es instalado en el múltiple de estrangulación y se opera por medio de una consola de control remoto.

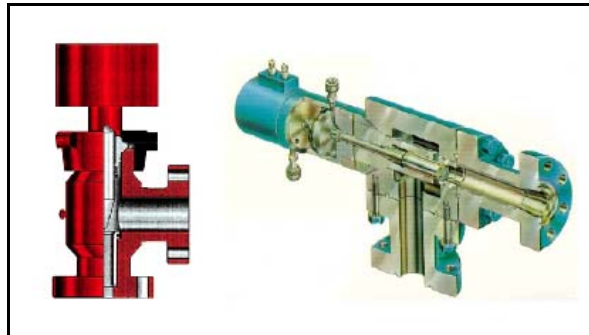


Figura 2-13. Estranguladores hidráulicos variables.

Algunas ventajas adicionales en comparación con un estrangulador ajustable manual son:

1. La velocidad de cierre y apertura, así como las opciones del diámetro del orificio.
2. Cuando se obstruye por pedacerías de hule, formación y/o fierro, se facilita su apertura hasta el diámetro máximo rápidamente, puede cerrarse posteriormente sin suspender la operación de control.

2.13 CONSOLAS DE CONTROL REMOTO

Son unidades auxiliares cuya función es accionar el estrangulador hidráulico por medio de una palanca que regula el cierre y apertura del mismo, siendo registrada en la carátula que muestra la posición del estrangulador.



Figura 2-14. Consola de control remoto.

Cuenta además con manómetros que señalan las presiones en TP y TR así como un contador de emboladas por minuto que indica la velocidad de la bomba. Las señales son enviadas por un transmisor a través de mangueras y los valores se registran en los manómetros de la consola. Son instaladas en el lugar donde se observe totalmente el escenario durante el control del pozo.

2.14 VÁLVULAS DE CONTROL

Las normas API y reglamentos internacionales establecen que los equipos de perforación deben estar dotados de las siguientes válvulas:

- Válvulas de las flechas.
- Válvulas del piso de perforación.
- Preventor interior.
- Válvulas de compuerta.

2.14.1 VÁLVULAS DE LAS FLECHAS

VÁLVULA MACHO SUPERIOR: Se instalara entre el extremo superior de esta y la unión giratoria. Debe ser de una presión de trabajo igual a la del conjunto de preventores.

VÁLVULA INFERIOR DE LA FLECHA: Se instalara en el extremo inferior de la flecha y el sustituto de enlace debe ser de igual presión de trabajo que la superior y pasar libremente a través de los preventores.

2.14.2 VÁLVULAS EN EL PISO DE PERFORACIÓN

Se debe disponer de una válvula de seguridad en posición abierta en cada tipo y medida de rosca que se tenga en la sarta de perforación, de una presión de trabajo similar a la del conjunto de preventores instalado. Estas válvulas deben ubicarse en un sitio exclusivo y de fácil acceso para la cuadrilla en el piso de perforación. Para el caso de los lastra barrenas se pueden utilizar combinaciones en la parte inferior de las válvulas. Se debe tener cuidado de no utilizar tapones de levante u otros accesorios en la parte superior de la válvula, ya que restringe el paso del fluido, dificultando ampliamente su instalación cuando se tiene flujo por la tubería de perforación.



Figura 2-15. Válvula en el piso de perforación.

2.14.3 PREVENTOR INTERIOR O VÁLVULA DE CONTRAPRESIÓN

Se establece que se debe disponer de un preventor interior (válvula de contrapresión) para tubería de perforación por cada tipo de rosca que se tenga en la sarta y del mismo rango de presión de trabajo del conjunto de preventores.

Para este caso, será suficiente con una válvula de este tipo por cada rosca de la tubería de perforación en uso, siempre y cuando todas las válvulas de seguridad tengan en la

parte superior, una conexión similar a la de la tubería; ya que al presentarse un brote pueda instalarse en la tubería de perforación, ya sea la válvula de seguridad o el preventor interior.

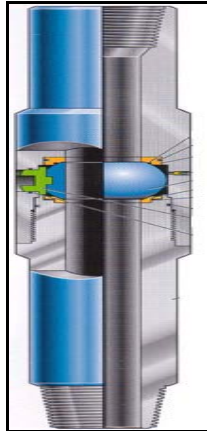


Figura 2-16. Preventor interior.

El preventor interior o válvula de contrapresión de caída o anclaje, básicamente está constituido por la válvula de retención y sustituto de fijación, el cual se puede instalar en el extremo inferior o superior de la herramienta (aparejo de fondo).

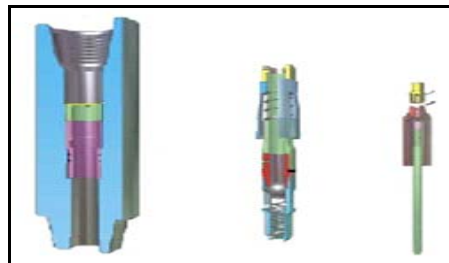


Figura 2-17. Preventor de caída.

La válvula de retención se lanza por el interior de la tubería de perforación y se hace descender bombeando el fluido de perforación. Hasta llegar al dispositivo de fijación instalado; la válvula ancla y empaqa cuando se ejerce la presión del pozo, evitando flujo de fluido por el interior de la tubería de perforación.

Otro tipo de preventores interiores son los conocidos como válvulas de contrapresión tipo charnela y pistón; su utilización es recomendable en la sarta de

perforación porque permite el manejo de obturantes e inclusive la colocación de tapones.



Figura 2-18. Válvulas tipo charnela.

2.14.4 VÁLVULAS DE COMPUERTA

Las válvulas de compuerta son parte esencial del equipo de control superficial y se localizan en los múltiples del tubo vertical y de estrangulación; en las líneas de matar y estrangular principalmente. También se localizan en los diferentes cabezales de tuberías de revestimiento conforme avance la perforación del pozo.

Deben considerarse factores tales como: presiones anticipadas de la formación y en la superficie, método de control a usarse, situación ambiental del pozo; corrosividad, volumen, toxicidad y abrasividad de los fluidos.



Figura 2-19. Válvulas de compuerta.

Existen tres tipos de válvulas de compuerta:

- De sellos flotantes.
- De equilibrio de presiones.
- De acuñamiento.

2.15 SISTEMA DESVIADOR DE FLUJO (DIVERTERS)

El sistema desviador de flujo se utiliza como un medio de control del pozo, ya que proporciona un determinado grado de protección antes de que se corra y cimente la tubería de revestimiento superficial sobre la que se instalarán los preventores.



Figura 2-20. Sistema desviador de flujo.

Las prácticas recomendadas API RP-53 establecen los criterios para seleccionar, instalar y operar los equipos de sistemas desviadores de flujo (diverters).

Un desviador de flujo puede cerrar sobre la flecha, tubería de perforación, tubería de revestimiento o lastra barrenas, y no está diseñado para hacer un cierre completo del pozo o parar el flujo, sino más bien desviarlo abriendo simultáneamente las válvulas de las líneas de desfogue, derivando el flujo de formaciones someras hacia sitios alejados del equipo de perforación y del personal, evitando así el fracturamiento de las formaciones, con el consecuente riesgo de comunicarse a la superficie por fuera de la tubería conductora, poniendo en peligro a la cuadrilla y a las instalaciones de perforación.

Cuando se inicia la perforación de un pozo terrestre, se introduce y cementa una TR conductora a poca profundidad. En el caso de pozos en plataformas costa afuera, por lo general se instala una TR conductora de gran diámetro por debajo del fondo (lecho) marino.

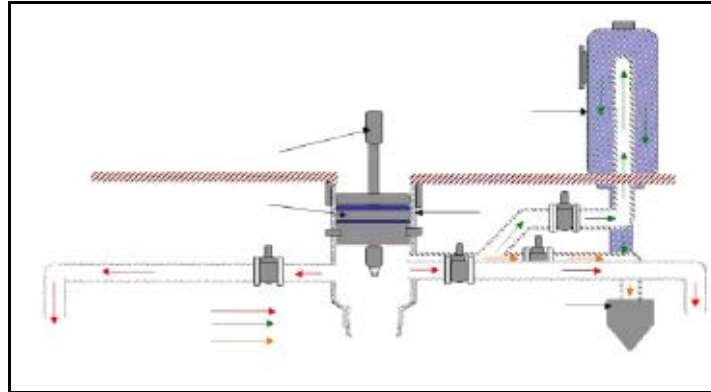


Figura 2-21. Esquema de instalación del desviador de flujo.

El sistema desviador de flujo se instala sobre la tubería conductora o estructural. Básicamente, consiste de un preventor anular (esférico) o cabeza giratoria con el diámetro interior suficiente que permita pasar la barrena para perforar la siguiente etapa. Debajo del desviador deberán instalarse líneas de desfogues de diámetro adecuado y de una longitud suficiente para dirigir los flujos provenientes del pozo lejos de la unidad de perforación.

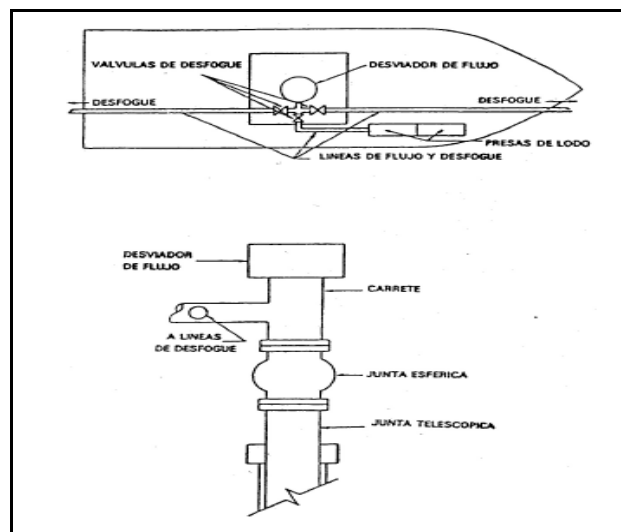


Figura 2-22. Desviador de flujo en una unidad flotante

Las válvulas instaladas en las líneas de ventea deberán ser de paso completo y abrir automáticamente en cuanto se cierre el desviador de flujo.

2.16 EQUIPOS PARA LA DETECCIÓN TEMPRANA DE INFLUJOS²

Existen equipos mínimos requeridos para la detección temprana de influjos (detectores primarios):

- Medidor de nivel de fluido en las presas (totalizador de volumen, PVT).
- Indicador del flujo del espacio anular (medidor de flujo diferencial).
- Tanque de viajes.
- Detectores de gas.
- Equipo complementario (detector secundario), para confirmación del brote o detección tardía.

2.16.1 SISTEMA PVT

Monitoriza y registra el volumen total de fluido en las presas y su variación.

COMPONENTES

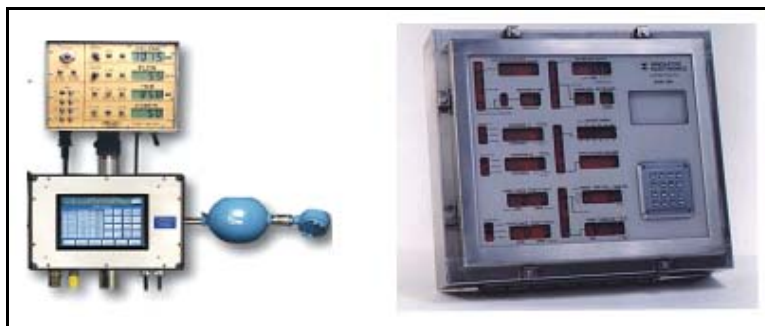


Figura 2-23. Componentes del sistema PVT.

- Flotadores y potenciómetros que miden el nivel de fluido en las presas y envían señal eléctrica proporcional.

- Totalizador electrónico que registra y muestra el volumen total y los cambios de volumen.
- Sistema de alarmas audio visuales.

2.16.2 INDICADORES DE FLUJO EN EL ESPACIO ANULAR (LÍNEA DE FLOTE)

Tiene la función de detectar los cambios en el flujo que retorna del pozo.

COMPONENTES

- Sensor electromecánico.
- Registrador electrónico.
- Grabadora (opcional).

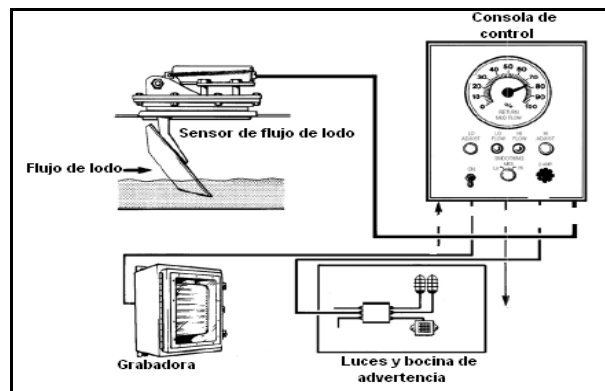


Figura 2-24. Sistema PVT con indicador de flujo

2.16.3 TANQUE DE VIAJES

Es un dispositivo que mide el desplazamiento de los tubulares entrando y saliendo del pozo para la detección temprana de flujos imprevistos en el pozo.

COMPONENTES

- Tanque de volumen conocido y calibrado (comúnmente de 30 a 50 [Bls]).
- Sistema de medición o calibración sensible.
- Bomba de centrifuga con motor eléctrico para llenar el pozo.

- Líneas de llenado y de descarga.
- Línea de sobre flujo saliendo de la línea de retorno del anular (línea de flote).

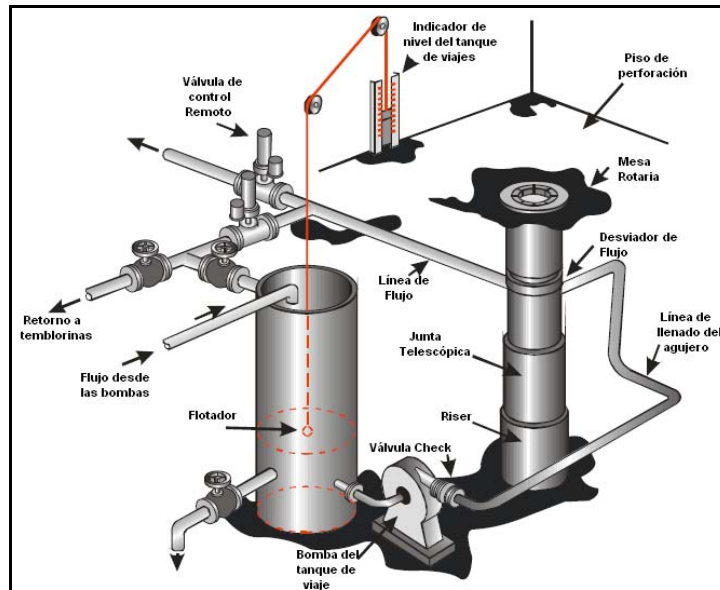


Figura 2-25. Esquema de los componentes del tanque de viajes

2.16.4 DETECTOR DE GAS



Figura 2-26. Principales sensores detectores de gas.

COMPONENTES

- Trampa de gas. Se ubica por lo general en las cajas de la temblorinas.

- Analizador de gas. Reporta el contenido de gas en unidades de gas o en porcentaje.
- Líneas de conducción. Transportan el gas desde la trampa hasta el analizador.
- Registrador. Muestra el valor del gas reportado por el analizador.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Petróleos Mexicanos, Gerencia de Tecnología Subdirección de Perforación y Mantenimiento de Pozos. **Estandarización de Conexiones Superficiales de Control (Manual de referencia)** D. R. 2003.
 2. Petróleos Mexicanos PEP-UPMP. **Programa de Acreditación en Control de Pozos**, Wellcap.
-

CAPÍTULO 3

ANÁLISIS DE LA HIDRÁULICA DE POZOS

3.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo, se estudiarán los efectos combinados de las presiones que interactúan en un pozo, durante el control de cualquier fluido ajeno al pozo. Para ilustrar al lector cual es la forma de aplicar el concepto de la presión a condiciones dinámicas durante el control de pozos con entrada de gas, en este capítulo se mostrará como es el efecto de la presión en el pozo por efectos hidráulicos, gravitacionales y con entrada de gas al sistema y su impacto en la presión de fractura.

Para lo siguiente partimos de la siguiente suposición:

$$\Delta P \text{ Hidráulica} + \Delta P \text{ Gravitacional} + \text{Entrada de Gas} < \text{Presión de Formación}$$

Las consideraciones para el desarrollo de este análisis, requieren plantear las siguientes consideraciones:

- Pozo vertical.
- Efectos de caídas de presión en el agujero se consideran homogéneas.
- Entrada de gas metano.
- Fluido de control incompresible.
- Flujo laminar ascendente en tubos circulares concéntricos.
- Sarta de perforación sin movimientos reciprocantes.

3.2 MODELOS REOLÓGICOS^{1,2}

Los modelos reológicos, figura 3-1, ayudan a predecir el comportamiento de los fluidos sobre una amplia escala de velocidades de corte.

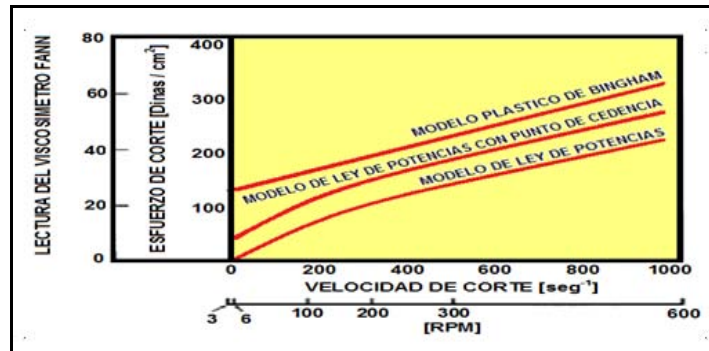


Figura 3-1. Comportamiento de los modelos reológicos.

La mayoría de los fluidos de perforación son fluidos pseudoplásticos no-newtonianos. El modelo de ley de potencias con punto de cedencia es el que mejor caracteriza a los fluidos de perforación.

La elección del modelo depende del comportamiento gráfico que tenga el fluido de perforación.

Al tener la sarta estática, sin presentar rotación ni movimientos recíprocos, los métodos más comunes para estas consideraciones son los siguientes:

- Modelo de Bingham.
- Modelo de Ley de Potencias.
- Modelo de Ley de Potencias con Punto de Cedencia.

3.2.1 MODELO DE BINGHAM

El modelo de Bingham describe el flujo por medio de la ecuación:

$$\tau = \tau_Y + (\mu_P \times \gamma) \quad \text{Ec. 3.1}$$

$$\mu_P = \theta_{600} - \theta_{300} \quad \text{Ec. 3.2}$$

$$\tau_Y = PC = \theta_{300} - \mu_P \quad \text{Ec. 3.3}$$

Donde:

- τ : Esfuerzo de corte, [lb / 100pies²]
- τ_y : Esfuerzo de corte a la velocidad de corte más baja, [lb/100pies²]
- μ_p : Viscosidad plástica, [cP]
- γ : Velocidad de corte [seg⁻¹]
- θ_{600} : Lectura del viscosímetro Fann a 600 [rpm]
- θ_{300} : Lectura del viscosímetro Fann a 300 [rpm]

3.2.2 MODELO DE LEY DE POTENCIAS

Las ecuaciones generales para calcular el esfuerzo de corte, el índice de consistencia y el índice de flujo son:

$$\tau = K \times \gamma^n \quad \text{Ec. 3.4}$$

$$K = \frac{510 \times \theta_{300}}{511^n} \quad \text{Ec. 3.5}$$

$$n = 3.32 \times \log \left(\frac{\theta_{600}}{\theta_{300}} \right) \quad \text{Ec. 3.6}$$

Donde:

- τ : Esfuerzo de corte, [lb/100pies²]
- K: Índice de consistencia, [cP]
- γ : Velocidad de corte [seg⁻¹]
- n: Índice de flujo, [Adimensional]
- θ_{300} : Lectura del viscosímetro Fann a 300 [rpm]
- θ_{600} : Lectura del viscosímetro Fann a 600 [rpm]

3.2.3 MODELO DE LEY DE POTENCIAS CON PUNTO DE CEDENCIA

Debido a que la mayoría de los fluidos de perforación presentan esfuerzo cortante, este modelo describe el comportamiento reológico de los lodos de perforación con mayor exactitud que ningún otro modelo.

$$\tau = (K \times \gamma^n) + \tau_y \quad \text{Ec. 3.7}$$

$$n = 3.32 \times \log \left(\frac{\theta_{600} - \theta_0}{\theta_{300} - \theta_0} \right) \quad \text{Ec. 3.8}$$

$$K = \frac{510 \times (\theta_{300} - \theta_0)}{511^n} \quad \text{Ec. 3.9}$$

Donde:

- τ : Esfuerzo de corte, [lb/100pies²]
- τ_γ : Esfuerzo de corte a la velocidad de corte más baja, [lb/100pies²]
- K: Índice de consistencia, [cP]
- γ : Velocidad de corte [seg⁻¹]
- n: Índice de flujo, [Adimensional]
- θ_{300} : Lectura del viscosímetro Fann a 300 [rpm]
- θ_{600} : Lectura del viscosímetro Fann a 600 [rpm]

EJERCICIO 3.1

En un laboratorio de fluidos de perforación se analizó con un viscosímetro Fann el lodo con el cual se estaba perforando y se registraron los siguientes datos:

N [rpm]	θ
3	6
6	8
100	20
200	30
300	46
600	80

Tabla 3-1. Datos del viscosímetro Fann.

- a) Determinar el modelo reológico
- b) Elaborar una gráfica con sus resultados

SOLUCIÓN

Para determinar el modelo reológico, primero, convertiremos las unidades de la tabla 3-1.

$$\tau = 5.1109 \times \theta = 5.1109 \times \theta_3 = 30.665 [\text{dinas} / \text{cm}^2]$$

$$\gamma = 1.703 \times N = 1.703 \times 3 = 5.109 [\text{seg}^{-1}]$$

γ [seg-1]	τ [Dinas / cm2]
5.109	30.665
10.218	40.887
170.300	102.218
340.600	153.327
510.900	253.101
1021.800	405.872

Tabla 3-2. Resultados de la conversión de unidades.

El siguiente paso es, realizar una grafica con los datos obtenidos y observar cual es el comportamiento del fluido de perforación. De esta manera podemos determinar cuál es el modelo reológico que debemos aplicar para dicho fluido.

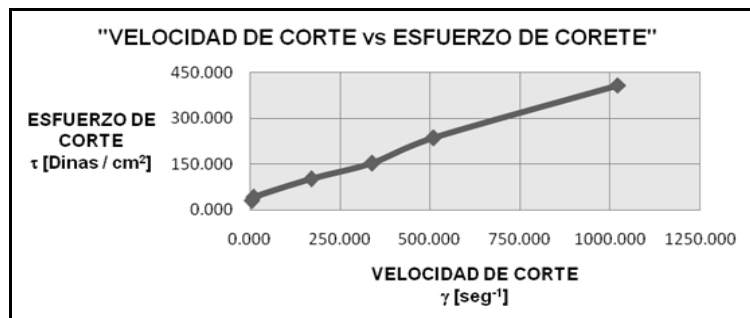


Figura 3-2. Grafica de los resultados de la conversión de unidades.

Al observar el comportamiento grafico del fluido de perforación, podemos determinar que el modelo reológico es:

“MODELO PLÁSTICO DE BINGHAM”

Una vez que conocemos el comportamiento reológico del fluido de perforación, aplicamos el modelo a nuestros datos.

$$\mu_P = \theta_{600} - \theta_{300} = 80 - 46 = 34 \text{ [cP]}$$

$$\tau_Y = PC = \theta_{300} - \mu_P = 46 - 34 = 12 \text{ [lb/100pies}^2\text{]}$$

$$\tau = \tau_Y + (\mu_P \times \gamma) = 12 + (34 \times 5.109) = 185.706 \text{ [lb / 100 pies}^2\text{]}$$

τ [lb/100pies ²]
185.706
359.412
5802.200
11592.400
17382.600
34753.200

Tabla 3-3. Resultados del modelo plástico de Bingham.

Finalmente realizamos un grafica con los datos obtenidos, figura 3-3.

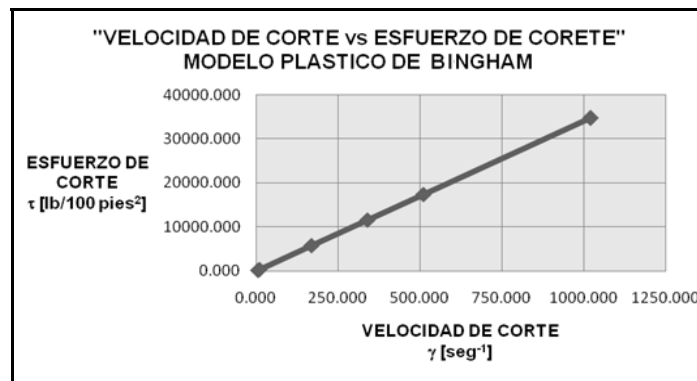


Figura 3-3. Resultados del modelo plástico de Bingham.

3.3 CAÍDAS DE PRESIÓN EN UN SISTEMA

La caída de presión, ΔP , es proporcional al gasto del flujo y a diversos términos relacionados con la geometría de un sistema dado y con las propiedades de los fluidos. Aspectos geométricos como el diámetro y la longitud. Propiedades de los fluidos como la densidad.

En un sistema de circulación de fluido de perforación las caídas o pérdidas de presión, ΔP , se manifiestan desde la descarga de la bomba hasta la línea de flote. En la práctica se tienen cuatro elementos en los cuales se consideran las pérdidas de presión en el sistema, estos son:

- Equipo superficial.
- Interior de tuberías.
- A través de las toberas de la barrena.
- Espacio anular.

Las pérdidas de presión dependen principalmente de las propiedades reológicas del lodo, la geometría del agujero y los diámetros de la sarta de perforación.³

3.3.1 CAÍDAS DE PRESIÓN POR FRICCIÓN^{4,5}

Todos los programas o simuladores de hidráulica empiezan calculando las caídas de presión en las diferentes partes del sistema circulatorio. Las caídas de presión en:

- Las conexiones superficiales.
- Dentro y alrededor de la tubería.
- Dentro y alrededor de los lastra barrenas.
- En la barrena.

A estas caídas de presión, excepto la caída de presión en la barrena, se les conoce como presiones parasitas, P_p .

Sea un sistema de circulación de un pozo, figura 3-4.

Para dicho sistema, considerar un gasto, Q , de un fluido de perforación dado y una potencia de la bomba igual al producto del gasto, Q , y la presión de la bomba, P_b . La caída de presión, ΔP , por fricción del sistema se obtiene de la siguiente forma, figura 3-5:

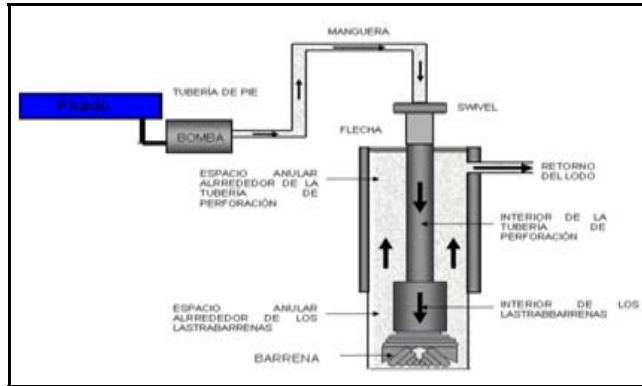


Figura 3-4. Sistema de circulación de un pozo.

$$\Delta P_b = \Delta P_s + \Delta P_{TP} + \Delta P_{LB} + \Delta P_{Bna} + \Delta P_{EA} \tag{Ec. 3.10a}$$

Al ordenar la ecuación anterior de la siguiente manera, podemos observar las llamadas “presiones parasitas”, ΔP_P , estas se encuentran a la derecha de la caída de presión en la barrena.

$$\Delta P_b = \Delta P_{Bna} + (\Delta P_s + \Delta P_{TP} + \Delta P_{LB} + \Delta P_{EA}) \tag{Ec. 3.10b}$$

Por lo tanto podemos transcribir la ecuación de la siguiente manera:

$$P_b = \Delta P_{Bna} + \Delta P_C \tag{Ec. 3.10c}$$

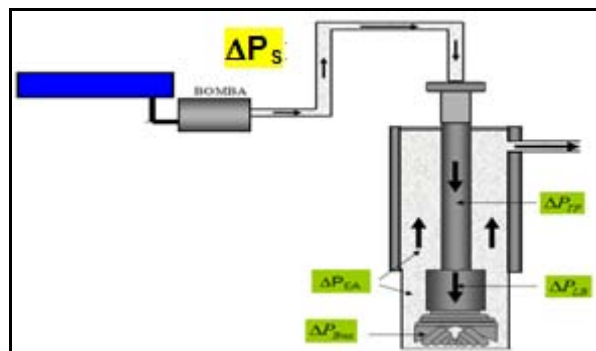


Figura 3-5. Caídas de presión de un sistema.

Donde:

- P_s : Presión superficial de bombeo, [psi]

- ΔP_S : Caída de presión por fricción en las conexiones superficiales, [psi]
- ΔP_{TP} : Caída de presión por fricción en el interior de la tubería de perforación, [psi]
- ΔP_{LB} : Caída de presión por fricción en el interior de los lastra barrena, [psi]
- ΔP_{Bna} : Caídas de presión por fricción en el interior de la barrena, [psi]
- ΔP_{EA} : Caídas de presión por fricción en el espacio anular, [psi]
- ΔP_P : Caídas de presión por fricción parasitas, [psi]

Para ΔP_{EA} se consideran, entre otros, los siguientes espacios:

- Espacio anular entre el agujero y los lastra barrena, $\Delta P_{EA(AG_LB)}$
- Espacio anular entre el agujero y la tubería de perforación, $\Delta P_{EA(AG_TP)}$
- Espacio anular entre la tubería de perforación y la tubería de revestimiento, $\Delta P_{EA(TR_TP)}$

Por lo tanto, la caída de presión por fricción en el espacio anular se obtiene de la siguiente forma:

$$\Delta P_{EA} = \Delta P_{EA(AG_LB)} + \Delta P_{EA(AG_TP)} + \Delta P_{EA(TR_TP)} \quad \text{Ec. 3.11}$$

Al obtener las caídas de presión por fricción durante las operaciones de cementación y perforación, podemos determinar algunos parámetros como son:

- La densidad equivalente de circulación, DEC.
- El programa hidráulico del pozo.
- Presiones superficiales y de fondo, en las operaciones de control de pozos.

Durante las operaciones de bombeo se pueden obtener dos regímenes de flujo:

- Flujo laminar.
- Flujo turbulento.

El régimen de flujo lo obtendremos a partir del número de Reynolds.

A altas velocidades de corte, las caídas de presión dependen de tres principales factores:

- Geometría.
- Velocidad.
- Densidad.

3.3.1.1 CAÍDA DE PRESIÓN POR FRICCIÓN EN LAS CONEXIONES SUPERFICIALES

Las conexiones superficiales consideradas en el análisis de las caídas de presión son la tubería de pie (Stand Pipe), la manguera (Hose), el cuello de ganso, el tubo lavador de la unión giratoria (Swivel), y la flecha.

Generalmente estas caídas de presión por fricción se determinan considerando una constante, E, que representa una longitud y diámetro equivalente de la tubería de perforación. Esta constante se determina de acuerdo con cualquiera de las combinaciones del equipo superficial. En la tabla 3-4, se muestran cuatro combinaciones de equipo superficial y cada uno de ellos con su respectiva constante.

Después de haber seleccionado el valor de la constante, E, según el caso de conexiones superficiales del equipo. La Caída de Presión por Fricción en la superficie se determinara a partir de la siguiente ecuación:

$$\Delta P_s = 5.4595 \times E \times \rho_f^{0.8} \times Q^{1.8} \times \mu_p^{0.2} \quad \text{Ec. 3.12}$$

CASO	TUBERIA DE PIE		MANGUERA		UNION GIRATORIA		FLECHA		CONSTANTE
	L [m]	Di [pg]	L [m]	Di [pg]	L [m]	Di [pg]	L [m]	Di [pg]	E [Adimensional]
1	12.192	3.0	13.716	2.0	6.096	2.0	12.192	2.25	0.000250
2	12.192	3.5	16.764	2.5	7.62	2.5	12.192	3.25	0.000096
3	13.716	4.0	16.764	3.0	7.62	2.5	12.192	3.25	0.000053
4	13.716	4.0	16.764	3.0	9.144	3.0	12.192	4.00	0.000042

Tabla 3-4. Diámetro y longitud equivalente.

Donde:

- ΔP_S : Caída de presión por fricción en el equipo superficial, [psi]
- E: Constante superficial, [Adimensional]
- ρ_f : Densidad del fluido de perforación, [gr / cm³]
- Q: Gasto de operación, [gpm]
- μ_p : Viscosidad plástica, [cP]

3.3.1.2 CAÍDAS DE PRESIÓN POR FRICCIÓN EN EL INTERIOR DE LAS TUBERÍAS

Las siguientes ecuaciones aplican para:

- ΔP_{TP} : Caídas de presión por fricción al interior de la tubería de perforación.
- ΔP_{HW} : Caídas de presión por fricción al interior de la tubería pesada o heavy weight.
- ΔP_{DC} : Caídas de presión por fricción al interior de los lastra barrenas o drill collar.

$$v_T = 24.5098 \times \frac{Q}{Di^2} \quad \text{Ec. 3.13}$$

MODELO PLÁSTICO DE BINGHAM

$$N_{Re} = 129.0755 \times \left(\frac{\rho_f \times v_T \times Di}{\mu_p} \right) \quad \text{Ec. 3.14}$$

$$N_{He} = 309614.34 \times \left(\frac{\rho_f \times \tau_y \times Di^2}{\mu_p^2} \right) \quad \text{Ec. 3.15}$$

Si $N_{Re} < N_{CRe}$; Flujo laminar

$$\frac{\Delta P_f}{\Delta L} = \frac{v_T \times \mu_p}{27432 \times Di^2} + \frac{\tau_y}{68.58 \times Di} \quad \text{Ec. 3.16}$$

Si $N_{Re} > N_{CRe}$; Flujo turbulento

$$\frac{\Delta P_f}{\Delta L} = \frac{f \times \rho_f \times v_T^2}{3392.2668 \times Di} \quad \text{Ec. 3.17}$$

$$f = \left(\frac{0.079}{N_{Re}^{0.25}} \right) \quad \text{Ec. 3.18}$$

MODELO DE LEY DE POTENCIAS

$$N_{Re} = \frac{743575.14 \times \rho_f \times \left(\frac{v_T}{60} \right)^{2-n}}{K} \times \left(\frac{0.0416 \times Di}{3 + \frac{1}{n}} \right)^n \quad \text{Ec. 3.19}$$

Si $N_{Re} < N_{CRe}$; Flujo laminar

$$\frac{\Delta P_f}{\Delta L} = \frac{K \times \left(\frac{v_T}{60} \right)^n \times \left(\frac{3 + \frac{1}{n}}{0.0416} \right)^n}{43891.2 \times Di^{1+n}} \quad \text{Ec. 3.20}$$

Si $N_{Re} > N_{CRe}$; Flujo turbulento

$$\frac{\Delta P_f}{\Delta L} = \frac{f \times \rho_f \times v_T^2}{3392.2668 \times Di} \quad \text{Ec. 3.21}$$

MODELO DE LEY DE POTENCIAS CON PUNTO DE CEDENCIA

$$N_{Re} = \frac{\rho_f \times v_T^2}{2.474 \times \theta} \quad \text{Ec. 3.22}$$

$$\theta = \theta_0 + (K \times R^n) \quad \text{Ec. 3.23}$$

$$R = 0.939 \times \left(\frac{G \times v_T}{Di} \right) \quad \text{Ec. 3.24}$$

$$G = \left(\frac{(3 \times n) + 1}{4 \times n} \right) \times 8.13 \times n \times 0.123^{1/n} \quad \text{Ec. 3.25}$$


Si $N_{Re} < 2100$; Flujo laminar

$$\frac{\Delta P_f}{\Delta L} = \frac{\theta}{85.6921 \times Di} \quad \text{Ec. 3.26}$$

Si $N_{Re} < 3200$; Flujo turbulento

$$\frac{\Delta P_f}{\Delta L} = \frac{f \times \rho_f \times v_T^2}{3392.2668 \times Di} \quad \text{Ec. 3.27}$$

Donde:

- N_{Re} : Número de Reynolds, [Adimensional]
- N_{CRe} : Número de crítico de Reynolds, [Adimensional]
- N_{He} : Número de Hedstrom, [Adimensional]
- ρ_f : Densidad del fluido, [gr / cm³]
- v_T : Velocidad en el interior de la tubería, [pies / min]
- Di : Diámetro interior de la tubería, [pg]
- μ_p : Viscosidad plástica, [cP]
- Q : Gasto de operación, [gpm]
- : Caída de presión por fricción, [psi / m]
- τ_y : Esfuerzo de corte a la velocidad de corte más baja, [lb / 100 pies²]
- f : Factor de fricción, [Adimensional]
- K : Índice de consistencia, [cP]
- n : Índice de flujo, [Adimensional]
- θ : Lectura del viscosímetro Fann equivalente
- θ_0 : Lectura del viscosímetro Fann a 0 [rpm]
- R : Velocidad de rotación equivalente
- G : Factor geométrico

3.3.1.3 CAÍDAS DE PRESIÓN POR FRICCIÓN EN EL INTERIOR DE LA BARRENA

$$\Delta P_{Bna} = \frac{Q^2 \times \rho_f}{1303 \times A_t^2} \quad \text{Ec. 3.28}$$

$$A_t = \frac{\pi}{4} \times \left(n \times \left(\frac{Di}{32} \right)^2 \right) \quad \text{Ec. 3.29}$$

Donde:

- ΔP_{Bna} : Caída de presión en la barrena, [psi]
- Q: Gasto de operación, [gpm]
- ρ_f : Densidad del fluido en las toberas de la barrena, [gr/cm³]
- A_t : Área de las toberas de la barrena, [pg²]
- n: Número de toberas
- D_{it} : Diámetro interior de la tobera, [pg]

3.3.1.4 CAÍDAS DE PRESIÓN POR FRICCIÓN EN EL ESPACIO ANULAR

Las siguientes ecuaciones aplican para:

- $\Delta P_{EA(Ag_DC)}$: Caídas de presión por fricción en el espacio anular, entre el agujero y los lastra barrenas.
- $\Delta P_{EA(Ag_HW)}$: Caídas de presión por fricción en el espacio anular, entre el agujero y la tubería pesada.
- $\Delta P_{EA(Ag_TP)}$: Caídas de presión por fricción en el espacio anular, entre el agujero y la tubería de perforación.
- $\Delta P_{EA(TR_TP)}$: Caídas de presión por fricción en el espacio anular, entre la tubería de revestimiento y la tubería de perforación.

$$v_{EA} = 24.5098 \times \frac{Q}{(D_2^2 - D_1^2)} \quad \text{Ec. 3.30}$$

MODELO PLÁSTICO DE BINGHAM

$$N_{Re} = 105.2911 \times \left(\frac{\rho_f \times v_{EA} \times (D_2 - D_1)}{\mu_p} \right) \quad \text{Ec. 3.31}$$

$$N_{He} = 206131.38 \times \left(\frac{\rho_f \times \tau_y \times (D_2 - D_1)^2}{\mu_p^2} \right) \quad \text{Ec. 3.32}$$

Si $N_{Re} < N_{CRe}$; Flujo laminar

$$\frac{\Delta P_f}{\Delta L} = \frac{v_{EA} \times \mu_p}{18288 \times (D_2 - D_1)^2} + \frac{\tau_Y}{60.96 \times (D_2 - D_1)} \quad \text{Ec. 3.33}$$

Si $N_{Re} > N_{CRe}$; Flujo turbulento

$$\frac{\Delta P_f}{\Delta L} = \left(\frac{f \times \rho_f \times v_{EA}^2}{2774.2957 \times (D_2 - D_1)} \right) \quad \text{Ec. 3.34}$$

MODELO DE LEY DE POTENCIAS

$$N_{Re} = \frac{9096486 \times \rho_f \times \left(\frac{v_{EA}}{60}\right)^{2-n}}{K} \times \left(\frac{0.0208 \times (D_2 - D_1)}{2 + \frac{1}{n}} \right)^n \quad \text{Ec. 3.35}$$

Si $N_{Re} < N_{CRe}$; Flujo laminar

$$\frac{\Delta P_f}{\Delta L} = \frac{K \times \left(\frac{v_{EA}}{60}\right)^n \times \left(\frac{2 + \frac{1}{n}}{0.0208}\right)^n}{43891.2 \times (D_2 - D_1)^{1+n}} \quad \text{Ec. 3.36}$$

Si $N_{Re} > N_{CRe}$; Flujo turbulento

$$\frac{\Delta P_f}{\Delta L} = \frac{f \times \rho_f \times v_{EA}^2}{2774.2957 \times (D_2 - D_1)} \quad \text{Ec. 3.37}$$

MODELO DE LEY DE POTENCIAS CON PUNTO DE CEDENCIA

$$R = 0.939 \times \left(\frac{G \times v_{EA}}{D_2 - D_1} \right) \quad \text{Ec. 3.38}$$

$$G = \left(\frac{[(3-c) \times n] + 1}{(4-c) \times n} \right) \times \left(1 + \frac{c}{2} \right) \times 8.13 \times n \times 0.123^{1/n} \quad \text{Ec. 3.39}$$

$$c = 1 - (1 - \alpha^X)^{1/X} \quad \text{Ec. 3.40}$$

$$\alpha = \frac{D_1}{D_2} \quad \text{Ec. 3.41}$$

$$X = 0.37 \times n^{-0.14} \quad \text{Ec. 3.42}$$

Si $N_{Re} < 2100$; Flujo laminar

$$\frac{\Delta P_f}{\Delta L} = \frac{\theta}{85.6921 \times (D_2 - D_1)} \quad \text{Ec.3.43}$$

Si $N_{Re} > 3200$; Flujo turbulento

$$\frac{\Delta P_f}{\Delta L} = \frac{f \times \rho_f \times v_{EA}^2}{2774.2957 \times (D_2 - D_1)} \quad \text{Ec. 3.44}$$

Donde:

- N_{Re} : Número de Reynolds, [Adimensional]
- N_{Cre} : Número crítico de Reynolds, [Adimensional]
- N_{He} : Número de Hedstrom, [Adimensional]
- ρ_f : Densidad del fluido, [gr / cm^3]
- v_T : Velocidad en el interior de la tubería, [pies / min]
- v_{EA} : Velocidad en el espacio anular, [pies / min]
- D_i : Diámetro interior de la tubería, [pg]
- μ_p : Viscosidad plástica, [cP]
- Q : Gasto de operación, [gpm]
- $\frac{\Delta P_f}{\Delta L}$: Caída de presión por fricción, [psi / m]
- τ_y : Esfuerzo de corte a la velocidad de corte más baja, [$\text{lb} / 100 \text{pies}^2$]
- f : Factor de fricción, [Adimensional]
- K : Índice de consistencia, [cP]
- n : Índice de flujo, [Adimensional]

- θ : Lectura del viscosímetro Fann equivalente
- R: Velocidad de rotación equivalente
- G: Factor geométrico
- D_2 : Diámetro mayor en el espacio anular, [pg]
- D_1 : Diámetro menor en el espacio anular, [pg]

EJERCICIO 3.2

Considerando los resultados obtenidos en el ejercicio 3.1 y el caso 3 de la tabla 3-4, calcular las caídas de presión por fricción en cada una de las secciones del sistema de circulación. Se cuenta con la siguiente información:

TABLA DE DATOS	
DATOS DEL FLUIDO DE PERFORACION	$\rho_f = 2.0 \text{ [gr/cm}^3\text{]}$
DATOS DE OPERACIÓN	$Q = 500 \text{ [rpm]}$ $P_b = 3000 \text{ [psi]}$
DATOS DE LA BARRENA	$D_{bna} = 12.25 \text{ [pg]}$ Toberas: 1 - 14/32 [pg] 6 - 13/32 [pg]
DATOS DE LA SARTA DE PERFORACION	DC 8x3 [pg] 98 [m] HW 5x3 [pg] 108 [m] TP 5", $D_{ITP} = 4.276 \text{ [pg]}$

Tabla 3-5. Tabla de datos.

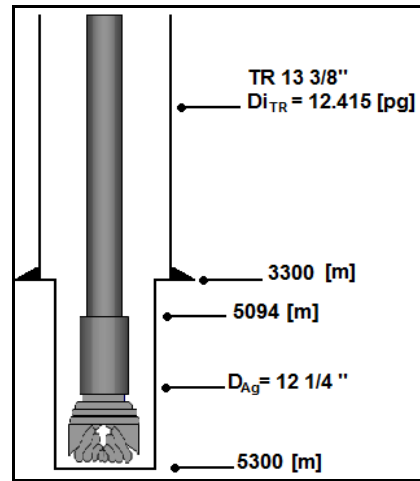


Figura 3-6. Estado mecánico.

SOLUCIÓN

Sabemos que se trata de un fluido que se comporta similar al modelo plástico de Bingham.

Calculamos la caída de presión en el equipo superficial

$$\Delta P_s = 5.4595 \times E \times \rho_f^{0.8} \times Q^{1.8} \times \mu_p^{0.2} = 5.4595 \times 0.000053 \times 2^{0.8} \times 500^{1.8} \times 34^{0.2} = 73.5689 \text{ [psi]}$$

Calculamos la caída de presión en el interior de la tubería de perforación

$$v_{TP} = 24.5098 \times \frac{Q}{Di_{TP}^2} = 24.5098 \times \frac{500}{4.276^2} = 670.2462 \text{ [pies / min]}$$

$$N_{Re} = 129.0755 \times \left(\frac{\rho_f \times v_{TP} \times Di_{TP}}{\mu_p} \right) = 129.0755 \times \left(\frac{2 \times 670.2462 \times 4.276}{34} \right) = 21760.4038$$

$$N_{He} = 309614.34 \times \left(\frac{\rho_f \times \tau_y \times Di_{TP}^2}{\mu_p^2} \right) = 309614.34 \times \left(\frac{2 \times 12 \times 4.276^2}{34^2} \right) = 117530.3063$$

De la figura D-1; $N_{CRe} = 7000$

$N_{Re} > N_{CRe}$. Por lo tanto se trata de flujo turbulento.

$$f = \left(\frac{0.079}{N_{Re}^{0.25}} \right) = \left(\frac{0.079}{21760.4038^{0.25}} \right) = 0.0065$$

$$\frac{\Delta P_{TP}}{\Delta L_{TP}} = \frac{f \times \rho_f \times v_{TP}^2}{3392.2668 \times Di_{TP}} = \frac{0.0065 \times 2 \times 670.2462^2}{3392.2668 \times 4.276} = 0.4026 \text{ [psi / m]}$$

$$\Delta P_{TP} = \Delta L_{TP} \times 0.4026 = 5094 \times 0.4026 = 2050.8444 \text{ [psi]}$$

Calculamos la caída de presión en el interior de la tubería pesada.

$$v_{HW} = 24.5098 \times \frac{Q}{Di_{HW}^2} = 24.5098 \times \frac{500}{3^2} = 1361.6555 \text{ [pies / min]}$$

$$N_{Re} = 129.0755 \times \left(\frac{\rho_f \times v_{HW} \times Di}{\mu_p} \right) = 129.0755 \times \left(\frac{2 \times 1361.6555 \times 3}{34} \right) = 31015.8290$$

$$N_{He} = 309614.34 \times \left(\frac{\rho_f \times \tau_y \times Di_{HW}^2}{\mu_p^2} \right) = 309614.34 \times \left(\frac{2 \times 12 \times 3^2}{34^2} \right) = 57851.8143$$

De la figura D-1; $N_{CRe} = 5750$

$N_{Re} > N_{CRe}$. Por lo tanto se trata de flujo turbulento.

$$f = \left(\frac{0.079}{N_{Re}^{0.25}} \right) = \left(\frac{0.079}{31015.8290^{0.25}} \right) = 0.0059$$

$$\frac{\Delta P_{HW}}{\Delta L_{HW}} = \frac{f \times \rho_f \times v_{HW}^2}{3392.2668 \times Di_{HW}} = \frac{0.0059 \times 2 \times 1361.6555^2}{3392.2668 \times 3} = 2.1498 \text{ [psi / m]}$$

$$\Delta P_{HW} = \Delta L_{HW} \times 2.1498 = 108 \times 2.1498 = 232.1784 \text{ [psi]}$$

Calculamos la caída de presión en los lastra barrenas.

$$v_{DC} = 24.5098 \times \frac{Q}{Di_{DC}^2} = 24.5098 \times \frac{500}{3^2} = 1361.6555 \text{ [pies / min]}$$

$$N_{Re} = 129.0755 \times \left(\frac{\rho_f \times v_{DC} \times Di_{DC}}{\mu_p} \right) = 129.0755 \times \left(\frac{2 \times 1361.6555 \times 3}{34} \right) = 31015.8290$$

$$N_{He} = 309614.34 \times \left(\frac{\rho_f \times \tau_v \times Di_{DC}^2}{\mu_p^2} \right) = 309614.34 \times \left(\frac{2 \times 12 \times 3^2}{34^2} \right) = 57851.8143$$

De la figura D-1; $N_{CRe} = 5750$

$N_{Re} > N_{CRe}$. Por lo tanto se trata de flujo turbulento.

$$f = \left(\frac{0.079}{N_{Re}^{0.25}} \right) = \left(\frac{0.079}{31015.8290^{0.25}} \right) = 0.0059$$

$$\frac{\Delta P_{DC}}{\Delta L_{DC}} = \frac{f \times \rho_f \times v_{DC}^2}{3392.2668 \times Di_{DC}} = \frac{0.0059 \times 2 \times 1361.6555^2}{3392.2668 \times 3} = 2.1498 \text{ [psi / m]}$$

$$\Delta P_{DC} = \Delta L_{DC} \times 2.1498 = 98 \times 2.1498 = 210.6804 \text{ [psi]}$$

Calculamos la caída de presión en la barrena.

$$A_t = \frac{\pi}{4} \times \left(n \times \left(\frac{Di_t}{32} \right)^2 \right) = \frac{\pi}{4} \left[\left(1 \times \left(\frac{14}{32} \right)^2 \right) + \left(6 \times \left(\frac{13}{32} \right)^2 \right) \right] = 0.9280 \text{ [pg}^2\text{]}$$

$$\Delta P_{Bna} = \frac{Q^2 \times \rho_f}{1303 \times A_t^2} = \frac{500^2 \times 2}{1303 \times 0.9280^2} = 445.5840 \text{ [psi]}$$

Calculamos las caídas de presión en el espacio anular.

ENTRE EL AGUJERO Y LOS LASTRA BARRENA

$$v_{EA(AG_DC)} = 24.5098 \times \frac{Q}{(Di_{AG}^2 - De_{DC}^2)} = 24.5098 \times \frac{500}{(12.250^2 - 8^2)} = 142.3953 \text{ [pies / min]}$$

$$N_{Re} = 105.2911 \times \left(\frac{\rho_f \times v_{EA(AG_DC)} \times (D_{AG} - D_{DC})}{\mu_p} \right) = 105.2911 \times \left(\frac{2 \times 142.3953 \times (12.25 - 8)}{34} \right) = 3748.2394$$

$$N_{He} = 206131 \cdot 38 \times \left(\frac{\rho_f \times \tau_y \times (D_{AG} - D_{DC})^2}{\mu_p^2} \right) = 206131 \cdot 38 \times \left(\frac{2 \times 12 \times (12.25 - 8)^2}{34^2} \right) = 77299 \cdot 2675$$

De la figura D-1; $N_{CRe} = 6000$

$N_{Re} < N_{CRe}$. Por lo tanto se trata de flujo laminar.

$$\frac{\Delta P_{EA(AG-DC)}}{\Delta L_{DC}} = \frac{v_{EA(AG-DC)} \times \mu_p}{18288 \times (D_{AG} - D_{DC})^2} + \frac{\tau_y}{60.96 \times (D_{AG} - D_{DC})} = \frac{142.3953 \times 34}{18288 \times (12.25 - 8)^2} + \frac{12}{60.96 \times (12.25 - 8)} = 0.0609 \text{ [psi/m]}$$

$$\Delta P_{EA(AG-DC)} = \Delta L_{DC} \times 0.0609 = 98 \times 0.0609 = 5.9682 \text{ [psi]}$$

ENTRE EL AGUJERO Y LA TUBERÍA PESADA

$$v_{EA(AG-HW)} = 24.5098 \times \left(\frac{Q}{(Di_{AG}^2 - De_{HW}^2)} \right) = 24.5098 \times \left(\frac{500}{(12.250^2 - 5^2)} \right) = 97.9902 \text{ [pies / min]}$$

$$N_{Re} = 105.2911 \times \left(\frac{\rho_f \times v_{EA(AG-HW)} \times (D_{AG} - D_{HW})}{\mu_p} \right) = 105.2911 \times \left(\frac{2 \times 97.9902 \times (12.25 - 5)}{34} \right) = 4400.1085$$

$$N_{He} = 206131 \cdot 38 \times \left(\frac{\rho_f \times \tau_y \times (D_{AG} - D_{HW})^2}{\mu_p^2} \right) = 206131 \cdot 38 \times \left(\frac{2 \times 12 \times (12.25 - 5)^2}{34^2} \right) = 224943 \cdot 5431$$

De la figura D-1; $N_{CRe} = 9000$

$N_{Re} < N_{CRe}$. Por lo tanto se trata de flujo laminar.

$$\frac{\Delta P_{EA(AG-HW)}}{\Delta L_{HW}} = \frac{v_{EA(AG-HW)} \times \mu_p}{18288 \times (D_{AG} - D_{HW})^2} + \frac{\tau_y}{60.96 \times (D_{AG} - D_{HW})} = \frac{97.9902 \times 34}{18288 \times (12.25 - 5)^2} + \frac{12}{60.96 \times (12.25 - 5)} = 0.0306 \text{ [psi/m]}$$

$$\Delta P_{EA(AG-HW)} = \Delta L_{HW} \times 0.0306 = 108 \times 0.0306 = 3.3048 \text{ [psi]}$$

ENTRE EL AGUJERO Y LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN

$$v_{EA(AG-TP)} = 24.5098 \times \left(\frac{Q}{(Di_{AG}^2 - De_{TP}^2)} \right) = 24.5098 \times \left(\frac{500}{(12.250^2 - 5^2)} \right) = 97.9902 \text{ [pies / min]}$$

$$N_{Re} = 105.2911 \times \left(\frac{\rho_f \times v_{EA(AG-TP)} \times (D_{AG} - D_{TP})}{\mu_p} \right) = 105.2911 \times \left(\frac{2 \times 97.9902 \times (12.25 - 5)}{34} \right) = 4400.1085$$

$$N_{He} = 206131 \cdot 38 \times \left(\frac{\rho_f \times \tau_y \times (D_{AG} - D_{TP})^2}{\mu_p^2} \right) = 206131 \cdot 38 \times \left(\frac{2 \times 12 \times (12.25 - 5)^2}{34^2} \right) = 224943 \cdot 5431$$

De la figura D-1; $N_{\text{CRe}} = 9000$

$N_{\text{Re}} < N_{\text{CRe}}$. Por lo tanto se trata de flujo laminar.

$$\frac{\Delta P_{EA(AG_TP)}}{\Delta L_{EA(AG_TP)}} = \frac{v_{EA(AG_TP)} \times \mu_p}{18288 \times (D_{AG} - D_{TP})^2} + \frac{\tau_y}{60.96 \times (D_{AG} - D_{TP})} = \frac{97.9902 \times 34}{18288 \times (12.25 - 5)^2} + \frac{12}{60.96 \times (12.25 - 5)} = 0.0306 [\text{psi} / \text{m}]$$

$$\Delta P_{EA(AG_TP)} = \Delta L_{TP} \times 0.0306 = (5094. - 3300) \times 0.0306 = 54.8964 [\text{psi}]$$

ENTRE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO Y LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN

$$v_{EA(TR_TP)} = 24.5098 \times \left(\frac{Q}{(D_{iTR}^2 - D_{eTP}^2)} \right) = 24.5098 \times \left(\frac{500}{(12.415^2 - 5^2)} \right) = 94.9019 [\text{pies} / \text{min}]$$

$$N_{\text{Re}} = 105.2911 \times \left(\frac{\rho_f \times v_{EA(TR_TP)} \times (D_{TR} - D_{TP})}{\mu_p} \right) = 105.2911 \times \left(\frac{2 \times 94.9019 \times (12.415 - 5)}{34} \right) = 4358.4172$$

$$N_{\text{He}} = 206131.38 \times \left(\frac{\rho_f \times \tau_y \times (D_{TR} - D_{TP})^2}{\mu_p^2} \right) = 206131.38 \times \left(\frac{2 \times 12 \times (12.415 - 5)^2}{34^2} \right) = 235298.8633$$

De la figura D-1; $N_{\text{CRe}} = 9000$

$N_{\text{Re}} < N_{\text{CRe}}$. Por lo tanto se trata de flujo laminar.

$$\frac{\Delta P_{EA(TR_TP)}}{\Delta L_{EA(TR_TP)}} = \frac{v_{EA(TR_TP)} \times \mu_p}{18288 \times (D_{TR} - D_{TP})^2} + \frac{\tau_y}{60.96 \times (D_{TR} - D_{TP})} = \frac{94.9019 \times 34}{18288 \times (12.415 - 5)^2} + \frac{12}{60.96 \times (12.415 - 5)} = 0.0297 [\text{psi} / \text{m}]$$

$$\Delta P_{EA(TR_TP)} = \Delta L_{TP} \times 0.0306 = 3300 \times 0.0297 = 98.01 [\text{psi}]$$

Por lo tanto las caídas de presión quedan de la siguiente forma, figura 3-7:

$$\Delta P_S = 73.5689 [\text{psi}]$$

$$\Delta P_{TP} = 2050.8444 [\text{psi}]$$

$$\Delta P_{\text{HW}} = 232.1784 [\text{psi}]$$

$$\Delta P_{\text{DC}} = 210.6804 [\text{psi}]$$

$$\Delta P_{\text{Bna}} = 445.5840 [\text{psi}]$$

$$\Delta P_{\text{EA}} = 5.9682 + 3.3048 + 54.8964 + 98.01 = 162.1794 [\text{psi}]$$

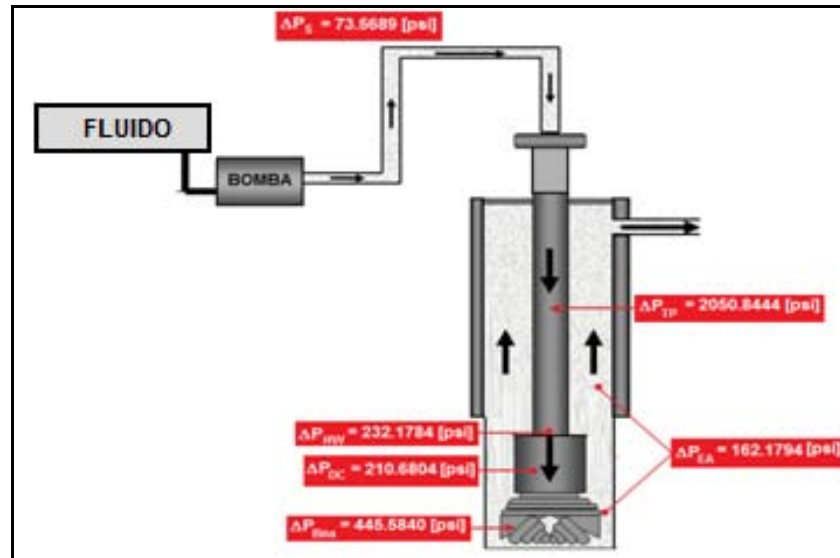


Figura 3-7. Caídas de presión por fricción, ejercicio 3.2.

3.4 DENSIDAD EQUIVALENTE DE CIRCULACIÓN

La densidad equivalente de circulación, es la verdadera densidad que está siendo ejercida sobre las paredes del pozo y está calculada en base a los cambios que sufre el fluido por efectos de presión y temperatura.

Densidad equivalente de circulación, DEC. En operaciones de campo la densidad equivalente de circulación la debe ser referenciada a una profundidad específica del pozo. Se puede definir como la densidad efectiva que combina la densidad actual del fluido de perforación y las caídas de presión en el espacio anular.

El incremento de presión en el fondo de un pozo es producido cuando es circulado un fluido de perforación. Debido a la fricción que se presenta en el espacio anular cuando se bombea el fluido de perforación, en el fondo del pozo se genera un ligero pero significativo incremento de presión. Este incremento de presión se puede identificar tomando lectura de la presión del fondo del pozo antes de ser bombeado el fluido de perforación, P_1 , y en el momento en que está siendo circulado el fluido de perforación, P_2 . Al comparar estas lecturas podremos notar que $P_2 > P_1$.

En la siguiente figura podemos observar el comportamiento de la densidad equivalente de circulación con y sin recorte, desde la superficie y hasta el fondo del pozo, figura 3-8.

En el fondo del pozo existen incrementos significativos en la densidad equivalente de circulación, DEC.

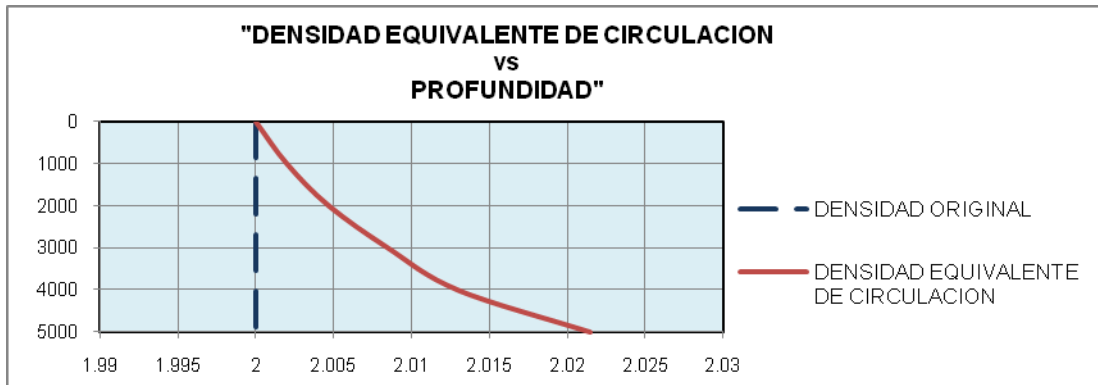


Figura 3-8. Densidad equivalente de circulación vs Profundidad.

3.4.1 DETERMINACIÓN DE LA DENSIDAD EQUIVALENTE DE CIRCULACIÓN⁶

La densidad equivalente de circulación, DEC, la podemos obtener de la siguiente forma:

$$DEC = \rho_f + \frac{0.704 \times \Delta P_{EA}}{H} \quad \text{Ec. 3.45}$$

Donde:

- ρ_f : Densidad del fluido en el espacio anular, [gr/cm³]
- ΔP_{EA} : Caída de presión por fricción en el espacio anular, [psi]
- H: Profundidad vertical, [m]
- DEC: Densidad equivalente de circulación, [gr/cm³]

EJERCICIO 3.3

Considerando los datos y resultados del ejercicio 2.2, calcular la densidad equivalente de circulación en el fondo del pozo.

SOLUCIÓN

Densidad Equivalente de Circulación en el fondo del pozo:

$$DEC = 2.0 + \frac{0.704 \times 162 \cdot 1794}{5300} = 2.0215 \text{ [gr / cm}^3\text{]}$$

3.5 ANÁLISIS DE PRESIÓN POR ENTRADA DE GAS^{7, 8}

La relación básica del comportamiento del gas se expresa de la siguiente forma:

$$P \cdot V = z \cdot n \cdot R \cdot T \quad \text{Ec. 3.46}$$

Donde:

- P: Presión, [psi]
- V: Volumen, [pies³]
- z: Factor de compresibilidad
- n: Número de moles
- R: Factor de conversión de unidades
- T: Temperatura, [°R]

Con el fin de estudiar el gas en condiciones diversas, la relación general, se puede expresar de la siguiente forma:

$$\frac{P_1 \cdot V_1}{z_1 \cdot T_1} = \frac{P_2 \cdot V_2}{z_2 \cdot T_2} \quad \text{Ec. 3.47}$$

Donde:

- 1: Indica condiciones en cualquier punto
- 2: Indica condiciones un punto diferente del punto 1

Al omitir los cambios de temperatura y el factor de compresibilidad, la ecuación es simplificada y queda de la siguiente forma:

$$P_1 \cdot V_1 = P_2 \cdot V_2 \quad \text{Ec. 3.48}$$

En un lenguaje simple, la ecuación anterior indica que el producto de la presión y el volumen de un gas es constante. La importancia de la expansión de gas en el control de pozos es ilustrado en el siguiente ejercicio.

EJERCICIO 3.4

Considerando la figura 3-9 y las condiciones del ejercicio 3.2, a demás:

- El pozo se encuentra cerrado.
 - Un pie cubico de gas ha entrado al pozo.
 - El gas entra en el fondo del agujero, punto 1.
- a) Determinar la presión de la burbuja de gas en el punto 1.
- b) Suponiendo que un pie cubico de gas migra a la superficie en un pozo cerrado, punto 2, con un volumen constante de un pie cubico, determinar la presión en la superficie, la presión a 3300 [m] y la presión a 5300 [m].

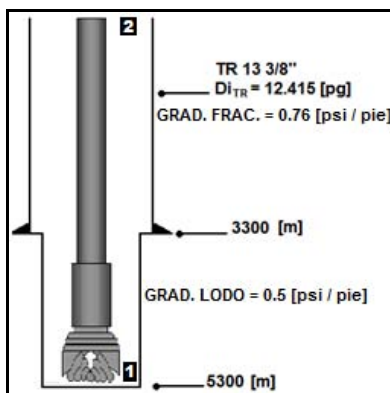


Figura 3-9. Estado mecánico.

SOLUCIÓN

- a) La presión del gas, P_1 , en el punto 1, que es el fondo del agujero, se determina multiplicando el gradiente del lodo por la profundidad del pozo.

$$P_1 = \rho_m \times \text{Prof} \quad \text{Ec. 3.49}$$

Donde:

- P_1 : Presión del gas en el punto 1, [psi]
- ρ_m : Gradiente del lodo, [psi / pie]
- Prof: Profundidad del pozo, [m]

$$P_1 = \rho_m \times \text{Prof} = 0.5 \times (5300 \times 3.28) = 8692 \text{ [psi]}$$

$\therefore P_1 = 8692 \text{ [psi]}$

- b) Presión en el punto 2, en superficie.

$$P_1 \cdot V_1 = P_2 \cdot V_2$$
$$8692 \times 1 = P_2 \times 1$$

$\therefore P_2 = 8692 \text{ [psi]}$

Presión en el punto 2, a 3300 [m].

$$P_{3300 \text{ [m]}} = P_2 + (\rho_m \times \text{Prof}) = 8692 + [0.5 \times (3300 \times 3.28)]$$
$$P_{3300 \text{ [m]}} = 14104 \text{ [psi]}$$

$\therefore P_{3300 \text{ [m]}} = 14104 \text{ [psi]}$

Presión en el fondo del agujero.

$$P_{5300 \text{ [m]}} = P_1 + (\rho_m \times \text{Prof}) = 8692 + [0.5 \times (5300 \times 3.28)]$$
$$P_{5300 \text{ [m]}} = 17384 \text{ [psi]}$$

$\therefore P_{5300 \text{ [m]}} = 17384 \text{ [psi]}$

El objetivo de circular el influjo de gas, es llevarlo a la superficie, permitiendo que el gas se expanda para evitar la fractura del pozo. Al mismo tiempo, existe la necesidad de mantener la presión hidrostática total en la parte inferior del agujero sobre la presión del yacimiento para evitar algún brote adicional de fluidos de la formación.

EJERCICIO 3.5

Se cuenta con un pozo con las siguientes consideraciones:

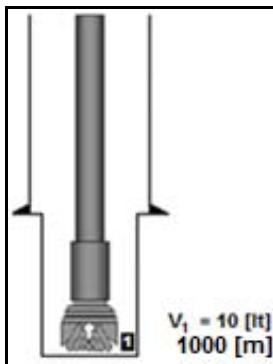


Figura 3-10. Estado mecánico.

Datos:

- Fluido invasor: Etano
- $\rho_f = 2 \text{ [gr / cm}^3\text{]}$
- $T_{\text{yac}} = 200 \text{ [}^\circ\text{F]}$
- $T_{\text{sup}} = 60 \text{ [}^\circ\text{F]}$

Calcular la longitud del fluido invasor en superficie.

SOLUCIÓN

Conociendo que:

$$P = \frac{\rho \cdot g \cdot h}{g_c} \times (0.94 \times 10^{-3})$$

Ec. 3.50

Donde:

- P: Presión, [psi]
- ρ : Densidad, [$\text{lb}_m / \text{ft}^3$]
- g: Gravedad, [ft / seg^2]
- h: Altura, [ft]
- g_c : Constante de gravedad = $32.2 \text{ [lb}_m \cdot \text{ft} / \text{lb}_f \cdot \text{seg}^2\text{]}$

Aplicando la ecuación anterior y considerando $9.81 \text{ [m} / \text{seg}^2\text{]}$ como el valor de la gravedad, obtenemos la presión del fluido invasor:

Conversion de unidades:

- $\rho = 2 \text{ [gr / cm}^3\text{]} \times 62.428 = 124.856 \text{ [lb}_m\text{ / ft}^3\text{]}$
- $h = 1000 \text{ [m]} \times 3.28 = 3280 \text{ [ft]}$
- $g = 9.81 \text{ [m / seg}^2\text{]} \times 3.28 = 32.17 \text{ [ft / seg}^2\text{]}$

$$\therefore P = \frac{124.856 \times 32.17 \times 3280}{32.2} \times (8.94 \times 10^{-3}) = 2839.47 \text{ [psi]}$$

$$T \text{ [}^\circ\text{R]} = \text{ }^\circ\text{F} + 460$$

Ec. 3.51

$$T_{\text{yao}} = 200 + 460 = 660 \text{ [}^\circ\text{R]}$$

$$T_{\text{sup}} = 80 + 460 = 540 \text{ [}^\circ\text{R]}$$

Despejando n de la ecuación 3.46, tenemos lo siguiente:

$$n = \frac{P \times V}{Z \times R \times T}$$

Considerando:

- $R = 10.732 \text{ [psi} \cdot \text{ft}^3\text{ / lb} \cdot \text{mol} \cdot \text{ }^\circ\text{R]}$
- De la figura D-5, $Z = 0.85$
- $V = 10 \text{ [lt]} \times 0.03531 = 0.3531 \text{ [ft}^3\text{]}$

$$\therefore n = \frac{2839.47 \times 0.3531}{0.85 \times 10.732 \times 660} = 0.166 \text{ [lb} \cdot \text{mol]}$$

Calcular la longitud del fluido invasor.

Considerar la presión atmosférica y los siguientes diámetros de la tubería:

- $DI_{TR} = 12.415$ [pg]
- $DE_{TP} = 5$ [pg]

$$CAP = 0.5067 \times (DI_{TR}^2 - DE_{TP}^2) \quad \text{Ec. 3.52}$$

Donde:

- CAP: Capacidad, [lt / m]
- DI_{TR} : Diámetro interior de la TR, [pg]
- DE_{TP} : Diámetro interior de la TP, [pg]

$$\therefore CAP = 0.5067 \times (12.415^2 - 5^2) = 65.4312 \text{ [lt / m]}$$

Despejando V de la ecuación 3.46, obtenemos lo siguiente:

$$V = \frac{n \times Z \times R \times T}{P}$$

Para $P=14.68$ [psi] y $T=60$ [°F], $Z=1.0$ (Figura D-5)

$$\therefore V = \frac{0.168 \times 1.0 \times 0.732 \times 620}{14.68} = 63.105 \text{ [ft}^3\text{]}$$

$$V = 63.105 \text{ [ft}^3\text{]} \times 28.31685 = 1786.93 \text{ [lt]}$$

Por lo tanto:

$$L = \frac{V}{CAP} \quad \text{Ec. 3.53}$$

Donde:

- L: Longitud, [m]
- CAP: Capacidad, [lt / m]
- V: Volumen, [lt]

$$L = \frac{1788.83}{83.106} = 21.524 \text{ [m]}$$

3.6 ANÁLISIS DE LA PRESIÓN DE SUAVEO Y SURGENCIA

Durante las operaciones de perforación de pozos es necesario sacar la herramienta del fondo del pozo para luego, nuevamente, volver a meter la herramienta con un nuevo arreglo. Esta operación de sacar y meter la sarta de perforación se puede convertir en una operación de mucho riesgo para el pozo y el equipo de perforación, así como también para las condiciones en las que se encuentre el fluido de perforación en ese momento.

3.6.1 EFECTO DE SUAVEO Y SURGENCIA⁹

EFECTO DE SUAVEO

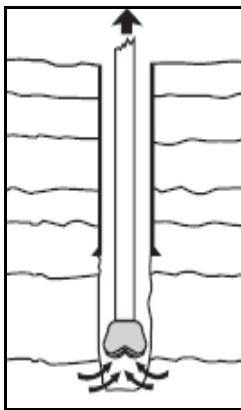


Figura 3-10. Efecto de suaveo.

Al levantar la sarta de perforación de forma rápida, se puede generar la entrada de fluidos al pozo desde la formación pudiendo causar lo que se conoce como descontrol de pozo; esto es mucho más crítico si al momento de levantar la sarta de perforación las herramientas contienen sólidos, el fluido de perforación es de alta densidad y viscosidad, etc. Es decir, al levantar la sarta en esta situación se estaría haciendo un efecto pistón al pozo provocando la entrada de fluidos. Esto es lo que se conoce como "Efecto de Suaveo", figura 3-10.

El efecto de suaveo es provocado al levantar la sarta de perforación y provoca una variación de presión en el fondo del pozo.

Al levantar la sarta siempre se presenta alguna variación de presión en el fondo del pozo. Las caídas de presión al levantar la sarta son causadas por la fricción que hay entre el fluido de perforación y la barrena. El efecto de suaveo puede generar efectos drásticos sobre la presión en el fondo del pozo.

EFECTO DE SURGENCIA

Cuando se está metiendo la herramienta de perforación de forma rápida se puede causar una sobre presión en el fondo del pozo, la situación se complica aun mas si el pozo contiene un fluido de perforación pesado y viscosidad, la causa final es una pérdida de fluido de perforación hacia la formación; esto es lo que conoce como “Efecto de Surgencia”, figura 3-11.

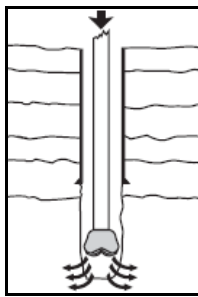


Figura 3-11. Efecto de surgencia.

El efecto de surgencia provoca incrementos de presión en el fondo del pozo, dicho efecto puede ser provocado debido a las altas velocidades con las que se opera la barrena en el agujero. Este efecto provoca pérdidas de fluido de perforación. Por lo tanto, es recomendable llevar un control adecuado del volumen de desplazamiento.

FACTORES QUE AFECTAN EL EFECTO DE SUAVEO Y SURGENCIA

- Velocidad con la que se baja o sube la sarta de perforación.
- Propiedades de fluido de perforación.
- Viscosidad.
- Geometría del agujero.

3.6.2 PRESIÓN DE SUAVEO Y DE SURGENCIA¹⁰

Durante las operaciones de perforación de pozos es necesario levantar y bajar la sarta de perforación, esto provoca incrementos y caídas de presión.

Las caídas de presión debido al levantamiento de la tubería son conocidas como “Presión de Suaveo”. Los incrementos de presión provocadas al bajar la tubería al pozo son conocidas como “Presión de Surgencia”.

Al bajar la tubería hacia el pozo, el fluido de perforación debe moverse hacia la superficie para salir de la región donde entro el nuevo volumen. Del mismo modo, al levantar la tubería los fluidos de perforación se mueven hacia el fondo del pozo.

El patrón de flujo de los fluidos puede ser laminar o turbulento, esto depende de la viscosidad del fluido que se desplaza en la tubería.

Tradicionalmente, las presiones de suaveo y surgencia se han calculado utilizando un modelo basado en que las presiones son causadas por tres principales efectos:

- Viscosidad del fluido de perforación que se mueve en la tubería.
- Las fuerzas inerciales del fluido de perforación cuando la velocidad de la tubería es cambiada.
- Rompimiento gel del fluido de perforación.

Por lo tanto, los factores que determinan la magnitud de las presiones de suaveo y surgencia son:

- Espacio anular.
- Viscosidad del fluido de perforación.
- Esfuerzo gel del fluido de perforación.
- Velocidad con la que se baja o sube la tubería.
- Longitud de la tubería.
- Aceleración y desaceleración de la tubería.

Para el cálculo de la presión de suaveo y surgencia se asume que el sistema está cerrado. Si la tubería se encuentra en el fondo se asume que el sistema está abierto, por lo tanto se reducirá el fluido de perforación tanto en el interior de la tubería como fuera de la tubería, esto hace sumamente complejo el cálculo si no se cuenta con una herramienta iterativa (software).

Para tubería con sistema cerrado, la velocidad promedio del fluido de perforación en el espacio anular (v_{EA}) depende de la velocidad del fluido dentro de la tubería y se calcula de la siguiente forma:

$$v_{EA} = \left(\frac{D_1^2}{D_2^2 - D_1^2} \right) \times v_T \quad \text{Ec. 3.54}$$

Para sistemas uniformes y abiertos:

$$v_{EA} = \left(\frac{(3 \times D^4) \times (4 \times D_1^4) \times (D_2 - D_1)^2}{(6 \times D^4) - (4 \times (D_2 - D_1)^2 \times (D_2^2 - D_1^2))} \right) \times v_T \quad \text{Ec. 3.55}$$

Donde:

- v_{EA} : Velocidad promedio en el espacio anular, [pies / min]
- v_T : Velocidad promedio en la tubería, [pies / min]
- D : Diámetro interior de la tubería, [pg]
- D_2 : Diámetro mayor en el espacio anular, [pg]
- D_1 : Diámetro menor en el espacio anular, [pg]

El flujo del fluido de perforación en el espacio anular es menos eficaz cuando la tubería se está moviendo, Esta eficiencia de reducción de flujo se describe mediante la constante k . La constante puede ser determinada con la figura D-3, a partir de una relación del diámetro mayor y menor en el espacio anular.

$$\alpha = \frac{D_1}{D_2} \quad \text{Ec. 3.56}$$

Donde:

- α : Relación de diámetros del espacio anular, [Adimensional]
- D_2 : Diámetro mayor en el espacio anular, [pg]
- D_1 : Diámetro menor en el espacio anular, [pg]

Una vez que se obtiene dicha constante, podemos calcular la velocidad efectiva de flujo como se muestra a continuación:

$$v = v_{EA} + (k \times v_T) \quad \text{Ec. 3.57}$$

Donde:

- v : Velocidad efectiva de flujo, [pies / min]
- v_{EA} : Velocidad promedio en el espacio anular, [pies / min]
- v_T : Velocidad promedio en la tubería, [pies / min]
- k : Constante de eficiencia de flujo, [Adimensional]

3.6.3 PROCEDIMIENTO PARA CALCULAR LA PRESIÓN DE SUAVEO Y SURGENCIA¹¹

- a) Calcular la velocidad del fluido al interior de la tubería.
- b) Calcular la velocidad en el espacio anular.
- c) Calcular la relación de diámetros del espacio anular.
- d) Determinar el valor de la constante de eficiencia de flujo.
- e) Calcular la velocidad efectiva de flujo.
- f) Calcular la presión de suaveo o surgencia.

- FLUJO LAMINAR

$$\frac{\Delta P}{L} = \frac{\mu_p \times v}{18288 \times (D_2 - D_1)^2} + \frac{\tau_y}{60 \cdot 96 \times (D_2 - D_1)} \quad \text{Ec. 3.58}$$

- FLUJO TURBULENTO

$$\frac{\Delta P}{L} = \frac{\rho_f^{0.75} \times v^{1.75} \times \mu_p^{0.25}}{11241 \cdot 4496 \times (D_2 - D_1)^{1.25}} \quad \text{Ec. 3.59}$$

Donde:

- ρ_f : Densidad del fluido, [gr / cm³]
- v : Velocidad efectiva de flujo, [pies / min]
- μ_p : Viscosidad plástica, [cP]
- $\frac{\Delta P}{L}$: Caída de presión por fricción, [psi / m]
- τ_y : Esfuerzo de corte a la velocidad de corte más baja, [lb / 100 pies²]
- f : Factor de fricción, [Adimensional]

- D_2 : Diámetro mayor en el espacio anular, [pg]
- D_1 : Diámetro menor en el espacio anular, [pg]

3.7 LÍMITES MÁXIMOS DE PRESIÓN DENTRO DEL POZO¹²

Para realizar los cálculos y controlar un pozo cuando ocurre un brote, es necesario disponer de ciertos parámetros relacionados con el equipo y las operaciones normales de un pozo. Por lo que se debe recabar y conservar esta información en la libreta del perforador y en el reporte diario de perforación, para utilizarlas en el momento en que ocurra una contingencia. Puesto que los brotes no son predecibles, estos datos deben actualizarse a medida que las condiciones del equipo y del pozo cambien.

Los parámetros necesarios son:

- a) Máxima presión permisible en el espacio anular por conexiones superficiales de control y tuberías de revestimiento.
- b) Máxima presión permisible en el espacio anular por resistencia al fracturamiento de la formación expuesta.

3.7.1 PRESIONES MÁXIMAS PERMISIBLES

La presión de trabajo de las conexiones superficiales de control del pozo deberá ser mayor a las máximas presiones esperadas. Esta presión deberá ser mayor que la:

- Resistencia a la presión interna de la tubería de revestimiento.
- Presión máxima anticipada.
- La presión de fractura de la formación referida a la zapata de la tubería de revestimiento.

Respecto al uso de las tablas de tubería de revestimiento en cuanto a los valores de presión interna se recomienda, por seguridad, utilizar solamente el 80% del valor nominal.

3.7.2 MÁXIMA PRESIÓN PERMISIBLE EN EL ESPACIO ANULAR POR CONEXIONES SUPERFICIALES DE CONTROL Y TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO

Los elementos individuales pueden exceder, pero no ser menores, a la presión de trabajo del sistema. Esta presión debe ser mayor que:

- La resistencia a la presión interna de la tubería de revestimiento.
- La presión máxima anticipada.
- La presión de fractura de la formación en la zapata de la tubería de revestimiento.

EJERCICIO 3.5

Consideremos la tubería de revestimiento del ejercicio 3.2, la cual cuenta con las siguientes características.

TUBERIA DE REVESTIMIENTO		
DIAMETROS	EXTERIOR [pg]	13 3/8
	INTERIOR [pg]	12.415
PESO [lb / pie]		68
GRADO DE ACERO		P110
RESISTENCIA A LA PRESION INTERNA [psi]		6910

Tabla 3-6. Datos de la tubería de revestimiento.

Considerando el factor de seguridad de 0.80, el cual se considera siempre para tuberías en buenas condiciones, la resistencia a la presión interna será:

$$P_i = P_i \times 0.8 = 6910 \times 0.8 = 5528 [psi]$$

La máxima presión permisible en el espacio anular es igual a la menor presión permisible entre la presión nominal de las conexiones superficiales y la resistencia a la presión interna de la tubería de revestimiento con su margen de seguridad.

Presión nominal de conexiones superficiales = 6000 [psi]

Resistencia a la presión interna de TR 13 3/8" = 5528 [psi]

De lo anterior, se observa que la máxima presión permisible en el espacio anular es de 5528 [psi]. Por lo que, en ningún caso se debe exceder dicha presión, ya que se tendría el riesgo de provocar un descontrol total.

En este caso, utilizamos un factor de seguridad de 0.8. Sin embargo, las condiciones de desgaste o deterioro de la tubería de revestimiento son directamente proporcionales al tiempo de perforación y obligan a disminuir el valor de dicho factor.

3.7.3 MÁXIMA PRESIÓN PERMISIBLE EN EL ESPACIO ANULAR POR RESISTENCIA AL FRACTURAMIENTO DE LA FORMACIÓN EXPUESTA

Otro parámetro importante en el control de pozos cuando ocurre un brote es la presión correspondiente a la resistencia de fracturamiento de la formación expuesta, esta se puede obtener con métodos analíticos o por pruebas prácticas.

Dentro de los métodos se encuentran:

- Los que utilizan las medidas obtenidas a través de registros geofísicos.
- Por medio de ecuaciones desarrolladas por varios autores (Hubbert-Willis, Matthews-Kelly, Eaton, Christmas, etc.).

A partir de esta información se determina el gradiente de fractura y, por lo tanto, la resistencia al fracturamiento de la formación.

Las pruebas prácticas o de campo determinan con mayor confiabilidad el gradiente mínimo de fractura.

A partir de estos métodos, se podrá conocer la máxima presión permisible en el espacio anular, para evitar un pérdida de circulación y, en consecuencia, un descontrol subterráneo.

EJERCICIO 3.6

Considerando el ejercicio 3.2. Se tiene una tubería de revestimiento de 13 3/8", la cual se cementó a una profundidad de 3300 [m]. Al realizar un prueba de goteo, se aportó una densidad equivalente a la presión de goteo de 2.15 [gr/cm³].

Para calcular la máxima presión permisible en el espacio anular, si se tiene en él pozo una densidad de 2.0 [gr/cm³], se utiliza la siguiente ecuación:

$$PMP_{TR} = 14.22 \times ((G_F - G_L) \times P_Z) \quad \text{Ec. 3.60}$$

Donde:

- PMP_{TR} : Presión máxima permisible en la tubería de revestimiento, [psi]
- G_F : Gradiente de fractura, [kg/cm² / m]
- G_L : Gradiente de lodo, [kg/cm² / m]
- P_Z : Profundidad de la zapata [m]

Al utilizar esta ecuación obtenemos lo siguiente:

$$PMP_{TR} = 14.22 \times ((G_F - G_L) \times P_Z) = 14.22 \times ((0.215 - 0.2) \times 3300) = 703.89 [psi]$$

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. López Valdez Israel, **Apuntes de Ingeniería de Pozos**, 2008-2.

2. Enterprise Oil. **Well Control Manual**. 2001, October, revision.
3. Ferreira Christian, SPE, Serrano Mario, SPE. Baroid Drilling Fluids. **Hidráulica Avanzada de Perforación**. HALLIBURTON.
4. Enterprise Oil. **Well Control Manual**. 2001, October, revision.
5. Bourgoyne Jr. Adam T., Millheim Keith K., Chenevert Martin E., Young Jr F. S. **Applied Drilling Engineering**. Society of Petroleum Engineers.
6. Baker Ron. **Practical Well Control, Fourth Edition**. The University of Texas.
7. McCain, Jr. William. **The Properties of Petroleum Fluids, Second Edition**. Penn Well Publishing Company.
8. Grace Robert D. With contributions by Cudd Bob, Carden Richard S. and Shursen Jerald L. **Blowout and Well Control Handbook**. Gulg Profesional Publishing, 2003.
9. Petróleos Mexicanos PEP-UPMP. **Programa de Acreditación en Control de Pozos**, Well Cap.
10. Baker Ron. **Practical Well Control, Fourth Edition**. The University of Texas.
11. Enterprise Oil. **Well Control Manual**. 2001, October, revision.
12. Petróleos Mexicanos PEP-UPMP. Programa **de Acreditación en Control de Pozos**, Well Cap.

CAPÍTULO 4

MÉTODOS CONVENCIONALES DEL CONTROL DE POZOS

4.1 INTRODUCCIÓN

Existen diferentes métodos de control de pozos, estos se pueden aplicar durante la perforación, terminación e intervención. Por lo tanto, es importante presentar en este capítulo algunos procedimientos para el control de un pozo.

En primera instancia, el control de pozos radica en tener la presión del fondo del pozo constante, durante la entrada de los fluidos hasta su desalojo. Para que esto ocurra, nosotros deberemos identificar la entrada de ellos visualmente y enseguida cerrar el pozo utilizando nuestro equipo de control superficial. Una vez cerrado el pozo, nosotros podemos tomar el control sobre el pozo y será más fácil tener la presión del fondo del pozo constante.

Los principales métodos de control de pozos que mantienen una presión constante en el fondo del pozo son:

- El método del perforador.
- El método de densificar y esperar.
- El método concurrente.

Estos métodos tienen como objetivo aplicar una presión constante en el fondo del pozo, para desalojar el brote, hasta que se obtiene el control total sobre el mismo.

Cada método de control del pozo tiene sus propias ventajas y desventajas por lo que se recomienda identificarlas, a fin de aplicar el método adecuado cuando se presente un brote en el pozo.

A continuación se presentan las metodologías para el cierre de pozos durante la etapa de perforación y terminación de pozos, después de esto, durante la etapa de intervención se presentará una metodología totalmente distinta.

4.2 PROCEDIMIENTOS DE CIERRE DE UN POZO¹

Una vez identificado el brote lo más importante es cerrar el pozo, con la finalidad de reducir al mínimo la entrada de fluido invasor, evitando agravar la situación y posibles consecuencias.

A continuación se describirán los procedimientos de cierre que se utilizan normalmente dependiendo la situación en la que se presente el pozo. Para cada uno se exponen ciertas consideraciones y aplicaciones, para cada pozo en particular, esto va a depender de la operación por efectuar y el equipo que se tenga disponible.

4.2.1 PROCEDIMIENTOS DE CIERRE AL ESTAR PERFORANDO

Previo a todo procedimiento de cierre de un pozo hay que tener presente lo siguiente:

- Conocer los límites máximos permisibles de presión en superficie.
- Conocer la presión reducida de circulación.
- Tener registrada, en la hoja de control y manejo de un brote los parámetros que se indican: presión y gasto óptimo en la bomba acumuladora de presión para operar el sistema superficial, preventores y válvulas.

Al estar perforando, existen dos procedimientos para cerrar el pozo. A estos procedimientos se les conoce como:

- Cierre suave.
- Cierre duro.

PROCEDIMIENTO DE CIERRE SUAVE

Este procedimiento de cierre cuenta con dos principales ventajas. La primera, reduce el golpe de ariete y la onda de presión sobre el pozo y las conexiones superficiales. La segunda, Permite observar la presión del espacio anular y en caso de ser necesario, la desviación del flujo.

El procedimiento para cerrar el pozo de forma suave al estar perforando es el siguiente, figura 4-1:

1. Parar la rotaria, levantar la flecha para que su conexión inferior este arriba de la mesa rotaria.
2. Parar el bombeo del lodo.
3. Observar el pozo y mantener la sarta suspendida.
4. Abrir la válvula de la línea de estrangulación.
5. Cerrar el preventor de arietes superior o el preventor anular.
6. Cerrar el estrangulador.
7. Medir el incremento en el nivel de las presas.
8. Anotar las presiones de cierre de TP y TR cada minuto hasta la estabilización de la presión y posteriormente cada cinco minutos sin que se rebase la presión máxima permisible.
9. Observar que los preventores no tengan fugas.
10. Verificar la presión de los acumuladores.

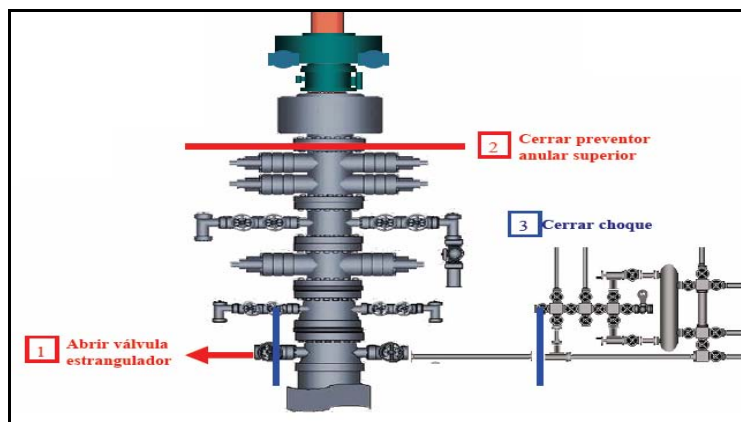


Figura 4-1. Procedimiento de cierre suave al estar perforando.

PROCEDIMIENTO DE CIERRE DURO

Otra variante de este método es conocida como “cierre duro”, cuyo procedimiento es el siguiente, figura 4-2:

1. Parar la rotaria, levantar la flecha para que su conexión inferior esté arriba de la mesa rotaria.
2. Parar el bombeo de lodo.
3. Cerrar el preventor de arietes superior o el anular.
4. Abrir la válvula de la línea de estrangulación.
5. Colocar yugos o candados (preventor de arietes).
6. Verificar que el pozo esté cerrado.
7. Medir el incremento de volumen de lodo en presas y el incremento de presión.
8. Observar que los preventores no tengan fugas.
9. Registrar presión en TP y TR.

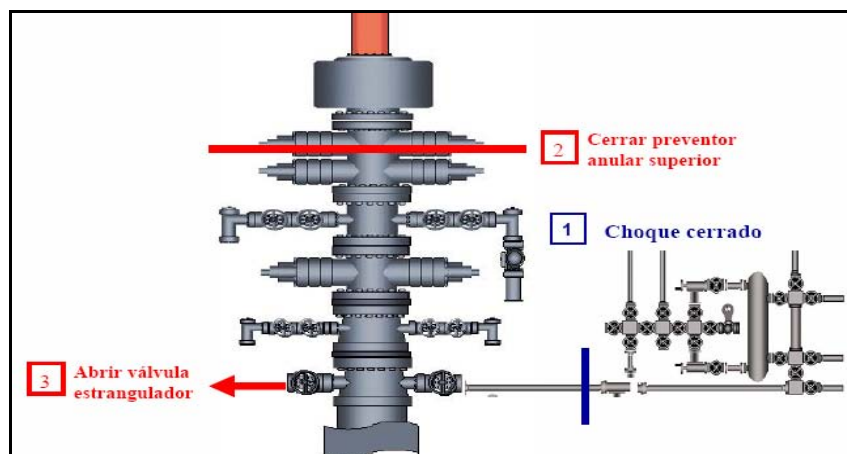


Figura 4-2. Procedimiento de cierre duro al estar perforando.

La presión en la tubería de perforación tendrá que ser siempre menor a la de formación o a la presión de la tubería de revestimiento ya que si esta tiende a sobrepasar las presiones permisibles se puede fracturar la formación, lo que puede provocar un descontrol subterráneo que llegue a alcanzar la superficie, la otra es dañar la TR o tener problemas con el equipo superficial.

4.2.2 PROCEDIMIENTO DE CIERRE AL VIAJAR CON TUBERÍA DE PERFORACIÓN

Durante los procesos de perforación, terminación o el mantenimiento de un pozo se realizan viajes rutinarios con tuberías de perforación y diferentes herramientas integradas las cuales tienen funciones específicas en la construcción del agujero.

Estas actividades deben realizarse con altos márgenes de seguridad que garanticen el control total de las presiones de la formación mientras se introducen o extraen las tuberías.

Una condición que asegura el control del pozo es mantenerlo lleno con un fluido de perforación en condiciones adecuadas de densidad, el cual debe formar una presión hidrostática mayor a la presión de la formación.

Cada movimiento de tubería dentro del pozo requiere la aplicación de medidas preventivas específicas para evitar que ocurran los brotes, por ejemplo:

Antes de sacar tubería es importante conocer la importancia que tiene el uso del tanque de viajes, el cual nos permite mantener siempre lleno el pozo, además de cuantificar adecuadamente la cantidad de fluido de perforación que debemos agregar al momento de extraer tubería sin disminuir la columna hidrostática para garantizar que la presión hidrostática sea mayor que la presión de la formación.

A continuación se describe el procedimiento de cierre al viajar con TP:

1. Suspender el viaje dejando una junta sobre la mesa rotaria.
 2. Sentar la TP en sus cuñas.
 3. Instalar la válvula de seguridad abierta.
 4. Cerrar la válvula de seguridad.
 5. Suspender la sarta en el elevador.
 6. Abrir la válvula de la línea de estrangulación.
 7. Cerrar la válvula del estrangulador cuidando no rebasar la máxima presión permisible en el espacio anular.
 8. Anotar presiones de TP y TR.
 9. Medir el incremento de volumen en las presas de lodo.
-

10. Registrar las presiones cada minuto hasta estabilizarse, y después cada cinco minutos.
11. Observar que los preventores no tengan fugas.

4.2.3 PROCEDIMIENTO DE CIERRE AL SACAR O METER HERRAMIENTAS

Existe la probabilidad de que el brote se manifieste mientras se sacan los lastra barrenas o algunos accesorios del aparejo de fondo si esto ocurre, entonces, deberá aplicar el procedimiento de cierre de pozo al sacar o meter herramienta.

Los pasos que deberán seguirse son muy similares a los anteriores con la variante que al presentarse un influjo al estar metiendo o sacando herramientas, se debe considerar la posibilidad de conectar y tratar de bajar la lingada de TP-HW, ya que los preventores de arietes, harán sello en el cuerpo del HW-TP, esto da la posibilidad de operar preventores de arietes con un factor adicional de seguridad. En caso de tener una emergencia deberá de soltarse la herramienta dentro del pozo para después cerrarlo con el preventor de arietes.

Debido a que los lastra barrenas tienen una forma helicoidal, es recomendable levantar la herramienta completa, junto con la tubería, hasta tenerla fuera del pozo o a una profundidad superior a la del ariete ciego, ya que los preventores de arietes no sellarían de forma eficiente debido a la forma helicoidal de los lastra barrenas. Otra de las ventajas de levantar la herramienta junto con la tubería es evitar futuras operaciones de pesca.

4.2.4 PROCEDIMIENTO DE CIERRE SIN TUBERÍA DENTRO DEL POZO

En algún momento, durante las operaciones de los pozos se puede dar el caso de no tener tuberías dentro del pozo. En esta condición, el perforador, desde la consola de control remoto abre la válvula hidráulica de la línea de estrangular y cierra el preventor de ariete ciego.

De la misma forma que los casos anteriores, es necesario llevar un registro continuo de la presión en el pozo. El procedimiento en estos casos es el siguiente:

1. Abrir la válvula de estrangulación.
2. Cerrar el preventor de arietes ciegos o de corte.
3. Colocar yugos o candados.
4. Cerrar la válvula de estrangulador cuidando las presiones máximas.
5. Registrar las presiones cada minuto hasta estabilizarse y después cada cinco minutos.
6. Observar que los preventores no tengan fugas.

4.3 ANTECEDENTES TEÓRICOS

Es importante que el personal que labora en el área de perforación; interprete los diversos principios, conceptos, y procedimientos que se deben seguir para el control de un influjo en un pozo.

El control de un influjo se fundamenta en el uso de métodos y equipo, que permiten mantener una presión constante contra la formación. Al momento de detectar un influjo en el pozo, es importante analizar el desplazamiento del mismo y a partir de dicho análisis, decidir si es conveniente resolver el problema con alguno de los métodos convencionales de control. El control de pozos, principalmente, está en función de: la densidad, gasto y presión de bombeo y contrapresión impuesta por el estrangulador.

En esta sección se mencionara la información que se requiere tener a la mano, para una pronta intervención es caso de detectarse un influjo, así como los cálculos complementarios para un control más estricto. Ya que, si por alguna razón se presenta un influjo, cuanto más pronto se detecte en superficie y se tomen medidas pertinentes, menor será la magnitud y las consecuencias del mismo.

4.3.1 MODELO DEL TUBO EN U²

Todos los procedimientos clásicos de desplazamiento se basan en el modelo del tubo en U, figura 4-3. Es muy importante comprender este modelo así como sus principios. A menudo, el personal de campo intenta aplicar los métodos clásicos de control de pozos en

casos donde el problema no resulta ser clásico. Por tal motivo se recurre al principio del modelo de tubo en U, si el modelo no describe el problema, no debemos recurrir a los métodos convencionales de control.

Como se ilustra en la siguiente figura, el lado izquierdo del Tubo en U representa la tubería de perforación, mientras que el lado derecho representa al espacio anular. Por lo tanto, el tubo en U representa un sistema de circulación donde la barrena se encuentra en el fondo. De no ser posible circular el fluido de perforación desde el fondo del sistema, los métodos convencionales de control de pozos no son aplicables.

Como se ilustra en la figura 4-3, la afluencia de fluidos de la formación ha entrado en el espacio anular (parte inferior derecha del tubo en U). En este momento el pozo ha sido cerrado, lo que significa que el sistema se encuentra cerrado. Bajo esta condición, hay una presión estática en la tubería de perforación, P_{TP} , y una presión estática en el espacio anular, P_{EA} . El fluido de la formación, ρ_f , ha entrado al espacio anular y ocupa un volumen en el sistema el cual está definido por el área transversal del espacio anular y la altura de la afluencia, h .

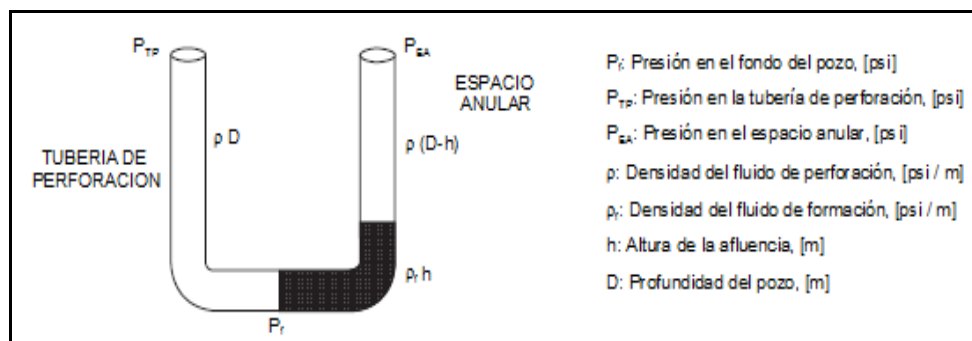


Figura 4-3. Modelo del tubo en U.

Al realizar una inspección del modelo del tubo en U, podemos notar que el lado derecho del tubo en U, el cual representa la tubería de perforación, es más fácil de analizar debido a que las presiones solo dependen de la densidad del fluido de perforación, cuyo valor conocemos. Además, la presión en la tubería de perforación es fácil de medir. En condiciones estáticas, la presión en el fondo del pozo la podemos determinar fácilmente utilizando la siguiente ecuación:

$$P_f = (\rho \times D) + P_{TP} \quad \text{Ec. 4.1}$$

Donde:

- P_f : Presión en el fondo del pozo, [psi]
- ρ : Densidad del fluido de perforación, [psi / m]
- D : Profundidad del pozo, [m]
- P_{TP} : Presión al cierre en la tubería de perforación, [psi]

La ecuación anterior, describe la presión en el fondo del pozo al cierre del mismo en términos de la hidrostática total de la parte derecha del tubo en U, la cual representa a la tubería de perforación. La presión en el fondo del pozo al ser cerrado, también puede ser descrita en términos de la presión hidrostática total sobre la superficie del espacio anular del tubo en U tal y como se expresa en la siguiente ecuación:

$$P_f = (\rho_f \times h) + (\rho \times (D - h)) + P_{EA} \quad \text{Ec. 4.2}$$

Donde:

- P_f : Presión en el fondo del pozo, [psi]
- ρ_f : Densidad del fluido de formación, [psi / m]
- h : Altura de la afluencia, [m]
- ρ : Densidad del fluido de perforación, [psi / m]
- D : Profundidad del pozo, [m]
- P_{EA} : Presión al cierre en la tubería de revestimiento, [psi]

En los procedimientos clásicos del control de pozos, lo importante no es la terminología utilizada durante el análisis, lo importante es mantener constante la presión al cierre en el fondo del pozo, P_f , de esta forma podemos prevenir una afluencia adicional de los fluidos de la formación. Esta condición debemos mantenerla, mientras es desplazada la afluencia inicial a la superficie. Obviamente la ecuación con la que analizamos el lado derecho del tubo en U, el cual representa la tubería de perforación, es más sencilla ya que todas las variables son conocidas. Por lo tanto, la parte derecha del tubo en U es el que se utiliza para controlar la presión en el fondo del pozo, P_f .

4.3.2 COMPORTAMIENTO DEL FLUIDO INVASOR³

Cuando se tiene un influjo o brote de cualquier fluido, este en términos prácticos no se comprime ni se expande, por lo que al circularlo en el espacio anular la presión no aumentara ya que el aumento dependerá de los cambios en el estado mecánico del pozo o de los diferentes ajustes del estrangulador.

Los brotes de agua salada contienen gas disuelto, razón por la que deben tratarse como un brote gaseoso.

CARACTERÍSTICAS DEL FLUIDO INVASOR (GAS)

El gas como fluido compresible ocupara un determinado volumen que depende de la presión a la que esté sometido. Si se le permite expandirse, ocupara un volumen tan grande que desplazara grandes cantidades del fluido de perforación al exterior, con una consecuente disminución de la presión hidrostática, de ahí que el comportamiento del gas natural se toma utilizando la regla de “proporción inversa”. Si se duplica la presión se comprime la mitad, si se reduce la presión se expande al doble de su volumen.

El gas tiene la propiedad de migrar y refleja su presión en superficie por la presión de cierre del pozo. Se debe controlar mediante una purga para permitir la expansión del gas, cuando menos hasta que se tome la decisión de controlar el pozo mediante algún método, de lo contrario se provocara una falla en la formación expuesta o en las conexiones superficiales por una presión excesiva. Trataremos de explicar este comportamiento por medio de un ejemplo.

EJERCICIO 4.1

Se requiere calcular el comportamiento del gas sin expansión, con expansión descontrolada y con expansión controlada de acuerdo con los siguientes datos:

DATOS

PROFUNDIDAD	[m]	3048
DENSIDAD	[gr / cm ³]	1.2
VOLUMEN DEL FLUIDO INVASOR	[lt]	159
PRESIÓN DE FONDO	[kg / cm ²]	365.7

Tabla 4-1. Datos del ejercicio 4.1.

COMPORTAMIENTO SIN EXPANSIÓN

Cuando la burbuja se va desplazando hacia la superficie incrementa la presión de fondo, de tal forma que si se encuentra a 2286 [m] se tendría la presión de burbuja de 365.7 [kg/cm²] mas la presión hidrostática de la columna de lodo correspondiente a la longitud a que se desplazo la burbuja (3048 – 2286 [m]) y que es de 91.4 [kg/cm²], dando como resultado 457.2 [kg/cm²] de presión de fondo, de esta forma se calcula hasta que la burbuja alcanza la superficie con una presión en el fondo de 731.5 [kg/cm²], figura 4-4.

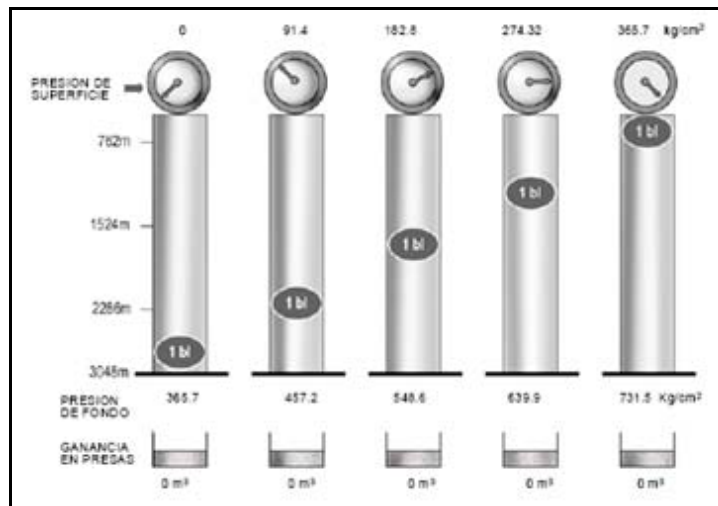


Figura 4-4. Migración de gas sin expansión.

COMPORTAMIENTO CON EXPANSIÓN DESCONTROLADA

Para obtener los cálculos utilizaremos la Ley de Boyle o de proporción inversa.

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

Ec. 4.3

Donde:

- P_1 : Presión de formación
- V_1 : Volumen original de gas
- P_2 : Presión de una burbuja a una profundidad dada
- V_2 : Volumen de una burbuja a una profundidad dada

Si aplicamos la ecuación anterior para las profundidades; 2286 [m], 1524 [m] y 762 [m] y en superficie tendríamos que:

$$P_1 = 365.7 \left[\frac{\text{kg}}{\text{cm}^2} \right]$$

$$V_1 = 159 \text{ [lt]}$$

$$P_2 = 2286 \times \left(\frac{1.20}{10} \right) = 274.3 \left[\frac{\text{kg}}{\text{cm}^2} \right]$$

$$V_2 = P_1 \times \left(\frac{V_1}{P_2} \right) = 365.7 \times \left(\frac{159}{274.3} \right) = 212 \text{ [lt]} = 1.3 \text{ [Blg]}$$

De esta manera obtenemos los resultados para cada una de las profundidades, teniendo en cuenta que en superficie se considera la presión atmosférica de 1.033 [kg/cm²].

Los resultados se ilustran en la figura 4-5.

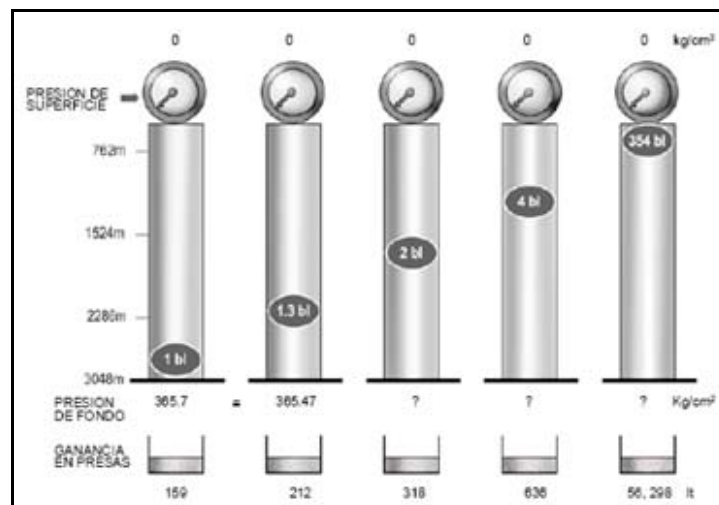


Figura 4-5. Expansión de gas descontrolada.

COMPORTAMIENTO CON EXPANSIÓN CONTROLADA

Cuando se tiene un brote y se controla la expansión del gas, debe procurarse que se mantenga la presión de fondo igual o ligeramente mayor a la presión de formación. Para esto se opera el estrangulador, para mantener una contrapresión, además de la presión hidrostática del fluido, para igualar a la presión de formación y permitir la expansión del gas. En la figura 4-6, podemos ver los resultados:

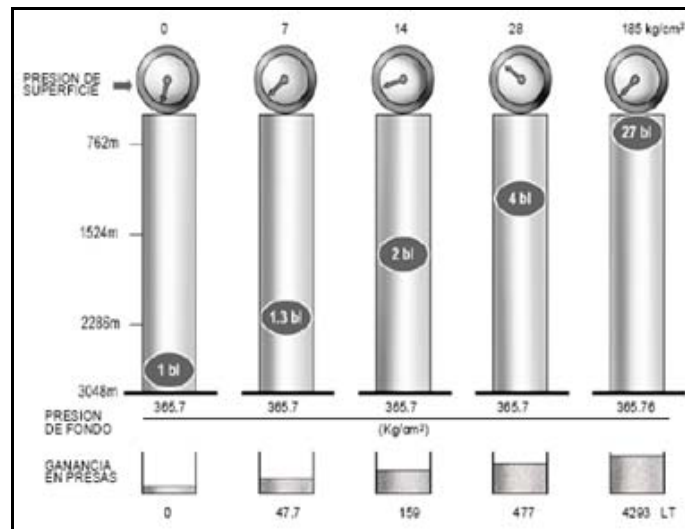


Figura 4-6. Expansión de gas controlada.

En la figura 4-6, se muestra el comportamiento del volumen del influjo (gas) con respecto a la profundidad. Como se puede observar, a medida de que la burbuja de gas se desplaza hacia la superficie, dentro del pozo, esta va incrementando su volumen (se expande) y se ve reflejado en el incremento de volumen en presas.

4.3.3 INFORMACIÓN REQUERIDA PARA EL CONTROL DE POZOS⁴

La información que se debe tener disponible en la instalación, al estar realizando las tareas de perforación de pozos principalmente son:

1. Presión reducida de circulación.
2. Estado mecánico del pozo.

3. Gradiente de fractura de la formación.
4. Presiones máximas permisibles.
5. Desplazamientos y volúmenes.
6. Densidad del lodo.

La presión reducida de circulación se puede tomar a partir del valor de presión que nos da el manómetro del tubo vertical al circular el lodo a un gasto reducido ($\frac{1}{2}$ ó $\frac{1}{3}$ del régimen normal) y nos proporciona las pérdidas de presión por fricción en el sistema de circulación.

Esta información deberá obtenerse cuando:

- Se efectúen cambios por densidad y viscosidad al lado.
- Variaciones en la geometría de la sarta de perforación.
- Variación en las toberas.
- Cada vez que se perforen 150 [m].
- En cada turno de trabajo.
- Después de haber reparado una bomba.

NOTA: El manómetro o dispositivo para obtener esta presión deberá ser confiable, ya que son susceptibles a sufrir daño o descalibración.

Las razones por la cuales es importante manejar un gasto reducido de circulación son, figura 4-7:

- Se generan menos valores de presión.
- Disminuye la posibilidad de falla en el equipo de bombeo.
- Permite agregar materiales densificantes.
- Se dispone de más tiempo para analizar los problemas relacionados con el control del pozo.
- Facilita la operación de control de presiones en el múltiple de estrangulación.
- Menores pérdidas por fricción.

En la siguiente figura se muestra el comportamiento de la presión de la bomba de perforación con dos diferentes gastos. La primera caída de presión es al circular el fluido de perforación al interior de la tubería, la segunda caída de presión es en la barrena y la tercera caída de presión se presenta en el espacio anular. De esta forma el fluido de perforación se desplaza a través del pozo con este comportamiento.

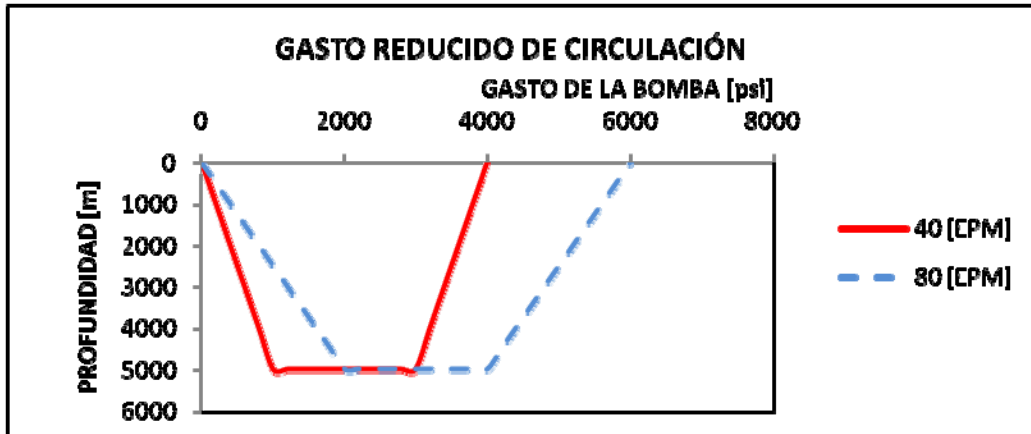


FIGURA 4-7. Gasto de la bomba vs Profundidad.

La presión reducida de circulación nos servirá para determinar la presión inicial y final de circulación al controlar el pozo.

DESPLAZAMIENTO Y CAPACIDAD DE LA BOMBA

Para calcular los desplazamientos de la unidad de bombeo se requieren los siguientes datos, figura 4-8:

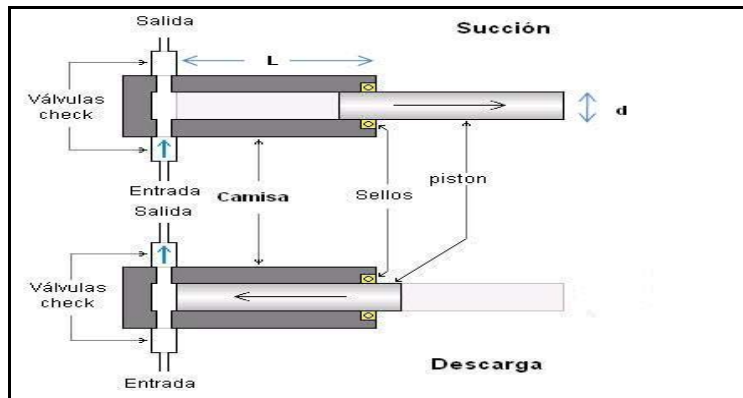


Figura 4-8. Desplazamiento de una bomba.

- Desplazamiento de la bomba
- Eficiencia de la unidad.

La eficiencia de la bomba la podemos conocer con mayor precisión a través del tanque de viajes, con este dato podremos conocer y calcular los tiempos para llevar a cabo el control de un pozo.

- **Desplazamiento de una bomba dúplex doble acción.**

$$Q = 0.02574 \times ((2 \times D^2) - d^2) \times L \quad \text{Ec. 4.4}$$

- **Desplazamiento de la bomba triplex simple acción.**

$$Q = D^2 \times L \times 0.0388 \quad \text{Ec. 4.5}$$

Donde:

- Q: Gasto de la bomba, [Emb / Lt]
- D: Diámetro de la camisa, [pg]
- d: Diámetro del vástago, [pg]
- L: Carrera de la bomba, [pg]

- **Capacidad interna de tubulares.**

$$Cap = D_i^2 \times 0.5067 \quad \text{Ec. 4.6}$$

- **Capacidad del espacio anular.**

$$Cap_{Ea} = (D_i^2 - D_c^2) \times 0.5067 \quad \text{Ec. 4.7}$$

Donde:

- Cap : Capacidad interna del tubular, $\left[\frac{m^3}{m}\right]$
- D_i : Diámetro interno de la TR o agujero, [pg]
- D_e : Diámetro externo de la TP o herramientas, [pg]
- Cap_{ea} : Capacidad del espacio anular, $\left[\frac{m^3}{m}\right]$

El personal técnico responsable de efectuar el control, deberá contar con todos los datos necesarios para llenar la hoja de control de brotes recabando la siguiente información:

- Presiones de cierre en las tuberías (PCTP, PCTR).
- Configuración del estado mecánico del pozo.
- Si surgió un brote y fue cerrado el pozo. Volumen ganado en presas.
- Densidad del lodo original.
- Densidad del fluido invasor.
- Densidad del fluido de control a utiliza.

4.3.4 CÁLCULOS REQUERIDOS PARA EL CONTROL DE POZOS⁵

Cuando se detecta un brote, es necesario cerrar el pozo con los procedimientos adecuados para cada situación y elaborar los cálculos básicos para el control total antes de iniciar la circulación. Estos cálculos facilitaran el seguimiento de cada etapa durante el control e incluyen:

1. Tiempo de desplazamiento en el interior de la sarta.
2. Densidad de control.
3. Presión inicial de circulación (PIC).
4. Presión final de circulación corregida por cambio de densidad (PFC).
5. Tiempo total para desalojar el brote del pozo.

1. TIEMPO DE DESPLAZAMIENTO EN EL INTERIOR DE LA SARTA

Es necesario conocer esta parámetro para observar el avance realizado al estar circulando un brote y para elaborar la cedula de presión durante el desplazamiento de la densidad de control en el interior de la sarta.

Este tiempo se determina en función de la capacidad interior de la sarta y de las características de la bomba, los cuales se pueden conocer a través de:

- Factores de capacidad de los componentes de la sarta.
- Secciones del espacio anular.

Estos factores se pueden conocer empleando tablas elaboradas para este fin. Es caso de no contar con ellas se podrán obtener con las siguientes ecuaciones:

- **Para interior de tubería (TP, tubería pesada HW, herramienta, TR).**

$$\text{Factor de Cap.} = D_i^2 \times 0.5067 \quad \text{Ec. 4.8}$$

- **Para espacio anular (entre tubería de revestimiento o agujero y tuberías).**

$$\text{Factor de Cap.} = (D_i^2 - D_e^2) \times 0.5067 \quad \text{Ec. 4.9}$$

Donde:

- **Factor de Cap.** Factor de Capacidad de la sección, $\left[\frac{l}{m}\right]$
- **D_i :** Diámetro interno de la TP, TR o agujero, [pg]
- **D_e :** Diámetro exterior de la TP o herramienta, [pg]

Se define como “factor de capacidad interior” a los litros necesarios para llenar un metro lineal con la geometría de los diámetros considerados.

VOLUMEN ACTIVO DEL LODO EN EL SISTEMA

Este volumen incluye el que se encuentra en el agujero y en presas, es importante conocer siempre estos datos, ya que cuando ocurre un brote el volumen de fluido invasor será equivalente al incremento de volumen de lodo en la presa.

Cuando es necesario incrementar la densidad, se determina la cantidad de material densificante mínimo para efectuar el control. Para conocer el volumen de fluido en el sistema es necesario utilizar los factores de capacidad, los cuales se determinan de la siguiente manera:

$$V_T = F_{CAP} \times L_T \quad \text{Ec. 4.10}$$

$$V_{EA} = F_{CAP} \times L_S \quad \text{Ec. 4.11}$$

Donde:

- V_T : Volumen de la tubería, [lt]
- F_{CAP} : Factor de capacidad, [lt / m]
- L_T : Longitud de la tubería, [m]
- V_{EA} : Volumen del espacio anular, [lt]
- L_S : Longitud de la sección del espacio anular, [m]
- V_p : Volumen en presa, [m³]

CAPACIDAD DE BOMBEO DE ACUERDO A LAS CARACTERÍSTICAS DE LA BOMBA

Requerimos de los siguientes datos:

- Marca y modelo.
- Diámetro de la camisa.
- Longitud de la carrera.
- Emboladas máximas.
- Presión de operación a un gasto establecido presión límite de operación.

Para bombas de simple acción, considerando un 90% de eficiencia, se aplica con las siguientes ecuaciones:

$$Q \left[\frac{\text{lt}}{\text{Emb}} \right] = 0.0386 \times L \times D^2 \quad \text{Ec. 4.12}$$

$$Q \left[\frac{\text{gal}}{\text{Emb}} \right] = 0.0102 \times L \times D^2 \quad \text{Ec. 4.13}$$

Donde:

- Q: Capacidad de la bomba
- L: Longitud de la carrera, [pg]
- D: Diámetro de la camisa, [pg]

Al establecer un gasto (gasto reducido de circulación) en [gal / min] ó [lt / min], es posible conocer el tiempo necesario para desplazar la capacidad del interior de la sarta.

$$T = \frac{V_{\text{SARTA}}}{Q_R} \quad \text{Ec. 4.14}$$

Donde:

- T: Tiempo de desplazamiento, [min]
- V_{SARTA} : Volumen total del interior de la sarta, [lt]
- Q_R : Gasto reducido de circulación, $\left[\frac{\text{lt}}{\text{min}} \right]$

2. DENSIDAD DE CONTROL, D_c

Para controlar un pozo se requiere que la presión hidrostática ejercida por la columna de lodo equilibre la presión de formación. La densidad que cumple lo anterior se conoce como densidad de control, para calcularla se deberá de auxiliar de la lectura de presión de cierre estabilizada en TP, por ser la que generalmente presenta la mínima contaminación.

$$\text{Ino. Dens.} = \frac{P_{\text{CTP}} \times 1.0}{h} \quad \text{Ec. 4.15}$$

$$D_c = D_o + \text{Ino. Dens.} \quad \text{Ec. 4.16}$$

Donde:

- Inc. Dens.: Incremento a la densidad, [gr /cm³]
- PCTP: Presión al cierre estabilizada en TP, [kg/cm²]
- h: Profundidad vertical, [m]
- D_o: Densidad original del lodo, [gr /cm³]
- D_c: Densidad de control del lodo, [gr /cm³]

3. PRESIÓN INICIAL DE CIRCULACIÓN, PIC

Para establecer la circulación de un pozo donde se ha presentado un brote, es necesario que la presión inicial de circulación sea equivalente a la suma de las caídas de presión por fricción en el sistema y la presión hidrostática en TP.

La caída de presión por fricción en el sistema se refiere a la presión reducida, pre-registrada cuando se presentan las mismas condiciones de profundidad de la barrena, gastos y densidad del flujo en el momento del brote.

La presión hidrostática en TP es igual a la presión de cierre en TP estabilizada (PCTP), por lo que tenemos:

$$PIC = P_R + PCTP \quad \text{Ec. 4.17}$$

Donde:

- PIC: Presión inicial de circulación, [kg / cm²]
- P_R: Presión reducida, [kg / cm²]
- PCTP: Presión al cerrar en TP, [kg / cm²]

Existe un método alternativo para conocer la PIC, se emplea bajo las siguientes condiciones:

- Cuando se utiliza una bomba diferente a las del equipo (unidad de alta presión).
- Cuando la profundidad de la barrena sea diferente a la profundidad donde se registro la P_R.

- Cuando las condiciones de fluido de perforación haya sufrido un cambio sustancial.
- Cuando se requiera circular un gasto diferente a Q_R .
- Para verificar el valor pre-registrado de P_R .
- Cuando no se haya determinado de antemano la P_R .

PROCEDIMIENTO

- a) Bombear lento, abriendo simultáneamente el estrangulador y manteniendo la presión en el anular igual a PCTR hasta alcanzar el gasto reducido de circulación.
- b) Una vez alcanzado Q_R y ajustando el estrangulador para mantener PCTR, permita que bajo estas condiciones la presión en TP se estabilice.
- c) La presión de TP estabilizada será igual a la presión por fricción a las condiciones de gasto, densidad de lodo y profundidad de la barrena en ese momento.

4. PRESIÓN FINAL DE CIRCULACIÓN, PFC

Cuando se utiliza un lodo con una densidad diferente a la original para controlar un brote y este se bombea a través de la sarta, se genera una mayor columna hidrostática por lo que se necesitara menor presión en la superficie para controlar la presión de formación. Y como ya sabemos, al tener un lodo más pesado las pérdidas de presión por fricción serán mayores, y será necesario una mayor presión en la bomba. Al parecer, estas dos condiciones se contraponen, para solucionar este problema se tiene que determinar la presión necesaria para circular el lodo cuando este ha llegado a la barrena o al extremo de la tubería, ya que la presión hidrostática que habría generado la columna de lodo será la suficiente para equilibrar la presión de formación (si la densidad de control es la correcta).

Esta presión es solo necesaria para circular el lodo con densidad de control de la barrena a la superficie (a gasto constante), se le llama presión final de circulación PFC y se calcula con la siguiente ecuación:

$$PFC = P_R \times \frac{D_0}{D_0}$$

Ec. 4.18

Donde:

- PIC: Presión inicial de circulación, [kg / cm²]
- P_R: Presión reducida, [kg / cm²]
- ~~D_o~~: ~~Densidad original del lodo~~, [gr / cm³]
- ~~D_c~~: ~~Densidad de control del lodo~~, [gr / cm³]

CALCULOS COMPLEMENTARIOS

A continuación enunciaremos los parámetros complementarios para llevar a cabo el control del pozo de una forma adecuada, los cálculos son los siguientes:

1. Determinación del tipo de brote.
2. Cantidad de barita necesaria para densificar el lodo.
3. Incremento en el volumen de lodo por adición de barita.

1. DETERMINACIÓN DEL TIPO DE BROTE

Los fluidos de la formación asociados con un brote son: aceite, agua, gas o una combinación entre ellos. Existen diferencias en el comportamiento de las presiones que van ligadas a un brote de aceite, agua o gas a medida que estos circulan.

Las presiones en TP y en TR, así como el aumento en el volumen de las presas (medidas con suficiente precisión), se emplean para estimar el tipo de brote mediante el cálculo de la densidad del fluido invasor, a través de la ecuación:

$$D_{fi} = D_o \times \left(\frac{10 \times (P_{CTR} - P_{CTP})}{L_b} \right) \quad \text{Ec. 4.19}$$

Donde:

- D_{fi}: Densidad del fluido invasor, [gr / cm³]
- D_o: Densidad original del lodo, [gr / cm³]
- P_{CTP}: Presión al cerrar en TP, [kg / cm²]
- P_{CTR}: Presión al cerrar en TR, [kg / cm²]

- L_b : Longitud de la burbuja, [m]

DENSIDAD [gr / cm ³]	TIPO DE BROTE
$D_{fi} < 0.69$	GAS
$0.69 \leq D_{fi} \leq 0.92$	ACEITE CON ALGUNA CANTIDAD DE GAS
$0.92 < D_{fi}$	AGUA SALADA

Tabla 4-2. Tipos de brote.

Midiendo el incremento de volumen en las presas y con el factor de capacidad anular en la sección donde se estima está localizada la burbuja, la longitud se determina con la siguiente ecuación:

$$L_b [m] = \frac{\text{Incremento de volumen en presas [litros]}}{\text{Capacidad del espacio anular } \left[\frac{\text{litros}}{\text{metro}} \right]} \quad \text{Ec. 4.20}$$

Ya que obtenemos la longitud de la burbuja, calculamos la densidad del fluido invasor con la ecuación 4.19. En la siguiente tabla podemos determinar el tipo de brote que se presenta a partir de la densidad del fluido invasor.

2. CANTIDAD DE BARITA NECESARIA PARA DENSIFICAR EL LODO

Ya que se conoce la densidad del lodo de control, se necesita calcular la cantidad de barita para poder aumentar el peso del lodo hasta obtener la densidad requerida.

$$N_{SB} = \frac{86 \times (D_c - D_o)}{(4.16 - D_c)} \quad \text{--- Ec. 4.21}$$

Donde:

- Densidad de la Barita = 4.15 [gr / cm³]

- Do: Densidad original del lodo, [gr /cm³]
- Dc: Densidad del lodo de control, [gr /cm³]
- N_{SB}: Numero de sacos de Barita, [scs / m³]

3. INCREMENTO EN EL VOLUMEN DE LODO POR ADICIÓN DE BARITA

Cuando se incrementa la densidad del lodo, también se estará incrementando su volumen. Es conveniente conocer este aumento de volumen antes de agregar el material densificante, con la finalidad de disponer la capacidad de almacenamiento suficiente. Dicho incremento se calcula a partir de la ecuación:

$$I_V = \frac{N_{SB} \text{ Totales}}{86} \quad \text{Ec. 4.22}$$

Donde:

- I_V: Incremento de volumen, [m³]
- N_{SB}: Numero de sacos de Barita, [scs / m³]

4.4 MÉTODO DEL PERFORADOR

En el método del perforador, el influjo se circula hacia fuera del agujero usando el lodo existente. El peso del lodo se eleva hasta el nivel requerido y se circula alrededor del pozo. Para este método se requiere mucha experiencia de la persona que estará controlando el estrangulador.

Se requieren dos circulaciones completas como mínimo para este método. Dado que se realizan por separado la circulación del influjo y densificar el lodo, este es considerado el método de control de pozos más simple y el que requiere menos cálculos matemáticos. Sin embargo, esto da lugar, a circular bajo presión por un tiempo relativamente largo, posiblemente el más largo de los tres métodos, con una posibilidad creciente de problemas de estrangulación. También, las presiones anulares producidas durante la primera circulación son más altas que las producidas con cualquier otro método.

Se debe tener especial precaución con este método ya que las presiones anulares son muy altas cuando se presenta un influjo de gas. La presión anular podría ser mayor inmediatamente al llegar a superficie. Este método se hizo el más apropiado para el control de pozos durante la perforación de pozos críticos, así como durante la perforación en aguas profundas. También se recomienda para pozos altamente desviados y para pozos horizontales donde los influjos se pueden presentar por la presión de suaveo. En general el método del perforador se hace útil cuando la información disponible del pozo es limitada.

VENTAJAS DEL MÉTODO DEL PERFORADOR⁶

- Mínimo tiempo de espera, se puede comenzar el control inmediatamente.
- El influjo puede ser circulado desde el pozo.

DESVENTAJAS DEL MÉTODO DEL PERFORADOR⁷

- Se producen altas presiones en superficie.
- El pozo se encuentra más tiempo bajo presión. En teoría: mientras se realizan las dos circulaciones.
- Mucho tiempo de estrangulamiento.

PROCEDIMIENTO DEL MÉTODO DEL PERFORADOR⁸

Primera Circulación (con densidad original)

1. Registre presiones estabilizadas en TP y TR.
 2. Lentamente inicie el bombeo y abra el estrangulador para alcanzar el régimen reducido y la presión que se observó al cierre en TR.
 3. Obtenido lo anterior registre la presión en la TP.
 4. Mantenga ésta presión en la TP constante, manipulando el estrangulador hasta evacuar el brote. Si el pozo lo permite maneje un margen de seguridad de 0 a 100 [psi].
 5. Después de evacuar el brote, simultáneamente cierre el pozo y pare el bombeo. El pozo deberá quedar con presiones iguales en TP y TR. Estas presiones también
-

deberán ser iguales como mínimo a la registrada al cierre estabilizada de TP. Ahora el pozo está bajo control pero no muerto.

NOTA 1: El objetivo de circular el lodo hacia el pozo, es balancear la presión de formación. El lodo debe tener el peso más bajo posible para controlar al pozo. Una vez controlado el pozo, será necesario aumentar la densidad del lodo para proporcionar un mejor margen de seguridad.

NOTA 2: Algunos operadores prefieren continuar circulando el pozo mientras que el lodo de control se mezcla. No hay una razón teórica por lo que esto no se deba hacer, aunque esto puede provocar un desgaste adicional al equipo, principalmente al estrangulador.

Segunda Circulación (con densidad de control)

1. Las presiones en TP y TR deberán ser iguales.
2. Lentamente inicie el bombeo y abra el estrangulador para alcanzar el régimen reducido y la presión observada en TR. Mantenga esta situación hasta que el lodo de control llegue a la barrena, operando el estrangulador.
3. Al llegar el lodo de control a la barrena se registre la presión observada en la TP, ahora ésta presión es la que se debe mantener hasta que el lodo de control llegue a la superficie.
4. Pare la bomba y verifique el flujo.
5. Si no hay flujo, usted ha controlado totalmente el pozo.

NOTA: Si el influjo era gas y si no fue removido en su totalidad en la primera circulación, la opción de mantener constante la presión en la TR podría llevar a presiones anulares más altas.

En la siguiente imagen se observa el comportamiento del método del perforador a partir del modelo del tubo en U⁹.

La presión en la tubería de perforación bajara conforme se vaya llenando con el lodo más pesado. En la práctica, si todo el influjo fue removido correctamente en la primera

circulación, el estrangulador no necesita ser tocado hasta que el lodo de control alcance la barrena.

Una vez que el lodo llega a la barrena, la presión que se mantiene en la tubería de perforación es solo la requerida para circular el lodo de control alrededor del pozo. Esta es la presión reducida de circulación P_R , que se incrementa un poco por el peso extra en el lodo.

De la siguiente figura:

- PCTP: Presión al cierre en la tubería de perforación
- PCTR: Presión al cierre en la tubería de revestimiento
- PIC: Presión inicial de circulación
- PTR: Presión en la tubería de revestimiento
- PTP: Presión en la tubería de perforación
- PFC: Presión final de circulación

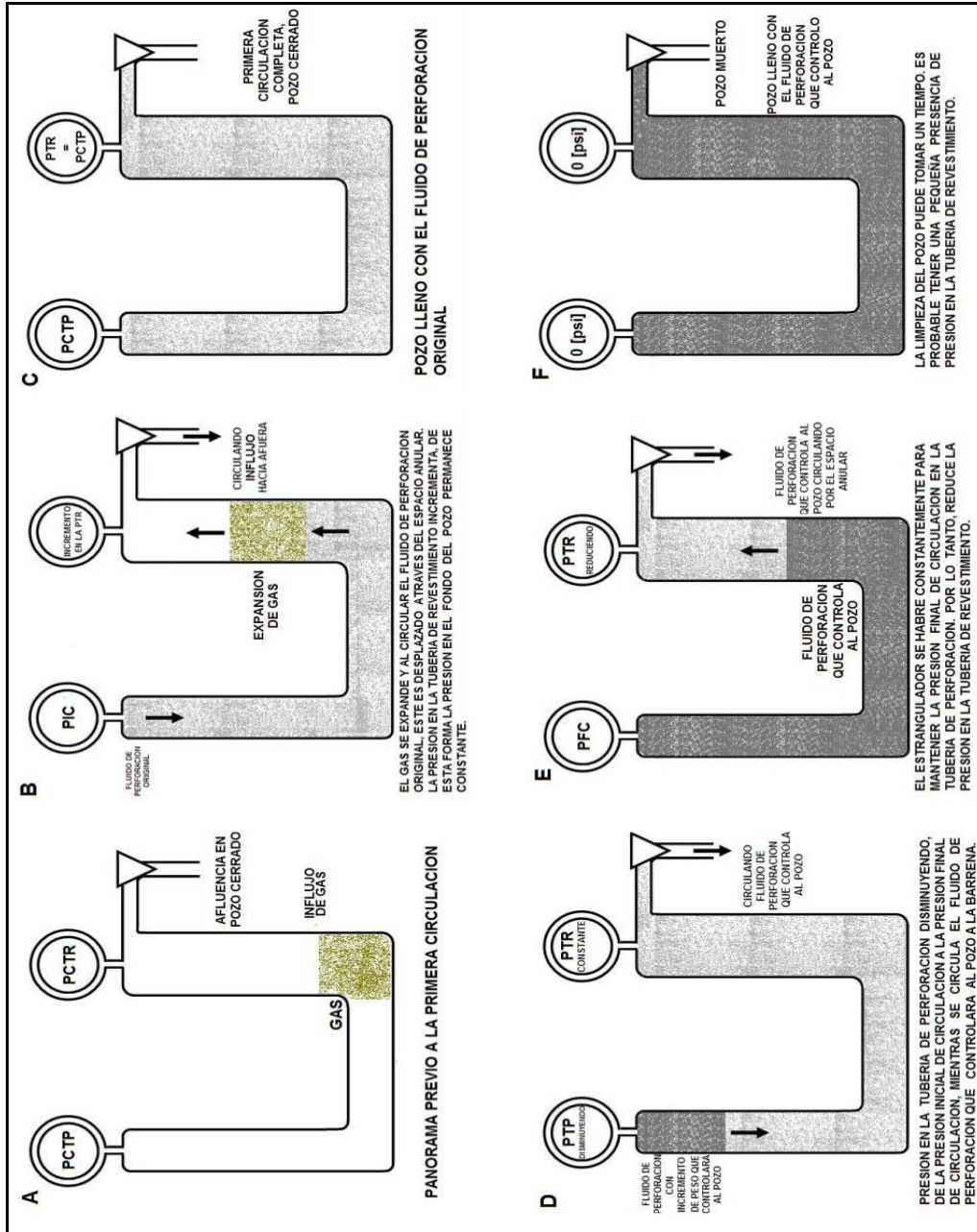


Figura 4-7. Método del perforador analizado a partir del modelo del tubo en U.

La presión en la tubería de perforación comienza a caer debajo de la PIC, alcanzando la presión final de circulación PFC, cuando el lodo de control alcanza la barrena. Después de eso la presión en la tubería de perforación se mantiene en la presión final de circulación la cual es controlada por medio del estrangulador, así el lodo de control llega hasta el espacio anular.

Debido a la posibilidad de que espacio anular no quede totalmente limpio, durante la primera circulación, es preferible que la presión en la tubería de perforación se esté variando mientras el lodo de control se bombea alrededor del pozo. Esto permitirá que la presión de la tubería de perforación elimine la posibilidad de que queden pequeñas burbujas de gas en el anular lo cual puede generar que la información sea incorrecta.

En la figura 4-8, podemos observar dos graficas en las cuales se representan las variaciones de presión durante la circulación del pozo.

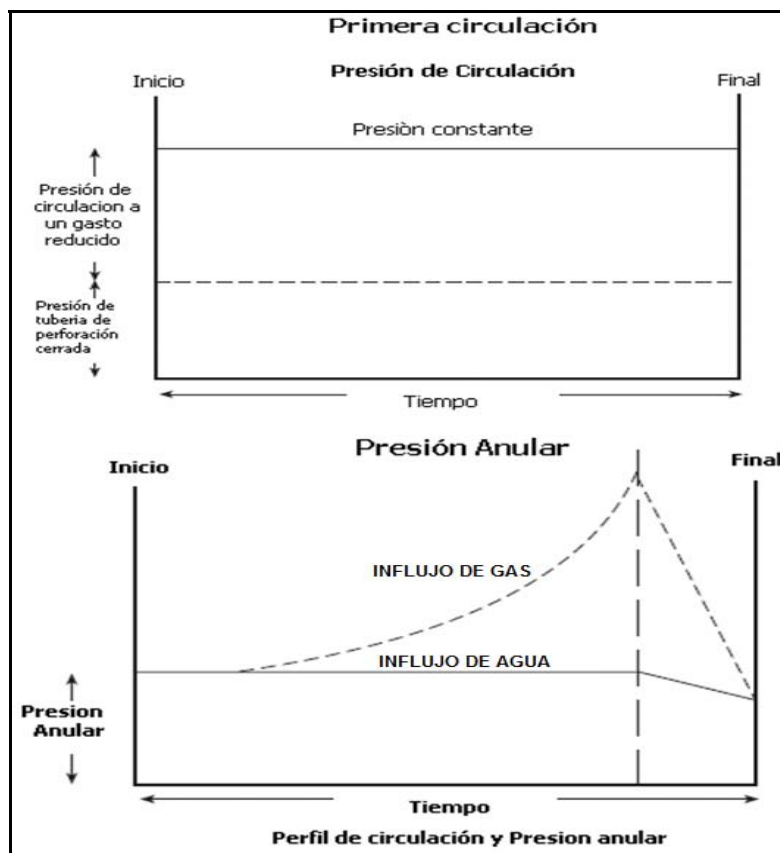


Figura 4-8. Método del perforador, primera circulación¹⁰

En la primera grafica observamos que la presión de circulación con gasto reducido y la presión registrada al cierre en la TP, se mantienen constantes durante toda la circulación. En la segunda imagen observamos el comportamiento de presión en el espacio anular de dos tipos de influjos. En el caso del gas observamos un incremento notable de presión, esto se debe a la expansión del mismo. Antes de finalizar la circulación, la presión por presencia de gas baja notablemente, esto se debe a que en ese momento el gas

comienza a ser desalojado del pozo. En el caso del agua, la presión que genero en el espacio anular se mantiene constante y baja en el momento que empieza a desalojar el pozo.

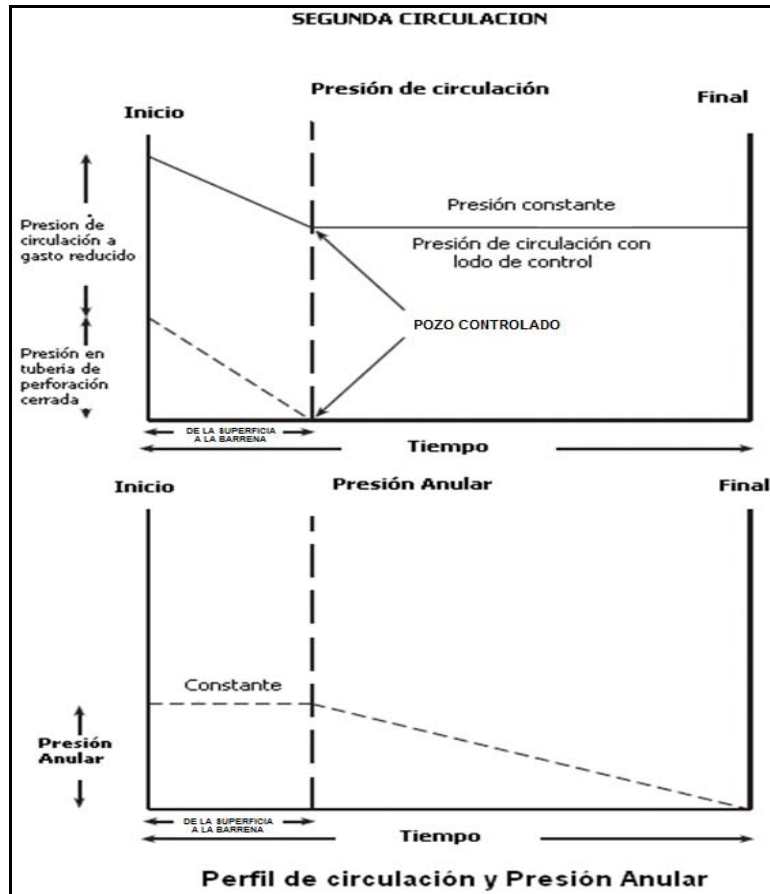


Figura 4-9. Método del perforador, segunda circulación.¹¹

ADVERTENCIA: La existencia de un gasto predeterminado de control da al personal del equipo una impresión de que se debe circular a ese gasto exclusivamente por lo que se sugiere un procedimiento para evitar problemas posteriores.

Este procedimiento consiste en:

1. Observación de la lectura de la presión en TR.
2. Ajuste de las bombas al nuevo gasto de control. Ajustar el estrangulador para mantener la presión en TR observada.

3. Tan pronto como el perforador tenga las bombas preparadas para el nuevo gasto, checar la presión en la TP.
4. Compruebe el tamaño del orificio del estrangulador, en relación con el gasto de control.

NOTA: Este procedimiento es satisfactorio durante el control que proporciona el lodo de control en la columna. Sin embargo es preferible mantener constante el gasto de las bombas el mayor tiempo posible. Cualquier decisión para cambiar el gasto de la bomba debe tomarse con anticipación o de forma temprana.

4.5 MÉTODO DE DENSIFICAR Y ESPERAR O MÉTODO DEL INGENIERO

El método de densificar y esperar también es conocido como el método del ingeniero o el método de una circulación. Este método, en teoría, mata al pozo durante una circulación. En la siguiente imagen¹², figura 4-10, podemos visualizar el método del ingeniero basándonos en el modelo del tubo en U, de esta forma podemos analizar paso a paso el comportamiento de este método.

Una vez que se cerró el pozo y se estabilizaron las presiones, la presión registrada al cerrar la tubería de perforación es utilizada para calcular la densidad del fluido de perforación para matar el pozo. El procedimiento de incrementar la densidad del fluido de perforación se realiza en las presas del mismo. Cuando está listo, el fluido de perforación que controlara al pozo es bombeado a la tubería de perforación. Al comenzar el proceso, debemos aplicar una presión suficiente en la tubería de perforación para poder hacer circular el fluido de perforación, además, debemos considerar la presión con la cual cerraremos la tubería de perforación. Esta presión disminuye constantemente hasta que el fluido de perforación llega a la barrena. La presión requerida es simplemente la necesaria para bombear el fluido de perforación que controlara al pozo.

De la siguiente figura:

- PCTP: Presión al cierre en la tubería de perforación
- PCTR: Presión al cierre en la tubería de revestimiento

- PIC: Presión inicial de circulación
- PTR: Presión en la tubería de revestimiento
- PTP: Presión en la tubería de perforación
- PFC: Presión final de circulación

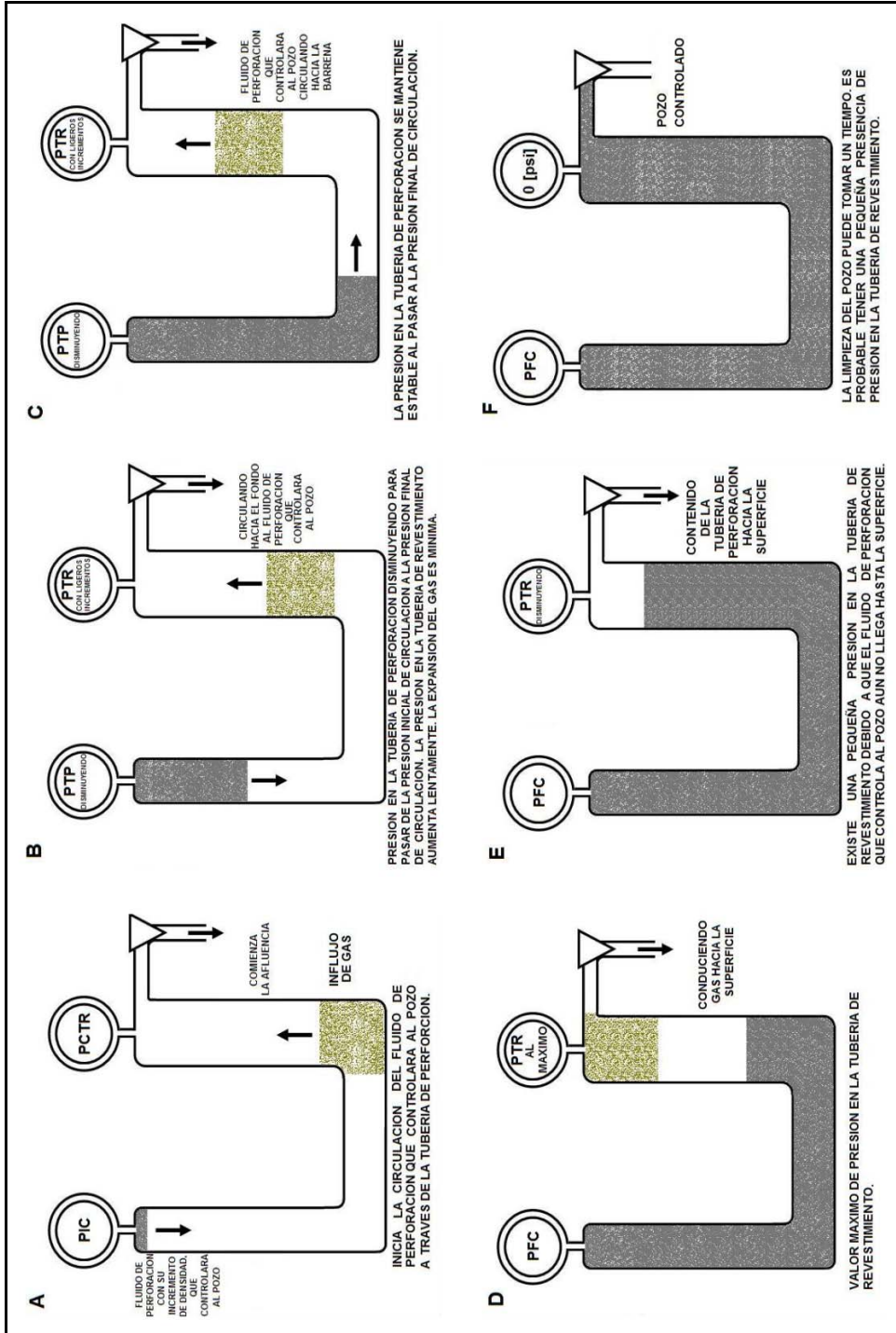


Figura 4-10. Método de densificar y esperar o método del ingeniero analizado a partir del modelo del tubo en U.

El estrangulador se ajusta para reducir la presión de la tubería de perforación mientras que el fluido de perforación es bombeado a la sarta de perforación. Con el fluido de perforación en la barrena y la cabeza estática, el fluido en la tubería de perforación equilibra la presión de formación. Para el resto de la circulación, la afluencia es bombeada a la superficie, seguido del contenido en la tubería de perforación. La presión de la tubería de perforación se ajusta al final circulando presión por el estrangulador ajustado.

El método de densificar o darle peso al fluido de perforación y esperar es un método clásico para el control de pozos. Como su nombre lo indica, el pozo es cerrado mientras se incrementa la densidad con la cual se mata al mismo. Por lo tanto, en este método se incrementa la densidad del fluido de perforación y se bombea, mientras el fluido se está bombeado el gas es desplazado. El resultado de este método es que con una sola circulación y un lapso de espera se mata al pozo. La principal diferencia entre este método y el método del perforador es que para el método del perforador se requiere circular el fluido de perforación en dos ocasiones mientras que el método de densificar y esperar solo se circula en una ocasión.

Anteriormente el proceso de incrementar el peso o densidad del fluido de perforación era muy lento, durante este tiempo, frecuentemente, el gas migraba y se adhería a la tubería de perforación. Hoy en día los equipos utilizados para realizar la mezcla del fluido de perforación han optimizado el factor tiempo en cuanto a incrementar la densidad del fluido de perforación. Los equipos pueden incrementar la densidad en el equipo superficial tan rápido como es bombeado, prácticamente de forma inmediata.

El método de densificar y esperar es un método complicado pero ofrece algunas ventajas distintivas. En primer lugar, optimiza casi en un 50 % el tiempo para matar al pozo. Los nuevos equipos para mezclar el fluido de perforación permiten mezclar la barita a velocidades de hasta 600 sacos por hora. Por lo tanto el tiempo requerido para incrementar la densidad del fluido de perforación es mínimo, esto implica reducir al mínimo el tiempo para matar al pozo.

VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL MÉTODO DE DENSIFICAR Y ESPERAR¹³

Ventajas

- Baja presión de superficie, esto implica menor esfuerzo del equipo.
- En teoría: Menor tiempo de circulación con el estrangulador abierto.
- Menor presión del pozo una vez que el fluido de perforación circula a través del espacio anular.
- En una sección larga de pozo abierto, este es el método menos probable para inducir pérdida de circulación.
- Este método requiere una circulación menos que el método de perforador.

Desventajas

- Existe un considerable tiempo de espera, esto implica migración de gas.
- Hay que recurrir al método volumétrico para compensar el efecto de la migración de gas.
- Si se requiere un gran aumento de densidad del fluido de perforación, es difícil de realizarse de manera uniforme en una etapa.

PROCEDIMIENTO DEL MÉTODO DE DENSIFICAR Y ESPERAR¹⁴

1. Abra el estrangulador y simultáneamente inicie el bombeo del lodo con densidad de control a un gasto reducido (QR).
2. Ajustando el estrangulador, iguale la presión en el espacio anular a la presión de cierre de la tubería de revestimiento (PCTR).
3. Mantenga la presión en el espacio anular constante, con ayuda del estrangulador, hasta que la densidad de control llegue a la barrena.
4. Cuando el lodo de control llegue a la barrena, lea y registre la presión en la tubería de perforación.
5. Mantenga constante el valor de presión en la tubería de perforación, auxiliándose del estrangulador; si la presión se incrementa, abra el estrangulador; si disminuye, ciérrelo.

6. Continúe circulando manteniendo la presión en la tubería de perforación constante, hasta que el lodo de control llegue a la superficie.
7. Suspenda el bombeo y cierre el pozo.
8. Lea y registre las presiones en las tuberías de perforación y de revestimiento.
9. Si las presiones son iguales a cero, el pozo estará bajo control. Si las presiones son iguales entre sí, pero mayores a cero, la densidad del lodo bombeado no fue la suficiente para controlar el pozo, por lo que se deberá repetir el procedimiento con base en las presiones registradas. Si la presión en tubería de perforación es igual a cero, pero en tubería de revestimiento se registra alguna presión, será indicativo que no se ha desplazado totalmente el espacio anular con densidad de control (o que hubo ingreso adicional de fluidos de la formación al pozo).

DESCRIPCIÓN

Una vez que el lodo esté preparado con la densidad de control y se comience a bombear a un gasto reducido de circulación, la presión que se registre en la tubería de perforación, sólo al momento de igualarla en el espacio anular con la presión de cierre en tubería de revestimiento (PCTR), será similar a la inicial de circulación (PIC).

Al bombear lodo con la densidad de control a través de la sarta de perforación, se observará disminución paulatina en la presión de la tubería de perforación, hasta un valor llamado presión final de circulación (PFC), que será cuando la densidad de control llegue a la barrena. Entonces se observará que el abatimiento de presión en tubería de perforación será similar al calculado en la cédula de bombeo.

Una vez que el lodo de control ha llegado a la barrena, la PFC deberá mantenerse constante durante el viaje del lodo, con densidad de control a la superficie (ajustando el estrangulador).

Cuando salga el lodo con densidad de control a la superficie, la presión en el espacio anular deberá ser cero. Para observar si no hay flujo, se deberá suspender el bombeo; si no lo hay, el pozo estará bajo control.

Cuándo se haga presente el efecto de la expansión del gas cerca de la superficie, la declinación en la presión de la tubería de revestimiento cesará y empezará a incrementarse hasta alcanzar su máxima presión, la cual ocurrirá cuando la burbuja de gas llegue a la superficie. Durante la salida de la burbuja, se observará disminución en la presión de la tubería de revestimiento, originada por la súbita expansión de la misma.

Se recomienda cerrar ligeramente el estrangulador, ya que de esta forma no se permite la disminución excesiva de presión en el espacio anular, puesto que se tendría un volumen equivalente a la capacidad de la tubería de perforación con densidad original.

A medida que se circula el lodo con densidad de control, la presión en la tubería de revestimiento continuará disminuyendo con menor rapidez hasta llegar casi a cero (cuando el lodo con densidad de control salga a la superficie), donde el estrangulador deberá estar totalmente abierto y esta presión solo será igual a las pérdidas por fricción en las líneas y el múltiple estrangulación.

Si al haber circulado completamente el lodo de control y suspendido el bombeo, las presiones en las tuberías de perforación y de revestimiento no son iguales a cero, se deberá a alguna de las razones siguientes:

- a) La densidad de control no es la suficiente para controlar el pozo.
- b) Se tendrá un brote adicional en el espacio anular, causado por permitir que la presión disminuyera al estar circulando el brote.

Para comprobar que esta presión no es producida por fluidos entrampados cerca de la superficie, se deberá purgar el pozo con una pequeña cantidad de flujo que no exceda el medio barril; si con este purgado no se observa una disminución de presión, se deberá aumentar la densidad del lodo, para lo cual se debe tomar en cuenta las nuevas presiones de cierre registradas en las tuberías de perforación y de revestimiento, circulando el brote en la forma ya indicada.

En la figura 4-11, podemos observar dos graficas en las cuales se muestra el comportamiento de la presión de circulación y la presión en el espacio anular durante el método del ingeniero.

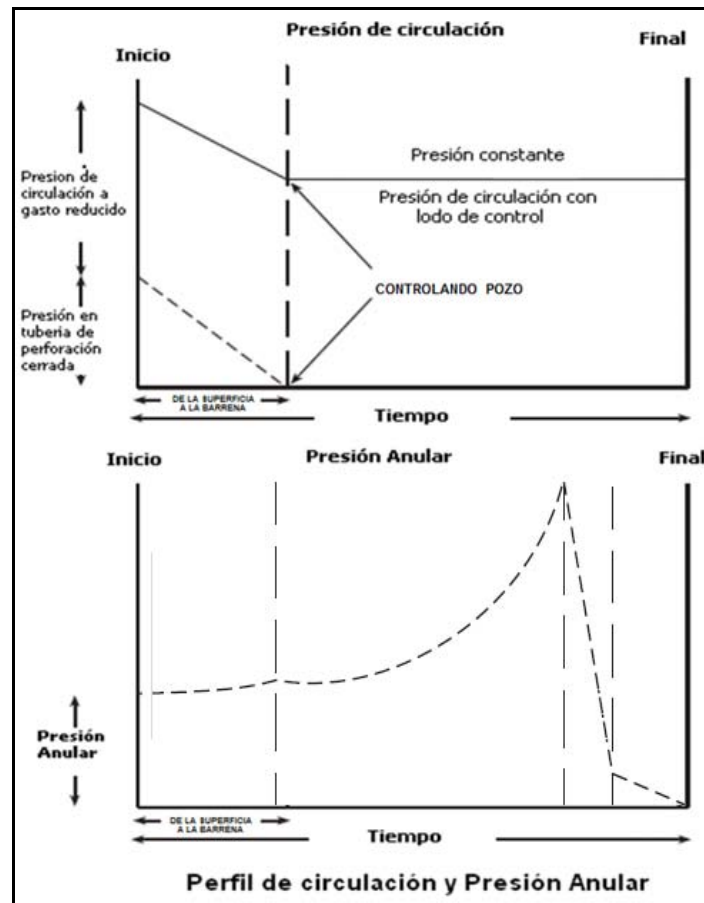


Figura 4-11. Comportamientos de presión del método del ingeniero.¹⁵

En la primer grafica, observamos que la presión registrada al cerrar en TP es menor que la presión de circulación. Ambas tienen una caída de presión considerable al circular de la superficie hacia el fondo del pozo, a través de la TP. En cuanto la circulación deja la barrena y comienza a desplazarse a través del espacio anular, la presión se mantiene constante.

En la segunda grafica observamos el comportamiento de presión en el espacio anular. Primero se observa una presión casi constante pero con una ligera tendencia a incrementarse, esto sucede al circular de la superficie al fondo del pozo. Cuando la circulación comienza en el espacio anular, se observan notables cambios en la presión. Primero hay un incremento notable el cual se debe a la expansión de gas dentro del pozo. En cuanto el gas comienza a desalojar el pozo la presión en el espacio anular baja

notablemente hasta llegar a un punto donde los decrementos de presión son más pequeños.

4.6 MÉTODO CONCURRENTES¹⁶

Si queremos utilizar este método para el control de un flujo, se inicia la circulación con la PIC (presión inicial de circulación) y se empieza a adicionar barita al sistema de lodos hasta alcanzar la densidad de control. Lo que significa que aumentamos la densidad del lodo mientras circulamos. El método aplica un incremento gradual en la densidad del lodo hasta que el flujo es desalojado a la superficie, por lo cual requeriría varias circulaciones hasta completar el control del pozo.

PROCEDIMIENTO DEL MÉTODO CONCURRENTES

1. Registrar las presiones en la tubería y en el espacio anular (PCTP y PCTR).
2. Iniciar el control a una presión reducida de circulación y mantener PIC constante, hasta totalizar las emboladas necesarias del interior de la sarta de perforación hasta la barrena.
3. El operador del estrangulador debe controlar y registrar las emboladas de la bomba y graficar en una tabla la nueva densidad a medida que se va densificando.
4. Cuando llegue a la barrena, se determina circular un fluido más denso hasta el fondo del pozo; registrando todas las variaciones de densidad del fluido para ajustar las presiones en las tuberías.
5. Al llegar hasta la barrena el lodo con densidad calculada, se tiene la PFC, por lo que se deberá mantener constante la presión hasta que el lodo densificado salga a superficie.

DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO

- Su premisa consiste en que puede utilizarse una vez registradas las presiones de cierre.

-
- Puede aplicarse al tener calculadas las máximas presiones permisibles en el espacio anular (TR), resistencia al fracturamiento de la formación y en las conexiones superficiales de control.
 - Hay un mínimo de retraso de tiempo para iniciar la circulación.
 - Es el método más usado cuando el incremento a la densidad es elevado y requerido.
 - Las condiciones de viscosidad y gelatinosidad del lodo pueden controlarse.
 - Hay menor presión a la salida de la TR durante el control, en relación con el método del perforador.
 - El número de circulaciones requeridas será en función del aumento en el peso del lodo, el volumen activo y condiciones del fluido en el sistema; así como la capacidad de los accesorios y equipos de agitación y mezclado.

DESVENTAJAS QUE AFECTAN SU APLICACIÓN

- a) Los cálculos requeridos para mantener la presión de fondo constante son más complejos en relación a los métodos del perforador y de densificar y esperar.
- b) Se requiere mayor tiempo de circulación durante la etapa de control.
- c) La presión de superficie en la TR y la densidad equivalente del lodo, desde la zapata son elevadas en relación a los otros métodos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Petróleos Mexicanos. Pemex Exploración y Producción. **Un Siglo de la Perforación en México. Tomo 13 - Control de Brotes.**
2. Grace Robert D. with contributions by: Bob Cudd, Richards S. Carden and Jerald L. Shursen. **Blowout and Well Control Handbook.** Gulf Professional Publishing Company. 2003.
3. Petróleos Mexicanos PEP-UPMP. **Programa de Acreditación en Control de Pozos,** Wellcap.
4. Petróleos Mexicanos PEP-UPMP. **Programa de Acreditación en Control de Pozos,** Wellcap.
5. Petróleos Mexicanos PEP-UPMP. **Programa de Acreditación en Control de Pozos,** Wellcap.
6. Petróleos Mexicanos PEP-UPMP. **Programa de Acreditación en Control de Pozos,** Wellcap.
7. Enterprise Oil. **Well Control Manual.** 2001. October revision.
8. Petróleos Mexicanos PEP-UPMP. **Programa de Acreditación en Control de Pozos,** Wellcap.
9. Petróleos Mexicanos PEP-UPMP. **Programa de Acreditación en Control de Pozos,** Wellcap.
10. Enterprise Oil. **Well Control Manual.** 2001. October revision.
11. Enterprise Oil. **Well Control Manual.** 2001. October revision.
12. Enterprise Oil. **Well Control Manual.** 2001. October revision.
13. Schlumberger. **Well Control Manual.** 1999 Revision 0.
14. Petróleos Mexicanos PEP-UPMP. **Programa de Acreditación en Control de Pozos,** Wellcap.
15. Enterprise Oil. **Well Control Manual.** 2001. October revision.
16. Petróleos Mexicanos. Pemex Exploración y Producción. **Un Siglo de la Perforación en México. Tomo 13 - Control de Brotes.**

CAPÍTULO 5

MÉTODOS NO CONVENCIONALES DEL CONTROL DE POZOS

5.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo, se describen de manera general los procedimientos para el control de pozos de forma no convencional. Es decir, que la experiencia del personal que controlará el pozo es suficiente para entender el comportamiento del programa operativo. Es complejo explicar de forma detallada cada uno de estos temas. Es importante que se de continuidad en su análisis para desarrollar una metodología aplicada a cada caso. Por lo tanto los métodos existentes se describen a continuación.

5.2 MÉTODO DE LUBRICAR Y PURGAR¹

Este método se aplica en pozos donde no se puede efectuar la circulación del fluido de perforación, donde las altas presiones elevan sus valores permisibles en la superficie o cuando en el interior de la sarta de perforación se tiene una obstrucción originada al solidificarse un tapón.

El método es utilizado cuando el brote de la formación es gas y al encontrarse éste en la superficie, un determinado volumen de fluido puede ser bombeado dentro del pozo, se hace una pausa de varios minutos (aproximadamente entre 10 y 30 minutos), para que el gas migre a través del nuevo fluido de perforación; entonces, se purga una cantidad de gas al exterior del pozo.

Las etapas de lubricar y purgar se repiten, hasta que el gas ha sido reemplazado por el fluido de perforación. Este se precipita y va formando una columna hidrostática.

El método no controla completamente un pozo, pero si permite disminuir la presión en superficie, mientras se coordinan las siguientes operaciones o se instala en el pozo una unidad de equipo Snubbing para trabajar bajo condiciones de presión.

Se debe dar un tiempo razonable para que el fluido de perforación comience a ejercer presión hidrostática. Puesto que se está “adicionando” una columna hidrostática en el interior del pozo; puede purgarse la “contrapresión” en una cantidad igual al aumento de la presión hidrostática. Para comenzar la lubricación y el purgado, debe inyectarse fluido de perforación al pozo, el cual deberá cuantificar contando el número de emboladas o por medio del tanque de viajes; con el fin de calcular la longitud del fluido bombeado. Obteniendo este valor podrá estimarse el aumento en $[\text{kg} / \text{cm}^2]$ de la presión hidrostática, para que este valor sea la presión a purgar en la superficie.

Es necesario mantener las presiones al mínimo, ya que al no darse tiempo para que descienda el lodo, puede suceder que se pierda fluido al comenzar a purgar el pozo en la superficie. La espera debe cuidarse, sobre todo cuando es profundo el pozo.

La secuencia de lubricar el fluido de perforación, esperar a que se forme la columna hidrostática y posteriormente purgar el incremento; debe repetirse hasta que los cálculos reflejen que el espacio anular está lleno y se haya disminuido la presión en la tubería de revestimiento hasta 0 $[\text{kg} / \text{cm}^2]$.

PROCEDIMIENTO DEL MÉTODO LUBRICAR Y PURGAR

1. Calcular la presión hidrostática que será ejercida por 1 [B] de lodo.
2. Bombear lentamente un determinado volumen de lodo en el pozo. La cantidad elegida dependerá de muchas condiciones diferentes y así pueden cambiar durante el procedimiento. El aumento de la presión en la superficie se puede calcular mediante la aplicación de la Ley de Boyle ($P_1V_1 = P_2V_2$) y darse cuenta de que por cada barril de lodo bombeado en el pozo disminuye el tamaño de la burbuja.
3. Permitir que el gas migre a la superficie. Este paso podría tomar bastante tiempo y depende de una serie de factores como el peso de lodo y la viscosidad.

4. Purgar el gas desde el pozo hasta que la presión en la superficie se reduzca a un valor igual a la presión hidrostática el lodo bombeado. Es muy importante purgar únicamente el gas. Si en cualquier momento del procedimiento de lodo llega a la superficie y se comienza a purgar, el pozo debe ser cerrado y se debe permitir que el gas migre.
5. Repita los pasos 2 al 4 hasta que todo el gas se halla purgado o se halla alcanzado la presión en la superficie deseada.

NOTAS: Se recomienda utilizar una unidad de alta presión, para superar la presión del pozo. Al principio las presiones serán elevadas pero se minimizarán por la cantidad del fluido de perforación inyectado.

El uso de este método dependerá del conocimiento que se tenga del pozo:

- Estado mecánico
- Geometría de la sarta de perforación
- Antecedentes
- Parámetros registrados

5.3 MÉTODO DE REGRESAR FLUIDOS CONTRA-FORMACIONES (BULLHEDING)^{2, 3}

Este método consiste en bombear contra-formación la capacidad de la o las tuberías de la sarta de perforación o a través de un aparejo de producción o sarta de perforación.

El método se lleva a cabo cuando no hay obstrucciones en la tubería y puede lograrse la inyección de los fluidos del pozo, dentro de la formación sin exceder ningún límite de presión. Se desplaza todo el volumen en el interior de la tubería con la cantidad necesaria de un fluido de perforación o un fluido de reparación.

Durante la etapa de perforación de un pozo, cuando se presenta un brote y dependiendo las condiciones; puede utilizarse esta técnica. Como es el caso de un brote con fluidos de

ambiente amargo y corrosivo (H_2S o CO_2); donde luego de efectuar el cierre del pozo, analizar la situación y tomar la decisión a seguir; sea recomendable regresar los fluidos contra-formación (Bullheading) en lugar de sacarlos a la superficie y los consiguientes riesgos a la instalación del equipo y los trastornos respiratorios para el equipo de trabajo.

PROCEDIMIENTO

1. Determinar las presiones de las tuberías con el pozo cerrado, TP y TR con su límite de cada una a la presión interna.
2. Tener los cálculos de volúmenes que se pretendan bombear. Elaborar una hoja de control de brotes con su cédula de trabajo contra el total de emboladas para desplazar los fluidos hasta el extremo de la tubería o la barrena.
3. Al iniciar la operación, la bomba debe superar la presión del pozo, la cual podrá ser mayor que la presión en la tubería de perforación al cerrar el pozo (PCTP). A medida que la presión reducida de circulación está inyectando contra-formación la lectura en el manómetro, disminuirá conforme el fluido de control se acerca a la formación.
4. Al llegar el fluido a la formación, al no ser del mismo tipo del brote, causará una resistencia a la inyección contra-formación, incrementando la presión de bombeo.
5. Cuantificar el total de emboladas y parar la bomba.

DESCRIPCIÓN DE LOS EVENTOS:

- Deberá cuidarse en no rebasar ninguna presión máxima permisible, cuidando los valores de la hoja para el control de brotes y lectura en los manómetros.
- Si en los cálculos se previno un sobre desplazamiento del fluido de control se determinará inyectarlo en la misma etapa.
- Si el pozo aún registra presión, sucedió que el gas migró hacia arriba durante el bombeo contra-formación o bien el fluido utilizado no tenía la densidad requerida. Por lo que se evitará no fracturar la formación a la profundidad de la zapata de la tubería de revestimiento y en los demás puntos del sistema de control.
- En operaciones de mantenimiento de pozos (workover), el inyectar contra-formación (Bullheading) puede tener limitaciones, en función al intervalo productor en

explotación y condiciones del yacimiento cuando se pretenda aplicar este método. Podrá suceder que, los fluidos que aporte el intervalo productor sean demasiado viscosos, resultando que la operación se prolongue por bastante tiempo.

- Al aplicar el método por el interior de la tubería, es recomendable represionar el espacio anular de la TR para evitar una ruptura por el exterior de la TP. Por lo que deberán tenerse registradas las presiones internas a su límite de ruptura para no excederlas.
- El gas es un fluido más penetrable en relación al aceite y al agua salada. Por lo consiguiente puede ser menos necesario fracturar si el brote es gas.
- El control contra-formación es una técnica común en un escenario de perforación. Cuando el pozo está perforado horizontalmente, es altamente fracturable, si la formación la componen carbonatos simples. Este no es un método recomendado para un pozo perforado verticalmente donde varias formaciones están expuestas a lo largo de la longitud del pozo.
- En un escenario de reparación, en un pozo vertical u horizontal donde haya un agujero revestido, la mayoría de las formaciones son separadas por las tuberías de revestimiento y hay más control respecto a cual formación se regresarán los fluidos del brote utilizando este método.
- El gas siempre causará problemas de migración, siendo recomendable agregarle al fluido de control viscosificantes que retarden este proceso durante la operación de control.
- El yacimiento puede tener baja permeabilidad y tal vez se requerirá exceder la presión de fractura, sin llegar al límite de ocasionar una pérdida de circulación.
- Inyectar los fluidos contra-formación (Bullheading) no está limitado a bombear por el espacio anular. Sin embargo las fricciones por este espacio son considerablemente menores que por dentro de la tubería de perforación. Esto permite una mayor disponibilidad en la presión de bombeo por el espacio anular, cuando se efectúa una operación contra-formación. Los siguientes aspectos deberán ser considerados:
 - a) El brote puede estar arriba de una zona muy débil del pozo.
 - b) El lodo podrá bombearse a un alto gasto en el cual el gas migre hacia arriba.
 - c) Suficiente permeabilidad o fracturas inducidas o naturales pueden presentarse al forzar contra-formación los fluidos.

- d) Si la permeabilidad presente es suficiente y no se desea incluir una fractura adicional, las presiones en superficie no deberán excederse al tener en consideración las presiones de fractura calculadas.

5.4 MÉTODO DE CONTROL DINÁMICO⁴

Se aplica este método en casos especiales, cuando por alguna causa no se puede estrangular la descarga de un pozo o controlarlo por medio de otro pozo de alivio.

El método utiliza las pérdidas de presión por fricción y la presión hidrostática de un fluido de control, el cual es bombeado por la sarta de trabajo en el fondo del pozo de alivio hasta el pozo que fluye descontrolado; permitiendo el uso de fluidos ligeros de control dinámico que son sustituidos posteriormente por otro adecuado que controle la presión de formación.

La velocidad del fluido inyectado deberá ser suficiente para que la suma de las caídas de presión por fricción y la columna hidrostática exceda la presión de formación. Esta velocidad debe sostenerse hasta que el fluido de control de mayor densidad estático desplace al fluido de control dinámico más ligero.

Este método antes de aplicarlo, involucra efectuar una serie de cálculos porque la presión de fondo es bastante difícil de predecir. Por lo que solamente personal con experiencia, altamente calificado, certificado y familiarizado con este método deberá utilizarlo con las limitaciones que en cada pozo en particular se presenten.

5.5 MÉTODO DE CIRCULACIÓN INVERSA⁵

Al efectuar un control de pozo con la técnica de circulación inversa como su nombre lo indica es lo opuesto a una circulación directa. La bomba es preparada para bombear por el interior del espacio anular de la TR y el retorno es a través de la tubería hacia el múltiple de estrangulación.

Para su aplicación los principios son los mismos a cualquier método de presión de fondo constante. Para este caso no se establecen ni presiones, ni régimen de circulación. Durante la operación se atiende el manómetro de la TR para controlar la presión de fondo del pozo. Al aumentar la bomba de lodos se determina estabilizar la presión de fondo y se establece una determinada presión de circulación. Ahora la contrapresión se ejercerá por la tubería de perforación por medio del estrangulador correspondiente.

VENTAJAS AL EFECTUAR UNA CIRCULACIÓN INVERSA

- a) Es el camino más rápido y corto para circular del fondo a la superficie.
- b) El brote de un fluido se desalojará fuera del pozo de una manera segura.
- c) De presentarse problemas, éste queda dentro de la tubería de mayor resistencia.
- d) En operaciones de reparación (Workover); el fluido empacador confinado en el espacio anular es bastante denso y viscoso que sus características pueden controlar la formación, sin tener que recurrir a preparar grandes volúmenes en superficie.
- e) En la operación de control, las pérdidas de presión por fricción son menores.

DESVENTAJAS AL UTILIZAR UNA CIRCULACIÓN INVERSA

- a) En operaciones de perforación, algunas formaciones débiles, es posible que no soporten la presión adicional. Para operaciones de reacondicionamiento (Workover) deberá determinarse el estado de la TR y sus condiciones; ya que al intentar altos regímenes de bombeo dan por consecuencia altas presiones.
- b) Si la tubería contiene gas se tendrán trastornos para establecer y regir parámetros de bombeo y de presión. Si lo hay en la TR, la presión de bombeo puede incrementarse.
- c) Si el sistema circulatorio contiene densidades diferentes, causarán complicaciones para determinar las presiones por ejercer.
- d) No es recomendable utilizar esta técnica cuando se considere el riesgo de taponar con recortes, residuos u otros materiales, las aberturas de circulación, los orificios y las toberas de la barrena.

- e) En la circulación el gas llegará a la superficie demasiado rápido, que en una circulación directa; al tener la bomba operando a la velocidad deseada, por lo que debe tenerse el tiempo de "atraso" de la TP disponible para mantener constante la presión en TR hasta desplazar el volumen completo de la tubería.

Utilizando esta técnica pueden tenerse complicaciones si la densidad del fluido no tiene la densidad apropiada para controlar la formación, Deberá determinarse si será desplazada la tubería y el espacio anular y posteriormente se densificará o se utilizará el método de densificar y esperar. Si es un fluido empacador con elevada densidad podrá presentarse una pérdida de fluido o fractura de la formación.

Debe prepararse y aplicar una hoja de control de brotes con su cédula de trabajo contra emboladas, con la finalidad de utilizarla como una guía.

Si la tubería está llena de gas de la formación, mientras se circula con el fluido de control, no pueden calcularse con precisión las variaciones de las pérdidas de presión por fricción.

Bajo estas condiciones se puede calcular el incremento estimado en la tubería y este valor puede disminuirse en la presión del estrangulador.

5.6 TÉCNICAS ALTERNAS DE DESVIACIÓN DE FLUJO⁶

5.6.1 TÉCNICA DE DESVIACIÓN DE FLUJO

El control de un brote cerrando el pozo, no deberá considerarse cuando sólo está cementada una tubería de revestimiento superficial en una formación tal que transmita las presiones que se desarrollan durante la operación de control.

Todas las zapatas relativamente cercanas a la superficie, se asientan en formaciones no consolidadas. Si se presentara un descontrol subterráneo, la posibilidad de un riesgo superficial alrededor de la tubería de revestimiento se incrementa en probabilidades; también se debe considerar que, generalmente, las formaciones superficiales son zonas

de presión normal y los volúmenes de gas son realmente pequeños; la mejor forma de mantener el control superficial es desviando el flujo del brote, en lugar de cerrar el pozo y generar un descontrol subterráneo tal que llegue a la superficie por fuera de la tubería de revestimiento, para este fin se utilizará el desviador de flujo.

Cuando se utiliza este sistema, es posible controlar el pozo circulando lodo con la velocidad suficiente para vencer la aportación de fluidos, esto dependerá de la densidad y la velocidad del flujo que pueda manejarse con seguridad. La velocidad de la bomba deberá ser tan alta como lo permitan las limitaciones del equipo; además, este bombeo deberá iniciarse de inmediato. Es aconsejable bombear lodo de una densidad tal que pueda soportar la formación expuesta. Si en algún momento se agota el lodo se recomienda bombear agua para reducir el riesgo de incendio. Cuando el pozo es marino se utiliza agua de mar. Si los fluidos se desvían por un tiempo prolongado es posible que la zona del brote se agote y que el agujero se derrumbe.

VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA TÉCNICA DE DESVIACIÓN DE FLUJO

VENTAJAS

- a) Evita el fracturamiento de la superficie expuesta debajo de la zapata de la tubería de revestimiento superficial.
- b) Transporta los fluidos producidos a una distancia segura del pozo.
- c) Permite perforar a la profundidad establecida.
- d) Se puede manejar el brote.

DESVENTAJAS

- a) El pozo no está bajo control total. Por lo tanto, el problema puede complicarse.
- b) Tendrían que manejarse grandes volúmenes de fluido invasor.
- c) El volumen de fluido para cerrar el preventor deberá consultarse de acuerdo a su tamaño, para verificar que se tiene capacidad de fluido acumulado (de requerirse, agregará otro banco de acumuladores).

5.6.2 TÉCNICA DE ESTRANGULACIÓN LIMITADA

La técnica de estrangulación limitada como método de control, está apoyada en principios básicos. Durante la operación del control de un brote, si la presión en el espacio anular tiende a elevarse arriba de un valor fijo predeterminado, el estrangulador necesitará ajustarse como sea necesario y controlar la presión a un valor igual o menor al valor establecido. También durante el cierre inicial, si la presión de cierre tendiera a incrementarse a un valor superior del fijado, inicie inmediatamente el bombeo y, con ello el estrangulamiento será ajustado, controlando la presión a un valor inferior al determinado. Se entiende que la presión mínima necesaria en el estrangulador deberá ser suficiente para disminuir el continuo flujo al agujero, hasta que la presión hidrostática necesaria para controlar el pozo pueda ser alcanzada a través de la circulación de lodo con densidad adecuada.

PROBLEMAS ASOCIADOS CON ESTA TÉCNICA

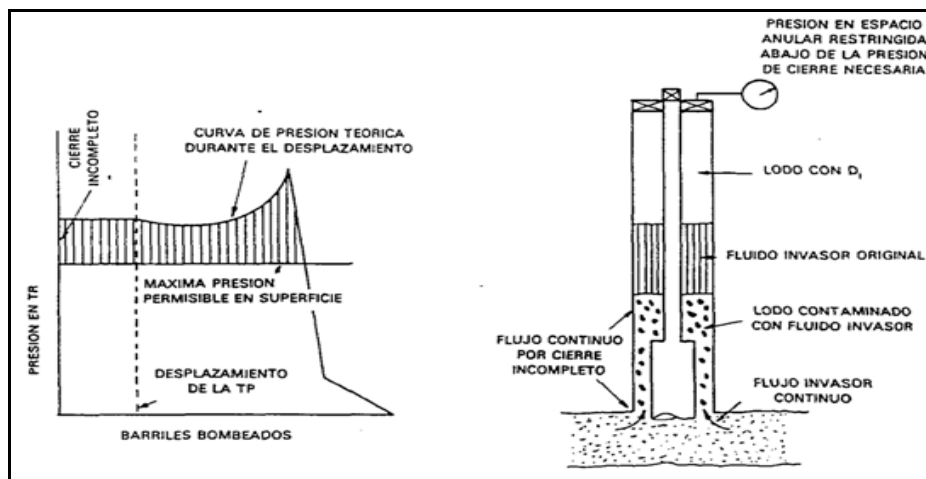


Figura 5-1. Técnica de estrangulación limitada del cierre total.

En algún momento durante la operación del control de un brote si la presión superficial en la TR, necesaria para mantener una presión de fondo constante igual a la presión de formación, es reducida en la medida que se evite exceder un valor máximo predeterminado, puede ocurrir una situación de desbalance, permitiendo otro flujo en el espacio anular. Si esta situación de desbalance continúa, todo el espacio anular se llenará

con lodo contaminado, lo que hará necesario una alta presión en la superficie en caso de que el pozo se requiera controlar.

Otro de los problemas más peculiares que está asociado con los brotes, es la geometría del pozo.

Esto es, conforme se avanza en profundidad, el diámetro del agujero es menor. Por lo tanto, un pequeño brote en una geometría reducida del pozo necesitará un manejo de presiones más altas en superficie que él mismo brote en una geometría mayor, como se muestra en la siguiente figura.

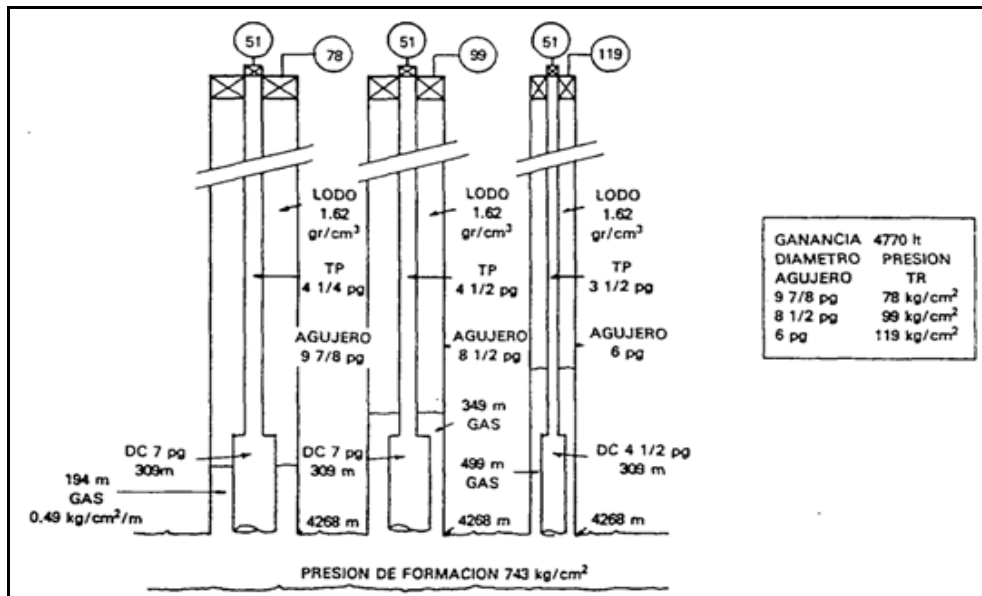


Figura 5-2. Efectos de las presiones en diámetros diferentes.

Un brote en diámetros pequeños es potencialmente más peligroso que en diámetros mayores. Por lo que, un volumen pequeño en diámetro pequeño podría exceder la máxima presión manejable en superficie.

El tipo de fluido invasor afecta la técnica de estrangulador reducido, ya que las características físicas de este fluido por si solo son causa del grado de contaminación del lodo; dentro de estas características está la capacidad de expansión, el gasto de entrada y la densidad.

Los efectos de la contaminación del lodo repercuten en las caídas de presión por fricción que se deben vencer para mover el fluido fuera del espacio anular.

Las pérdidas por fricción incrementan el total de las presiones aplicadas a la formación, reduciendo la presión que se necesita en la superficie para balancear las presiones de formación. Pero cuando la presión en la tubería de revestimiento es reducida por debajo de la requerida (como en el caso cuando existe una restricción de presión en la superficie), se presenta un flujo adicional y contamina el fluido de perforación. Este fluido contaminado normalmente genera más pérdidas de presión por fricción que el lodo sin contaminar. Por lo tanto, si el fluido invasor contaminara todo el sistema, las caídas por fricción se incrementarían de tal forma que sería difícil mantener una baja presión en la superficie.

Bajo las mismas condiciones de presión y permeabilidad, el agua salada y el aceite entran al pozo a menor gasto que el gas. Por lo tanto, la detección de un brote de agua salada o aceite deberá ser con un volumen mínimo incrementado en presas.

5.6.3 MÉTODO VOLUMÉTRICO⁷

Si por alguna razón la circulación en el pozo no puede ser establecida para desplazar el gas a la superficie, será necesario controlar su migración (por diferencia de densidades), así como la expansión.

El método volumétrico se puede aplicar en las siguientes situaciones:

- Cuando no hay tubería dentro del pozo y no se puede hacer stripping.
- En caso de que la tubería esté tapada.
- En el momento en que la densidad de control es inalcanzable a la profundidad de la tubería y no se puede hacer stripping.
- En caso de que no se pueda establecer circulación.

Conviene señalar que el método volumétrico sólo se lleva a cabo cuando el fluido invasor es gas y el fluido de perforación es base agua.

Las operaciones normales de control podrán continuarse una vez desalojado el gas, ya que mientras se soluciona el problema que impide la circulación, no habrá el peligro que involucre el represionamiento del pozo.

Permitir la migración de gas bajo control, es una técnica que sólo se debe emplear en caso de emergencia.

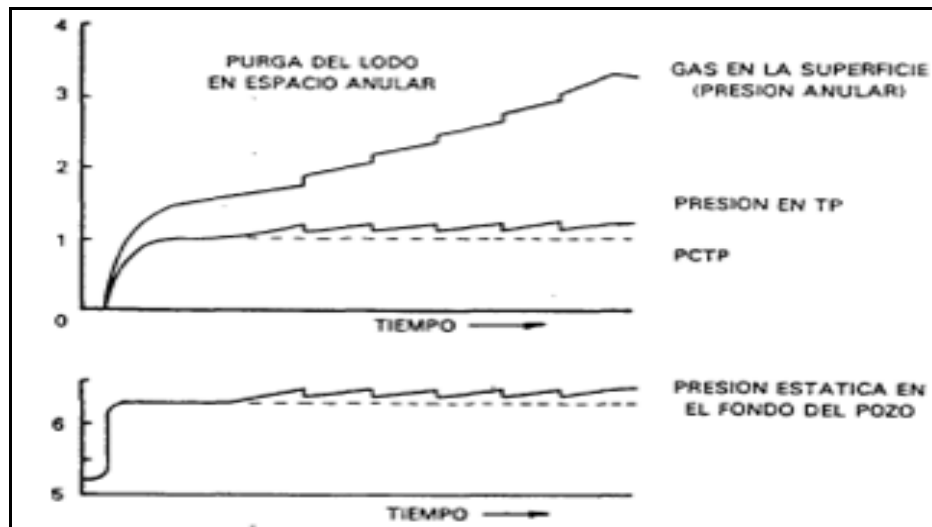


Figura 5-3. Migración del gas, método volumétrico a condiciones estáticas.

Una expansión excesiva del gas reducirá la presión en el fondo del pozo y permitirá la entrada de más gas; una pequeña expansión causará un incremento de presión que posiblemente creará una pérdida por fracturamiento debajo de la zapata.

Bajo estas condiciones, la presión en la tubería de perforación es monitoreada manteniéndola entre 50 y 100 [lb/pg²] arriba de la presión original de cierre (PCTR), purgando lodo del espacio anular para que esta presión sea balanceada.

La presión registrada en el espacio anular se incrementará cuando el lodo sea purgado del mismo, en tanto que la presión en la tubería de perforación debe monitorearse entre los límites prefijados, para no permitir la entrada de más gas; para ese propósito es necesario un manómetro de presión de rango adecuado.

Este procedimiento puede continuarse hasta que el gas llegue a la superficie. El gas que se purga necesita ser sustituido por un fluido (lodo), de este manera, prácticamente resulta que la primera parte del método del perforador se ha llevado a cabo.

La aplicación de esta técnica se puede efectuar cuando se tengan las siguientes situaciones:

- Las bombas del equipo se encuentran fuera de servicio y no se cuenta con la unidad de alta presión.
- La tubería de perforación está fuera del pozo y los arietes ciegos se encuentran cerrados.
- La tubería de perforación está arriba del fondo, de tal manera que la densidad equivalente para controlar la presión de formación a esa profundidad, no se puede conseguir.
- La tubería de perforación o la barrena está tapada.

Para calcular el volumen que deberá purgarse mientras el gas migra hacia la superficie se utiliza el siguiente procedimiento de control:

1. Registre la presión de cierre en la tubería de revestimiento (PCTR).
2. Permita un aumento de 7 [kg / cm²] por encima de la PCTR; $PCTR=PCTR+7$ [kg / cm²].
3. Permita un incremento de 3.5 [kg / cm²] por encima de la PCTR anterior; $PCTR_2=PCTR+3.5$ [kg / cm²].
4. Purgue una determinada cantidad de lodo que genere una presión hidrostática igual al incremento seleccionado en el paso anterior (3.5 [kg / cm²]).
5. Permita un incremento de 3.5 [kg / cm²] por encima de la PCTR anterior y purgue hasta que el gas llegue a la superficie.
6. Descargue un volumen equivalente de 3.5 [kg / cm²] de gas al quemador.
7. Bombee un volumen de lodo original para generar 3.5 [kg / cm²] de presión hidrostática y repetir hasta que salga el gas.

El purgado del pozo se efectuará con tal rapidez para permitir que la presión en la TR se mantenga constante. La cantidad de lodo purgado dependerá del factor de capacidad del pozo y de la densidad del lodo, así como del incremento de presión seleccionado (3.5 [kg / cm²]). Esta cantidad se calcula con la siguiente ecuación:

$$V = \frac{3.5 \times FCA}{DP}$$

Ec. 5.1

Donde:

- V: Volumen de lodo que debe purgarse, [lt]
- FCA: Factor capacidad del agujero en donde está localizado el brote, [lt / m]
- DP: Densidad de lodo a purgar, [gr / cm³]

El aumento inicial de 7 [kg / cm²] es un factor de seguridad, el cual permitirá que la presión se incremente (en 3.5 [kg / cm²] adicionales) para después purgar el volumen calculado. Esta purga debe hacerse lo más rápido posible para que la presión en la tubería de revestimiento permanezca constante. El volumen de lodo purgado deberá desviarse a un tanque donde se puedan hacer mediciones precisas.

Después que se haya purgado el volumen calculado, deberá permitirse que la presión en la tubería de revestimiento aumente 3.5 [kg / cm²] nuevamente, antes de purgar otro volumen igual al calculado. Este procedimiento deberá repetirse hasta que el gas del brote llegue a la superficie, siendo cada ocasión más frecuente. Una vez que lo anterior ocurra, se podrá cerrar el pozo y la presión no se incrementará.

5.6.4 TÉCNICAS PARA UN DESCONTROL SUBTERRÁNEO⁸

Cuando ocurre un descontrol subterráneo, los fluidos se conducen de una formación a otra. La zona receptora debe ser un intervalo poroso y permeable (una formación fracturada o una debilitada expuesta por la rotura de la tubería de revestimiento).

La dirección de flujo en un descontrol, es importante para poder establecer el procedimiento de control. La causa que lo provocó puede dar la pauta para determinar la dirección, ya que la mayoría de los descontrol subterráneos ocurren después de que los

preventores se han cerrado. Cuando se presenta un brote durante la perforación, el flujo será normalmente del fondo del pozo a una zona superior.

Esto se basa en dos suposiciones:

- a) La zona superior será fracturada más fácilmente que la zona inferior.

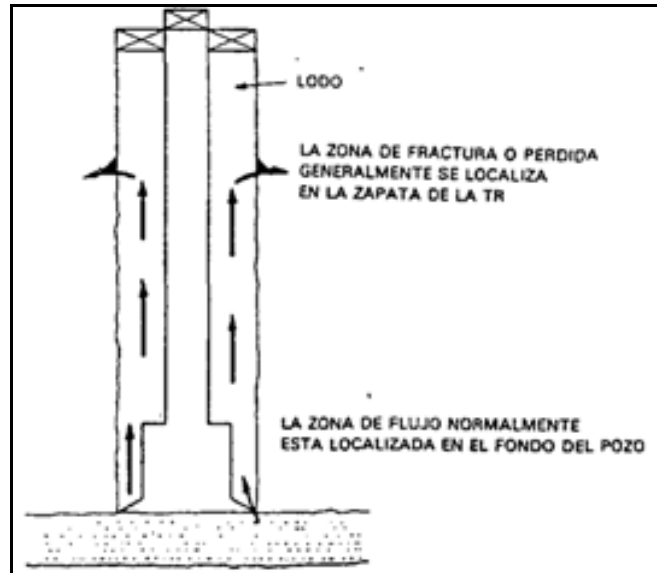


Figura 5-4. Zonas de flujo y de fractura en un descontrol.

- b) Que la zona que aportó el brote inicial, será la fuente única del flujo de fluidos.

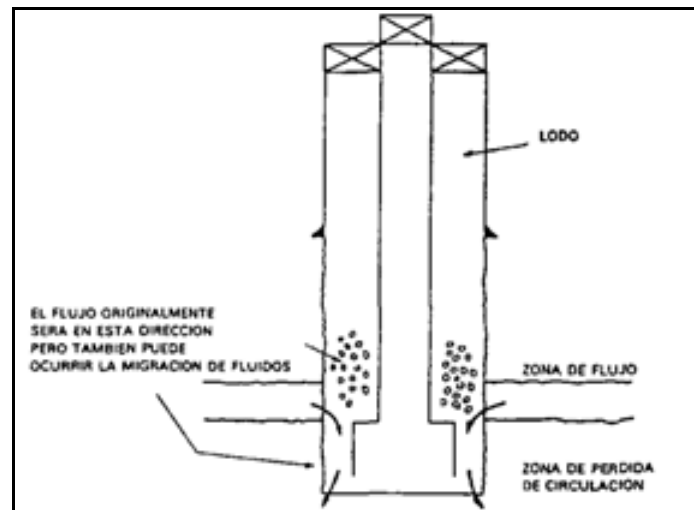


Figura 5-5. Efecto al encontrar una zona de pérdida de circulación.

El flujo puede ser directo de una zona superior a una inferior, si la pérdida de circulación (o la zona ladrona) está cerca o en el fondo del pozo. Esto ocurre normalmente cuando la barrena encuentra la zona de pérdida durante la perforación. Cuando esta zona es encontrada, el nivel del lodo en el pozo se abate y la presión hidrostática no es suficiente para controlar la presión de formación de la zona superior.

INDICADORES DE UN DESCONTROL SUBTERRÁNEO

- Incremento en las presiones de las tuberías de perforación y de revestimiento con una subsecuente reducción. Cuando el brote es detectado y los preventores se cierran, la presión en la superficie comienza a incrementarse hasta balancear la presión de fondo. Si la presión en el espacio anular genera densidades de lodo equivalentes a la presión de fractura, esta última será alcanzada, lo cual aliviará las presiones en el pozo y las reducirá en el espacio anular.
- Las presiones fluctuantes o inestables indican un descontrol subterráneo y pueden resultar de un fluido inestable (de una o varias formaciones) o de una formación fracturada, la cual cierra o abre de acuerdo al cambio de presiones en el intervalo. Así, las presiones de las tuberías de perforación y revestimiento pueden fluctuar uniforme o independientemente una de otra. Si la formación se cierra o se crea un puente alrededor de la tubería de perforación, la presión en la tubería de revestimiento puede estabilizarse y la presión en la tubería de perforación continuará cambiando.
- La presión en la tubería de perforación puede ser tan alta como en la tubería de revestimiento en un descontrol subterráneo; usualmente esto es el resultado de que fluidos de la formación (particularmente gas) entren en la tubería de perforación al momento que el descontrol se ha iniciado.
- Lo contrario de las altas presiones puede ocurrir en algunos casos. Si el lodo sale fuera de la tubería de perforación, se observarán reducciones en la presión de la tubería de perforación (y en algunos casos será cero) si no entran otros fluidos a la tubería.
- La falta de comunicación entre estos dos puntos es debido a la pérdida total de circulación en el pozo.

-
- En la mayoría de los casos de descontrol subterráneo, la comunicación entre el espacio anular y la tubería de perforación será mínima o nula. La presión en la tubería de perforación o viceversa.

PROCEDIMIENTOS PARA SOLUCIONAR UN DESCONTROL SUBTERRÁNEO⁹

En la mayoría de los casos de descontrol subterráneos no existe un procedimiento de trabajo para su control; sin embargo, en este tipo de descontrol y en algunas situaciones específicas, para que los procedimientos sean más efectivos se requieren conocimientos de:

- La causa del descontrol subterráneo.
- La localización de la zona ladrona.
- Ubicación de la zona de flujo.
- Presión de formación.
- Limitaciones en los procedimientos propuestos.

Los procedimientos más comunes en situaciones de descontrol subterráneo son:

- Bache de lodo.
- Tapón de barita

5.6.4.1 PROCEDIMIENTO BACHE DE LODO

La situación más común es cuando un descontrol subterráneo ocurre en una zona profunda y sólo hay una tubería de revestimiento superficial asentada. En este caso, una gran longitud de formación expuesta está sometida a una densidad equivalente alta de lodo dando como resultado posibles fracturas.

El procedimiento más exitoso para este tipo de descontrol, es colocar un bache de lodo pesado en el pozo, debajo de la zona de pérdida.

El objetivo de esto, es generar una mayor presión en el agujero con la presión hidrostática del lodo pesado y el de baja densidad.

La combinación requerirá una presión menor en la tubería de revestimiento para balancear la presión de formación. A pesar que el bache pesado usualmente tiene una densidad mayor que el equivalente al gradiente de fractura en la zapata, no presentará un problema de pérdida de circulación siempre y cuando el lodo no sea circulado arriba de este punto.

Después que el descontrol ha sido atendido, se deberán tomar varias acciones para restablecer las condiciones para perforar. La zona fracturada deberá ser cementada para resolver el problema de pérdida de circulación.

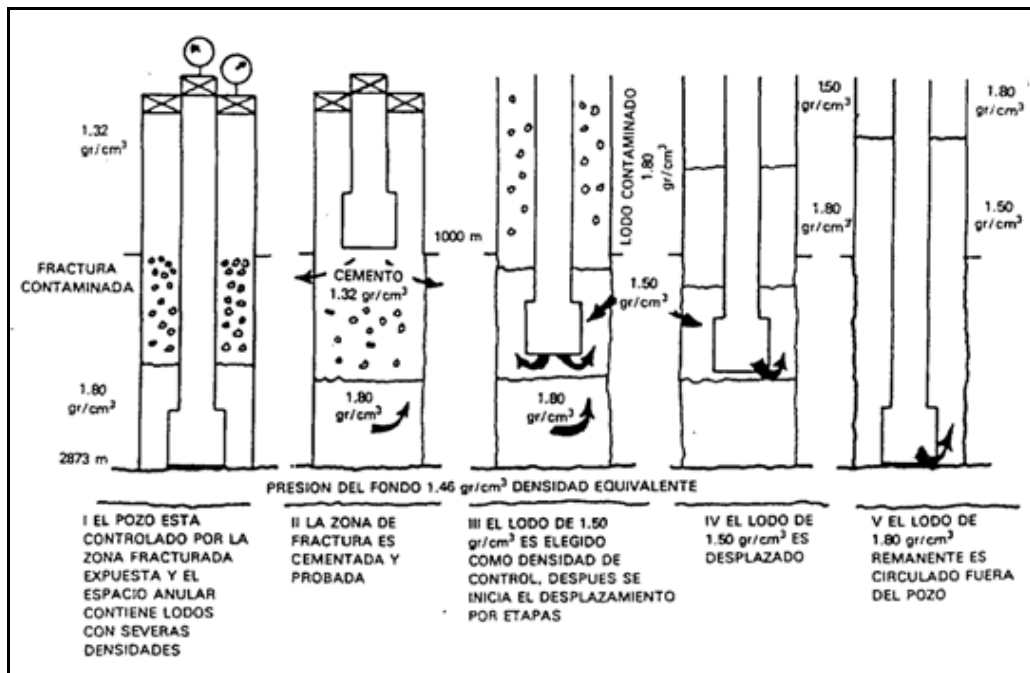


Figura 5-6. Secuencia requerida en una situación de descontrol subterráneo.

El lodo original en el espacio anular debe acondicionarse a una densidad suficiente para controlar la presión de formación; pero también se tiene que evitar exceder el gradiente de fractura de las formaciones expuestas. El lodo pesado usado para controlar el pozo, debe circularse por etapas para evitar volver a fracturar la zona de pérdida.

5.6.4.2 PROCEDIMIENTO TAPÓN DE BARITA

Este es otro procedimiento usado para controlar un descontrol subterráneo. Este tapón está diseñado para que se forme un puente de barita en el agujero, el cual debe sellar el descontrol y permitir que un lodo pesado sea circulado arriba de dicho tapón. La técnica no está basada en el control de pozo a través de un incremento de presiones hidrostática (como si se usara un procedimiento con lodo pesado), sino más bien un puente efectivo.

5.7 MÉTODOS INADECUADOS PARA CONTROLAR UN POZO¹⁰

Los métodos incorrectos para tratar de controlar un pozo son:

- Regresar fluidos a la formación
- Empleo de densidad excesiva
- Nivel de presas constante
- Mantener constante la presión en TR
- Levantar la barrena a la zapata al detectar un brote

5.7.1 REGRESAR FLUIDOS A LA FORMACIÓN

Es común intentar regresar fluidos a la formación cuando se presenta un brote, evitando la necesidad de implementar un procedimiento de control adecuado. Esta situación implica que la FORMACIÓN SEA FRACTURADA antes que el bombeo pueda realizarse, y lo más probable es que el fluido invasor no entre en la zona que originalmente lo aportó, a no ser que el fluido circulado sea agua limpia. Al no permitir la admisión del fluido invasor, las presiones manejadas para inyectar la burbuja abrirían otros intervalos con un gradiente de fractura mayor al de la formación aportada, con el consecuente riesgo de romper el sello en la zapata de TR.

Sin embargo, existe una situación limitante, la cual se presenta cuando ocurre un brote que contenga ácido sulfhídrico. Es preferible la inyección a la formación que circularlo a la

superficie; sobre todo cuando no se han implementado los planes para este tipo de contingencia.

5.7.2 EMPLEO DE DENSIDAD EXCESIVA

Debe evitarse controlar un pozo mediante un lodo de densidad mayor de la necesaria. Un lodo con exceso de densidad puede causar PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN E INICIAR UN DESCONTROL SUBTERRÁNEO o cuando menos incrementa los esfuerzos por presión ejercidos en la zapata, en la formación expuesta y en las conexiones superficiales.

5.7.3 NIVEL DE PRESAS CONSTANTE

Un breve examen puede conducir a una persona a concluir que manteniendo el nivel de presas constante al circular un brote con ayuda del estrangulador, se evitará la entrada adicional de fluidos. Esto es correcto siempre y cuando el brote sea de líquidos (fluidos incomprensible). Si el brote fuera de gas o de algún fluido que contenga gas, la consecuencia de usar este método sería circular el gas sin permitirle que se expandiera. El efecto sería el mismo que permitir la migración de la burbuja de gas sin dejarla expandirse (incremento por la velocidad de bombeo) y, como ya se explicó, esto provocaría aumento de presión en todos los puntos del pozo, lo cual no es conveniente.

NOTA: Como es posible determinar con precisión el tipo de fluidos presentes en un brote, este método nunca debe emplearse.

5.7.4 MANTENER CONSTANTE LA PRESIÓN EN TR

Otro método de control que algunas personas utilizan consiste en mantener constante la presión en el espacio anular a medida que se bombea lodo de control. Si el pozo tiene un factor de volumen anular constante (en la sección que ocupan los fluidos invasores) mientras se bombea fluido de control y si los fluidos son incomprensibles, este método y el del "Ingeniero" son equivalentes. Si el factor de volumen no es constante como generalmente ocurre, la altura de la columna de fluidos invasores cambiará de acuerdo con el factor de volumen y esto causará VARIACIONES EN LA PRESIÓN DE FONDO.

Si el fluido invasor es gas debe permitírsele que se expanda adecuadamente y bajo control al circularlo hacia fuera. El hecho de mantener la presión en TR constante permitirá que el gas se expanda con mayor rapidez que la necesaria. Esto sacará del pozo más lodo, lo que creará disminución en la presión hidrostática y a su vez permitirá la entrada de más fluidos de la formación. Los efectos mencionados pueden pasar desapercibidos durante un tiempo, debido a que mientras el brote está en la parte inferior del pozo hay pequeñas variaciones en la sección transversal del espacio anular y el gas se expande lentamente. Esto ocurre cuando el gas está cerca de la superficie y sufre expansión súbita, lo que se reflejaría como una sobrepresión en el espacio anular.

5.7.5 LEVANTAR LA BARRENA A LA ZAPATA AL DETECTAR UN BROTE

Una práctica errónea debido a la posibilidad de atrapamiento de la sarta en agujero descubierto al detectar un brote, es tratar de levantar la barrena a la zapata. Esta operación implica el uso de densidades más altas en el fluido de perforación para controlar la presión de formación, mayores esfuerzos aplicados en la zapata entrará fluido adicional al pozo por efecto de sondeo y porque no se ejerce la contrapresión requerida para restablecer el control secundario.

5.8 RAZONES ESPECÍFICAS PARA SELECCIONAR UN MÉTODO DE CONTROL

Se tiene que tomar en consideración la etapa de control en que se encuentra el problema y, con base en ello, se definirá el método de control por emplear.

CONTROL PRIMARIO

En esta etapa, el control se establece sólo con la presión hidrostática ejercida por fluido de perforación y, si es la adecuada, se evitará el brote.

CONTROL SECUNDARIO

En esta etapa el control se establece con la presión hidrostática del fluido de perforación y la presión ejercida desde la superficie, tratando de evitar el fracturamiento de la formación, dañar la TR y las conexiones superficiales de control. El control primario deberá restablecerse rápidamente. Los casos en que se presenta esta etapa son:

BROTOS POR DESBALANCE: Son causados por incremento de presión de formación y por no contar con la densidad suficiente del fluido de perforación. El desbalance, por lo general, no debe rebasar un valor de densidad equivalente de $0.06 \text{ [gr / cm}^3\text{]}$. Para este tipo de brote se tendrá que utilizar el método de densificar y esperar.

BROTOS INDUCIDOS: Son causados por reducción de presión hidrostática, pérdida de circulación, densidad inapropiada, falta de llenado correcto, efecto de suaveo, etc. Si la TP se encuentra fuera del fondo y no se puede introducir tubería, entonces se debe circular con densidades de control. Es muy importante evaluar el pozo para tomar esta decisión; cualquier volumen adicional que entre complicará el control y aumentará los riesgos, por ello deberá considerarse la posibilidad de bajar la tubería a presión para intentar el control con una densidad menor.

OBSERVACIÓN: Si en una zona de presión anormal se presenta:

- Un brote al estar perforando, entonces es por desbalance.
- Un brote al estar circulando, entonces es inducido.

CONTROL TERCIARIO

Cuando se pierde el control secundario, generalmente por mala planeación, se presenta un descontrol de pozo, pudiendo ser:

- Superficial
- Subterráneo

Para restablecer el control primario, se requiere implementar técnicas y equipo especiales; además, para seleccionar el método a utilizar, el responsable del pozo debe tomar en cuenta las siguientes variables, mismas que afectan el empleo de cada método:

- Disponibilidad de barita en la localización (en pozos exploratorios se debe tener como mínimo un volumen tal que se pueda incrementar la densidad del lodo en un equivalente a $0.12 \text{ [gr / cm}^3\text{)]}$, así como capacidad en el equipo para su manejo.
- Profundidad de asentamiento de la zapata de la TR con relación a la profundidad total del pozo (mínimo deberá estar entubado a 113 [m] del pozo).
- Tiempo mínimo requerido para circular el brote fuera del pozo.
- Posición de la tubería o la barrena al momento del brote.
- Máxima presión permisible en el espacio anular.
- Posibles zonas de pérdidas de circulación.
- Magnitud y naturaleza del brote.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Petróleos Mexicanos PEP-UPMP. **Programa de Acreditación en Control de Pozos**, Wellcap.
 2. Schlumberger. **Well Control Manual**. 1999 Revision 0.
 3. Enterprise Oil. **Well Control Manual**. 2001. October revision.
 4. Petróleos Mexicanos PEP-UPMP. **Programa de Acreditación en Control de Pozos**, Wellcap.
 5. Petróleos Mexicanos PEP-UPMP. **Programa de Acreditación en Control de Pozos**, Wellcap.
 6. Petróleos Mexicanos PEP-UPMP. **Programa de Acreditación en Control de Pozos**, Wellcap.
 7. Enterprise Oil. **Well Control Manual**. 2001. October revision.
 8. Petróleos Mexicanos PEP-UPMP. **Programa de Acreditación en Control de Pozos**, Wellcap.
 9. Petróleos Mexicanos PEP-UPMP. **Programa de Acreditación en Control de Pozos**, Wellcap.
 10. Petróleos Mexicanos PEP-UPMP. **Programa de Acreditación en Control de Pozos**, Wellcap.
-

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

Para llevar a cabo el control de un pozo, es necesario que el personal que participa directamente, esté debidamente capacitado y entrenado. Los conocimientos adquiridos sobre el control de pozos junto con las habilidades desarrolladas en prácticas de control de pozos, permitirán que el personal desempeñe las funciones y responsabilidades de su puesto. De esta manera se lograra evitar daños personales, al medio ambiente y a las instalaciones, mientras se le realiza alguna actividad al pozo.

El buen desempeño del personal en campo, puede ser considerado como una medida preventiva en el control de pozos. Si el personal es capaz de identificar los indicadores de un brote, y este es detectado a tiempo y se aplican las medidas inmediatas y correctas para manejarlo en superficie no causara ningún tipo de daño.

Es importante llevar un registro del pozo, así como una supervisión física al equipo superficial e instalaciones de manera constante.

Es importante tener claro que mientras se circula un pozo se tienen caídas de presión en todo el sistema de circulación (equipo superficial, interior de tuberías, a través de las toberas de la barrena y el espacio anular), ya que con esta información podremos conocer el valor real de la densidad que interactuará con las paredes del pozo, DEC, la cual es mayor que la densidad del fluido de control y deberá ser menor que el gradiente de fractura, de esta forma se garantizara la integridad del pozo, esto quiere decir que la formación no aportara fluidos al pozo ni existirá daño a la formación.

Uno de los principales problemas de los influjos, a pesar de que sean controlados, es que incrementan los tiempos y costos de la intervención. Sin embargo, un flujo no controlado puede causar la pérdida total del equipo, del mismo pozo y daños severos al personal y

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

medio ambiente. Por tal motivo es importante que durante las diferentes actividades que se realizan en los pozos, se eviten estos eventos. Esto lo podemos lograr mediante el correcto diseño del pozo y, en caso de presentarse un influjo, elegir la metodología de control más conveniente dependiendo de las características del mismo, así como los fluidos de control, equipo de control superficial, prácticas operativas y personal debidamente capacitado y entrenado.

La oportuna detección de un influjo nos permite actuar de manera apropiada ante la amenaza de un descontrol, así mismo al estar preparado podremos tomar las decisiones correctas y esto se verá reflejado en los tiempos que se requieren para controlar un pozo, que por costos de renta de equipo son muy valiosos en la industria petrolera, así como el preservar el medio ambiente y lo más importante, evitar la pérdida de vidas humanas.

RECOMENDACIONES

- Es indispensable realizar reuniones de trabajo con la finalidad de delegar responsabilidades en situaciones de emergencia o en caso de que se detecte un influjo en el pozo.
- En el área de trabajo solo deben estar las personas que llevaran a cabo la operación de control del pozo con la finalidad de minimizar los riesgos al personal.
- Contar con centros de adiestramiento diseñados para la capacitación de las cuadrillas de perforación, para una mejor comprensión de los fenómenos que se presentan en el fondo del pozo. Así como capacitar al personal de piso de perforación, para que desempeñen sus funciones en caso de un influjo o descontrol.
- Implantar y difundir las políticas de seguridad industrial y protección ambiental de la compañía.

El control de pozos es un área de oportunidad, que la industria petrolera del país no ha sabido explotar, ya que no existen compañías nacionales de calidad que presten estos servicios, por lo que sugerimos ahondar en el tema.

APÉNDICE A

PROPIEDADES REOLÓGICAS DE LOS FLUIDOS¹

Sea el siguiente sistema, figura A-1, en donde se bombea un fluido a un gasto constante Q de densidad ρ a través de un tubo horizontal:

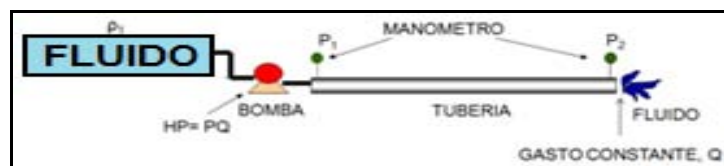


Figura A-1. Sistema de circulación.

La diferencia entre las presiones de entrada, P_1 , y de salida, P_2 , se le conoce como pérdida de presión por fricción o caída de presión, ΔP . Es decir:

$$\Delta P = P_1 - P_2$$

Ec. A.1

Uno de los factores de los que dependen las caídas de presión son las propiedades reológicas de los fluidos. Por tal motivo, las caídas de presión de un sistema no son constantes. Tal y como se muestra en la figura A-2.

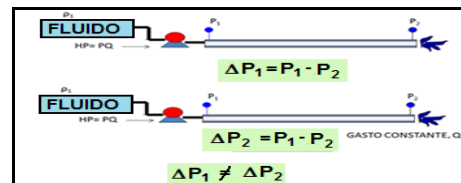


Figura A-2. Caídas de presión de un sistema de circulación.

Las caídas de presión ΔP_1 y ΔP_2 son diferentes, entre otras cosas, porque su reología es distinta, “viscosidad, punto de cendencia, constantes K y n ”, en otras palabras la reología del fluido influye en su comportamiento.

Reología. Es la disciplina que estudia la deformación y flujo de la materia, las propiedades reológicas fundamentales del lodo de perforación son:

- Viscosidad plástica.
- Punto de cedencia.
- Resistencia al gel.

La reología de un fluido de perforación la podemos utilizar para:

- Calcular las pérdidas de presión por fricción.
- Analizar la contaminación del fluido de perforación.
- Determinar los cambios de presión en el interior del pozo durante un viaje.

Esfuerzo de corte, τ [lb / 100 pies²]. Es la fuerza por unidad de superficie requerida para mover un fluido a una velocidad de corte dada. Es decir, la fuerza mínima necesaria para mover un fluido.

Índice de consistencia, K [cP]. Es el factor de consistencia del flujo laminar. Podemos describirla de forma idéntica al concepto de viscosidad plástica dado que un aumento de K indica un aumento en la concentración de sólidos o disminución del tamaño de las partículas.

Indica la consistencia del fluido; es decir, si el valor de K es alto, el fluido es más "viscoso" y viceversa.

Índice de flujo, n [Adimensional]. Es la relación numérica entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte.

Es una medida de la no-newtonianidad del fluido, entre más alejado de la unidad sea el valor de n, más no-Newtoniano es el comportamiento del fluido.

Resistencia al gel. Es la fuerza de atracción que se da a condiciones estáticas, debido a la presencia de partículas cargadas eléctricamente. Depende principalmente de la cantidad y tipo de sólidos en suspensión, el tiempo de reposos, la temperatura y el tratamiento químico.

Punto de cedencia, PC [lb / 100 pies²]. Es el esfuerzo mínimo de corte que debe aplicarse a un fluido para que comience a desplazarse, figura A-3.



Figura A-3. Punto de cedencia.

Velocidad de corte, γ [seg⁻¹]. Es la velocidad relativa de una lámina moviéndose junto a otra, dividida por la distancia entre ellas.

Viscosidad, μ [cP]. Propiedad de los fluidos que tiende a oponerse al flujo cuando se le aplica una fuerza, entre más alta sea la viscosidad de un fluido mayor resistencia interna al flujo opondrá, figura A-4.

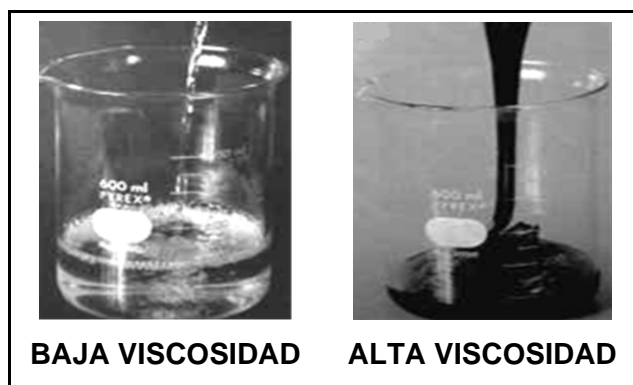


Figura A-4. Viscosidad de los fluidos.

Viscosidad aparente, μ_A [cP]. La viscosidad aparente es la viscosidad real o viscosidad verdadera observada.

Viscosidad efectiva, μ_E [cP]. Describe la resistencia del fluido a fluir a través de una geometría particular. El fluido fluyendo a través del espacio anular tendrá una viscosidad efectiva diferente a la que tiene cuando fluye dentro de la tubería de perforación.

También la podemos definir como la Viscosidad verdadera en cualquiera de los puntos obtenidos por lecturas del viscosímetro.

Viscosidad plástica, μ_p [cP]. Es la parte de la resistencia al flujo causada por la fricción, afectada principalmente por la concentración de sólidos, tamaño y forma de las partículas sólidas y la viscosidad de la fase fluida.

CLASIFICACIÓN REOLÓGICA DE LOS FLUIDOS

En la siguiente figura se muestra en forma general como se clasifican los fluidos según su reología, figura A-5.

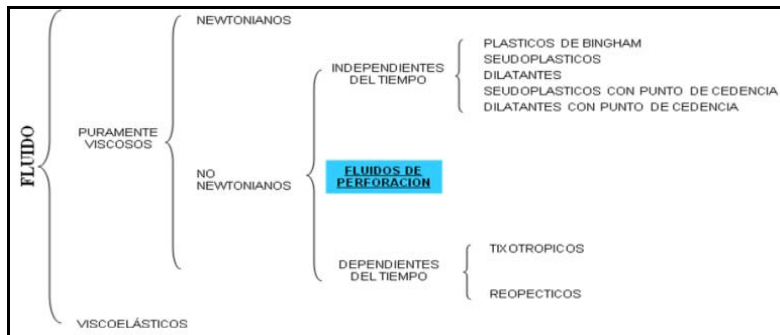


Figura A-5. Clasificación reológica de los fluidos.

Fluido. Toda sustancia que fluye y que no opone resistencia a una fuerza que tienda a modificar su forma. El término incluye tanto a los líquidos como a los gases.

Fluido Newtoniano. Son aquellos fluidos que exhiben una proporcionalidad directa entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte. Por ejemplo; diesel y agua, figura A-6.

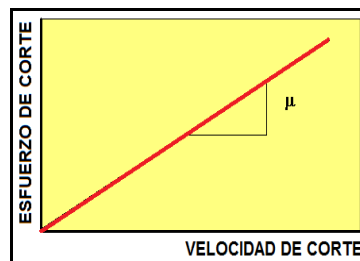


Figura A-6. Comportamiento del fluido Newtoniano.

Fluido no-newtoniano. Son todos aquellos fluidos que no exhiben una relación directa entre el esfuerzo y la velocidad de corte. Por ejemplo; la mayoría de los fluidos de perforación y el cemento.

Los fluidos no-newtonianos se dividen en dos principales grupos:

- Fluidos independientes del tiempo
- Fluidos dependientes del tiempo

Fluidos independientes del tiempo. Son así llamados debido a que sus propiedades reológicas no cambian con el tiempo. Entre estos se encuentran los siguientes:

Fluidos plásticos de Bingham. Estos fluidos, para iniciar su movimiento requieren vencer un esfuerzo inicial finito o punto de cedencia y al graficar en escala lineal exhibiendo una relación lineal entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte, figura A-7.

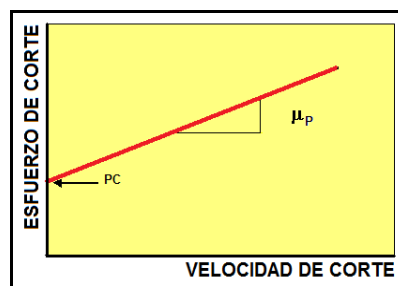


Figura A-7. Comportamiento del fluido plástico de Bingham.

Fluidos seudoplásticos. Son aquellos fluidos que con un esfuerzo cortante infinitesimal iniciará su movimiento y posteriormente la velocidad de corte se incrementará en forma no lineal; lo que nos indica que la viscosidad del fluido disminuye al incrementarse la velocidad de corte, figura A-8.

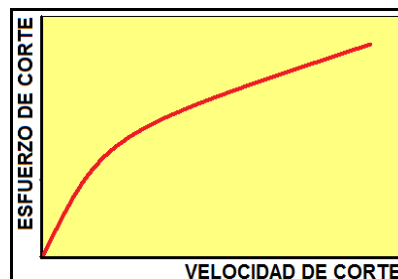


Figura A-8. Comportamiento de los fluidos seudoplásticos.

Fluidos dilatantes. Estos fluidos presentan un comportamiento similar a los fluidos seudoplásticos, con la diferencia de que en los fluidos dilatantes el ritmo del incremento del esfuerzo cortante con la velocidad de corte se incrementa, figura A-9.

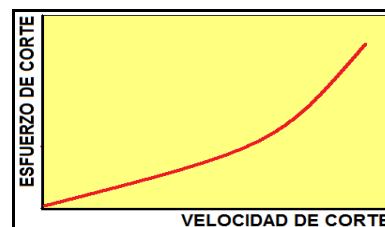


Figura A-9. Comportamiento de los fluidos dilatantes

Fluidos seudoplásticos y dilatantes con punto de cedencia: Son aquellos fluidos que exhiben un esfuerzo inicial finito o punto de cedencia. Una vez que el esfuerzo inicial ha sido rebasado, la relación entre el esfuerzo cortante, con la velocidad de corte resultante no es lineal, figura A-10.

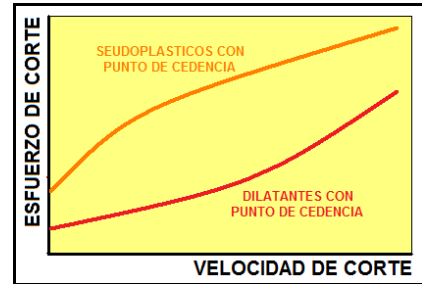


Figura A-10. Fluidos seudoplásticos y dilatantes con punto de cedencia.

Fluidos dependientes del tiempo. Estos fluidos se caracterizan porque sus propiedades reológicas varían con la duración del corte (esfuerzo cortante y velocidad de corte), bajo ciertas consideraciones. Los fluidos dependientes del tiempo se subdividen en:

Fluidos tixotrópicos. Son aquellos fluidos en los cuales el esfuerzo cortante decrece con la duración del corte, figura A-11.

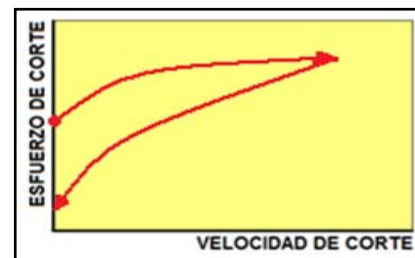


Figura A-11. Comportamiento de los fluido tixotrópicos.

Fluido reopécticos. A diferencia de los fluidos tixotrópicos, el esfuerzo cortante se incrementa conforme se incrementa la duración del corte, figura A-12.

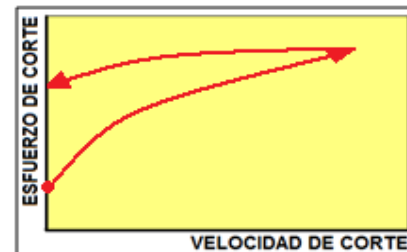


Figura A-12. Comportamiento de los fluido reopécticos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. López Valdez Israel, *Apuntes de Ingeniería de Pozos*, 2008-2

APÉNDICE B

RÉGIMEN DE FLUJO^{1, 2}

Como ya se menciona, la reología se encarga del estudiar de la deformación y flujo de la materia.

Flujo. Es una deformación de los fluidos de tipo permanente.

Régimen de flujo. Es la configuración de estructura de fases en la tubería. Cuando un fluido fluye a través de un conducto, este puede fluir ya sea en régimen laminar, transicional o turbulento, figura B-1.

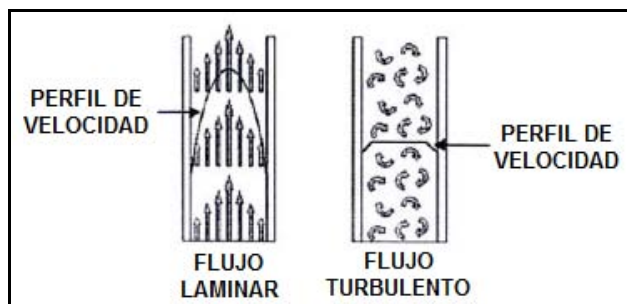


Figura B-1. Regímenes de flujo.

Existen tres tipos básicos de regímenes de flujo, que son:

- Flujo laminar.
- Flujo turbulento.
- Flujo transicional.

Flujo transicional. El flujo transicional tiene lugar cuando el flujo cambia de laminar a turbulento y viceversa.

Flujo laminar. El flujo laminar tiene lugar entre bajas y moderadas velocidades de corte en que las capas de fluido pasan unas junto a otras en forma ordenada. Este movimiento es paralelo a las paredes del agujero a través del cual fluye y la fricción generada entre el fluido y las paredes es baja, figura B-2.

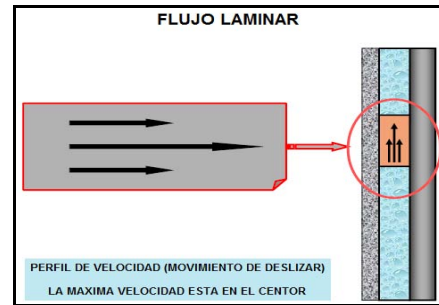


Figura B-2. Flujo laminar.

Flujo turbulento. El flujo turbulento se produce a altos índices de cizallamiento, cuando el fluido se mueve en forma caótica. En un flujo turbulento las partículas son arrastradas por giros al azar y remolinos de corriente, la fricción en este flujo es mayor, figura B-3.

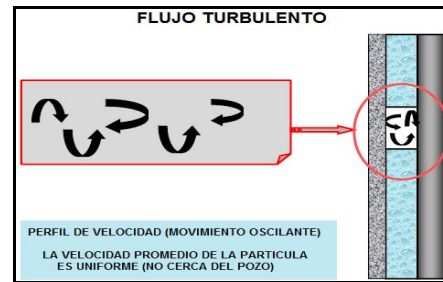


Figura B-3. Flujo turbulento.

Velocidad crítica. La velocidad crítica de un fluido es la velocidad a la cual el flujo cambia de régimen, figura B-4.

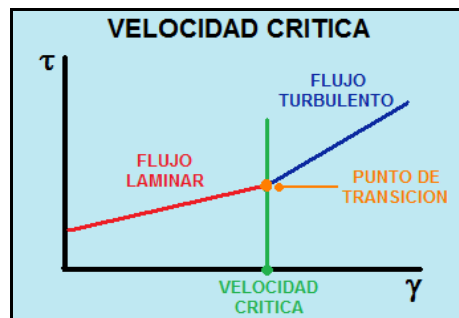


Figura B-4. Velocidad crítica.

NÚMERO DE REYNOLDS

Reynolds mostro que el criterio para romper el movimiento laminar del fluido y la transición al flujo turbulento depende de una cantidad adimensional denominada número de Reynolds, este es de gran importancia en la solución de problemas de flujo y

APÉNDICES

relacionan las fuerzas de inercia a las fuerzas viscosas que son desarrolladas por el fluido en movimiento.

El número de Reynolds considera factores básicos del flujo en tuberías los cuales son: diámetro de la tubería, velocidad promedio, densidad y viscosidad del fluido.

$$N_{Re} = \frac{\text{Fuerzas de Inercia}}{\text{Fuerzas viscosas}} \quad \text{Ec. B.1}$$

$$N_{Re} = \frac{\rho \times v \times D}{\mu} \quad \text{Ec. B.2}$$

Donde:

- N_{Re} : Número de Reynolds, [Adimensional]
- ρ : Densidad
- v : Velocidad
- D_i : Diámetro interno
- μ : Viscosidad

La clasificación del régimen de flujo con respecto al número de Reynolds es de la siguiente manera:

- Si $N_{Re} < 2300$, el flujo es laminar
- Si $2300 < N_{Re} < 3100$, el flujo es transicional
- Si $N_{Re} > 3100$, el flujo es turbulento

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Grace Robert D. with contributions by: Bob Cudd, Richards S. Carden and Jerald L. Shursen. **Blowout and Well Control Handbook**. Gulf Professional Publishing Company. 2003.
2. Villegas Javier María Isabel, **Apuntes de Flujo Multifásico**, 2009-1.

APÉNDICE C

SNUBBING

El proceso con el snubbing, consiste en correr o jalar tubería, tubería de perforación u otras tuberías en presencia de presión en superficie, tal que esta sea suficiente para que la tubería se vea forzada a salir del agujero, esto es, con el snubbing la fuerza generada por la presión de formación es tal que puede eyectar la tubería.



Figura C-1. Equipo Snubbing.

En la figura C-2 se muestra que la fuerza en el pozo F_p , es mayor que el peso de la tubería. La fuerza en el pozo es la combinación de la fuerza de presión, fuerzas de fricción y fuerzas de empuje.

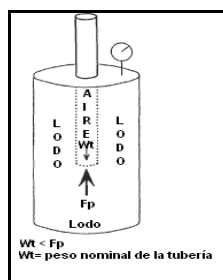


Figura C-2. Fuerzas en el snubbing.

El stripping es similar al snubbing si la tubería se está corriendo o jalando fuera del agujero bajo presión. En las operaciones de stripping la fuerza resultante de la presión de formación es insuficiente para sacar la tubería del agujero. Se muestra en la figura C-3.

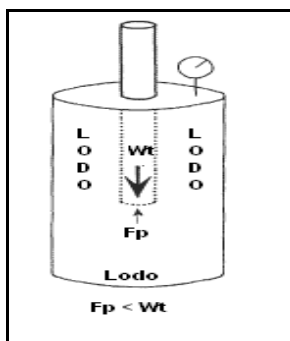


Figura C-3. Fuerzas en el Stripping.

Las operaciones de snubbing y stripping pueden desarrollarse a cualquier presión. Por lo regular estas operaciones están limitadas a presiones menores de 2000 [psi].

Algunas de las aplicaciones del Snubbing más comunes son las siguientes:

- Viajar tubería bajo presión.
- Control de pozos bajo presión.
- Pesca, fresado y perforación bajo presión.
- Operaciones de terminación de pozos bajo presión.

El snubbing podría ser la única opción para las operaciones críticas del control de pozos. En general las operaciones de alta presión se realizan con mayor seguridad. Para las operaciones de terminación de pozos, los procedimientos se pueden desarrollar sin fluidos de control, esto gracias a que se elimina potencialmente el daño a la formación.

Existen, como en todo, algunas desventajas asociadas con las operaciones con el snubbing, usualmente estas operaciones son bastante complejas. Las operaciones con el snubbing son más lentas que el stripping.

Para el control de pozos con el equipo snubbing existen algunas técnicas que pueden utilizarse para mantener las presiones de los pozos dentro de los niveles seguros durante las operaciones, cuando la tubería esta fuera del pozo o está viajando.

Los pozos donde se realizan operaciones con snubbing tienen presión en superficie y capacidad de fluir. El mantener el control del pozo significa que las presiones, a cualquier profundidad, se mantienen por debajo de la capacidad del equipo utilizado. Dependiendo de las condiciones del pozo, las presiones excesivas dan como resultado fallas en el equipo superficial, fallas en la tubería o fracturas de cualquier formación expuesta.

El control del pozo se logra mediante los preventores, y mediante el empleo de operaciones de desfogue o bombeo, para mantener las presiones del pozo en niveles aceptables.

El control primario del pozo se logra mediante el fluido del pozo que proporciona presión hidrostática para prevenir que el pozo fluya. Los preventores se instalan como elementos de respaldo. Cuando se realizan operaciones con snubbing se emplea una combinación de presión superficial más la presión hidrostática para controlar el pozo, figura C-4.

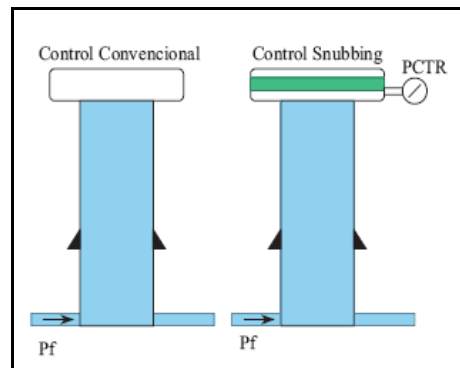


Figura C-4. Control de pozos convencional contra control de pozos con snubbing.

Para prevenir la entrada de fluido de formación en operaciones normales, tenemos:

$$P_{\text{formación}} \leq P_{\text{Prof}} + \frac{\text{Densidad del lodo}}{10}$$

Ec. C.1

APÉNDICES

Cuando se realizan operaciones con Snubbing esto se convierte en:

$$P_{\text{formación}} \leq \text{Profundidad} \times \frac{\text{Densidad del lodo}}{10 + P_s} \quad \text{Ec. C.2}$$

Los factores que previenen la entrada del fluido de formación en las operaciones normales son presión de formación, profundidad de formación y la densidad del fluido en el pozo. Un factor adicional para el snubbing es la presión superficial.

A continuación se muestra comparativo de presiones, en relación a una operación convencional y una operación snubbing, figura C-5. Note que la presión en todos los puntos por arriba de la profundidad total, en el caso del snubbing, es mayor que la presión en operaciones convencionales.

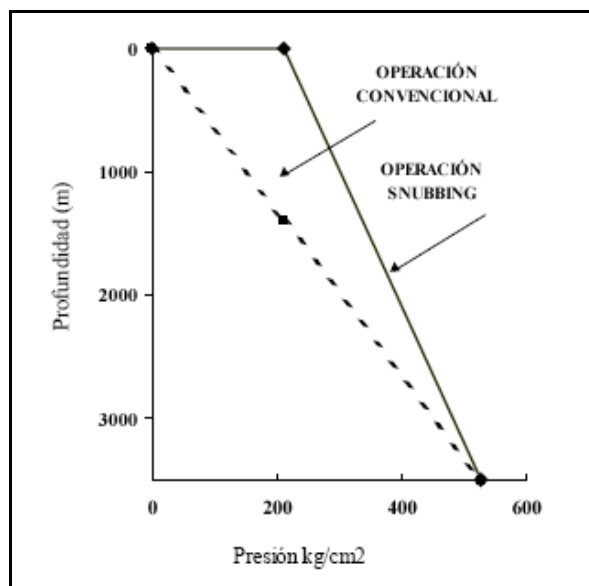


Figura. C-5. Comparativo de presiones según la operación.

REFERENCIAS

1. Grace Robert D. with contributions by: Bob Cudd, Richards S. Carden and Jerald L. Shursen. **Advanced Blowout and Well Control**. Gulf Publishing Company. 1994.

2. Petróleos Mexicanos. Pemex Exploración y Producción. **Un Siglo de la Perforación en México. Tomo 13 - Control de Brotes.**

APÉNDICE D

GRAFICAS

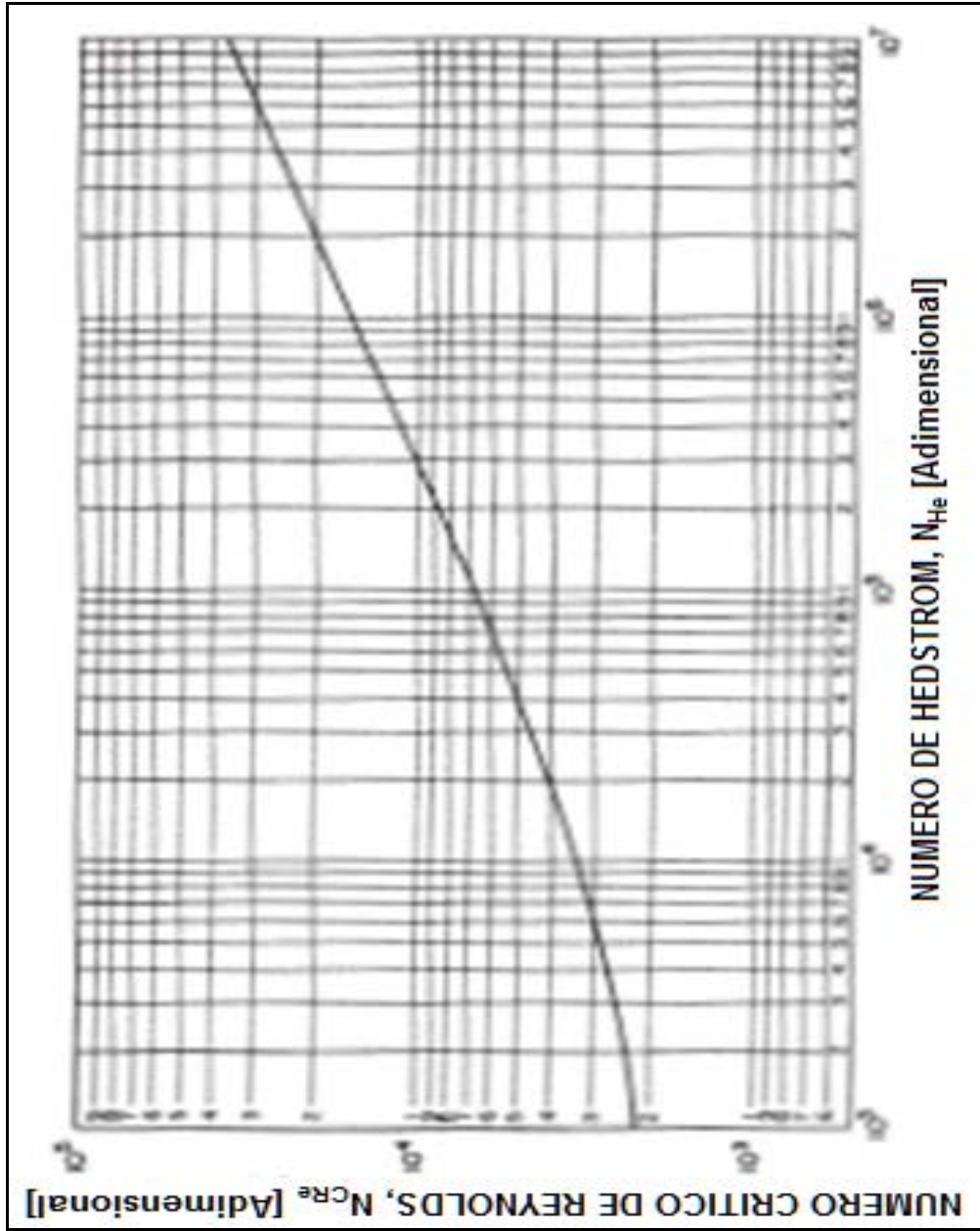


Figura D-1. Número crítico de Reynolds, N_{Re}^{CR} , para el modelo plástico de Bingham.¹

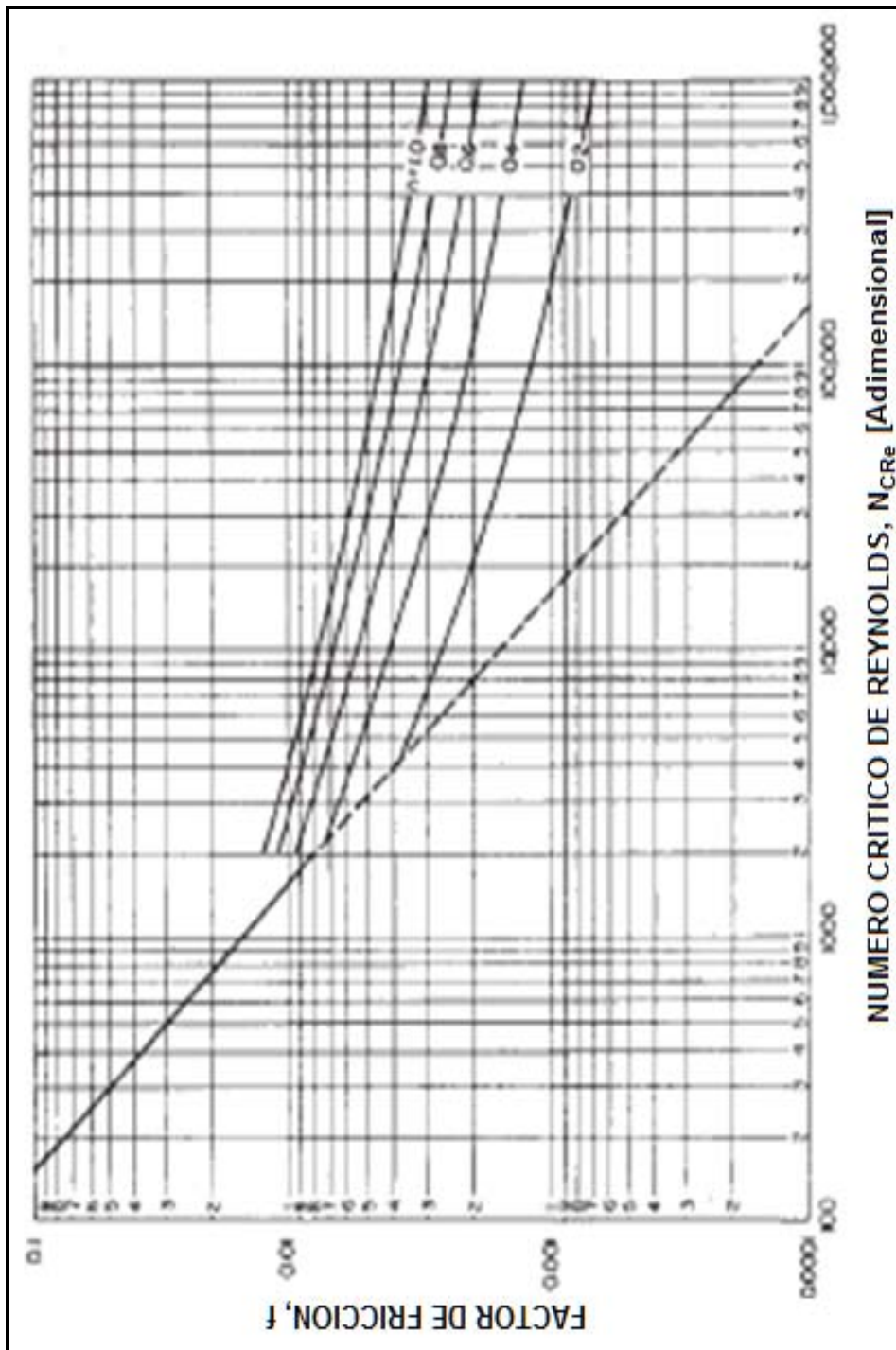


Figura D-2. Número crítico de Reynolds, N_{Re} , para el modelo de Ley de Potencias.²

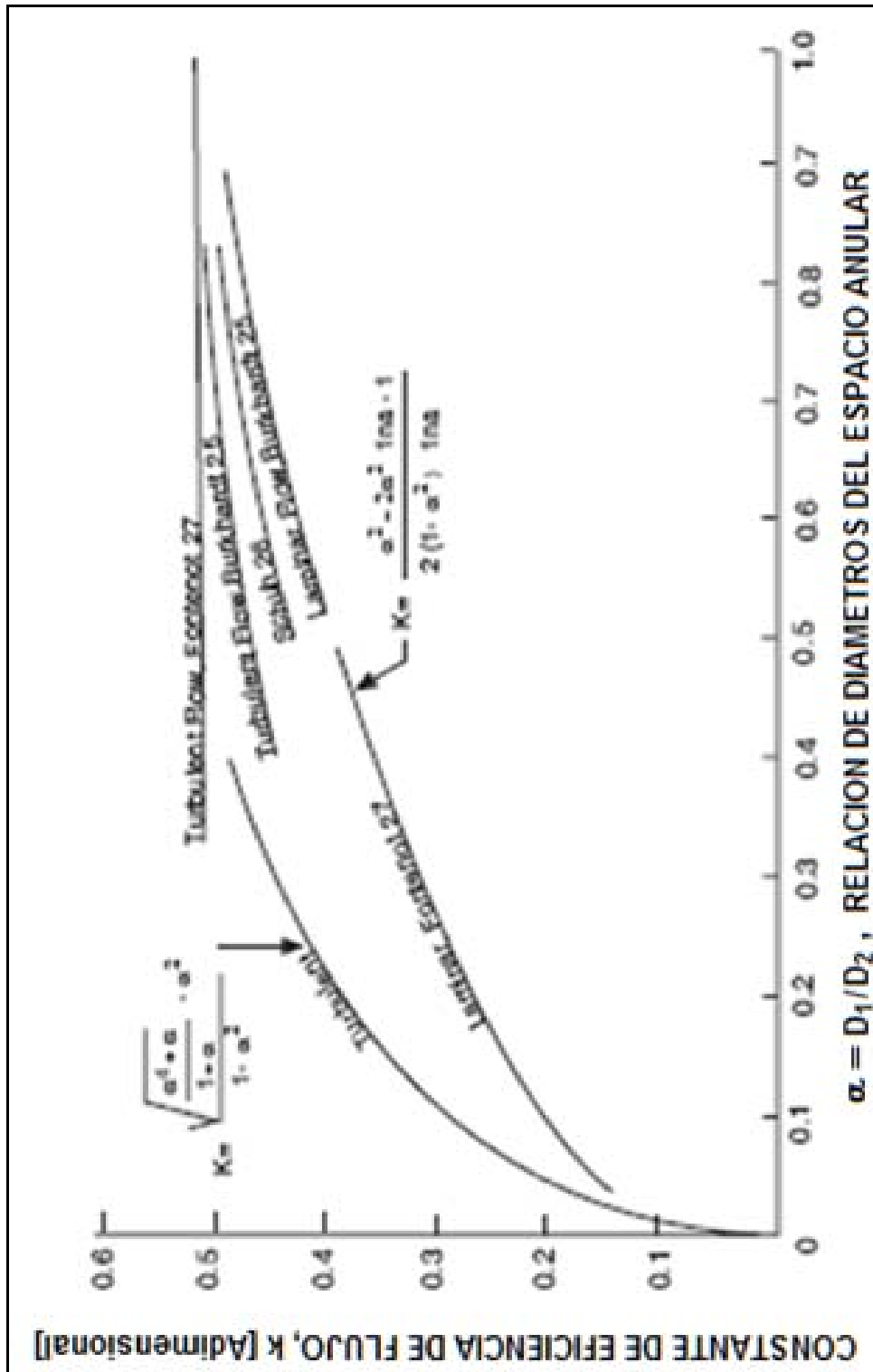


Figura D-3. Constante de eficiencia de flujo, k [Adimensional].³

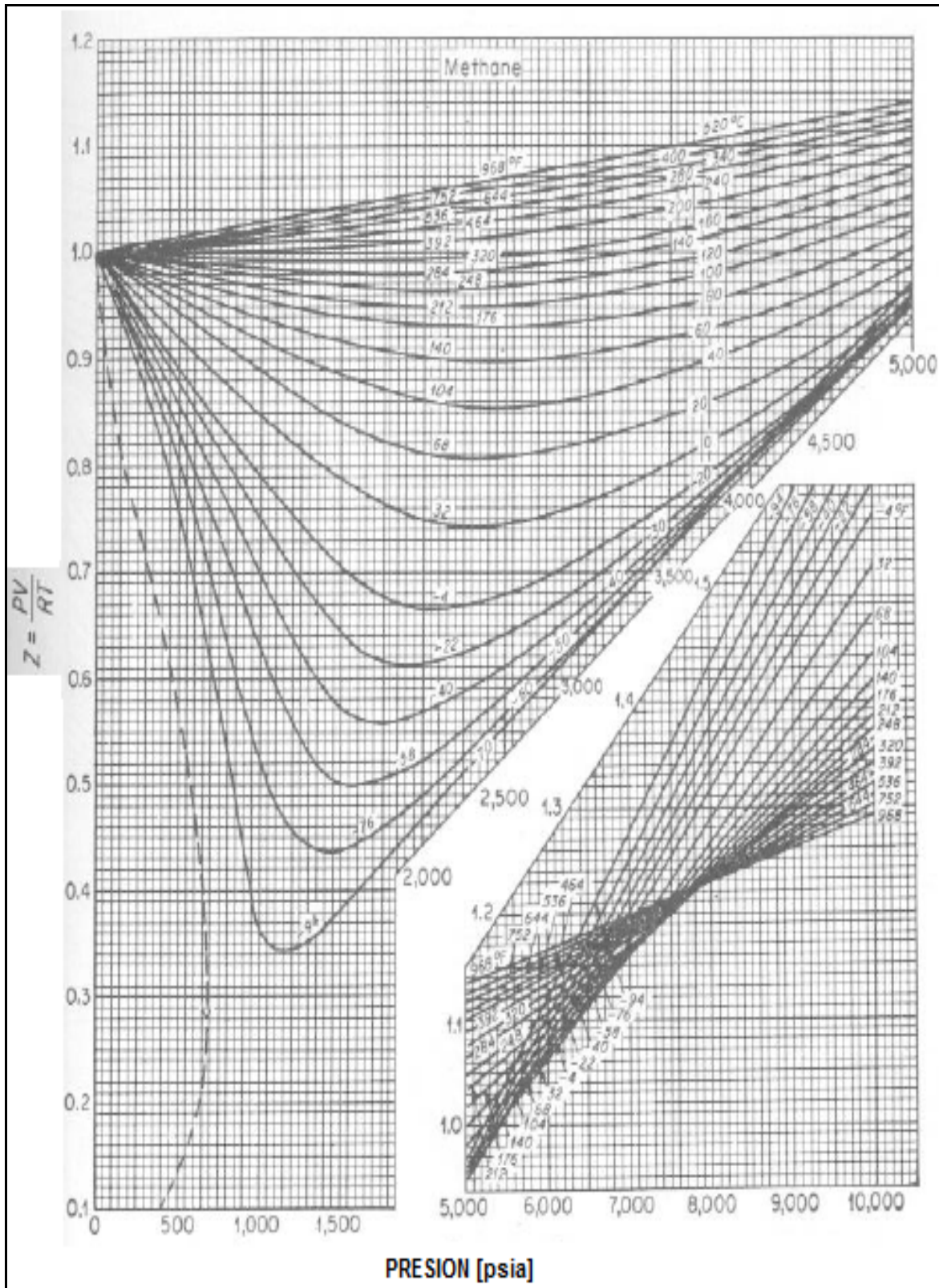


Figura D-4. Factor de compresibilidad, Z, para el metano.⁵

APÉNDICES

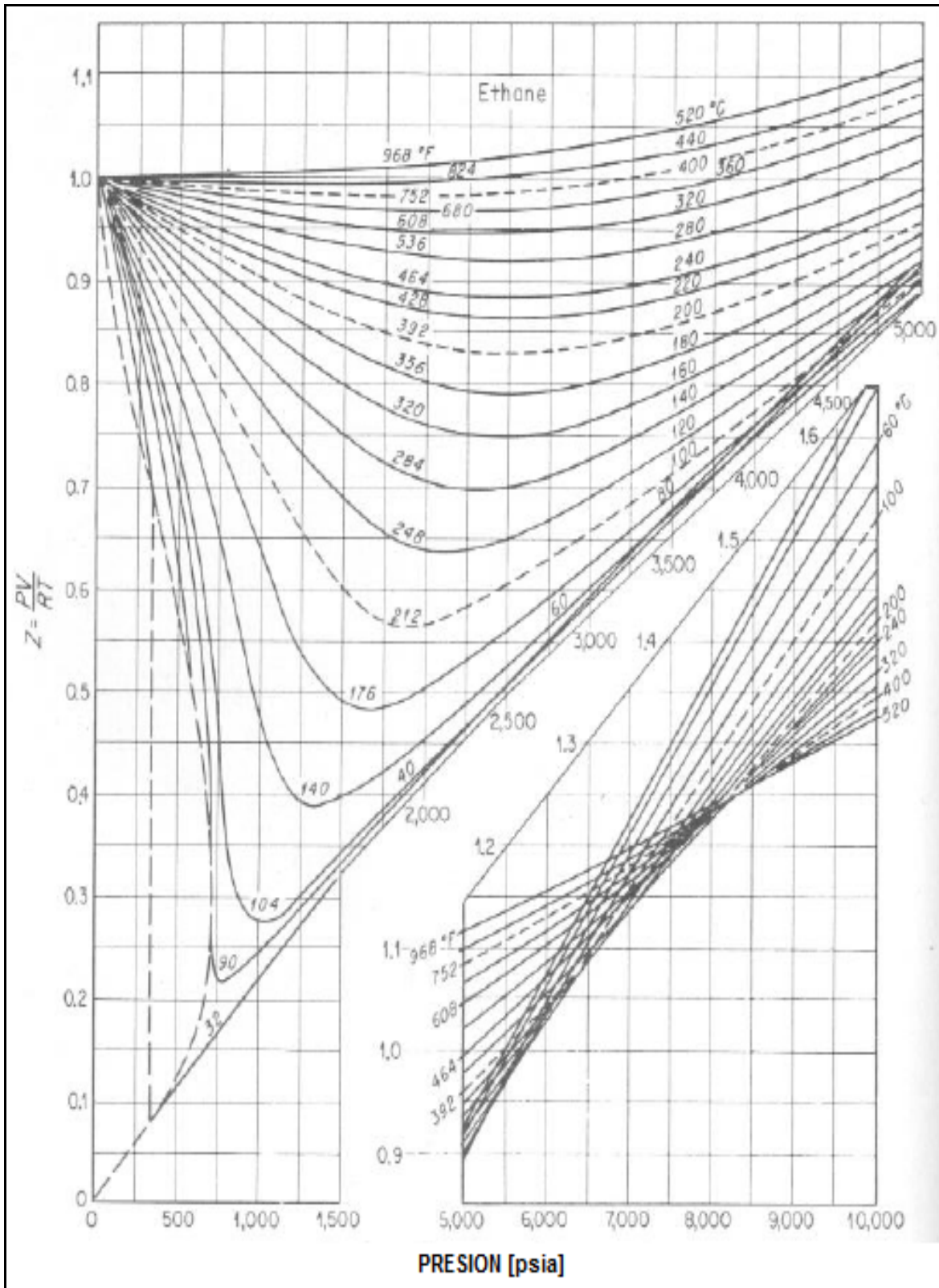


Figura D-5. Factor de compresibilidad, Z, para el etano.⁶

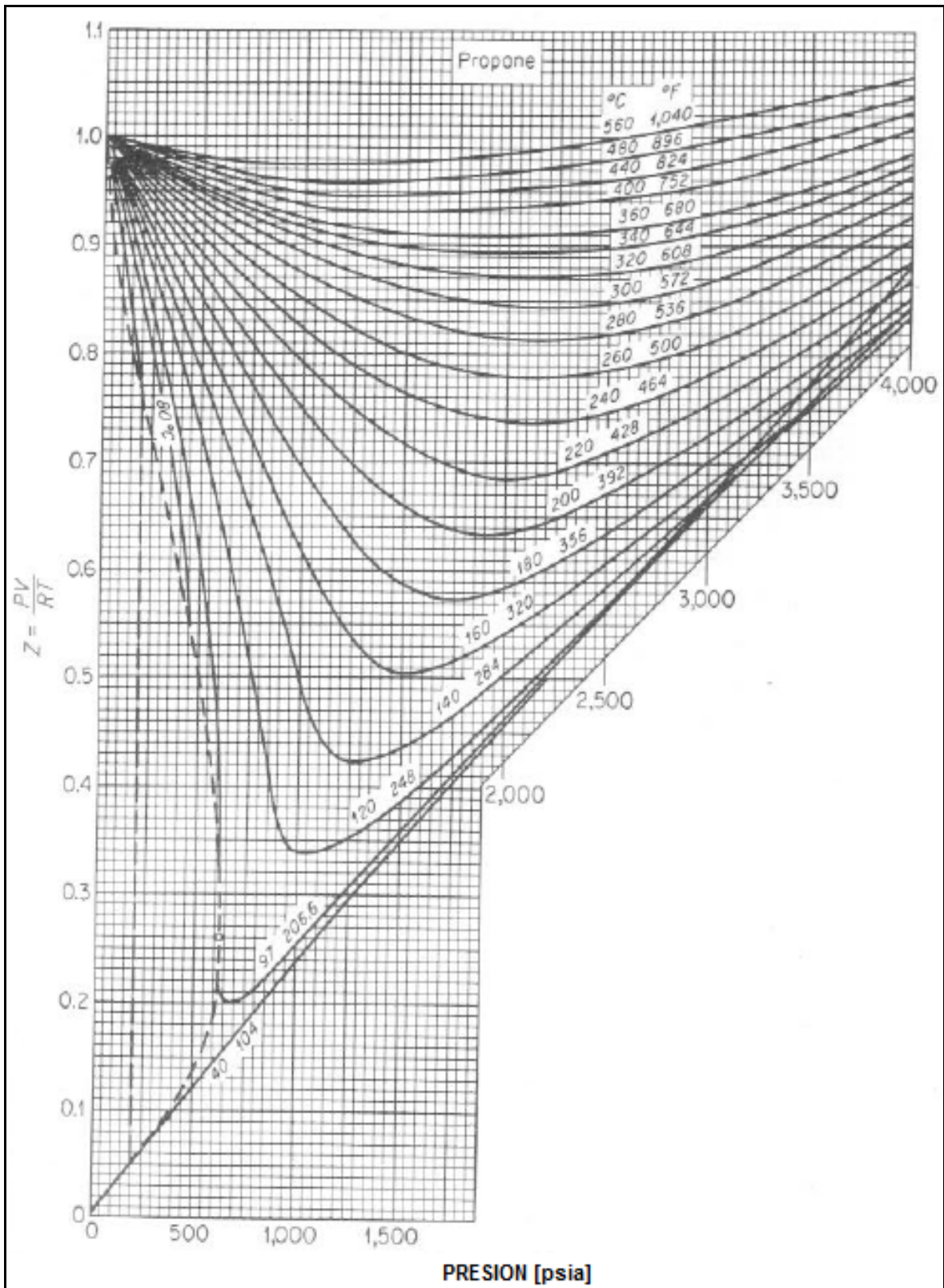


Figura D-6. Factor de compresibilidad, Z, para el propano.⁷

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Bourgoyne Jr. Adam T., Millheim Keith K., Chenevert Martin E., Young Jr F. S. **Applied Drilling Engineering**. Society of Petroleum Engineers.
2. Bourgoyne Jr. Adam T., Millheim Keith K., Chenevert Martin E., Young Jr F. S. **Applied Drilling Engineering**. Society of Petroleum Engineers.
3. Bourgoyne Jr. Adam T., Millheim Keith K., Chenevert Martin E., Young Jr F. S. **Applied Drilling Engineering**. Society of Petroleum Engineers.
4. Bobok Ph. D. Elemér, **Fluid Mechanics for Petroleum Engineers**, Elsevier.
5. Bobok Ph. D. Elemér, **Fluid Mechanics for Petroleum Engineers**, Elsevier.
6. Bobok Ph. D. Elemér, **Fluid Mechanics for Petroleum Engineers**, Elsevier.

APÉNDICE E

HOJA DE CONTROL

1.- INFORMACION PREVIA PRESIÓN REDUCIDA DE CIRCULACIÓN N° 1 _____ @ _____ [kg/cm ²] [EPM] N° 2 _____ @ _____ [kg/cm ²] [EPM]		PRESIÓN POR FRICCIÓN EN LINEA DE ESTRANGULAR N° 1 _____ @ _____ [kg/cm ²] EPM N° 2 _____ @ _____ [kg/cm ²] EPM		GASTO REAL DE LA BOMBA _____ 100% gal/emb x _____ EFICIENCIA = _____ Qreal [gal/emb] x 3.785 = _____ Qreal [lt/emb]																	
CAPACIDAD INTERIOR EN T.P. TP _____ X _____ = _____ [pg] [lb/pie] Cap [lt/m] long [m] TP [t] TP _____ X _____ = _____ [pg] [lb/pie] Cap [lt/m] long [m] TP [t] HW _____ X _____ = _____ [pg] [lb/pie] Cap [lt/m] long [m] TP [t] DC _____ X _____ = _____ [pg] D.I. [pg] Cap [lt/m] long [m] TP [t]																					
CAPACIDAD ANULAR VOL. ENTRE TR Y TP _____ X _____ = _____ [lt/m] Prof. Zapata [m] [t] VOL. ENTRE Ag. Y TP _____ X _____ = _____ [lt/m] Long TP agujero descubierto [m] [t] VOL. ENTRE Ag. T DC _____ X _____ = _____ [lt/m] Long Dc [m] [t]																					
INFORMACION DE TR Diam. TR _____ [pg] _____ [kg/m] _____ [m] @ MD / TVD _____ [kg/m] _____ [Grado] _____ [Profundidad (PM / PVV)] Prueba Zapata _____ [gr/cm ²] _____ [DEL]																					
2.- LECTURAS PCTP _____ [Kg/cm ²] PCTR _____ [Kg/cm ²] Inc. Vol. De Presas _____ [t]																					
3.- DENSIDAD DE CONTROL (_____ x 10 / _____) + _____ = _____ Densidad de Control (Dc) Prof. Vertical Do [gr/cm ²]																					
4.- PRESIÓN INICIAL DE CIRCULACIÓN (PIC) _____ + _____ = _____ [Kg/cm ²] x 14.22 = _____ [lb/pg ²] PCTP [Kg/cm ²] Presión reducida de circ. [Kg/cm ²] PIC																					
5.- PRESIÓN FINAL DE CIRCULACIÓN (PFC) (_____ x _____) / _____ = _____ [Kg/cm ²] x 14.22 = _____ [lb/pg ²] P. reduc circ [Kg/cm ²] Dc [gr/cm ²] Do [gr/cm ²] PIC																					
6.- MAXIMA PRESIÓN PERMISIBLE EN EL INTERIOR DE TR (_____ - _____) x _____ / 10 = _____ [Kg/cm ²] x 14.22 = _____ [lb/pg ²] Prueba Zapata [gr/cm ²] Do [gr/cm ²] Prof. Zapata MAX PRE. TR																					
7.- CEDULA DE CONTROL <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 12.5%;">EMB</td> <td style="width: 12.5%;"></td> <td style="width: 12.5%;"></td> <td style="width: 12.5%;"></td> <td style="width: 12.5%;"></td> <td style="width: 12.5%;"></td> <td style="width: 12.5%;"></td> <td style="width: 12.5%;">EMB</td> </tr> <tr> <td>PIC</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>PFC</td> </tr> </table>						EMB							EMB	PIC							PFC
EMB							EMB														
PIC							PFC														

Figura E-1. Hoja de control de brotes.¹

APÉNDICES

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Petróleos Mexicanos PEP-UPMP. **Programa de Acreditación en Control de Pozos**, Well Cap.

APÉNDICE F

TABLAS DE PROBLEMAS Y SOLUCIONES DEL CONTROL DE POZOS

PRESIÓN EN TP	PRESIÓN EN ESPACIO ANULAR	ACCIÓN POR TOMAR	RESULTADO	PROBLEMAS	SOLUCIÓN
	Incremento igual o mayor al de la TP.	Verificar el gasto de la bomba.	La velocidad de la bomba es demasiado rápida.	La presión de circulación es demasiado alta y la velocidad de la bomba superior a lo planeado.	Disminuya la velocidad de la bomba a lo planeado. Si la presión se abate a lo calculado, es indicio que todo está bien, si no, continúe con la guía.
		Incremente el diámetro del estrangulador.	Las presiones en TP y TR se abatirán.	El diámetro del estrangulador es demasiado pequeño.	Si la presión disminuye cuando el estrangulador se abra todo, está bien, si no, continúe con la guía.
		Abra el estrangulador a toda su capacidad.	Las presiones en TP y TR se abatirán.	El diámetro del estrangulador es demasiado pequeño o se está tapando.	Si las presiones disminuyen todo está bien, si no, continúe con la guía.
Incremento		Pare la bomba.	Las presiones en TP y TR se abatirán.	El árbol de estrangulación comenzó a taparse.	Desvíe a una línea de estrangulación alterna y limpie la sección del árbol tapada. Si la presión no disminuye, continúe con la guía.
		Cierre el pozo.	Las presiones permanecen arriba.	El árbol de estrangulación está tapado.	Desvíe a una línea de estrangulación alterna, si las presiones disminuyen, regrese al control del pozo; si no, continúe la guía.
				El árbol de estrangulación está tapado en o antes de la T.	Cierre la válvula maestra de la línea de matar, libere la presión del árbol y proceda a limpiarlo.
	Incremento alto "no muy alto".	Revise el gasto de la bomba.	La velocidad de la bomba es alta.	La presión de circulación es demasiado alta y la velocidad de la bomba superior a lo planeado.	Disminuya la velocidad de la bomba a lo planeado. Si la presión se abate a lo calculado, todo está bien, si no, continúe la guía.
		Incremente el diámetro del estrangulador.	Las presiones en TP y TR se abatirán.	El diámetro del estrangulador es demasiado pequeño.	Si la presión disminuye cuando el estrangulador se abra todo, está bien, si no, continúe la guía.
			La presión en TR disminuye, pero la de la TP sigue igual.	Esperé y observe. Si en menos de 2 minutos no se abate la presión en TP, quizá la respuesta del estrangulador no llega a TP de inmediato.	Con cortes grandes se deberá permitir más tiempo. Si la presión no se abate, continúe con la guía.

Tabla F-1.

APÉNDICES

PRESION EN TP	PRESION EN ESPACIO ANULAR	ACCION POR TOMAR	RESULTADO	PROBLEMAS	SOLUCION
Incremento.	Incremento no muy alto.	Incremento el diámetro del estrangulador.	La presión en TP no disminuye.	Se formo un anillo en la barrena o está cerca de empacamiento. Toberas tapadas.	Levante o mueva la tubería. Si la presión en la TP disminuye, todo está bien; si no, continúe con la guía. Restauré la presión en TR al valor que tenía antes que ocurriera el problema. Registre la presión de TP como la nueva presión de circulación o, pare el bombeo, cierre el pozo y purgue la presión en TP permitiendo que la presión en TR permanezca constante.
Incremento (cambio drástico).	No cambia.	Verifique el gasto de la bomba.	La velocidad de la bomba es demasiado rápida.	La presión de circulación es demasiado alta y la velocidad de la bomba es superior a lo planeado.	Disminuya la velocidad de la bomba a lo planeado. Si la presión se abate a lo calculado, es indicio que todo está bien; si no, continúe con la guía.
		Incremento el diámetro del estrangulador.	La presión que se obtiene en la TR es muy baja antes que la presión en TP disminuya.	Se formo un anillo en la barrena o está cerca del empacamiento. Barrena tapada.	Levante o mueva la tubería. Si la presión en la TP disminuye, todo está bien, si no, continúe con la guía. Tome la nueva presión en TP como una presión de circulación constante o; pare el bombeo y cierre el pozo y purgue la presión en TP, permitiendo que la presión de circulación permanezca constante.
		Abra el estrangulador.	La presión en TP no disminuye.	Barrena tapada.	Pare el bombeo y cierre el pozo; dispare o desprenda la barrena.

Tabla F-2.

PRESIÓN EN TP	PRESIÓN EN ESPACIO ANULAR	ACCION POR TOMAR	RESULTADO	PROBLEMAS	SOLUCION
No cambia.	Se abate o no cambia.	Aumente o disminuya el diámetro del estrangulador.	Las presiones al parecer no responden al movimiento del estrangulador.	Pérdida de circulación, mala cementación o hay una rotura en la TR, Verifique el nivel de presas.	Seleccione un nuevo gasto de circulación menor, adicione el material obstruyente al lodo; coloque un tapón de barita.
Se abate.	Se abate.	Verifique el gasto de la bomba.	El gasto de la bomba es demasiado bajo.	La presión de circulaciones demasiado alta por que la velocidad de la bomba está por debajo de lo planeado.	Incremente el gasto de la bomba al gasto planeado. Si las presiones se incrementan todo está bien, si no, continúe la guía.
		Disminuya el diámetro del estrangulador.	Las presiones en TP y TR se incrementan.	El diámetro del estrangulador es demasiado grande.	Si las presiones aumentan al disminuir el diámetro del estrangulador todo está bien; si no, continúe con la guía.
Se abate.	No cambia.	Cheque el gasto de la bomba.	Las presiones en TP y TR se incrementan.	Pérdida de circulación, mala cementación o hay una rotura en la TR, Verifique el nivel de presas.	Vea el caso de "presión en TP no cambia"
			Las presiones en TP y TR se incrementan.	La presión de circulaciones demasiado alta por que la velocidad de la bomba está por debajo de lo planeado.	Incremente el gasto de la bomba al gasto planeado. Si las presiones se incrementan todo está bien; si no, continúe la guía.
		Disminuya el diámetro del estrangulador	Las presiones se incrementan.	El diámetro del estrangulador es demasiado grande.	Si las presiones aumentan al disminuir el diámetro del estrangulador todo está bien; si no, continúe la guía.
		Continúe disminuyendo el diámetro del estrangulador.	Las presiones se incrementan, pero la flecha brinca y la presión en TP oscila.	Problemas con la bomba.	Cambie la bomba o repárela.
		Cheque el gasto de la bomba.	Las presiones en TP y TR se incrementan.	Hay un orificio o ruptura en la TP.	Pare la bomba, cierre el pozo, tendrá que sacarla TP a presión para sustituir la junta o tramo dañado.
			Las presiones en TP y TR se incrementan.	Se lavó alguna junta en la TP o en la barrena.	Considere el caso anterior.

Tabla F-3.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Petróleos Mexicanos PEP-UPMP. Programa de Acreditación en Control de Pozos, Well Cap.

CALCULOS DE CONTROL DE POZO

Datos de Control de Pozo:
 Peso de Lodo de Control = $\frac{\text{Presión de Cierre de Tubería (psi)} + 0.052}{\text{Prof. del Kick/Barrena/Fondc Pozo (ft)}} \times \text{Peso del Lodo Presente (ppg)}$
 = $\frac{811 + 0.052}{10824} \times 12.0 = 13.5$ (ppg) Página 2 de 3

Datos de la Circulación de Control del Pozo:
 Bomba # 1 Velocidad de Tasa de Control (Emb./min) = $\frac{\text{Presión de Tasa de Control (psi)}}{\text{Velocidad de Tasa de Control (Emb./min)}} \times \text{Desplazamiento Bomba (bbbls/emb.)}$
 = $\frac{40}{1460} \times 0.0998 = 0.0998$ (bbbls/emb.) = Tasa de Circulación (bbbls/min) 4.0

Presión Inicial de Circulación - PIC
 Presión de Cierre de Tubería (psi) 811 = Presión Inicial de Circulación - PIC (psi) 2271

Presión Final de Circulación - PFC
 Presión de Tasa de Control (psi) 1460 x Tasa de Control (ppg) 13.5 + Peso del Lodo Presente (ppg) 12.0 = Presión Final de Circulación PFC (psi) 1643

DATOS DEL VOLUMEN, EMBOLADAS Y TIEMPO DE LA SARTA Y EL ANULAR

Datos de Volumen de la Sarta:

Longitud PM (pie)	Capacidad (bbbls/pie)	Volumen (bbbls)	Desplaz. Bomba (bbbls/emb.)	Emboladas (emb.)	Tasa de Control (emb./min)	Minutos (mins.)
16,708	0.0178	297.5	0.0998	21	40	1
Tubería Extra Pesadas 354	0.0088	3.2	0.0998	2981	40	75
Lastra/Barrena 321	0.0087	2.8	0.0998	33	40	1
Volumen Total Superficie Barrena		305.5		Emboladas 3064		Minutos (aprox) 78
				Totales Superficie Barrena		

Datos de Volumen Anular: Entre

Longitud PM (pie)	Capacidad (bbbls/pie)	Volumen (bbbls)	Desplaz. Bomba (bbbls/emb.)	Emboladas (emb.)	Tasa de Control (emb./min)	Minutos (mins.)
321	0.0837	27.0	0.0998	271	40	7
354	0.1215	43.1	0.0998	432	40	11
5884	0.1215	715.0	0.0998	7165	40	180
Tubería y Liner 10824	0.1255	1358.5	0.0998	13613	40	341
Volumen Total Barrena a Superficie		2143.6		Emboladas 21481		Minutos 539
				Totales Barrena Superficie		

Datos de Resistencia de la Formación y Con sideración de Presión:

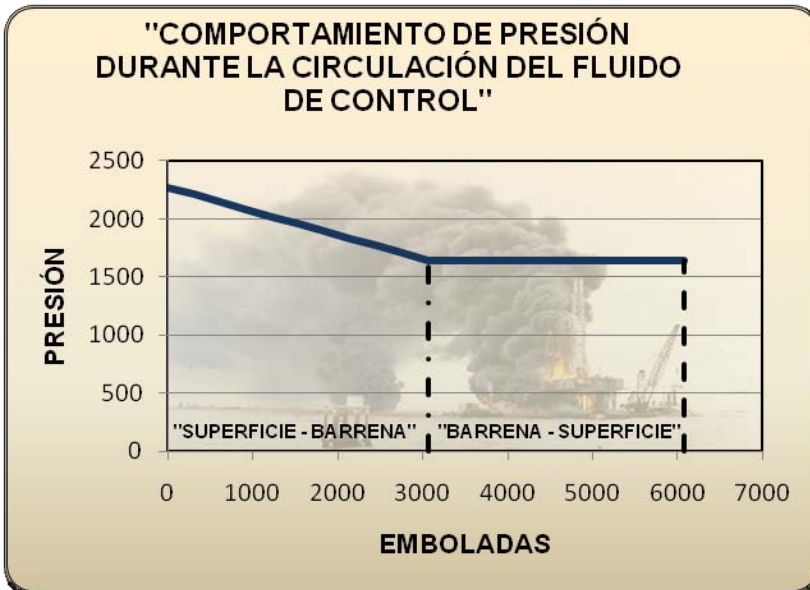
Máximo Lodo Permitido	Presión de Integridad (psi)	+ Zap. Revestidor ó Liner PVV (pie)	+ 9.460	+ Peso de Lodo de Integridad (ppg)	+ 11.0	= Peso Máximo de Lodo (ppg)	15.4
Máxima Presión Anular Permitida en Superficie con Lodo Presente	Peso Máximo de Lodo (ppg)	- Peso del Lodo Presente (ppg)	- 12.0	x Zap. Revestidor ó Liner PVV (pie)	x 9.460	= Presión de Integ./Fractura MAAASP (psi)	1.673
Máxima Presión Anular Permitida en Superficie con Lodo de Control	Peso Máximo de Lodo (ppg)	- Peso de Lodo de Control (ppg)	- 13.5	x Zap. Revestidor ó Liner PVV (pie)	x 9.460	= Nueva Presión Integ./Fractura MAAASP (psi)	9.35

DATOS TOTALES DEL POZO, CIRCULACION DE CONTROL:

Volumen Total Superficie a Superficie	Emboladas Totales Superficie a Superficie	Minutos Totales Superficie a Superficie
2449.1	24545	617

LISTA DE INFORMAICON PREVIA AL COMENZAR LA OPERACION DEL CONTROL DEL POZO									
Página 3 de 3									
Datos del Kick:									
Profundidad del Kick PM (pie)	17,384	Profundidad del Kick PVV (pie)	10,824	Presión de Cierre de Tubería (psi)	811	Presión de Cierre Revestidor (psi)	885	Volumen del Kick (bbbls)	3.0
Concideración de los Datos del Fluido y Presión del Pozo:									
Presión de Estallido Concliderando el Factor de Seguridad(PSI)	4,494	Máximo Peso de Lodo	15.4 (ppg)	Peso del Lodo Presente (ppg)	12.0	Presión De Integridad con Lodo de Presente (MAASP)	1,673	Peso de Lodo de Control (ppg)	13.5
Datos de la Tasa de Circulación y Presión:									
Bomba Seleccionada Para Control del Pozo (#)	1	Tasa De Control (Emb/min)	40	Tasa De Circulación (bbbls/min)	4.0	Presión Inicial de Circulación - PIC (psi)	2271	Presión Final de Circulación - PFC (psi)	1643
Datos de la Circulación del Control del Pozo:									
			Volumen (bbbls)		Emboladas (stks)		Minutos (mins.)		
Superficie a Barrena			305.5		3064		78		
Barrena a Zap. Liner ó Revestidor			785.1		7868		198		
Barrena a Superficie			2143.6		21481		539		
Superficie a Superficie			2449.1		24545		617		
Cuadro De Presiones									
	Emboladas	PIC	Tiempo						
1	0	2271	0						
2	307	2208	8						
3	614	2145	16						
4	921	2083	24						
5	1228	2020	32						
6	1535	1957	40						
7	1842	1894	48						
8	2149	1831	56						
9	2456	1769	64						
10	2763	1706	72						
	3064	1643	78						
	Barrena	PFC	Mins a Barrena						
	Emb Sup. A	(PIC - PFC)	Emb. a Barrera						
	Barrena -10 =	+ 10 = Psi	+Gasto de Control+10=						
	Emb. Por Etapa	Calda por Etapa	Min por Etapa						
	307	63	8						
Notas del Control LLEVAR A CABO EL CONTROL DEL POZO CON EL METODO DE DENSIFICAR Y ESPERAR (METODO DEL INGENIERO).									

La grafica que representa el comportamiento de las emboladas con respecto a la presión es la siguiente:

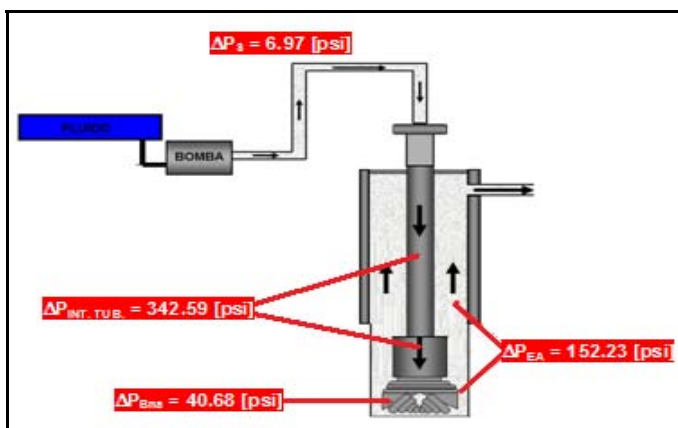


En la figura G-1 podemos observar el comportamiento de la presión durante la circulación del fluido de control.

Figura G-1.

En la primera etapa, el nivel máximo de presión corresponde a la presión inicial de circulación, esta presión disminuye a medida que es circulado el fluido de control, desde la superficie hasta la barrena por el interior de la tubería.

En la segunda etapa se debe mantener la presión en TP constante, desde la barrena hasta la superficie por el espacio anular.



Las caídas de presión en el sistema al circular el fluido de control son las siguientes:

- $\Delta P_s = 6.97$ [psi]
- $\Delta P_{INT. TUB.} = 342.59$ [psi]
- $\Delta P_{Bna} = 40.68$ [psi]
- $\Delta P_{EA} = 152.23$ [psi]

Figura G-2.

APÉNDICES

Con base a lo anterior, al calcular la densidad equivalente de circulación obtenemos lo siguiente:

$$\rho_{fc} = 13.5 \text{ [lb / gal]} \times 0.119826 = 1.617 \text{ [gr /cm}^3\text{]}$$

$$\text{Prof} = 17384 \text{ [ft]} \times 0.3048 = 5300 \text{ [m]}$$

$$DEC = \rho_{fc} + \frac{0.704 \times \Delta P_{EA}}{H} = 1.617 + \frac{0.704 \times 152.23}{5300} = 1.637 \left[\frac{\text{gr}}{\text{cm}^3} \right]$$

$$\therefore DEC = 1.637 \text{ [gr /cm}^3\text{]}$$

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Wild Well Control, **Well Control Killsheets Ver. 10.11.**

BIBLIOGRAFÍAS

1. Petróleos Mexicanos. Pemex Exploración y Producción. **Un Siglo de la Perforación en México. Tomo 13 - Control de Brotes.**
2. Petróleos Mexicanos PEP-UPMP. **Programa de Acreditación en Control de Pozos**, Wellcap.
3. Adams, Neal. **Drilling Engineering**. Pennwell Books, 1985.
4. Raafat Abbas Haitham Jarouj, Abu Dhabi, Emiratos Árabes Unidos. Steve Dole, EnCana Corporation. Effendhy Hendri Junaidi, P.T. Caltex Pacific Indonesia, Duri Indonesia. Steve McCraith, Nigel Shuttleworth, Klass van der Plas. Shell U.K. Exploration and Production, Aberdeen Escocia. **Una red de seguridad para controlar las pérdidas de circulación**. Schlumberger. 2004.
5. Petróleos Mexicanos, Gerencia de Tecnología Subdirección de Perforación y Mantenimiento de Pozos. **Estandarización de Conexiones Superficiales de Control (Manual de referencia) D. R.** 2003.
6. López Valdez Israel, **Apuntes de Ingeniería de Pozos**, 2008-2.
7. Enterprise Oil. **Well Control Manual**. 2001, October, revision.
8. Ferreira Christian, SPE, Serrano Mario, SPE. Baroid Drilling Fluids. **Hidráulica Avanzada de Perforación**. HALLIBURTON.
9. Bourgoyne Jr. Adam T., Millheim Keith K., Chenevert Martin E., Young Jr F. S. **Applied Drilling Engineering**. Society of Petroleum Engineers.
10. Baker Ron. **Practical Well Control, Fourth Edition**. The University of Texas.
11. McCain, Jr. William. **The Properties of Petroleum Fluids, Second Edition**. Penn Well Publishing Company.
12. Grace Robert D. With contributions by Cudd Bob, Carden Richard S. and Shursen Jerald L. **Blowout and Well Control Handbook**. Gulg Profesional Publishing, 2003.
13. Schlumberger. **Well Control Manual**. 1999 Revision 0.
14. Villegas Javier María Isabel, **Apuntes de Flujo Multifásico**, 2009-1.

BIBLIOGRAFÍAS

15. Grace Robert D. with contributions by: Bob Cudd, Richards S. Carden and Jerald L. Shursen. **Advanced Blowout and Well Control**. Gulf Publishing Company, 1994.
16. Bobok Ph. D. Elemér, **Fluid Mechanics for Petroleum Engineers**, Elsevier
17. Adams, Neal. **Drilling Engineering**. Pennwell Books, 1985.
18. **Manual de Control de Pozos Nivel 1, 2, 3** (PEMEX / IMP) 1990.
19. William Abel, Joer Bowden, Sr Patrik J. Campbell. **Firefighting and Blowout Control**. 1994. Wild Well Control, Inc.
20. Normas del Instituto Americano del Petróleo: API-5CT, API-5D y API-6A.
21. Practicas Recomendadas del Instituto Americano del Petróleo: API-RP 2D, API-RP 5 A 5, API-RP 53, API-RP57 y API-RP 64.
22. Petroleos Mexicanos. **Manual de Procedimientos y Normas para Control de Brotes Tomo I y II**.
23. Holand Per. **Offshore Blowouts, Causes and Control**. Gulf Publishing Company, 1997.
24. Petróleos Mexicanos. Pemex Exploración y Producción. **Un Siglo de la Perforación en México. Tomo 3 – Fluidos de Control**.
25. Petróleos Mexicanos. Pemex Exploración y Producción. **Un Siglo de la Perforación en México. Tomo 4 – Barrenas e Hidráulica de Perforación**.
26. Wild Well Control, **Well Control Killsheets Ver. 10.11**.