

**EVALUACIÓN DE PARÁMETROS QUE AFECTAN Y MODIFICAN EL CÁLCULO  
Y ANÁLISIS DEL KICK TOLERANCE A CONDICIONES REALES**

**GINA PAOLA ESTÉVEZ RAMÍREZ**

**YINETH PINZÓN MUÑOZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETROLEOS  
BUCARAMANGA**

**2015**

**EVALUACIÓN DE PARÁMETROS QUE AFECTAN Y MODIFICAN EL CÁLCULO  
Y ANÁLISIS DEL KICK TOLERANCE A CONDICIONES REALES**

**GINA PAOLA ESTÉVEZ RAMÍREZ**

**YINETH PINZÓN MUÑOZ**

**Trabajo de grado para optar al título de:**

**Ingeniero de Petróleos**

**Director:**

**JOHN ALEXANDER LEON PABON**

**Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETROLEOS  
BUCARAMANGA**

**2015**

## DEDICATORIA

A Dios por darme la vida y fortaleza para poder cumplir mis metas y sueños.

A mis padres Alfonso Estévez y Paulina Ramírez, por brindarme todo su amor y

cariño durante cada día de mi vida, por sus valiosos consejos que me han ayudado siempre a ser una mejor persona, por su apoyo incondicional y creer siempre en mí. Espero que sea el principio de muchas alegrías que quiero

regalarles.

A mi hermano Jefferson Alfonso, por ser parte de este sueño.

A toda mi familia, por apoyarme y confiar en mí.

A mis amigos de la universidad, especialmente a mi compañera

de tesis Yineth Pinzón y Juan C. Galindo, quienes me

ofrecieron una amistad incondicional y con los

que pase buenos momentos.

Muchas gracias.

**Gina Estévez**

A Dios y a María Auxiliadora por las bendiciones que he recibido y por que  
junto a ellos todo es posible.

A mi hijo Santiago Ruiz Pinzón quien es el motor de mi vida, orgullo, felicidad y  
me acompañó durante la mitad de mi carrera.

A mi familia en especial a mis padres Gerardo Pinzón y María Florinda Muñoz  
que siempre han estado ahí para guiarme, apoyarme y comprenderme en cada  
paso que doy, por sus oraciones que me ayudaron durante la realización de esta  
meta.

A mi hermana Angela Rocío Pinzón Muñoz por su gran ayuda y colaboración, sin  
ella este sueño no hubiera sido posible.

A mi amiga Gina Paola Estévez por ser mi compañera de tesis, por su amistad y  
ayuda cuando más lo necesitaba.

A la Señora Gloria Marleny Parada quien fue como una mamá para mí.

**Yineth Pinzón Muñoz**

## **AGRADECIMIENTOS**

Quisiéramos expresar nuestra gratitud a todos los que hicieron posibles el desarrollo de este trabajo, en especial a:

M. sc. **John Alexander León Pabón**, Ingeniero de petróleos, director del proyecto, por sus aportes y orientación.

**Julián Andrés Quintero Silva**, Ingeniero de Petróleos, co-director del proyecto, por su colaboración, orientación y amistad brindada durante este tiempo.

A la **Escuela de Ingeniería de Petróleos (UIS)** y a toda su planta de profesores en la contribución de nuestro crecimiento profesional.

A la **Universidad Industrial de Santander** por permitir nuestra formación profesional.

## TABLA DE CONTENIDO

	Pàg
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	17
<b>1. MARCO TEÒRICO</b> .....	19
1.1 DEFINICIONES BÁSICAS .....	19
1.1.1 Definición de presión .....	19
1.1.2 Temperatura .....	30
1.1.3 Margen de seguridad (S) .....	31
1.1.4 Flujo posterior .....	33
1.1.5 Densidad de influjo .....	34
1.1.6 Gas real .....	35
1.1.7 Gas ideal.....	37
1.1.8 Ley de los gases .....	39
1.2 CAUSAS DE KICKS .....	43
1.2.1 Definición de un kick .....	43
1.2.2 Precauciones que se deben tener en cuenta cuando se saca tubería.....	44
1.2.3 Suaveo (Swabbing).....	51
1.2.4 Pérdida de circulación.....	53
1.2.5 Rata de penetración excesiva al perforar a través de arenas gaseosas.....	58
1.2.6 Formaciones sub-presionadas.....	58
1.2.7 Formaciones sobre-presionadas.....	59
1.2.8 Disminución en el nivel de lodo.....	59
1.3 SEÑALES DE ALERTA DE UNA PATADA DE POZO.....	59

1.3.1 Zonas de pérdida de circulación .....	59
1.3.2 Zonas de Transición .....	60
1.3.3 Cuerpos sellados con sobrepresión .....	60
1.3.4 Indicadores de patadas durante la perforación .....	60
1.3.5 Indicadores de patadas durante maniobras o viajes .....	64
1.3.6 Chequeos de flujo .....	67
<b>2. CÁLCULO DEL KICK TOLERANCE CONVENCIONAL (CONDICIONES IDEALES) .....</b>	<b>69</b>
<b>3. CÁLCULO DEL KICK TOLERANCE A CONDICIONES REALES TENIENDO EN CUENTA .....</b>	<b>78</b>
3.1 Cuando el BHA es mayor que Hmax .....	78
3.2 Margen de seguridad .....	84
3.3 Flujo posterior .....	86
3.4 Temperatura .....	88
3.5 Factor z .....	94
3.6 Densidad de influjo .....	101
3.7 Efectos combinados.....	103
<b>4. CONCLUSIONES .....</b>	<b>106</b>
<b>5. RECOMENDACIONES.....</b>	<b>108</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>109</b>

## LISTADO DE FIGURAS

	Pàg
Figura 1. Esquema mecánico de la sarta de perforación durante la generación de presión de surgencia.....	46
Figura 2. Esquema mecánico de la sarta de perforación durante la generación de presión de achique.....	48
Figura 3. Esquema mecánico del movimiento del fluido de perforación durante los viajes de tubería.....	50
Figura 4. Zonas de pérdida de circulación: a) Arenas no consolidadas y de alta permeabilidad. b) Zonas cavernosas o fisuradas en carbonatos (caliza o dolomita). c) Fracturas naturales, fallas y zonas de transición en carbonatos o lutitas duras. d) Fracturas Inducidas por el exceso de presión .....	56
Figura 5. Kick tolerance convencional .....	78
Figura 6. Efecto del BHA comparado con el Kick convencional .....	84
Figura 7. Efecto del margen de seguridad comparado con el Kick convencional ..	85
Figura 8. Efecto del flujo posterior comparado con el kick convencional .....	88
Figura 9. Efecto de la temperatura comparado con el Kick convencional.....	94
Figura 10. Efecto del factor Z comparado con el Kick convencional.....	101
Figura 11. Efecto de la densidad de influjo comparado con el Kick convencional .	103
Figura 12. Efectos combinados comparados con el kick convencional .....	105

## LISTA DE TABLAS

	Pàg
Tabla 1. Unidades de medida y factores de conversión más usados. ....	20
Tabla 2. Datos del estado mecánico de cuatro pozos .....	69
Tabla 3. Presión de poro calculada para los cuatro pozos .....	70
Tabla 4. Altura máxima vertical de influjo de gas.....	71
Tabla 5. Factor de capacidad del anular en el drill pipe.....	72
Tabla 6. Volumen en el zapato .....	73
Tabla 7. Presión en el zapato .....	74
Tabla 8. Presión de formación para el V1 .....	74
Tabla 9. Factor de capacidad del anular en el drill collar .....	75
Tabla 10. Volumen 2 calculado para los cuatro pozos.....	76
Tabla 11. Volumen kick para el caso convencional .....	77
Tabla 12. Volumen en el drill collar para el cálculo de V2.....	79
Tabla 13. Presión en los collares de perforación .....	80
Tabla 14. Profundidad del drill collar.....	80
Tabla 15. Presión de formación para el cálculo de V2.....	81
Tabla 16. Volumen 2 calculado para los 4 pozos .....	82
Tabla 17. Volumen Kick corregido el cálculo de V2 por el BHA.....	83

Tabla 18. Volumen Kick variando el margen de seguridad.....	85
Tabla 19. Volumen Kick corregido por el flujo posterior.....	87
Tabla 20. Temperatura de formación para V1 .....	89
Tabla 21. Volumen 1 recalculado mediante la Ley de Charles .....	90
Tabla 22. Temperatura en el zapato .....	90
Tabla 23. Temperatura de formación para el cálculo de V2 .....	91
Tabla 24. Volumen 2 recalculado por la Ley de Charles.....	92
Tabla 25. Volumen Kick corregido el efecto de la temperatura.....	93
Tabla 26. Presiones y temperaturas iniciales .....	95
Tabla 27. Presiones y temperaturas pseudocríticas .....	95
Tabla 28. Números adimensionales.....	96
Tabla 29. Factor z para el pozo A .....	97
Tabla 30. Factor z para el pozo B .....	98
Tabla 31. Factor z para el pozo C.....	98
Tabla 32. Factor z para el pozo D.....	99
Tabla 33. Factor z para los cuatro pozos .....	99
Tabla 34. Volumen Kick corregido el efecto del factor Z.....	100
Tabla 35. Volumen Kick corregido para la densidad de influjo .....	102
Tabla 36. Volumen Kick combinando los efectos.....	104

## RESUMEN

**TÍTULO: EVALUACIÓN DE PARÁMETROS QUE AFECTAN Y MODIFICAN EL CÁLCULO Y ANÁLISIS DEL KICK TOLERANCE A CONDICIONES REALES\*.**

**AUTORES:** GINA PAOLA ESTÉVEZ  
YINETH PINZÓN MUÑOZ\*\*

**Palabras claves:** Kick Tolerance, Well Control, Procedimientos de control.

La perforación es una operación sistemática y ordenada, en el cual su principal objetivo es construir un pozo útil: un conducto desde el yacimiento hasta la superficie, que permita su explotación racional de forma segura y al menor costo posible.

Durante este proceso es común encontrar situaciones anormales tales como las pegas de tubería, trabajos de pesca, pérdidas de circulación, derrumbes, injuntos y reventones entre otros. Los cuales generan pérdidas de tiempo, actos inseguros y altos costos.

Por esta razón las operaciones de perforación han ido cambiando con el tiempo proporcionando procedimientos de control que se enfatizan en el desarrollo de las operaciones seguras, para mitigar fallas y errores que conllevan a los riesgos y accidentes de trabajo, lo cual genera seguridad a todos los obreros involucrados en las operaciones de perforación.

Kick tolerance es un parámetro necesario para garantizar la seguridad en el proceso de perforación, de ahí la importancia de realizar el cálculo de este factor de manera confiable para evitar posibles inconvenientes, apartándose de los casos ideales que se plantean, ya que se ha demostrado que en la mayoría de ellos, donde se han diseñado los pozos utilizando este parámetro de forma idealizada, se presentaron graves problemas, hasta el punto que se han perdido pozos completos.

Por tal motivo el propósito de este proyecto es realizar un estudio detallado sobre que es realmente el kick tolerance, como se calcula a condiciones reales y cuál es su influencia para llevar a cabo un favorable Well control antes o durante las operaciones de perforación.

---

\* Trabajo de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.  
Director: Ing. John Alexander Leon Pabón

## ABSTRACT

**TITLE: EVALUATION OF PARAMETERS AFFECTING AND MODIFY THE CALCULATION AND ANALYSIS OF TOLERANCE KICK TO REAL CONDITIONS \* .**

**AUTHORS: GINA PAOLA ESTÉVEZ**

**YINETH PINZÓN MUNOZ\*\***

**Key words:** Kick Tolerance, Well Control, control procedures.

Drilling is a systematic and orderly operation, in which the main objective is to build a useful well: a conduit from the reservoir to the surface, allowing rational exploitation securely and at the lowest possible cost.

During this process is common to find abnormal situations such as the drawbacks of pipe, fishing jobs, lost circulation, landslides, influences and raves among others. It is generate losses of time, unsafe acts and high costs.

Therefore drilling operations have changed over time providing control procedures that are emphasized in the development of safe operations to mitigate failures and errors that involve risks and accidents, which creates security for all workers involved in drilling operations.

Kick tolerance is necessary to ensure safety in the drilling process parameter, hence the importance of calculating this factor reliably to avoid inconvenience, away from the ideal cases that arise, since it has been shown that in most of them, where wells have been designed using this parameter in idealized form, serious problems arose until, to the extent that they have lost complete wells.

Therefore the purpose of this project is to conduct a detailed study which is really the kick tolerance study, as calculated on actual conditions and what their influence to conduct a favorable Well control before or during drilling operations.

---

\* Work Degree

\*\* Faculty of Physico-Chemical Engineering. School of Petroleum Engineering.  
Directress: Eng. John Alexander León Pabón.

## INTRODUCCIÓN

Actualmente, en la industria petrolera se han presentado una serie de situaciones no favorables, debido a errores que son cometidos durante procedimientos de control de pozos en situaciones anormales en una perforación, los cuales implican problemas como: accidentes de trabajo, accidentes ambientales, pérdidas de dinero y hasta la pérdida completa del pozo, entre otros. Si se observa en cada área de interés, se puede ver que debido a estos errores se han perdido vidas.

Para una empresa petrolera, estas fallas y errores, significan grandes problemas y sumas de dinero, aún más cuando se pueden evitar. Es por esto, que la industria se ha dedicado a corregir estos errores y a aprender a disminuir estos eventos.

Hoy en día este tema es muy importante, ya que se ha reforzado el conocimiento ambiental y se trabaja de la mano con los ingenieros respectivos de esta área y la comunidad involucrada. Cada vez que se va a perforar en una zona, se debe tener en cuenta a quien se afecta, de qué forma y que se puede hacer para evitar esto. Si una comunidad o casa familiar se encuentra muy cerca de la zona,, se reubica durante la operación. Como estas dependencias son tan importantes, las empresas se han dedicado a planear trabajos donde se tenga el mínimo de errores y fallas.

En el día a día de una operación de perforación es difícil no tener problemas de control de pozo, si no se tiene pérdidas de circulación, se tiene una pega y así con todos los problemas, lo que llevaría a tener una situación poco favorable como lo

es una patada o reventón de pozo. Es por esto que se debe conocer el procedimiento adecuado para solucionarlos y una buena experiencia tanto del ingeniero como del operador.

El territorio colombiano posee extensas y ricas zonas de crudo y reservas de petróleo de excelente calidad, hoy en explotación. Se debe aprovechar y dar un adecuado uso a este recurso aun denominado como lo más importante fuente de energía a nivel mundial, pero sin desperdiciar, ni derramar una gota.

# 1 MARCO TEÓRICO

## 1.1 DEFINICIONES BÁSICAS

### 1.1.1 Definición de presión<sup>1</sup>

La presión es una magnitud física que mide la proyección de la fuerza en dirección perpendicular por unidad de superficie, y sirve para caracterizar cómo se aplica una determinada fuerza resultante sobre una línea.

$$\text{Presión} = \frac{\text{Fuerza}}{\text{Área}} \quad (1)$$

#### ➤ Presión hidrostática (PH)<sup>2</sup>

Se define como la presión ejercida por una columna de fluido en el fondo. Esta presión es una función de la densidad promedio del fluido y de la altura vertical o profundidad de la columna de fluido. Matemáticamente se expresa como:

$$\text{PH} = \frac{\text{Peso Columna}}{\text{Área}} = \frac{(\text{Densidad} \times \text{Área} \times \text{Altura})}{\text{Área}} = \text{Densidad} \times \text{Altura} \quad (2)$$

Características de la presión hidrostática:

- Es directamente proporcional a la profundidad vertical
- Es directamente proporcional a la densidad del fluido
- Es independiente de la forma y volumen del depósito que contiene el fluido

Cómo se ejercen las presiones:

- Se ejerce con igual fuerza en todas las direcciones

---

<sup>1</sup> Giancoli, Douglas G. (2004). *Physics: principles with applications*. Upper Saddle River, N.J.: Pearson Education.

<sup>2</sup> Orlich Valentin Aponte Ariza. Tesis "Procedimientos para detectar y controlar una arremetida (kick) en la perforación de pozos"

Nota: Los instrumentos de medida en superficie no indican la presión hidrostática

**Unidad de medida:** La unidad usada para medir la presión depende del Sistema de Medida seleccionado.

Los parámetros de conversión son usados para expresar los datos uniformemente en cualquier sistema dado. Por ejemplo, se considera el factor 0.052 en el Sistema Inglés. En cualquier sistema de unidad de medida, la presión hidrostática es el producto de la densidad por la profundidad:

$$(\text{Lbs/gal}) \times \text{pie}$$

Por esto: 1 pie = 12 pulg. y 1 Galón = 231 pulg. cubicas podemos escribir:

$$(\text{lbs/pulg cub.}) \times (1/231) \times 12 \text{ pulg} = (\text{lbs/pulg. cuad.}) \times 0.052$$

Por lo tanto, para convertir (lbs/gal)x pie a lbs/pulgada cuadrada, multiplicamos por 0.052.

**Tabla 1. Unidades de medida y factores de conversión más usados.**

	Sistema métrico	Sistema Internacional		Sistema inglés
	(Italia)	Práctico	Puro	
<b>Densidad D</b>	Kg./l	Kg./l	Kg./m <sup>2</sup>	PPg
<b>Profundidad H</b>	M	M	M	Ft
<b>Presión P<sub>H</sub></b>	Kg./cm <sup>2</sup>	Bar	Kpa	Psi
<b>Factores de conversión</b>	10	0.0981	0.00981	0.052
<b>Cálculos y fórmulas Presión P<sub>H</sub></b>	(D X H)/10	(D X H) X 0.0981	D X H X 0.00981	D X H X 0.052

<b>CONVERSIONES DE UN SISTEMA A OTRO</b>	
Desde el sistema métrico al sistema internacional práctico	$\text{Kg/cm}^2 \times 0.981 = \text{bar}$
Desde el sistema métrico al sistema internacional puro	$\text{Kg/cm}^2 \times 98.1 = \text{Kpa}$
Desde el sistema métrico al sistema inglés	$\text{Kg/cm}^2 \times 14.22 = \text{psi}$

**Fuente.** Convertidor presión. Disponible en:

<http://www.convertworld.com/es/presion/> y Orlich Valentin Aponte Ariza. Tesis “Procedimientos para detectar y controlar una arremetida (kick) en la perforación de pozos”

➤ **Presión estática ( $P_e$ )<sup>3</sup>**

Es el valor de la fuerza que ejerce el aire sobre las paredes de las tuberías, en sentido perpendicular a ellas. Esta presión es positiva cuando es mayor que la atmosférica. Si las paredes de la tubería fuesen elásticas, veríamos como se dilatan. (Sobrepresión). Cuando es negativa, es decir, menor que la presión atmosférica, las paredes se contraerían (depresión). La presión estática puede tomarse a una profundidad cualquiera.

**Características**

- Existe solamente cuando el pozo está cerrado
- Es producido por presiones atrapadas dentro del pozo
- Se incrementa la presión en el fondo del pozo
- En condiciones de kick se presenta en dos formas:
  - SIDPP : Shut-in Drill Pipe Pressure
  - SICP : Shut-in Casing Pressure
- Durante las operaciones de perforación se utiliza para:
  - Prueba del BOP
  - Leak off test

---

<sup>3</sup> Orlich Valentin Aponte Ariza. Tesis “Procedimientos para detectar y controlar una arremetida (kick) en la perforación de pozos”

➤ **Presión en el fondo del pozo (PB)<sup>4</sup>**

La presión en el fondo del pozo (PB) es la presión total que actúa en el fondo del pozo.

Este valor depende de las diferentes combinaciones de procedimientos de trabajo:

1. Pozo abierto y con bombas apagadas
2. Pozo abierto con circulación
3. Pozo cerrado y con bombas apagadas
4. Pozo cerrado con circulación

1. Pozo abierto y con bombas apagadas

$$PB = PH \quad (3)$$

2. Pozo abierto con circulación:

$$PB = PH + \Delta P_{an} \quad (4)$$

3. Pozo cerrado y con bombas apagadas.

$$PB = PH + P_e \quad (5)$$

4. Pozo cerrado con circulación:

$$PB = PH + P_s + \Delta P_{an} \quad (6)$$

---

<sup>4</sup> Orlich Valentin Aponte Ariza. Tesis "Procedimientos para detectar y controlar una arremetida (kick) en la perforación de pozos"

Dónde:

Ps= Presión de sobrecarga.

➤ **Presión de formación o de poro**<sup>5</sup>

Presión de formación o de poro. Es la presión que ejercen los fluidos (gas, aceite agua dulce, agua salada o las combinaciones de estas) contenidos en los poros de las rocas. A esta presión también se le conoce como presión de roca, de yacimiento, de poro, de depósito y se clasifican de la siguiente manera.

a. Presión subnormal: Cuando la presión es menor a la normal, es decir, a la presión hidrostática de la columna de fluidos de formación extendida hasta la superficie.

b. Presión normal: Cuando es igual a la ejercida por una columna de fluidos de formación extendida hasta la superficie y que es equivalente a una densidad de 1.07 gr/cm<sup>3</sup> en zonas costeras y 1.00 gr/cm<sup>3</sup> continente adentro.

c. Presión anormalmente alta: Cuando es mayor a la presión hidrostática de los fluidos de formación normal.

Si se considera que parte de los fluidos están siendo sometidos a una compresión mayor mientras más se profundiza, entonces es necesario manejar un concepto adicional que ayudará a comprender mejor los problemas que se generan y que puede prestar un auxilio eficaz en el control adecuado de las presiones.

---

<sup>5</sup> Manual de presiones anormales e hidráulica de la perforación rotatoria. Clasificación de las presiones. Rotenco S.A de c.v.

### ➤ **Presión de fractura<sup>6</sup>**

Es la presión necesaria para vencer la resistencia mecánica de la roca o para vencer la presión total de sobrecarga. El gradiente de fractura aumenta con la profundidad ya que la resistencia de la roca aumenta con la profundidad.

Es de interés conocer esta presión debido a la posibilidad de levantar la sobrecarga total, ya sea accidentalmente o a propósito para crear fracturas. La fractura hidráulica es una técnica por medio de la cual se levanta la sobrecarga con objeto de incrementar los canales de flujo en tamaño alrededor de un pozo para aumentar su producción; pero también se puede inducir una pérdida de fluido perforando un pozo y perder el intervalo descubierto.

Bajo estas circunstancias, se debe tener extremo cuidado en la zona más débil del pozo. Esta resulta siempre la zona descubierta más alta (zapata de T.R.) debido a que para levantar la sobrecarga es más sencillo un bloque más delgado que uno más grueso.

Es común que durante la perforación de intervalos muy compactos y de baja presión, se obtengan pérdidas de lodo sin haber rebasado el gradiente de fractura. Esto sucede generalmente cuando se atraviesan rocas del Mesozoico. Las pérdidas se registran en la entrada al Cretácico o en el contacto Paleoceno-Cretácico formado por carbonatos de baja presión o sin presión y fuertemente fracturados, lo mismo sucede en parte del Jurásico. Estas pérdidas no pueden considerarse como levantamiento de sobrecarga, las fracturas ya existen y la pérdida de lodo es debida a que el contenido de fluidos en las rocas no tiene la suficiente presión para resistir el empuje de la columna hidrostática del fluido con el que se perfora.

---

<sup>6</sup> Manual de presiones anormales e hidráulica de la perforación rotatoria. Clasificación de las presiones. Rotenco S.A de c.v.

- **PRUEBA DE ADMISIÓN LOT (Leak-off Test)<sup>7</sup>**

La presión de fractura es usualmente determinada por el leak-off Test. En la práctica el leak-off Test determina el MAASP sin causar una fractura en la formación. Considerando que la fractura es en el punto más débil Justo debajo del zapato del casing, la presión de fractura será calculada adicionando el valor del leak-off Test a la presión hidrostática en el zapato ( $P_{HS}$ ).

$$P_{FR} = MAASP + P_{HS} \quad (7)$$

Dónde:

$P_{FR}$  : Presión de fractura

MAASP: Máxima Presión Anular Permissible en Superficie

$P_{HS}$ : Presión hidrostática en el zapato

### **Procedimiento del Leak-Off Test**

El Leak- Off Test es usualmente efectuado después de haber realizado el trabajo del Casing.

1. Drill Collar en sección de pozo abierto (3- 5 metros)
2. Circule y acondicione el lodo
3. Levante la broca hasta el zapato
4. Cierre el BOP.

El test puede ser efectuado de dos formas diferentes, bombeando:

- a) Volúmenes a intervalos de tiempo necesarios para balancear la presión.

---

<sup>7</sup> Rubén Rogelio Hidalgo Ulloa. Trabajo: Análisis de las aplicaciones de control de pozo (well cap: well control application), por brotes, durante la perforación para determinar las causas que los originan.

b) 10 a 20 GPM constante, con la unidad de cementación.

- Los valores de presión obtenidos serán representados en un gráfico (tiempo vs presión).

- El test finaliza cuando los puntos divergen considerablemente de la línea recta.

El procedimiento del leak-off test es importante durante la fase de exploración de pozos y cuando el gradiente de fractura es desconocida.

- **Máxima Presión Anular Permissible en Superficie<sup>8</sup>**

(MAASP: MAXIMUM ALLOWABLE ANNULAR SURFACE PRESSURE)

El MAASP (Maximum Allowable Annular Surface Pressure) es la máxima del anular en la superficie, justo inferior a la de fractura en su punto más débil (usualmente debajo del zapato del último casing).

$$\text{MAASP} = P_{\text{FR}} - P_{\text{HS}} \quad (8)$$

Dónde:

MAASP: Máxima Presión Anular Permissible en Superficie

$P_{\text{FR}}$  : Presión de fractura

$P_{\text{HS}}$ : Presión hidrostática en el zapato

El MAASP es un valor muy importante para el control de un pozo

El MAASP depende de la presión hidrostática en el zapato, entonces cambia con relación a la densidad del lodo y, en caso de kick, con relación a la altura del influjo encima del zapato del casing

---

<sup>8</sup> Rubén Rogelio Hidalgo Ulloa. Trabajo: Análisis de las aplicaciones de control de pozo (well cap: well control application), por brotes, durante la perforación para determinar las causas que los originan.

Cambiando la densidad del lodo la presión hidrostática en el zapato cambiará, entonces, debido a que la presión de fractura es constante, el MAASP variará:

Incremento densidad del lodo =====> Disminución MAASP

Disminución densidad del lodo =====> Incremento MAASP

**El MAASP debe ser recalculado cuando la densidad del lodo cambia (sin repetir el Leak-Off Test)<sup>9</sup>.**

La presión hidrostática en el zapato ( $P_{HS}$ ) disminuye cuando el influjo entra, debido a que el fluido es de baja densidad con respecto a la del lodo. Tal disminución puede ser compensada con un correspondiente aumento en el MAASP. El valor del MAASP no se debe sobrepasar mientras el influjo se encuentre en el pozo abierto.

Como la presión hidrostática en el zapato del casing disminuye durante la migración del gas, el MAASP aumenta en tal forma que depende del tipo de fluido:

- ✓ Líquido: Durante la migración, el influjo no se expande. La disminución en el  $P_{HS}$  terminará cuando todo el influjo entre al zapato.
- ✓ Gas: El influjo se expande durante la migración. Con expansión el  $P_{HS}$  continúa disminuyendo aún después de que el influjo de gas haya entrado al zapato y durante su llegada a la superficie.

---

<sup>9</sup> Orlich Valentin Aponte Ariza. Tesis "Procedimientos para detectar y controlar una arremetida (kick) en la perforación de pozos"

## Densidad del lodo para fracturar el pozo<sup>10</sup>

La densidad del lodo para fracturar el pozo ( $D_{FR}$ ) nos permite representar la presión de fractura en términos que podamos tener un valor referencial.

La  $D_{FR}$  representa la densidad del lodo en condiciones estáticas, la cual determina una presión igual a la presión de fractura.

$$D_{FR} = P_{FR} / (H \times 0.052) \quad (9)$$

Unidades de medida: ppg

Este valor es igual al máximo utilizable en el pozo. La densidad de lodo para fracturar el pozo puede variar desde un mínimo, equivalente a la Gradiente de Presión Normal GF hasta un valor máximo correspondiente al  $D_{FR}$ .

El MAASP puede ser calculado a partir de la  $D_{FR}$ :

$$MAASP = P_{FR} - P_{HS} \quad (10)$$

$$MAASP = D_{FR} \times H_s \times 0.052 - D \times H_s \times 0.052 \quad (10.1)$$

$$MAASP = (D_{FR} - D) \times H_s \times 0.052 \quad (10.2)$$

La Comparación entre la densidad del lodo para fracturar el pozo ( $D_{FR}$ ) del punto más débil de la formación y la densidad equivalente de circulación (ECD), nos permite conocer si el peligro de fractura existe.

---

<sup>10</sup> Rubén Rogelio Hidalgo Ulloa. Trabajo: Análisis de las aplicaciones de control de pozo (well cap: well control application), por brotes, durante la perforación para determinar las causas que los originan.

➤ **Presión de circulación**<sup>11</sup>

La presión de circulación es la presión ejercida en las tuberías.

Durante las fases de control dos diferentes presiones de circulación aparecerán:

- ICP (Presión inicial de circulación): Esta aparece cuando las bombas comienzan con el lodo original (bajo peso).

$$ICP = SIDPP + PL \quad (11)$$

Dónde:

ICP Presión inicial de circulación

SIDPP (Shut-in Drill Pipe Pressure), presión de cierre en la tubería

PL Presión a caudal reducido

- FCP Presión final de circulación: Este es un valor leído en el manómetro de la tubería y en el momento en que el lodo pesado (kill mud) comienza a salir por la broca, reemplazando al lodo original (original mud) en el anular.

$$FCP = PL \times \frac{KMLD}{OMD} \quad (12)$$

Dónde:

FCP Presión final de circulación

KMLD = Densidad para matar el pozo

OMD = Densidad original del lodo

---

<sup>11</sup> Orlich Valentin Aponte Ariza. Tesis "Procedimientos para detectar y controlar una arremetida (kick) en la perforación de pozos"

### 1.1.2 Temperatura<sup>12</sup>

Los átomos y moléculas en una sustancia no siempre se mueven a la misma velocidad. Esto significa que hay un rango de energía (energía de movimiento) en las moléculas. En un gas, por ejemplo, las moléculas se mueven en direcciones aleatorias y a diferentes velocidades - algunas se mueven rápido y otras más lentamente.

La temperatura es una medida del calor o energía térmica de las partículas en una sustancia. Como lo que medimos en su movimiento medio, la temperatura no depende del número de partículas en un objeto y por lo tanto no depende de su tamaño. Por ejemplo, la temperatura de un cazo de agua hirviendo es la misma que la temperatura de una olla de agua hirviendo, a pesar de que la olla sea mucho más grande y tenga millones y millones de moléculas de agua más que el cazo. Es una magnitud física que varía con la profundidad.

### Gradiente de temperatura<sup>13</sup>

La tasa de incremento de la temperatura por unidad de profundidad existente en la Tierra. Si bien el gradiente geotermal varía entre un lugar y otro, oscila entre 25 y 30 °C/km [15 °F/1000 pies]. Los gradientes de temperatura varían ampliamente en la Tierra, a veces aumentando de manera considerable alrededor de las áreas volcánicas. Es particularmente importante para los ingenieros de fluidos de perforación conocer el gradiente geotérmico en el área cuando diseñan un pozo profundo. La temperatura de fondo de pozo puede calcularse sumando la temperatura de la superficie al producto de la profundidad y el gradiente geotérmico.

---

<sup>12</sup> Calor y temperatura. Material colegio América. Pàg 2.

<sup>13</sup> Schlumberger. Gradiente geotérmico.

$$T_f = T_a + GT \times H \quad (13)$$

Dónde:

T<sub>f</sub>: Temperatura de formación

T<sub>a</sub>: Temperatura ambiente

GT: Gradiente de temperatura

H: Profundidad

### 1.1.3 Margen de seguridad (S)<sup>14</sup>

El margen de seguridad (S) es la presión que puede ser añadida en superficie de tal forma que se trabaje con una presión en el fondo del pozo ligeramente por encima de la presión de formación.

Un margen de seguridad debe aplicarse a la presión superficial máxima admisible anular (MAASP) con el fin de reducir la probabilidad de fracturas que inducen durante una así controlar evento.

El margen de seguridad se compone de tres componentes: un error del operador en el estrangulador, la pérdida por fricción en el anular y la pérdida por fricción en la línea de estrangulamiento.

A pesar de que cada sección es diferente, muchos procedimientos establecen un valor fijo para el margen de seguridad que se utilizará en el cálculo de la tolerancia patada. Los valores típicos utilizados son 150 o 200 psi. 100 pies se asume para el error del operador del estrangulador y el restante para el componente de pérdida por fricción.

---

<sup>14</sup> J. T. Trocchio. Kick tolerance misconceptions and consequences to well design. SPE-140113-MS Drilling Conference and exhibition held in Amsterdam, The Netherlands, March 2011.

### ➤ **Pérdida por fricción en el anular y línea de estrangulamiento**

Siempre que hay circulación de fluido en el pozo durante una operación de control de pozos, la pérdida por fricción en la línea de estrangulamiento y el anular se genera. La magnitud dependerá de la geometría del pozo, así como, la longitud y el diámetro de la línea de estrangulamiento. En pozos de aguas profundas y huecos delgados el componente de pérdida de fricción puede llegar a una cantidad significativa, debido a la longitud de la línea de estrangulación y el espacio anular más pequeño. Con el fin de prevenir la formación de fracturas, la contrapresión que se aplica en superficie cuando el pozo está estático debe ser compensado como los cambios en las tasas de circulación de fluidos. Como es difícil estimar la pérdida por fricción en tiempo real durante los eventos de control de pozos, el enfoque adoptado ha consistido en deducir el valor de la fricción de la MAASP. A pesar de que este enfoque reduce las probabilidades de fractura de la formación, que impone grandes sacrificios para el diseño del pozo, dando lugar a varios sartos de revestimiento innecesarios.

El enfoque alternativo sería utilizar de forma proactiva esta pérdida por fricción durante cualquier circulación de fluido; no hay diferencia al pozo si la presión en la parte inferior es procedente de un estrangulador en la superficie o de la fricción generada en el pozo.

### ➤ **Error en el choke por el operador**

Este margen pretende compensar el poco control manual de estrangulación por el operador. El estándar de hoy es el uso de un factor de seguridad de 100 pies. Sin embargo, los estranguladores automáticos son ahora fácilmente disponibles de diferentes fabricantes. La automatización permite un mejor control con menor oscilación de la presión y elimina los problemas relacionados con la fatiga del operador o de error. Se han utilizado ampliamente en diversas aplicaciones, desde

la perforación y así controlar todo el camino hasta bien limpiar, mostrando una gran fiabilidad. Con un mejor control del margen de seguridad de 100 psi utilizado normalmente puede reducirse a, por ejemplo, 20 pies, o incluso menos.

#### 1.1.4 Flujo posterior<sup>15</sup>

La mayoría de las veces, por el bien de la simplicidad, se ignora el efecto de flujo posterior. Por lo tanto, la tolerancia de patada se considera igual a la ganancia máxima permitida en boxes. Sin embargo, en realidad la formación continúa fluyendo hasta que la presión aumenta para equilibrar la presión del fondo del pozo a la presión de la cara de la arena en la profundidad de la afluencia. Por consiguiente, cuando se determina la máxima permisible de piscina se gana el flujo adicional tomado en el pozo después de cerrarlo. El volumen de flujo posterior puede ser significativo, especialmente para los pozos profundos con grandes agujeros. Algunas compañías utilizan un valor fijo de 10 barriles, por ejemplo. Una vez más, esta simplificación puede conducir a un resultado conservador. Sin embargo, estas empresas al no tener en cuenta este efecto pueden exponerse a situaciones potencialmente peligrosas. El flujo de la formación tras un corte en se considera que es igual a la compresibilidad total del pozo.

$$C = -\frac{1}{V} \times \left( \frac{\Delta V}{\Delta P} \right) \quad (14)$$

Dónde:

C: Compresibilidad total

$\Delta V$  : Variación de volumen

$\Delta P$ : Variación de presión

---

<sup>15</sup> J. T. Trocchio. Kick tolerance misconceptions and consequences to well design. SPE-140113-MS Drilling Conference and exhibition held in Amsterdam, The Netlerlands, March 2011.

### 1.1.5 Densidad de influjo<sup>16</sup>

La densidad tiene las unidades de masa por unidad de volumen ( $d = m/V$ ). Podemos acomodar la ecuación del gas ideal para obtener unidades similares, moles por unidad de volumen:

$$\frac{n}{V} = \frac{P}{RT} \quad (15)$$

Dónde:

n: Número de moles

V: Volumen

P: Presión

T: Temperatura

R: Constante universal de los gases ideales

Si multiplicamos ambos lados de esta ecuación por la masa molar, M, obtenemos la siguiente relación:

$$\frac{nM}{V} = \frac{PM}{RT} \quad (16)$$

El producto de las cantidades  $n/V$  y M es igual a la densidad en g/L, como vemos a partir de sus unidades:

$$\frac{\text{moles}}{\text{Litro}} \times \frac{\text{gramos}}{\text{mol}} = \frac{\text{gramos}}{\text{Litro}} \quad (17)$$

---

<sup>16</sup> Densidad de un gas. Principios de química. Universidad Nacional de Colombia.

Así la densidad del gas está dada por la expresión del lado derecho de la última ecuación:

$$d = \frac{PM}{RT} \quad (18)$$

Dónde:

d: Densidad del gas

P: Presión

M: Masa molar

T: Temperatura

R: Constante universal de los gases ideales

### 1.1.6 Gas real<sup>17</sup>

Es aquel que posee un comportamiento termodinámico y que no sigue la misma ecuación de estado de los gases ideales. Los gases se consideran como reales a presión elevada y poca temperatura.

Característica:

- Las moléculas de los gases no son puntuales.
- La energía de interacción no es despreciable.
- Está formado por partículas con un volumen real.
- Las partículas ejercen fuerzas de cohesión a distancia las unas con las otras. Como consecuencia los gases reales no verifican la ecuación de estado. Especialmente a alta presión y baja temperatura, debido a las interacciones entre las moléculas y al volumen finito que éstas ocupan.

---

<sup>17</sup> Ley de los gases reales. La Guía de Química.

La ecuación de estado de Van der Waals intenta describir a los gases reales añadiendo dos parámetros empíricos a la ecuación del gas ideal para tener en cuenta el volumen de las partículas y las fuerzas de interacción entre ellas.

Para entender el comportamiento de los gases reales, lo siguiente debe ser tomado en cuenta:

- Efectos de compresibilidad
- Capacidad calorífica específica variable
- Fuerzas de van der waals
- Efectos termodinámicos del no-equilibrio
- Cuestiones con disociación molecular y reacciones elementales con composición variable.

Para la mayoría de aplicaciones, un análisis tan detallado es innecesario, y la aproximación de gas ideal puede ser utilizada con razonable precisión. Por otra parte, los modelos de gas real tienen que ser utilizados cerca del punto de condensación de los gases, cerca de puntos críticos, a muy altas presiones, y en otros casos menos usuales.

#### **1.1.6.1 Modelo de Van der Waals<sup>18</sup>**

##### Ecuación de Van der Waals

Los gases reales son ocasionalmente modelados tomando en cuenta su masa y volumen molares

$$RT = \left(P + \frac{a}{V_m^2}\right)(V_m - b) \quad (19)$$

---

<sup>18</sup> Leyes de los gases reales. Guía de la química.

Donde P es la presión, T es la temperatura, R es la constante de los gases ideales, y  $V_m$  es el volumen molar. "a" y "b" son parámetros que son determinados empíricamente para cada gas, pero en ocasiones son estimados a partir de su temperatura crítica ( $T_c$ ) y su presión crítica ( $P_c$ ) utilizando estas relaciones:

$$a = \frac{27R^2T_c^2}{64 P_c} \quad (20)$$

$$b = \frac{RT_c}{8 P_c} \quad (21)$$

Los valores de las constantes de Van der Waals para los gases más comunes, están recogidos en tablas.

Si comparamos la ley de Van der Waals con la ley de los gases ideales, cuando la presión de un gas no es demasiado alta, el modelo de Van der Waals puede decirse que su modelo y el de los gases ideales no difieren mucho.

La **ley de Van der Waals** también permite entender bien los procesos de condensación de los gases, existiendo para cada gas una temperatura,  $T_c$ , conocida como temperatura crítica, la cual representa la frontera del paso a la condensación:

- Para  $T > T_c$ , no se puede condensar el gas.
- Para  $T < T_c$ , es posible condensar el gas si éste se comprime a una presión adecuada, que es más baja cuanto más baja es la temperatura.

### 1.1.7 Gas ideal<sup>19</sup>

Está contemplado como parte del grupo de los gases teóricos por componerse de partículas que se mueven de modo aleatorio y que no interactúan entre sí.

---

<sup>19</sup> Cengel, Yunus A.;Boles, Michael A., p.89

El que cumple con la ecuación de estado:

$$P V = n R T \quad (22)$$

Dónde:

P: Presión

V: Volumen

n: Número de moles

R: Contante universal de los gases ideales

T: Temperatura

-Está formado por partículas puntuales con un volumen despreciable en comparación al recipiente en que se encuentren.- Las partículas chocan pero no se ejercen fuerzas de cohesión a distancia.

El modelo de gas ideal tiende a fallar a temperaturas menores o a presiones elevadas, cuando las fuerzas intermoleculares y el tamaño intermolecular es importante. También por lo general, el modelo de gas ideal no es apropiado para la mayoría de los gases pesados, tales como vapor de agua o muchos fluidos refrigerantes. A ciertas temperaturas bajas y a alta presión, los gases reales sufren una transición de fase, tales como a un líquido o a un sólido. El modelo de un gas ideal, sin embargo, no describe o permite las transiciones de fase. Estos fenómenos deben ser modelados por ecuaciones de estado más complejas.

Características<sup>20</sup>:

- Todo gas ideal está formado por N pequeñas partículas puntuales (átomos o moléculas).
- Las moléculas gaseosas se mueven a altas velocidades, en forma recta y desordenada.
- Un gas ideal ejerce una presión continua sobre las paredes del recipiente que lo contiene, debido a los choques de las partículas con las paredes de este.
- Los choques moleculares son perfectamente elásticos. No hay pérdida de energía cinética.
- No se tienen en cuenta las interacciones de atracción y repulsión molecular.
- La energía cinética media de la translación de una molécula es directamente proporcional a la temperatura absoluta del gas.

### 1.1.8 Ley de los gases<sup>21</sup>

La ley de los gases ideales es la ecuación de estado del gas ideal, un gas hipotético formado por partículas puntuales, sin atracción ni repulsión entre ellas y cuyos choques son perfectamente elásticos (conservación de momento y energía cinética). La energía cinética es directamente proporcional a la temperatura en un gas ideal. Los gases reales que más se aproximan al comportamiento del gas ideal son los gases monoatómicos en condiciones de baja presión y alta temperatura.

---

<sup>20</sup> Ley de los gases ideales. De química.com

<sup>21</sup> Ley de los gases ideales. Alexander Planz (1987). Modelos de predicción molecular para ingenieros.

Las primeras leyes de los gases fueron desarrollados desde finales del siglo XVII, aparentemente de manera independiente por August Krönig en 1856 y Rudolf Clausius en 1857. La constante universal de los gases se descubrió y se introdujo por primera vez en la ley de los gases ideales en lugar de un gran número de constantes de gases específicas descritas por Dmitri Mendeleev en 1874.

Empíricamente, se observan una serie de relaciones proporcionales entre la temperatura, la presión y el volumen que dan lugar a la ley de los gases ideales, deducida por primera vez por Émile Clapeyron en 1834 como una combinación de la ley de Boyle y la ley de Charles.

➤ **Ley de Boyle-Mariotte<sup>22</sup>**

También llamado proceso isotérmico. Afirma que, a temperatura y cantidad de gas constante, la presión de un gas es inversamente proporcional a su volumen:

$$\frac{P_1 \times V_1}{T_1 \times n_1} = \frac{P_2 \times V_2}{T_2 \times n_2} \quad \left. \vphantom{\frac{P_1 \times V_1}{T_1 \times n_1}} \right\} P_1 \times V_1 = P_2 \times V_2 \quad (23)$$

Dónde:

n= Constante

T= Constante

---

<sup>22</sup> Ley de los gases ideales. Alexander Planz (1987). Modelos de predicción molecular para ingenieros.

➤ **Leyes de Charles y Gay-Lussac**<sup>23</sup>

En 1802, Louis Gay Lussac publica los resultados de sus experimentos, basados en los que Jacques Charles hizo en el 1787. Se considera así al proceso isobárico para la Ley de Charles, y al isocórico para la ley de Gay Lussac.

• **Proceso isobárico**

$$\left. \frac{P_1 \times V_1}{T_1 \times n_1} = \frac{P_2 \times V_2}{T_2 \times n_2} \right\} \frac{V_1}{T_1} = \frac{V_2}{T_2} \quad (24)$$

Dónde:

n= Constante

P= Constante

• **Proceso isocórico (Gay Lussac)**

Segunda ley de Gay-Lussac

$$\left. \frac{P_1 \times V_1}{T_1 \times n_1} = \frac{P_2 \times V_2}{T_2 \times n_2} \right\} \frac{P_1}{T_1} = \frac{P_2}{T_2} \quad (25)$$

---

<sup>23</sup> Ley de los gases ideales. Alexander Planz (1987). Modelos de predicción molecular para ingenieros.

Dónde:

n= Constante

V= Constante

➤ **Principio de Avogadro**

Ley de Avogadro

El principio de Avogadro fue expuesta por Amedeo Avogadro en 1811 y complementaba a las de Boyle, Charles y Gay-Lussac. Asegura que en un proceso a presión y temperatura constante (isobaro e isoterma), el volumen de cualquier gas es proporcional al número de moles presente, de tal modo que:

$$\frac{P_1 \times V_1}{T_1 \times n_1} = \frac{P_2 \times V_2}{T_2 \times n_2} \quad \left. \vphantom{\frac{P_1 \times V_1}{T_1 \times n_1}} \right\} \quad \frac{V_1}{n_1} = \frac{V_2}{n_2} \quad (26)$$

Dónde:

T= Constante

P= Constante

Esta ecuación es válida incluso para gases ideales distintos. Una forma alternativa de enunciar esta ley es: El volumen que ocupa un mol de cualquier gas ideal a una temperatura y presión dadas siempre es el mismo.

## 1.2 CAUSAS DE KICKS

### 1.2.1 Definición de un kick<sup>24</sup>

1. Kick tolerance es la presión de poro máximo permisible, expresada en la densidad del lodo equivalente, tal que si una patada con cierto volumen se produce a una profundidad determinada con un fluido de perforación específica, el pozo podría ser cerrado y la patada distribuida de forma segura es decir, no fracturar la formación más débil en el agujero abierto.
2. La tolerancia del retroceso es el aumento máximo en el peso del lodo permitido por la prueba de integridad de presión del zapato del revestimiento con ninguna afluencia en el pozo.
3. La tolerancia del retroceso se puede entender como la capacidad del pozo para soportar el estado de presión generada durante las operaciones de control de pozo (pozo cierre y el proceso de la circulación posterior) sin fracturarse la formación más débil.
4. Tolerancia Kick es la altura máxima de una columna de gas que la sección del pozo abierto puede tolerar, es decir, sin ocurrir una fractura. Esta altura se convierte entonces a un volumen con el área de la sección transversal, la geometría del pozo y la sarta de perforación para derivar una limitada 'Tolerancia Kick' en barriles o equivalentes ppg.
5. La tolerancia del retroceso es el mayor volumen de afluencia que se puede quitar desde el pozo de forma segura y se basa de nuevo en los resultados

---

<sup>24</sup> J. T. Trocchio. Kick tolerance misconceptions and consequences to well design. SPE-140113-MS Drilling Conference and exhibition held in Amsterdam, The Netlerlands, March 2011.

ya sea de un lote o el FIT. Cuando se calcula la tolerancia saque el resultado podría ser mejor descrito como una medición del riesgo de control y al perforar la sección del agujero actual.

Puede ocurrir una surgencia en cualquier momento cuando la presión ejercida por el fluido de perforación en el hoyo es menor que la presión que tienen algunas de las formaciones perforadas o la formación que está siendo penetrada por la barrena. La barrena es un instrumento para taladrar o perforar. Afortunadamente, las manifestaciones de las surgencias se pueden captar en la superficie debido al aumento de volumen de fluido en el tanque y por el comportamiento simultaneo de las presiones en la sarta y el espacio anular. La gravedad de la situación se percibe al analizar qué tan grande es el volumen adicional de fluido descargado

### **1.2.2 Precauciones que se deben tener en cuenta cuando se está sacando tubería<sup>25</sup>**

Cuando se saca tubería fuera del pozo, se debe bombear lodo dentro del pozo para reemplazar el acero que se ha sacado, de otra manera el nivel de lodo dentro del pozo descenderá llevando a una reducción de la cabeza hidrostática. Mantener el pozo lleno es sumamente crítico especialmente cuando se sacan los drill collars, debido a su gran volumen de acero.

$$\text{Volumen de acero extraído} = \text{Volumen de lodo añadido} \quad (27)$$

La falla en el llenado del pozo causa que el nivel descienda en el pozo con una reducción en la presión hidrostática y riesgos de un kick. El uso del trip tank permite controlar cualquier disminución en el nivel del lodo, también para pequeñas cantidades.

---

<sup>25</sup> Orlich Valentin Aponte Ariza. Tesis "Procedimientos para detectar y controlar una arremetida (kick) en la perforación de pozos"

Peligro: ¡La falla al llenar el pozo cuando se saca la sarta es una de las principales causas de kick y esto es de responsabilidad del perforador!

Cómo calcular la disminución en la presión hidrostática causada por la falla de llenar el pozo durante la extracción de la sarta:

1. Calcule el volumen extraído
2. Calcule el descenso del nivel de lodo en el pozo
3. Calcule la caída de la presión hidrostática

1) Volumen extraído =  $V_e$

1.8.1 Tubería seca:

Volumen extraído = longitud extraída x desplazamiento del acero (28)

1.8.2 Tubería llena:

Volumen extraído = longitud extraída x desplazamiento total (29)

2) Descenso del nivel =  $\Delta H$

✓ Con drill pipe en el Pozo:

$$\text{a) Drill pipe vacío: } \Delta H = \frac{\text{Volumen}}{\text{Capacidad del casing} - \text{desplazamiento del casing}} \quad (30)$$

$$\text{b) Drill pipe lleno: } \Delta H = \frac{\text{Volumen}}{\text{Capacidad del casing} - \text{desplazamiento total del casing}} \quad (31)$$

$$c) \text{ Último drill pipe: } \Delta H = \frac{\text{Volumen}}{\text{Capacidad del casing}} \quad (32)$$

### 3) Disminución de la presión hidrostática $\Delta PH$

$$\Delta PH = \text{densidad del lodo (ppg)} \times \text{descenso de nivel (pies)} \times 0.052 \quad (33)$$

El proceso de hacer viajes consiste en sacar o introducir la sarta de perforación en el fondo del hoyo con el propósito de retirar o reemplazar la mecha desgastada, colocar un revestidor en el hoyo o para realizar otras operaciones relacionadas con la perforación del pozo. Durante este proceso es necesario considerar el procedimiento operacional, las presiones de surgencia, presiones de achique y el llenado correcto del hoyo.

#### ➤ **Presión de Surgencia**<sup>26</sup>

También llamada presión de compresión, se origina cuando la sarta de perforación, o el revestidor se introduce en el hoyo, ocasionando que el fluido de perforación situado debajo de la mecha sea forzado a salir a la superficie por el espacio anular generando así un aumento en la presión hidrostática. Las fuerzas de compresión (responsables de las presiones de surgencia) se crean cuando la sarta de perforación se baja muy rápido y el fluido no tiene tiempo de desplazarse hacia arriba. Por otra parte, como el fluido de perforación es ligeramente compresible, la presión en el pozo puede aumentar y producir fractura de la formación, falla del revestidor o pérdida del fluido de perforación y en consecuencia, puede disminuir la presión hidrostática, lo cual afecta la estabilidad del hoyo.

---

<sup>26</sup> DATALOG. Tema VII: Problemas de hoyo. Pérdidas de circulación. Pàg 30

El caso más crítico es cuando la mecha está por encima de la zapata del último revestidor cementado debido a que la formación expuesta por debajo del revestidor tiene un menor margen de tolerancia sobre la presión de fractura que a mayor profundidad, es por ello que cuando se va introducir la sarta en el hoyo es recomendable bajarla a velocidad lenta hasta estar por debajo de la zapata, luego se puede bajar a velocidad normal.

En la Figura 1, se muestra el esquema mecánico del movimiento de la sarta de perforación que genera la presión de surgencia. La Figura 1a muestra cómo se baja la sarta dentro del pozo antes de llegar a la zapata del último revestidor cementado. En la Figura 1b se muestra la sarta de perforación una vez que ha pasado la profundidad de la zapata. En la Figura 1c, se fractura la formación en su zona más débil producto de bajar la sarta a una velocidad mayor de la permitida, y ocurre la invasión del fluido de perforación hacia la formación.

**Figura 1. Esquema mecánico de la sarta de perforación durante la generación de presión de surgencia**

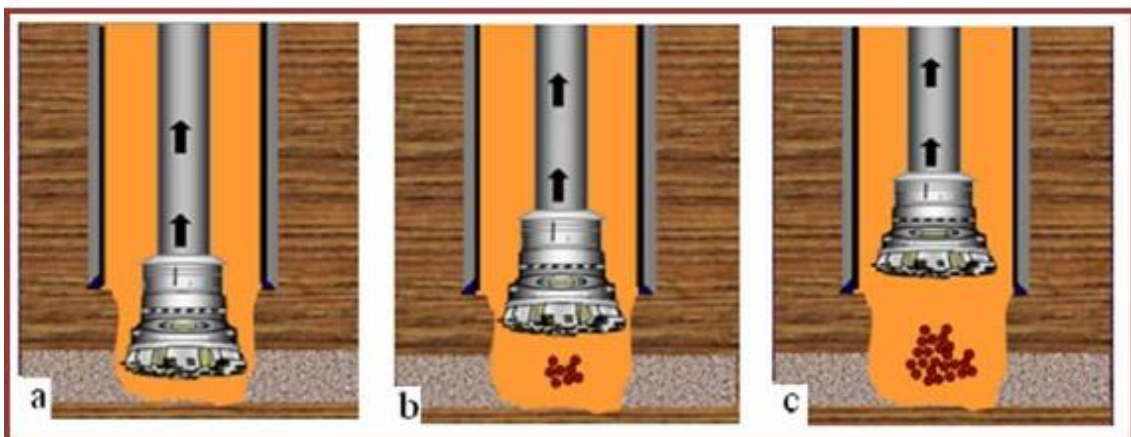


**Fuente.** DATALOG. Tema VII: Problemas de hoyo. Pérdidas de circulación. Pàg 31

➤ **Presión de Achique**<sup>27</sup>

También conocida como presión de suabeo o de succión, se produce cuando se saca muy rápido la tubería del hoyo, y el fluido de perforación alrededor de la sarta de perforación no baja a la misma velocidad con la cual esta sube. Este efecto disminuye la presión hidrostática y puede originar la entrada de fluidos de la formación al pozo. En la Figura 2 se muestra el esquema mecánico del movimiento de la sarta de perforación que genera la presión de achique. La Figura 2a muestra cómo se extrae la sarta fuera del pozo. En la Figura 2b se muestra la sarta de perforación una vez que ha pasado la profundidad de la zapata y debido a una velocidad inadecuada se genera una invasión de fluidos de la formación (puntos rojos) hacia el hoyo. En la Figura 2c, aumenta la invasión de los fluidos de la formación debido a la presión de succión generada mientras se saca la sarta de perforación.

**Figura 2. Esquema mecánico de la sarta de perforación durante la generación de presión de achique**



**Fuente.** DATALOG. Tema VII: Problemas de hoyo. Pérdidas de circulación. Pàg 32

<sup>27</sup> DATALOG. Tema VII: Problemas de hoyo. Pérdidas de circulación. Pàg 31

Las presiones de surgencia y de achique se ven afectadas por factores tales como:

- Propiedades del fluido de perforación (densidad, viscosidad, punto cedente, resistencias de gel, etc.).
- Geometría del hoyo.
- Velocidad de subida y bajada de la sarta de tubería.
- Condiciones del hoyo y propiedades de la formación.
- Profundidad del pozo.
- Configuración del BHA.

Muchos problemas son causados por las presiones de surgencia y achique. Si bien es casi imposible eliminarlas, pueden ser minimizadas reduciendo la velocidad de movimiento de la tubería durante los viajes, ya que mientras más rápida sea esta, mayores serán las presiones de compresión y de succión.

#### ➤ **Llenado de Hoyo**<sup>28</sup>

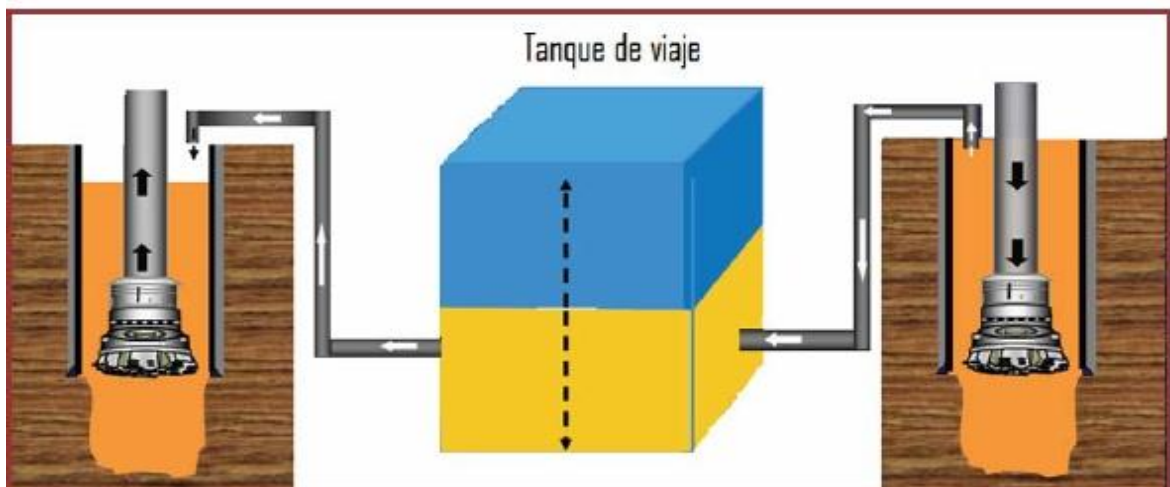
Generalmente los problemas que se presentan al tratar de mantener el hoyo completamente lleno de fluido durante la extracción e inserción de la sarta de perforación son la causa fundamental del 50% al 70% de todos los reventones registrado en la industria. A medida que se extrae la sarta, el nivel del fluido de perforación en el hoyo bajará debido al volumen que ésta ocupa, a las pérdidas de fluido que se producen en superficie y a la filtración o pérdida del fluido de perforación hacia las formaciones permeables. Como consecuencia del descenso del nivel de la columna del fluido de perforación se produce una reducción en la presión hidrostática. Si no se realiza un control adecuado al pozo a medida que se extrae la sarta puede ocurrir una entrada indeseada de fluido de la formación al pozo disminuyendo la presión hidrostática a una presión menor que la

---

<sup>28</sup> DATALOG. Tema VII: Problemas de hoyo. Pérdidas de circulación. Pàg 37

contenida en la formación. Cuando esto sucede es necesario llenar de fluido el hoyo a intervalos determinados o continuamente por medio del tanque de viaje, con el objetivo de reemplazar el volumen representado por el acero de la tubería extraída, y/o compensar las pérdidas por filtración. Cualquiera que sea el caso, es importante llevar un registro del fluido de perforación que toma el pozo cada diez (10) parejas de tubería o dos (2) de porta mechas si el llenado es continuo, y cada cinco (5) parejas de tubería o una (1) de porta mechas si el llenado es en forma intermitente. En la Figura 3 se muestra un esquema mecánico del movimiento del fluido de perforación durante los viajes de tubería. En el lado izquierdo el fluido de perforación debe dirigirse desde los tanques hacia el hoyo para lograr un correcto llenado del hueco, esto ocurre cuando se extrae la sarta de perforación del hoyo. Adicionalmente en el lado derecho el fluido de perforación se desplaza desde el hoyo hacia los tanques, es decir, cuando se introduce la tubería en el hoyo.

**Figura 3. Esquema mecánico del movimiento del fluido de perforación durante los viajes de tubería.**



**Fuente.** DATALOG.Tema VII: Problemas de hoyo. Pérdidas de circulación. Pàg 38

### 1.2.3 Suaveo (Swabbing)<sup>29</sup>

Swabbing es un efecto de pistoneo que se produce durante el movimiento de la sarta de perforación de tal forma que altera la presión sobre el fondo del pozo como consecuencia de la pérdida de carga causada por el movimiento del lodo en el espacio anular. Las fuerzas friccionales que ocurren como consecuencia del movimiento del lodo, reducen la presión anular. Esto es más crítico al principio del viaje cuando este está bien balanceado pero las presiones de suaveo son mayores.

Extrayendo tubería fuera del pozo la pérdida de carga (swabbing) se presenta en dirección hacia arriba y disminuye la presión en el fondo del pozo.

$$PB = PH - \Delta P_{an} \quad (34)$$

El efecto swabbing es más peligroso durante la extracción de tubería con pozo estrecho.

Bajando tubería al pozo las pérdidas de carga (surging) están en dirección hacia abajo e incrementan la presión de fondo del pozo

$$PB = PH + \Delta P_{an} \quad (35)$$

El efecto swabbing llega a ser considerable en los siguientes casos:

- Velocidad del viaje
- Reducción del espacio anular

---

<sup>29</sup> Orlich Valentin Aponte Ariza. Tesis "Procedimientos para detectar y controlar una arremetida (kick) en la perforación de pozos"

- Longitud de la sarta en el pozo
- Viscosidad del lodo

El fenómeno se incrementa con la profundidad y llega a su máximo cuando la broca está cerca al fondo. En este caso la velocidad del viaje debe reducirse. El fenómeno es intensificado por obstrucción de arcillas en la broca o sobre los estabilizadores (porque taponan el Pozo).

Variaciones de peso de la sarta de perforación durante un viaje (arrastre) generalmente son los indicadores de efectos del swabbing.

El efecto del swabbing puede ser detectado a través del trip tank. Observando el nivel del lodo, podemos saber si es que han entrado fluidos en el pozo durante la extracción. Si el volumen de lodo requerido para llenar el pozo durante la extracción es menor que el calculado, significa que, una parte del acero extraído ha sido reemplazado por fluido de formación (swabbing).

Sugerencias para reducir los efectos de swabbing:

- Reducción de la velocidad de extracción: La velocidad de extracción determina la extensión de la pérdida de carga debido al swabbing. El efecto del swabbing aumenta considerablemente con la velocidad
- A condicionar el lodo, controlando sus características reológicas: Mejorando las características reológicas del lodo antes del viaje reduce el efecto swabbing y hace que la extracción sea una operación menos delicada
- Tener cuidado con el arrastre durante las maniobras: El arrastre durante una maniobra es lo peor que puede suceder. En este caso, la operación debe realizarse con mucho cuidado.
- Aumente la densidad del lodo: La densidad del lodo puede ser aumentada para reactivar la posible reducción del trip margin.

- En un trabajo en particular en los short trips es cuando se determina el grado del swabbing: Cuando se perfora a través zonas mineralizadas, antes de extraer la sarta es necesario realizar un short trip para asegurarse si existe la posibilidad de causar un kick.

Viaje corto

Procedimiento:

- Extraiga algunos Stands a velocidad normal
- Baje otra vez hasta el fondo
- Circule el fondo hasta la superficie
- Analice el lodo para determinar la presencia de fluidos de formación:

Si el lodo no tiene cortes de gas, puede extraerse todo con la misma velocidad;

Si el lodo presenta cortes de gas, se debe determinar el tipo de operación necesaria.

#### **1.2.4 Pérdida de circulación<sup>30</sup>**

Si se pierde fluido de perforación hacia la formación, esto puede llevar a una caída del nivel de lodo y reducir la presión hidrostática.

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

La pérdida puede ser parcial o total, es decir, se puede perder una pequeña fracción de fluido generalmente manifestada por una disminución gradual del nivel del fluido de perforación en los tanques o se puede perder el fluido de perforación

---

<sup>30</sup> DATALOG. Tema VII: Problemas de hoyo. Pérdidas de circulación. Pàg 46

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

### **Factores que Afectan la Pérdida de Circulación<sup>31</sup>**

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

- **Fracturas Naturales o Intrínsecas**

Son aquellas creadas por los esfuerzos tectónicos, y los diferentes eventos geológicos ocurridos en una determinada zona. Se manifiestan por una discontinuidad que rompe los estratos de las rocas en bloques por medio de grietas o fisuras que pueden permitir el paso de los fluidos que se encuentran en el pozo solo si existe suficiente presión en el hoyo capaz de exceder la de los fluidos de la formación y además el espacio creado por la fractura es tan grande como para permitir la entrada de los fluidos con esta presión (ver Figura 4c).

---

<sup>31</sup> DATALOG. Tema VII: Problemas de hoyo. Pérdidas de circulación. Pàg 47

- **Fracturas Creadas o Inducidas**

Son aquellas producidas durante las operaciones de perforación con el fin de estimular la formación para mejorar la producción (fracturamiento hidráulico y acidificación). Adicionalmente, muchas fracturas han sido creadas al tratar de mantener el peso de la columna hidrostática en el hoyo por lo que esta operación también puede crear fracturas en la formación si se excede la densidad necesaria para mantener las paredes del hoyo. Las fracturas inducidas o creadas se distinguen de las fracturas naturales principalmente por el hecho de que la pérdida del fluido de perforación hacia fracturas inducidas requieren la imposición de presión de una magnitud suficiente para romper o abrir una parte de la formación (ver Figura 4d).

- **Fracturas Cavernosas<sup>32</sup>**

Las fracturas creadas en zonas cavernosas están generalmente relacionadas con formaciones volcánicas o de carbonatos (caliza y dolomita). Cuando estas formaciones fisuradas son perforadas, la columna de fluido de perforación puede caer libremente a través de la zona vacía creada por la fractura y producir rápidamente la pérdida del fluido de perforación. Las formaciones cavernosas se diferencian de las fracturas naturales e inducidas en que las cavernas son probablemente el resultado de un fenómeno de disolución de la roca, es decir pueden aparecer durante el enfriamiento del magma o ceniza volcánica (ver Figura 4b).

- **Pérdidas en Formaciones altamente Permeables o poco Consolidadas**

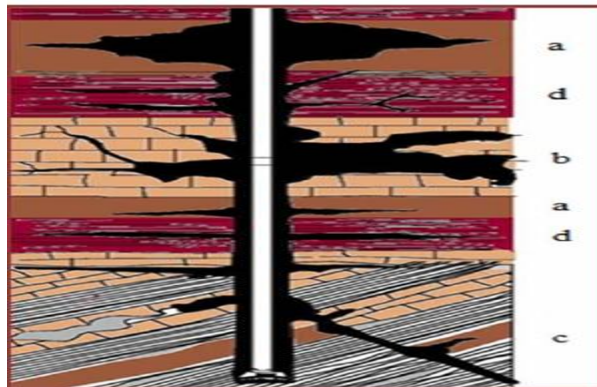
Pueden tener una permeabilidad suficientemente alta para que el fluido de perforación invada la matriz de la formación, y generar así la pérdida de circulación de los fluidos del pozo. La alta permeabilidad también se encuentra

---

<sup>32</sup> DATALOG. Tema VII: Problemas de hoyo. Pérdidas de circulación. Pàg 48

frecuentemente en las arenas, grava, y formaciones que fueron arrecifes o bancos de ostras. En general para que ocurra la pérdida de fluido hacia las formaciones permeables es necesario que los espacios intergranulares tengan suficiente tamaño para permitir la entrada del fluido de perforación, y como en el caso de las fracturas naturales y cavernosas, es necesario que exista una presión hidrostática que exceda la presión de la formación. Solo así podrá ocurrir la invasión (ver Figura 4a).

**Figura 4.** Zonas de pérdida de circulación: a) Arenas no consolidadas y de alta permeabilidad. b) Zonas cavernosas o fisuradas en carbonatos (caliza o dolomita). c) Fracturas naturales, fallas y zonas de transición en carbonatos o lutitas duras. d) Fracturas Inducidas por el exceso de presión



**Fuente.** DATALOG. Tema VII: Problemas de hoyo. Pérdidas de circulación. Pàg 49

Adicionalmente, un estudio de las posibles anomalías en el hoyo indica que existen otras condiciones que pueden ocasionar fracturas en la formación y ocasionar pérdida de fluido. Ellas son:

- **Paredes de Hoyo Homogéneas e Impermeables<sup>33</sup>:**

<sup>33</sup> DATALOG. Tema VII: Problemas de hoyo. Pérdidas de circulación. Pàg 51

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

- **Irregularidades del Pozo**

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

- **Fracturas Intrínsecas**

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

- **Zonas Permeables<sup>34</sup>**

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

---

<sup>34</sup> DATALOG. Tema VII: Problemas de hoyo. Pérdidas de circulación. Pàg 54

- **Sistema Hidráulico Cerrado**

Cuando un pozo se cierra cualquier presión en superficie no solo incrementa la presión en el fondo del hoyo sino que también se incrementa la presión en las paredes de la formación, lo que ocasiona que toda o parte de ella se encuentre en un estado de tensión. En general, se puede decir que una o varias de estas condiciones pueden estar presentes en un pozo, por ello cuando la presión alcanza magnitudes críticas, se puede esperar que ocurran fracturas inducidas y pérdidas de circulación en las zonas más frágiles.

### **1.2.5 Rata de penetración excesiva cuando se perfora a través de arenas gaseosas<sup>35</sup>**

Si se permite que entre mucho gas en el espacio anular, especialmente cuando suba y se esté expandiendo, esto causará una reducción en la presión anular. El rango de penetración tiende a disminuir a medida que la profundidad aumenta debido al incremento de la compactación del terreno. Un marcado aumento del rango de penetración puede indicar la entrada en una zona de presión anormal. En dicha situación es necesario parar la perforación y realizar una prueba de flujo (flow check), para identificar la posible presencia de kick. En ausencia de kick, el aumento del rango de penetración se debe a un cambio en la formación.

### **1.2.6 Formaciones sub-presionadas**

Pueden estar sujetas a fractura y pérdida de circulación, lo cual puede resultar en la pérdida de cabeza hidrostática en el anular.

---

<sup>35</sup> Patadas y reventones (KICKS & BLOWOUTS). Problemas de perforación y geología.

### **1.2.7 Formaciones sobre-presionadas<sup>36</sup>**

Obviamente, si una presión de formación supera la presión anular, puede haber una patada de pozo.

### **1.2.8 Disminución en el nivel de lodo**

Si el peso de lodo disminuye cuando pase a través de estratos minerales debido a causas imprevistas, la presión hidrostática en el pozo cae por debajo de los niveles plantados. Disminución de la presión hidrostática presenta el peligro de un kick.

Las causas más comunes de una disminución no planeada del peso del lodo son:

- El funcionamiento defectuoso o fallas en el equipo de control del lodo.
- Errores en la operación del circuito del lodo
- Lodo con características inesperadas

## **1.3 SEÑALES DE ALERTA DE UNA PATADA DE POZO<sup>37</sup>**

### **1.3.1 Zonas de pérdida de circulación**

- Pueden resultar grandes presiones de surgencia debido a signos de fractura y pérdidas de circulación.
- Retornos de lodo inferiores a lo normal, que pueden ser identificados por una reducción en el flujo de lodo y en el nivel de los tanques, indicando pérdidas de fluido hacia la formación.

---

<sup>36 37</sup> Patadas y reventones (KICKS & BLOWOUTS). Problemas de perforación y geología

### **1.3.2 Zonas de Transición**

- Incremento en la rata de perforación y decrecimiento en la tendencia del exponente de perforación.
- Niveles de gas incrementándose.
- Aparición de gas de conexión.
- Indicaciones de inestabilidad de hueco. Hueco apretado, torque alto y errático, arrastre y sobre-tensión.
- Incremento en la temperatura del lodo. Incremento en el volumen de cortes, derrumbes, y / o disminución de la densidad de los shales.

### **1.3.3 Cuerpos sellados con sobrepresión**

Se manifiestan con cambios súbitos en la rata de penetración que provienen del diferencial de presión y una más alta porosidad

### **1.3.4 Indicadores de patadas durante la perforación<sup>38</sup>**

#### **➤ Presión de bomba decreciendo gradualmente**

También puede verse asociada con un aumento en la rata de bombeo. La caída en la presión de bomba es el directo resultado de la densidad más baja de los fluidos que estén entrando al pozo, reduciendo la cabeza hidrostática. La caída de presión será más significativa a medida que ocurre la expansión del gas aportado. La caída de presión puede ser suave y gradual al principio, pero entre más tiempo pase sin que la patada sea detectada, más alta será la caída de presión.

---

<sup>38</sup> Patadas y reventones (KICKS & BLOWOUTS). Problemas de perforación y geología y Orlich Valentin Aponte Ariza. Tesis "Procedimientos para detectar y controlar una arremetida (kick) en la perforación de pozos"

La densidad del fluido de formación es generalmente menor que la del lodo. Por ello, su infiltración en el pozo disminuye la presión hidrostática en el anular, con la consecuente condición de desbalanceo en el pozo. El desbalanceo produce una caída en la presión de circulación y un eventual aumento en las emboladas por minuto (SPM) de la bomba.

Esta condición revela un posible kick y la operación presente debe pararse.

La caída de la presión de circulación puede deberse también a otras causas, como se ilustra a continuación:

- Fallas en la bomba.
- Lodo desbalanceado wash-out en la sarta de perforación.

**Nota:** El aumento de los SPM de la bomba es más evidente en sistemas mecánicos o diesel eléctricos que en sistemas con SCR.

➤ **Incremento en el flujo de lodo que proviene del anular seguido de un incremento asociado en los niveles en los tanques**

A medida que los fluidos de formación entran en el pozo, un volumen equivalente de lodo necesariamente será desplazado en superficie. Esto se añade al volumen circulado, en tal forma que puede detectarse un aumento en la rata de flujo. En caso de que el influjo sea en gas, el desplazamiento de lodo se incrementará drásticamente a medida que se efectúa la expansión.

Cuando un influjo está entrando al pozo, el volumen total del flujo saliente aumenta. Por esto, cualquier aumento del volumen en piletas (tanques) constituye un indicador de kick. En este caso es necesario parar la operación presente y realizar una prueba de flujo (flow check), si no se detecta un kick, revisar la razón de la anomalía.

La alarma acústica que indica variaciones en el volumen de los tanques debe estar siempre en condiciones operativas y lista para indicar hasta las mínimas variaciones de nivel.

El aumento de volumen en tanques puede también obedecer a otras causas no relacionadas con un kick; las más importantes están listadas a seguir:

- Adición de cantidades significativas de material al sistema de lodo.
- Fugas o incorrecto uso de válvulas del sistema de lodo causan transferencia de líquido entre tanques.

➤ **Variaciones en el peso sobre el gancho (Hookload) y sobre el peso en la broca (WOB)<sup>39</sup>**

Aunque no es ciertamente un indicador primario, estas indicaciones se pueden detectar a medida que se afecta el efecto de boyanza (flotación) sobre la sarta.

Una disminución en el peso de la sarta, observado en el indicador de peso Martin Decker y un aumento en la presión de circulación indican un posible kick. La presión del fluido infiltrado en el pozo ejerce una fuerza mecánica que tiende a "empujar" la sarta hacia arriba.

Este es un raro fenómeno que puede ocurrir con presiones de formación elevadas y alta permeabilidad.

**Nota:** Un repentino aumento en la presión de circulación puede abrir la válvula de seguridad de la bomba con retorno de flujo por la sarta.

---

<sup>39</sup> Orlich Valentin Aponte Ariza. Tesis "Procedimientos para detectar y controlar una arremetida (kick) en la perforación de pozos" y Patadas y reventones (KICKS & BLOWOUTS). Problemas de perforación y geología.

- **Aumento del torque y/o arrastre (overpull)**

En condiciones particulares la presión de formación tiende a reducir la apertura del pozo, con un consecuente aumento del torque durante la perforación y arrastre al agregar un nuevo drill pipe. Estas condiciones pueden revelar el inicio de un kick.

➤ **Lodo Contaminado, especialmente corte de gas**<sup>40</sup>

Densidad de lodo reducida. Cambio en contenido de cloruros (generalmente un incremento). Detección de Gas. Indicaciones de presión, como derrumbes e incremento en la temperatura del lodo a la salida.

La presencia de fluido de formación en el pozo puede ser detectada con una continua observación de algunas características fisico-químicas del lodo, como se indica a seguir tales lecturas revelan la presencia de fluido de formación:

- La densidad disminuye con la entrada de fluido de formación al pozo.
- Un aumento de cloratos en el lodo indica la entrada de agua nativa, la salinidad del agua de formación es generalmente mayor que la del lodo de perforación.

Mediante seguimiento continuo de dichas características se puede obtener valiosa información para prevenir un kick.

El lodo de perforación puede ser contaminado por:

- Agua
- Petróleo
- Gas

---

<sup>40</sup> Patadas y reventones (KICKS & BLOWOUTS). Problemas de perforación y geología y Orlich Valentin Aponte Ariza. Tesis "Procedimientos para detectar y controlar una arremetida (kick) en la perforación de pozos".

### 1.3.5 Indicadores de patadas durante maniobras o viajes<sup>41</sup>

#### ➤ Llenado de hueco insuficiente

Cuando se está sacando tubería, y el pozo no está recibiendo el volumen de lodo igual para compensar la cantidad de tubería que se ha sacado, es muy probable que el fluido de una patada o kick haya entrado al hueco, o que se haya perdido lodo en la formación.

Si al sacar tubería del pozo, el nivel en el trip tank disminuye menos de lo esperado existe la posibilidad de entrada de fluido de formación al pozo. Se debe parar la operación y examinar la condición del pozo (flow check). Para determinar el grado de pistoneo (swabbing) existente debe controlarse cuidadosamente el nivel de variaciones en el trip tank.

Un control de flujo (flow check) para determinar la condición del pozo puede revelar tres situaciones distintas:

- Retorno al nivel normal, esta no es una situación peligrosa. La causa de la menor cantidad para llenar el pozo se debe a una parcial obstrucción en el anular.
- Un nivel menor del esperado el pistoneo (swabbing), crea un desbalanceo momentáneo en la presión de fondo, con entrada mínima de fluido de formación. El equilibrio retorna al parar el movimiento, aunque algo de fluido se mantenga en el pozo y el nivel en el tanque sea diferente. En este caso se debe parar el viaje.
- El pozo sigue fluyendo, presencia de un kick en progreso.

Para determinar el grado de pistoneo existente debe controlarse cuidadosamente el nivel de variaciones en el trip tank.

---

<sup>41</sup> <sup>41</sup> Patadas y reventones (KICKS & BLOWOUTS). Problemas de perforación y geología y Orlich Valentin Aponte Ariza. Tesis "Procedimientos para detectar y controlar una arremetida (kick) en la perforación de pozos".

**Nota:** El uso del trip tank durante los viajes permite detectar situaciones anormales en el pozo como migración de gas o fractura de la formación.

➤ **Un viaje húmedo (“wet trip”)**

Cuando hay presión e influjo debajo de la sarta, se impide que el lodo salga naturalmente por entre las boquillas de la broca, derramándose lodo cuando se abre la conexión.

➤ **Suaveo (Swabbing)**

El suaveo excesivo puede ser identificado a través de un cambio en el volumen en el tanque de viaje cuando se esté sacando tubería. Se puede apreciar inicialmente que el volumen en el tanque de viaje se aumenta antes de volver a caer para llenar el espacio dejado por la tubería al ser sacada.

➤ **Ganancia de volumen en los tanques**

Un aumento constante en el tanque de viaje muestra claramente que está ocurriendo una patada de pozo.

Cuando un influjo está entrando al pozo, el volumen total del flujo saliente aumenta. Por esto, cualquier aumento del volumen en piletas (tanques) constituye un indicador de kick.

En este caso es necesario parar la operación presente y realizar una prueba de flujo (flow check), si no se detecta un kick, revisar la razón de la anomalía.

La alarma acústica que indica variaciones en el volumen de los tanques debe estar siempre en condiciones operativas y lista para indicar hasta las mínimas variaciones de nivel.

El aumento de volumen en tanques puede también obedecer a otras causas no relacionadas con un kick; las más importantes están listadas a seguir:

- Adición de cantidades significativas de material al sistema de lodo.
- Fugas o incorrecto uso de válvulas del sistema de lodo causan transferencia de líquido entre tanques.

➤ **Flujo de Lodo**

Similarmente, el lodo fluyendo en superficie indica un influjo abajo en el pozo. El flujo puede provenir de fluidos succionados hacia dentro del pozo que están migrando hacia adentro y expandiéndose en el anular. Esto en sí mismo puede ser suficiente para reducir la presión hidrostática dentro del pozo y permitir que el influjo tenga lugar.

En condiciones normales, la cantidad de lodo que sale del pozo es equivalente a la que entra y corresponde al caudal (flow rate) de la bomba. La entrada de fluido de formación en el pozo altera este equilibrio y causa un aumento en el flujo saliente. El medidor de flujo indica las variaciones en el flujo y estando conectado al flow line nos permite detectar un kick inmediatamente.

Cuando la formación de donde proviene el fluido tiene baja permeabilidad, puede ser difícil medir las variaciones del flujo.

➤ **Hueco lleno de cortes en el fondo**<sup>42</sup>

Un llenado excesivo del hueco en el fondo, después de una maniobra, puede evidenciar derrumbes porque el pozo esté inestable o sobre-presionado.

---

<sup>42</sup>Patadas y reventones (KICKS & BLOWOUTS). Problemas de perforación y geología y Orlich Valentin Aponte Ariza. Tesis "Procedimientos para detectar y controlar una arremetida (kick) en la perforación de pozos".

### ➤ **Broca perforada**

Una broca perforada es más una alarma que un indicador de que el hueco está apretado, de diámetro reducido a causa de la sobre-presión. Deben tomarse todas las precauciones (por ejemplo, monitorear el pozo antes de sacar, minimizar el suaveo, chequear el flujo) para evitar una patada durante las maniobras. El control de pozo es más difícil si la broca está fuera del pozo o por encima de la zona de influjo. El pozo no se puede cerrar (ni por tubería ni por el anular) si los drill collars están pasando por la BOP.

#### **1.3.6 Chequeos de flujo<sup>43</sup>**

Un chequeo de flujo, para determinar si el pozo está estático o fluyendo se realiza en alguna de estas dos maneras:

- Mirando personalmente dentro del hueco a través de la cabeza del pozo y determinar visualmente si el pozo está fluyendo. (Este método es mejor para verificar si se está perdiendo lodo dentro del hueco).
- Conectando la cabeza del pozo al tanque de viaje, y verificando el nivel por si hay cambios.

Estos chequeos se realizan en las siguientes situaciones:

- Cambios significativos en la rata de perforación.
- Cualquier indicativo de patada, especialmente cambios en el flujo de lodo.
- Antes de bombear una píldora viscosa, antes de sacar tubería.

---

<sup>43</sup> Patadas y reventones (KICKS & BLOWOUTS). Problemas de perforación y geología y Orlich Valentin Aponte Ariza. Tesis "Procedimientos para detectar y controlar una arremetida (kick) en la perforación de pozos".

- Después de que se han sacado las primeras paradas, para verificar que el suaveo no ha inducido flujo.
- Cuando la broca está en la zapata del revestimiento.
- Antes de sacar los drill collars a través de la BOP.
- Monitoreo constante del tanque de viaje aunque el pozo no tenga tubería dentro.

Si el pozo está fluyendo, el pozo debe cerrarse.

## 2 CÁLCULO DEL KICK TOLERANCE CONVENCIONAL (CONDICIONES IDEALES)

Para calcular el parámetro requerido, se tuvo en cuenta la información de 4 pozos. Así mismo se halla el KICK TOLERANCE a condiciones reales, entonces se tiene:

**Tabla 2. Datos del estado mecánico de cuatro pozos**

	A	B	C	D
<b>WELL DEPTH</b>	4500-11400	7000-14000	8000-16000	12000-16500
<b>CASING DEPTH</b>	3000	5000	6000	9800
<b>CASING SIZE</b>	16"	13-5/8"	13-5/8"	9-5/8"
<b>GF</b>	15	14.3	15.1	17
<b>MUD WEIGHT</b>	11.5	12	13	15.6
<b>BIT SIZE</b>	14-1/2"	12-1/4"	12-1/4"	8-1/2"
<b>DRILL PIPE SIZE</b>	5 1/2" 21.9 PPF	5" 19.5 PPF	5" 19.5 PPF	5" 19.5 PPF
<b>DRILL COLLAR SIZE</b>	9"*2.875"	8"*3"	8"*3"	6.5"*3"
<b>DRILL COLLAR LENGTH</b>	900	800	800	800
<b>MAASP</b>	546	598	655.2	713.44

**Fuente.** J. T. Trocchio. Kick tolerance misconceptions and consequences to well design. SPE-140113-MS Drilling Conference and exhibition held in Amsterdam, The Netlerlands, March 2011

<b>Inten. kick</b>	<b>0.5</b>
<b>Densidad</b>	1.9
<b>Choke</b>	100
<b>Fricción</b>	100

Se realiza una comparación entre el caso ideal que se ha venido usando en la industria actualmente y lo calculado de forma real teniendo en cuenta parámetros que se ignoran, en el cual se considera: temperatura constante, densidad del fluido constante y sin compresibilidad, con el caso donde se tienen en cuenta estos parámetros, analizándolos individualmente y combinándolos para conocer los resultados que se obtienen al calcular el KICK TOLERANCE a condiciones reales.

### CASO CONVENCIONAL

Inicialmente se define la altura máxima de un fluido de gas (Hmax). Se supone que el punto más débil en el pozo abierto es en el zapato, se calcula esta altura basándonos en el gradiente de fractura, el peso del lodo, densidad del fluido; predichos por la presión de poro y MAASP.

$$H_{\max} = \frac{\text{Ajuste MAASP} - 0.052 \times (P_p - MW) \times \text{TVD}}{0.052 \times (MW - \rho_K)} \quad (36)$$

Se halla la presión de poro como la suma del peso del lodo más la intensidad de kick lo que resultaría según los datos para los 4 pozos:

**Tabla 3. Presión de poro calculada para los cuatro pozos**

	A	B	C	D
<b>Presión poro (ppg)</b>	12	12.5	13.5	16.1

**Fuente.** Los autores

De igual forma se calcula el MAASP:

$$\text{MAASP} = (\text{Gradiente de fractura} - \text{MW}) \times 0.052 \times \text{Profundidad del zapato} \quad (37)$$

Finalmente se calcula Hmax, como se puede observar en la tabla 4 esta varía con la profundidad de los diferentes pozos:

**Tabla 4. Altura máxima vertical de influjo de gas**

Depth (ft)	Hmax (ft)			
4000	484,776	559,787	608,455	574,733
5000	432,692	510,282	563,410	538,237
6000	380,609	460,777	518,365	501,741
7000	328,526	411,272	473,319	465,244
8000	276,442	361,767	428,274	428,748
9000	224,359	312,262	383,229	392,252
10000	172,276	262,757	338,184	355,755
11000	120,192	213,252	293,139	319,259
12000	68,109	163,747	208,625	282,762
13000		114,242	203,049	246,266
14000		64,737	158,004	209,770
15000			112,959	173,273
16000			67,914	136,777
17000				100,281

**Fuente.** Los autores

Luego se halla el volumen en el zapato:

$$V_{\text{shoe}} = H_{\text{max}} \times Ca_{(a,dp)} \quad (38)$$

$Ca_{(a,dp)}$  = Factor de capacidad del anular en el drill pipe. Este parámetro se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$Ca_{(a,dp)} = \frac{(\text{Bit size}^2 - \text{Drill pipe size}^2)}{1029.4} \quad (39)$$

En la tabla 5 se puede observar el factor de capacidad del anular en el drill pipe para los cuatro pozos analizados

**Tabla 5. Factor de capacidad del anular en el drill pipe**

	A	B	C	D
PIPE	0,175	0,121	0,121	0,046

**Fuente.** Los autores

En la tabla 6 se realiza el cálculo del volumen en el zapato para los cuatro pozos teniendo en cuenta el rango de la profundidad de cada uno:

**Tabla 6. Volumen en el zapato**

Vshoe			
84,767	68,009	73,922	26,381
75,660	61,994	68,449	24,705
66,553	55,980	62,976	23,030
57,446	49,966	57,504	21,355
48,338	43,951	52,031	19,680
39,231	37,937	46,559	18,005
30,124	31,923	41,086	16,329
21,017	25,908	35,614	14,654
11,909	19,894	25,346	12,979
	13,879	24,669	11,304
	7,865	19,196	9,629
		13,723	7,953
		8,251	6,278
			4,603

**Fuente.** Los autores

Mediante la ley de Boyle se calcula el volumen del kick en el fondo de pozo:

$$V_1 = V_{shoe} \times \frac{P_{shoe}}{P_{formacion}} \quad (40)$$

$$P_{shoe} = 0.052 \times \text{profundidad del zapato} \times \text{Gradiente de fractura} \quad (40.1)$$

En la tabla 7 se registra el cálculo de la presión en el zapato para los cuatro pozos:

**Tabla 7. Presión en el zapato**

	A	B	C	D
Pshoe	2340	3718	4711.2	8663.2

**Fuente.** Los autores

$$P_{\text{formacion}} = 0.052 \times \text{profundidad de formacion} \times P_p \quad (40.2)$$

Igualmente como se hizo anteriormente se calcula la presión de formación para calcular el volumen 1 requerido, visto en la tabla 8:

**Tabla 8. Presión de formación para el V1**

PRESIÓN DE FORMACIÓN PARA V1				
4000	2496	2600	2808	3348.8
5000	3120	3250	3510	4186
6000	3744	3900	4212	5023.2
7000	4368	4550	4914	5860.4
8000	4992	5200	5616	6697.6
9000	5616	5850	6318	7534.8
10000	6240	6500	7020	8372
11000	6864	7150	7722	9209.2
12000	7488	7800	8424	10046.4
13000		8450	9126	10883.6
14000		9100	9828	11720.8
15000			10530	12558
16000			11232	13395.2
17000				14232.4

**Fuente.** Los autores

De igual forma, se calcula  $V_2$  en el fondo alrededor del BHA utilizando el Hmax y el factor de capacidad del anular en el drill collar ( $Ca(a, dc)$ ).

$$V_2 = H \max \times Ca_{(a, dc)} \quad (41)$$

$$Ca_{(a,dc)} = \frac{(\text{Bit size}^2 - \text{Drill collar size}^2)}{1029.4} \quad (41.1)$$

Se calcula en este caso el factor de capacidad del anular en el drill collar para los diferentes pozos, y así calcular el  $v_2$ , observe la tabla 9:

**Tabla 9. Factor de capacidad del anular en el drill collar**

	A	B	C	D
COLLAR	0,126	0,084	0,084	0,029

**Fuente.** Los autores

Seguidamente se calcula el  $V_2$  para los diferentes pozos, se analiza a las diferentes rangos de profundidad de cada uno:

**Tabla 10. Volumen 2 calculado para los cuatro pozos**

V2			
60,868	46,801	50,870	16,750
54,328	42,662	47,104	15,686
47,789	38,523	43,338	14,622
41,249	34,384	39,572	13,559
34,710	30,245	35,806	12,495
28,170	26,107	32,040	11,431
21,631	21,968	28,274	10,368
15,091	17,829	24,508	9,304
8,552	13,690	17,442	8,241
	9,551	16,976	7,177
	5,412	13,210	6,113
		9,444	5,050
		5,678	3,986
			2,923

**Fuente.** Los autores

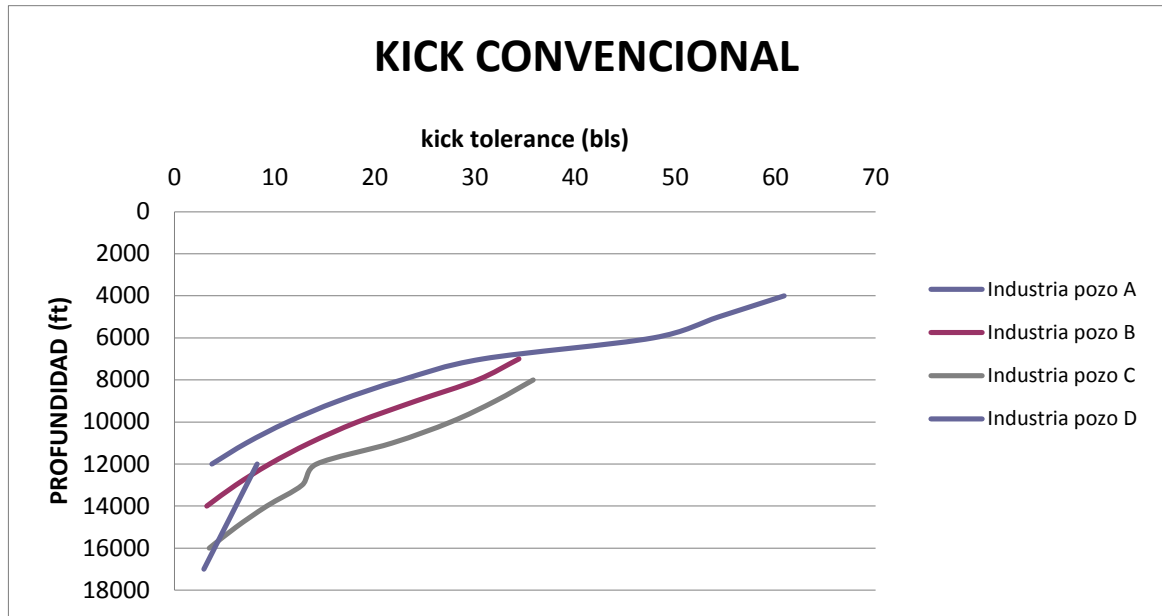
Finalmente el volumen del kick es el más pequeño entre estos dos últimos volúmenes calculados ( $V_1$  y  $V_2$ ). (Tabla 11)

**Tabla 11. Volumen kick para el caso convencional**

Depth	VOLUMEN KICK (BBL)			
	POZO A	POZO B	POZO C	POZO D
4000	60,868	46,801	50,870	16,750
5000	54,328	42,662	47,104	15,686
6000	47,789	38,523	43,338	14,622
7000	30,774	34,384	39,572	13,559
8000	22,659	30,245	35,806	12,495
9000	16,346	24,111	32,040	11,431
10000	11,296	18,260	27,573	10,368
11000	7,165	13,472	21,728	9,304
12000	3,722	9,483	14,175	8,241
13000		6,107	12,735	7,177
14000		3,213	9,202	6,113
15000			6,140	5,050
16000			3,461	3,986
17000				2,923

**Fuente.** Los autores

**Figura 5. Kick tolerance convencional**



**Fuente.** Los autores

En la Figura 5 se puede observar el volumen de patada tolerable para los cuatro pozos dependiendo de la profundidad de estos y calculado de forma convencional donde diversos efectos no son tenidos en cuenta.

### **3 CÁLCULO DEL KICK TOLERANCE A CONDICIONES REALES TENIENDO EN CUENTA**

#### **3.1 Cuando el BHA es mayor que Hmax**

Como anteriormente se mencionó uno de los problemas que se presentan es que la longitud del BHA es más grande que la altura máxima vertical de influjo de gas (Hmax), en este caso el volumen en el revestimiento se calcula de igual forma, así mismo se halla el volumen Vdc en la parte superior de los collares de perforación, con la Hmax y el factor de capacidad en el anular para esta sección de tubería.

Finalmente el volumen en el fondo se define por la ley de Boyle, teniendo en cuenta el volumen anteriormente calculado.

$$V_2 = V_{dc} \times \frac{P_{dc}}{P_{formacion}} \quad (42)$$

$$V_{dc} = Hmax \times Ca_{(a, dc)} \quad (42.1)$$

En la tabla 12 se observa el volumen corregido para calcular el v2 en la sección del drill collar para los diferentes pozos

**Tabla 12. Volumen en el drill collar para el cálculo de V2**

Vdc			
60,868	46,801	50,870	16,750
54,328	42,662	47,104	15,686
47,789	38,523	43,338	14,622
41,249	34,384	39,572	13,559
34,710	30,245	35,806	12,495
28,170	26,107	32,040	11,431
21,631	21,968	28,274	10,368
15,091	17,829	24,508	9,304
8,552	13,690	17,442	8,241
	9,551	16,976	7,177
	5,412	13,210	6,113
		9,444	5,050
		5,678	3,986
			2,923

**Fuente.** Los autores

$$P_{dc} = 0.052 \times \text{profundidad de dc} \times P_p \quad (42.2)$$

Así mismo se calcula la presión en los collares de perforación para seguir finalmente con el cálculo de v2. (Tabla 13)

**Tabla 13. Presión en los collares de perforación**

	A	B	C	D
P <sub>dc</sub>	2340	3718	4711.2	8663.2

**Fuente.** Los autores

Para calcular la presión de formación para el nuevo V2 calculado, es necesario conocer la profundidad a la cual se encuentra el drill collar para ello se tiene:

**Tabla 14. Profundidad del drill collar**

PROFUNDIDAD DEL DRILL COLLAR			
3100	3200	3200	3200
4100	4200	4200	4200
5100	5200	5200	5200
6100	6200	6200	6200
7100	7200	7200	7200
8100	8200	8200	8200
9100	9200	9200	9200
10100	10200	10200	10200
11100	11200	11200	11200
	12200	12200	12200
	13200	13200	13200
		14200	14200
		15200	15200
			16200

**Fuente.** Los autores

$$P_{\text{formacion}} = 0.052 \times \text{depth formacion} \times \text{presion poro} \quad (42.3)$$

Se calcula la presión de formación para calcular el nuevo v2 corregido al analizar la longitud del BHA (tabla 15)

**Tabla 15. Presión de formación para el cálculo de V2**

PRESIÓN DE FORMACIÓN PARA V2			
1934.4	2080	2246.4	2679.04
2558.4	2730	2948.4	3516.24
3182.4	3380	3650.4	4353.44
3806.4	4030	4352.4	5190.64
4430.4	4680	5054.4	6027.84
5054.4	5330	5756.4	6865.04
5678.4	5980	6458.4	7702.24
6302.4	6630	7160.4	8539.44
6926.4	7280	7862.4	9376.64
	7930	8564.4	10213.84
	8580	9266.4	11051.04
		9968.4	11888.24
		10670.4	12725.44
			13562.64

**Fuente.** Los autores

En la tabla 16 se registra finalmente el  $v_2$  corregido y se procede a escoger para conocer el volumen del kick tolerance

**Tabla 16. Volumen 2 calculado para los 4 pozos**

V2			
47,172	37,441	40,696	13,400
44,549	35,836	39,567	13,176
40,620	33,387	37,559	12,673
35,946	30,455	35,049	12,009
30,805	27,221	32,225	11,246
25,353	23,786	29,192	10,415
19,684	20,210	26,012	9,538
13,856	16,532	22,725	8,628
7,910	12,777	16,279	7,691
	8,963	15,931	6,735
	5,103	12,455	5,764
		8,940	4,780
		5,394	3,787
			2.784

**Fuente.** Los autores

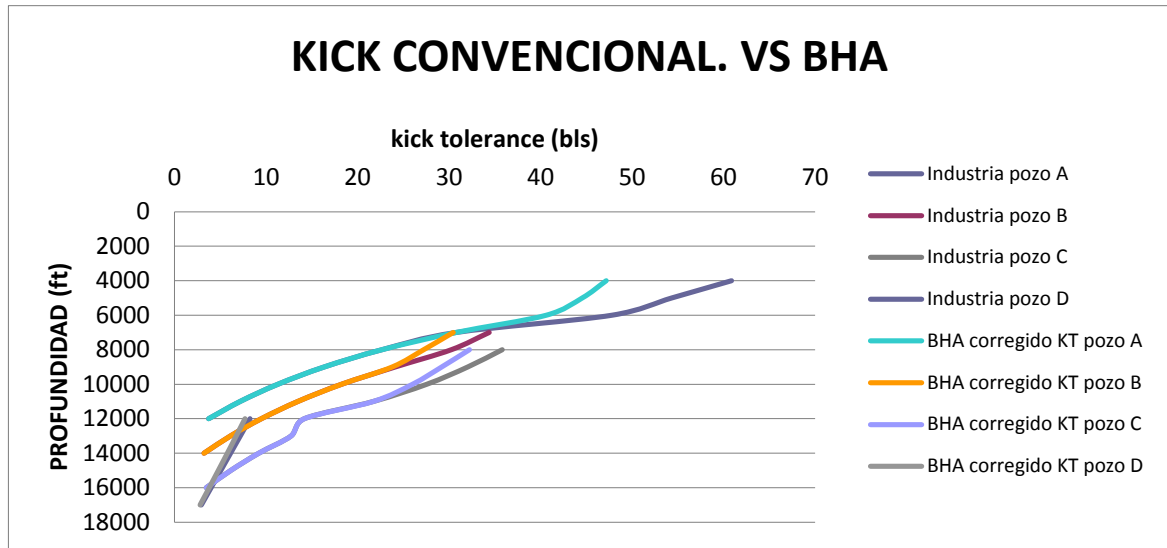
Desde luego el  $V_1$  calculado en el caso convencional se calcula de igual forma, el único cambio que se hace es el recalcu de  $V_2$  y se escoge entre estos nuestro nuevo volumen kick.

**Tabla 17. Volumen Kick corregido el cálculo de V2 por el BHA**

	VOLUMEN KICK (BBL)			
PROFUND.	POZO A	POZO B	POZO C	POZO D
4000	47,172	37,441	40,696	13,400
5000	44,549	35,836	39,567	13,176
6000	40,620	33,387	37,559	12,673
7000	30,774	30,455	35,049	12,009
8000	22,659	27,221	32,225	11,246
9000	16,346	23,786	29,192	10,415
10000	11,296	18,260	26,012	9,538
11000	7,165	13,472	21,728	8,628
12000	3,722	9,483	14,175	7,691
13000		6,107	12,735	6,735
14000		3,213	9,202	5,764
15000			6,140	4,780
16000			3,461	3,787
17000				2,785

**Fuente.** Los autores

**Figura 6. Efecto del BHA comparado con el Kick convencional**



**Fuente.** Los autores

En la anterior figura se puede observar que en ciertos rangos de profundidad y por el cálculo correcto del  $V_2$  en el fondo de los diferentes pozos el volumen de patada disminuye, lo que nos lleva a verificar de cierta forma que es necesario corregir estos errores que se han utilizado de manera incorrecta en el cálculo convencional.

### 3.2 Margen de seguridad

Es indispensable ya que se puede evitar daño por fractura de formación, siendo definida como la presión de fractura menos la densidad del lodo.

Tiene en cuenta dos factores que permiten evaluar este parámetro más precisamente:

- Perdida de fricción en el anular y en la línea de estrangulamiento
- Error en el choke por el operador

Para su evaluación consideramos disminuir los márgenes de seguridad de fricción de 0 psi y en el choke de 20 psi, los cálculos de los volúmenes de patada siguen siendo iguales siendo la única variación el recalcu de MAASP y de los diferentes parámetros involucrados para el cálculo del KICK TOLERANCE.

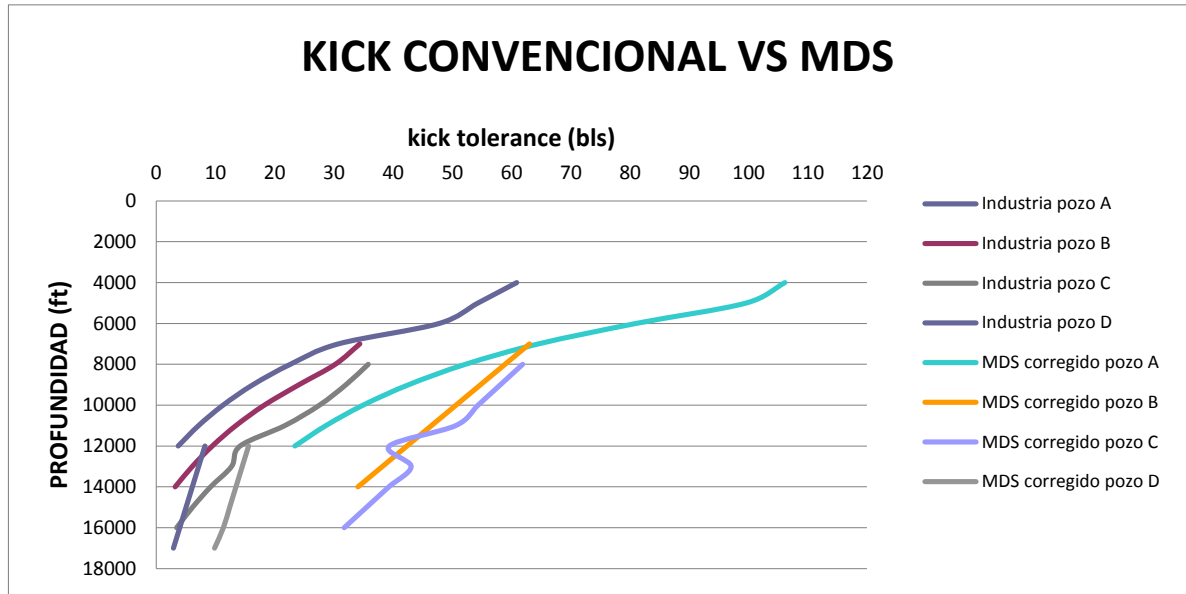
En la tabla 18 se observa el volumen de kick variando el margen de seguridad y teniendo en cuenta que el procedimiento de cálculo es semejante al realizado para el caso convencional

**Tabla 18. Volumen Kick variando el margen de seguridad**

PROFUND.	VOLUMEN KICK (BBL)			
	POZO A	POZO B	POZO C	POZO D
4000	106,141	75,454	76,942	24,113
5000	99,602	71,315	73,176	23,049
6000	81,002	67,177	69,410	21,986
7000	64,551	63,038	65,644	20,922
8000	52,213	58,899	61,878	19,859
9000	42,617	50,574	58,112	18,795
10000	34,940	42,077	53,000	17,731
11000	28,659	35,124	44,843	16,668
12000	23,425	29,330	31,993	15,604
13000		24,428	32,294	14,541
14000		20,226	27,364	13,477
15000			23,091	12,413
16000			19,352	11,350
17000				9,861

**Fuente.** Los autores

**Figura 7. Efecto del margen de seguridad comparado con el Kick convencional**



**Fuente.** Los autores

Es observable que al no tener en cuenta el margen de seguridad según los rangos establecidos de estos que es alrededor de 100 a 200 psi, aumenta en gran magnitud los valores de los volúmenes de patadas para los diferentes pozos.

### 3.3 Flujo posterior

Se debe considerar flujo después de cerrado el pozo, para este caso se dice que el flujo es igual a la compresibilidad total del sistema,

$$C = -\frac{1}{V} \times \frac{dV}{dP} \quad (43)$$

$$V_2 = V_1 \times (1 - CdP) \quad (43.1)$$

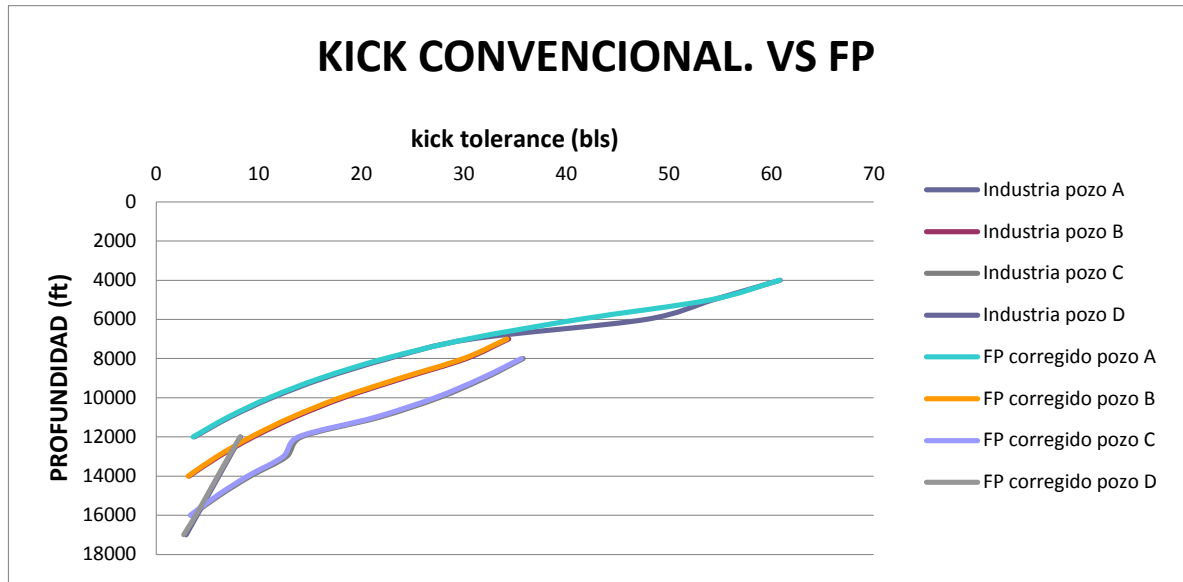
De igual forma que en el caso convencional se calculan los volúmenes requeridos y al volumen elegido como el KICK se aplica el flujo posterior. (Tabla 19)

**Tabla 19. Volumen Kick corregido por el flujo posterior**

	VOLUMEN KICK (BBL)			
PROFUND.	POZO A	POZO B	POZO C	POZO D
4000	60,811	47,115	51,450	17,284
5000	54,074	42,782	47,443	16,107
6000	41,245	38,481	43,467	14,942
7000	30,400	34,213	39,523	13,787
8000	22,298	29,976	35,611	12,642
9000	16,025	23,803	31,731	11,509
10000	11,032	17,955	27,191	10,386
11000	6,970	13,195	21,335	9,274
12000	3,607	9,250	13,859	8,172
13000		5,934	12,398	7,081
14000		3,110	8,919	6,001
15000			5,926	4,932
16000			3,325	3,873
17000				2,708

**Fuente.** Los autores

**Figura 8. Efecto del flujo posterior comparado con el kick convencional**



**Fuente.** Los autores

El efecto del flujo posterior no es muy grande comparado con el kick calculado de forma convencional, sin embargo si es pequeño y de igual forma se debe tener en cuenta.

### 3.4 Temperatura

Las temperaturas asumidas para los cuatro pozos son iguales a las geotérmicas y se calcula el nuevo volumen a través de la ley de Charles.

$$V_1 = \frac{V_{shoe} \times T_1}{T_{shoe}} \quad (44)$$

En la tabla 20 se observa la temperatura de formación para v1, la cual es utilizada para calcular el v1 según la ley de charles, teniendo en cuenta el rango de profundidad:

**Tabla 20. Temperatura de formación para V1**

T DE FORMACIÓ PARA V1
194,851
221,064
247,277
273,490
299,702
325,915
352,128
378,341
404,554
430,766
456,979
483,192
509,405
535,618

**Fuente.** Los autores

Se tiene finalmente el v1 recalculado mediante la ley de charles y utilizando la temperatura anteriormente hallada, así como el rango de profundidad de cada pozo. (Tabla 21)

**Tabla 21. Volumen 1 recalculado mediante la Ley de Charles**

V1			
97,944	59,945	58,249	14,818
99,181	61,994	61,193	15,744
97,588	62,618	62,976	16,417
93,163	61,815	63,600	16,837
85,907	59,586	63,063	17,003
75,819	55,930	61,365	16,916
62,901	50,849	58,508	16,576
47,151	44,341	54,490	15,983
28,570	36,406	41,467	15,137
	27,045	42,974	14,037
	16,258	35,475	12,684
		26,816	11,079
		16,997	9,220
			7.107

**Fuente.** Los autores

$$T_{\text{shoe}} = T_{\text{ambiente}} \times \text{Gradiente de temperatura} \times P_{\text{shoe}} \quad (44.1)$$

Utilizando la anterior ecuación se calcula la temperatura en el zapato para los cuatro pozos, conocido el gradiente de temperatura y la presión en el zapato anteriormente calculada. (Tabla 22)

**Tabla 22. Temperatura en el zapato**

	A	B	C	D
T shoe	168,638	221,064	247,277	346,885

**Fuente.** Los autores

$$V_2 = \frac{V_{dc} \times T_2}{T_{dc}} \quad (45)$$

$$T_{1y2} = T_{ambiente} \times \text{Gradiente de temperatura} \times P_{formacion} \quad (45.1)$$

Igualmente como se calculó la temperatura de formación, se hace para hallar V2 a los diferentes pozos con su rango de profundidad analizado: (Tabla 23)

**Tabla 23. Temperatura de formación para el cálculo de V2**

T DE FORMACIÓN PARA V2			
171,260	173,881	173,881	173,881
197,472	200,094	200,094	200,094
223,685	226,307	226,307	226,307
249,898	252,519	252,519	252,519
276,111	278,732	278,732	278,732
302,324	304,945	304,945	304,945
328,536	331,158	331,158	331,158
354,749	357,371	357,371	357,371
380,962	383,583	383,583	383,583
	409,796	409,796	409,796
	436,009	436,009	436,009
		462,222	462,222
		488,435	488,435
			514,647

**Fuente.** Los autores

Finalmente se recalcula v2 según la Ley de Charles para los diferentes pozos con su rango de profundidad utilizando la ecuación (45). (Tabla 24)

**Tabla 24. Volumen 2 recalculado por la Ley de Charles**

V2			
60,868	46,801	50,870	16,750
54,328	42,662	47,104	15,686
47,789	38,523	43,338	14,622
41,249	34,384	39,572	13,559
34,710	30,245	35,806	12,495
28,170	26,107	32,040	11,431
21,631	21,968	28,274	10,368
15,091	17,829	24,508	9,304
8,552	13,690	17,442	8,241
	9,551	16,976	7,177
	5,412	13,210	6,113
		9,444	5,050
		5,678	3,986
			2,923

**Fuente.** Los autores

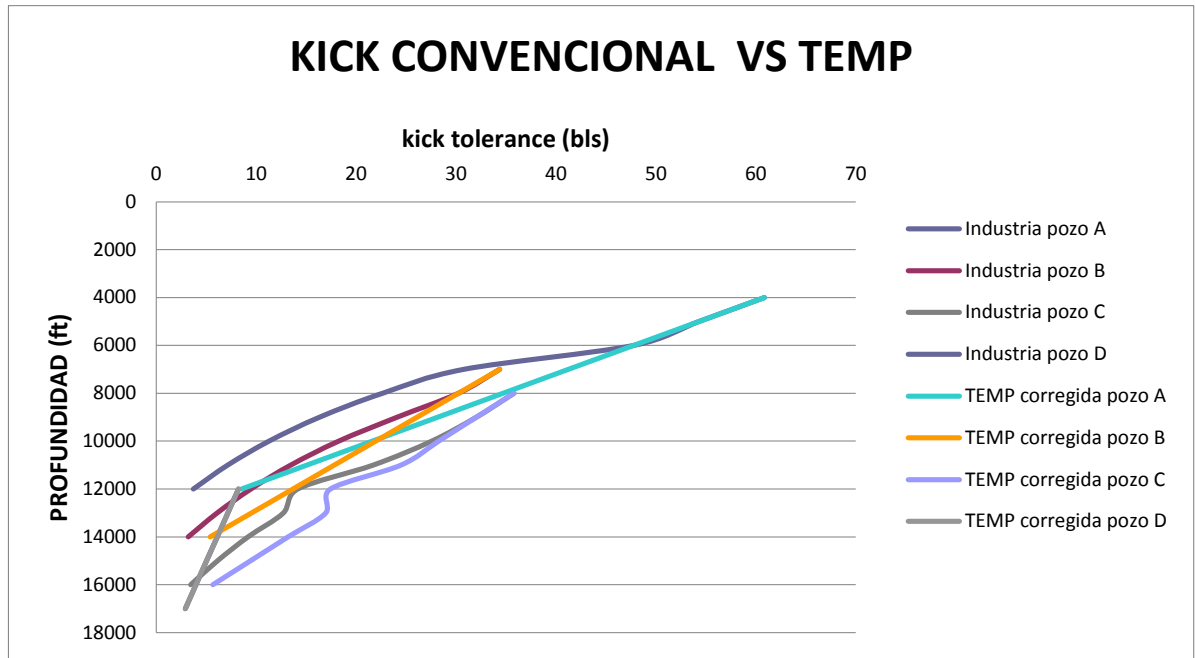
El gradiente de temperatura es el de la tierra ya que se consideran las temperaturas geotérmicas para los pozos. El volumen del zapato y el Vdc se calculan de igual forma como en el caso convencional así como el volumen kick . (Tabla 25)

**Tabla 25. Volumen Kick corregido el efecto de la temperatura**

	VOLUMEN KICK (BBL)			
PROFUND.	POZO A	POZO B	POZO C	POZO D
4000	60,868	46,801	50,870	14,818
5000	54,328	42,662	47,104	15,686
6000	47,789	38,523	43,338	14,622
7000	41,249	34,384	39,572	13,559
8000	34,710	30,245	35,806	12,495
9000	28,170	26,107	32,040	11,431
10000	21,631	21,968	28,274	10,368
11000	15,091	17,829	24,508	9,304
12000	8,552	13,690	17,442	8,241
13000		9,551	16,976	7,177
14000		5,412	13,210	6,113
15000			9,444	5,050
16000			5,678	3,986
17000				2,923

**Fuente.** Los autores

**Figura 9. Efecto de la temperatura comparado con el Kick convencional**



**Fuente.** Los autores

En la figura 9 se observa la diferencia entre el caso convencional y el analizado durante el proyecto y es significativo cuantitativamente los valores del volumen de kick tolerado

### 3.5 Factor z

Este es el factor más importante pues en lo que nos concierne no fijaremos este parámetro como 1 es decir un gas ideal, para el cálculo del KICK TOLERANCE real lo hallaremos; mediante el uso de correlaciones y el método de iteración de *NEWTOW RAPHSON*.

Primero se necesitan las presiones y temperaturas iniciales de los 4 pozos, así mismo la gravedad específica del gas, lo cual se tendrá un valor de 0.6.

**Tabla 26. Presiones y temperaturas iniciales**

	A	B	C	D
TEMP (°R)	850	860	875	880
PRESION( Psi)	8000	9000	9100	13000

**Fuente.** Los autores

Luego se calcula las presiones y temperaturas pseudocríticas para los diferentes pozos mediante la correlación de Katz's. (Tabla 27)

$$P_{sc} = 677 + (15 \times \gamma_g) - (37.5 \times \gamma_g^2) \quad (46)$$

$$T_{sc} = 168 + (325 \times \gamma_g) - (12.5 \times \gamma_g^2) \quad (47)$$

**Tabla 27. Presiones y temperaturas pseudocríticas**

	A	B	C	D
psr	11,896	13,383	13,532	19,331
tsr	2,371	2,399	2,441	2,455

**Fuente.** Los autores

Finalmente para hallar el factor Z se utiliza la correlación de *Drancuck and Abou-Kassem* combinándola con el método de iteración anteriormente mencionado.

$$Z = 1 + \left( A_1 + \frac{A_2}{T_{sr}} + \frac{A_3}{T_{sr}^3} + \frac{A_4}{T_{sr}} + \frac{A_5}{T_{sr}^5} \right) \rho_r + \left( A_6 + \frac{A_7}{T_{sr}} + \frac{A_8}{T_{sr}^2} \right) \rho_r^2 - \left( A_9 \left( \frac{A_7}{T_{sr}} + \frac{A_8}{T_{sr}^2} \right) \right) \rho_r^2 + A_{10} (1 + A_{11} \rho_r^2) \frac{\rho_r^2}{T_{sr}^3} \exp(-A_{11} \rho_r^2) \quad (48)$$

Donde

$$\rho_r = \frac{Z_c P_{sr}}{Z T_{sr}} \quad (48.1)$$

En la tabla 28 se observa los números adimensionales utilizados para calcular z mediante la correlación anteriormente mencionada

**Tabla 28. Números adimensionales**

A1	0.327
A2	-1.07
A3	-0.534
A4	0.0157
A5	-0.052
A6	0.548
A7	-0.736
A8	0.184
A9	0.106
A10	0.613
A11	0.721

**Fuente.** Los autores

Se deriva la función mostrada anteriormente para utilizar el método de iteración

$$\frac{dF(Z1)}{dz} = 1 + \left( A_1 + \frac{A_2}{T_{Sr}} + \frac{A_3}{T_{Sr}^3} + \frac{A_4}{T_{Sr}^4} + \frac{A_5}{T_{Sr}^5} \right) \frac{\rho_r}{z} + 2 \left( A_6 + \frac{A_7}{T_{Sr}} + \frac{A_8}{T_{Sr}^2} \right) \frac{\rho_r^2}{z} - \left( 5A_9 \left( \frac{A_7}{T_{Sr}} + \frac{A_8}{T_{Sr}^2} \right) \right) \frac{\rho_r^5}{z} + 2A_{10}(1 + A_{11}\rho_r^2 - (A_{11}\rho_r^2)^2) 2 \frac{\rho_r^2}{zT_{Sr}^3} \exp(-A_{11}\rho_r^2) \quad (49)$$

$$Y \quad z^2 = z^1 - \frac{F(z1)}{\frac{dF(Z1)}{dz}} \quad (50)$$

Seguidamente se observa de la tabla 29 a la tabla 32 el procedimiento realizado mediante el método de iteración NEWTON RHAPSON para calcular z

**Tabla 29. Factor z para el pozo A**

Z1	DENSIDAD REDUCIDA	F(Z)	DF(Z)/Dz	Z2
1	1.505	-0.492	3.105	1.158
1.158	1.299	-0.191	2.099	1.249
1.249	1.204	-0.041	1.801	1.272
1.272	1.182	-0.005	1.743	1.275
1.275	1.180	-0.000	1.736	1.275
1.275	1.179	-6.9463E-05	1.735	1.275
1.275	1.179	-7.7246E-06	1.735	1.275

**Fuente.** Los autores

**Tabla 30. Factor z para el pozo B**

Z1	DENSIDAD REDUCIDA	F(Z)	DF(Z)/Dz	Z2
1	1.673	-0.640	4.132	1.154
1.154	1.449	-0.309	2.604	1.273
1.273	1.313	-0.096	2.045	1.320
1.320	1.266	-0.018	1.897	1.330
1.330	1.257	-0.002	1.869	1.332
1.332	1.256	-0.000	1.865	1.332

**Fuente.** Los autores

**Tabla 31. Factor z para el pozo C**

Z1	DENSIDAD REDUCIDA	F(Z)	DF(Z)/Dz	Z2
1	1.663	-0.655	4.074	1.160
1.160	1.432	-0.310	2.551	1.282
1.282	1.296	-0.092	2.010	1.328
1.328	1.251	-0.016	1.872	1.337
1.337	1.243	-0.002	1.848	1.338
1.338	1.242	-0.000	1.845	1.339

**Fuente.** Los autores

**Tabla 32. Factor z para el pozo D**

Z1	DENSIDAD	F(Z)	DF(Z)/Dz	Z2
1	2.362	-1.402	14.141	1.099
1.099	2.149	-1.047	8.909	1.216
1.216	1.941	-0.706	5.660	1.341
1.341	1.761	-0.408	3.857	1.447
1.447	1.632	-0.189	2.984	1.510
1.510	1.563	-0.068	2.624	1.536
1.536	1.537	-0.021	2.501	1.545
1.545	1.528	-0.006	2.464	1.547
1.547	1.526	-0.001	2.453	1.548
1.548	1.525	-0.000	2.450	1.548

**Fuente.** Los autores

Finalmente se tiene el factor z para los cuatro pozos después del procedimiento anterior (Tabla 33)

**Tabla 33. Factor z para los cuatro pozos**

	A	B	C	D
Z	1.276	1.333	1.339	1.549

**Fuente.** Los autores

Se calcula el volumen del kick mediante la siguiente ecuación:

$$V_1 = \frac{P_1 V_1 T_2}{P_2 T_1} \quad (51)$$

$$V_2 = \frac{P_2 V_2 T_3}{P_3 T_2} \quad (52)$$

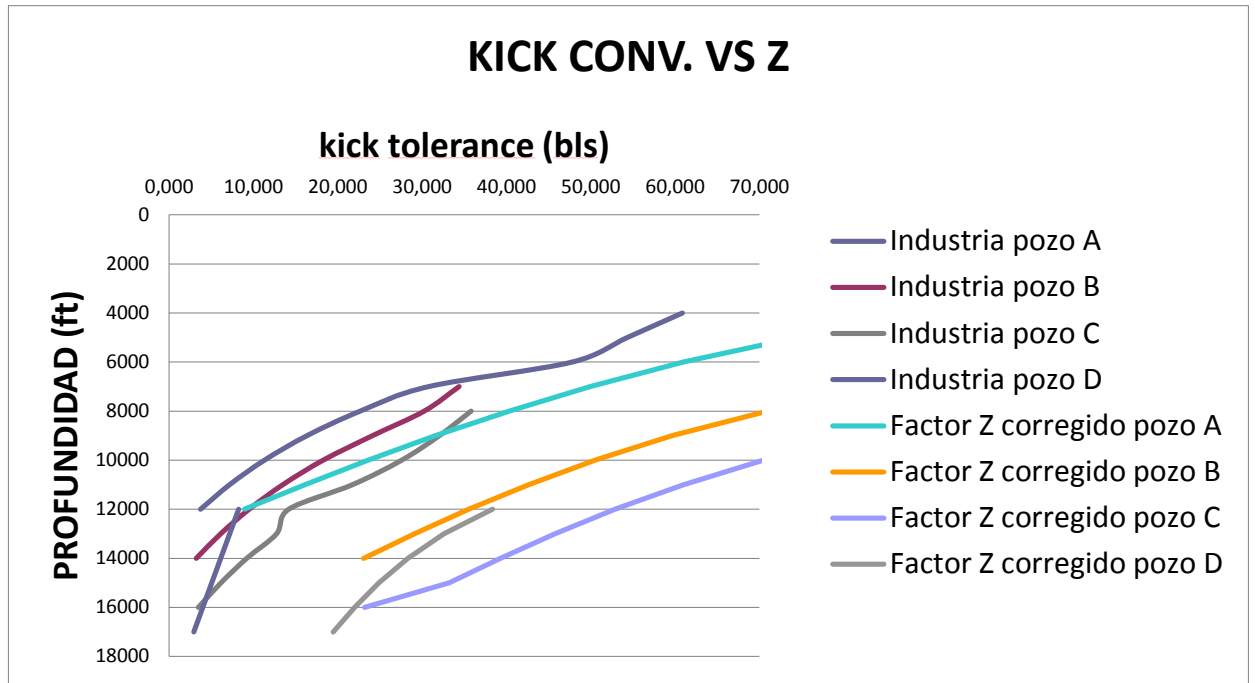
En la tabla 34 se observa el volumen kick corrigiendo el factor z y utilizando la ecuación 51 y 52 respectivamente

**Tabla 34. Volumen Kick corregido el efecto del factor Z**

	VOLUMEN KICK (BBL)			
PROFUND.	POZO A	POZO B	POZO C	POZO D
4000	104,135	95,619	109,014	42,761
5000	81,034	76,421	88,504	35,111
6000	64,910	63,038	74,385	29,899
7000	52,332	52,657	63,564	25,946
8000	41,802	44,026	54,668	22,727
9000	32,561	36,505	46,992	19,973
10000	24,184	29,732	40,138	17,534
11000	16,415	23,487	33,865	15,316
12000	9,089	17,629	23,559	13,260
13000		12,063	22,489	11,326
14000		6,722	17,209	9,487
15000			12,124	7,723
16000			7,196	6,018
17000				4,362

**Fuente.** Los autores

**Figura 10. Efecto del factor Z comparado con el Kick convencional**



**Fuente.** Los autores

En la figura 10 al igual que con la temperatura es drástica la diferencia en los valores del volumen de kick tolerado, lo que lleva a afirmar que es necesario el análisis de estos parámetros

### 3.6 Densidad de influjo

El procedimiento de cálculo es igual al utilizado en el caso convencional, lo que varía es que la densidad no será constante para cada pozo y se calculará así:

$$\rho_k = \frac{29 \times \gamma_g \times P}{Z \times R \times T} \tag{53}$$

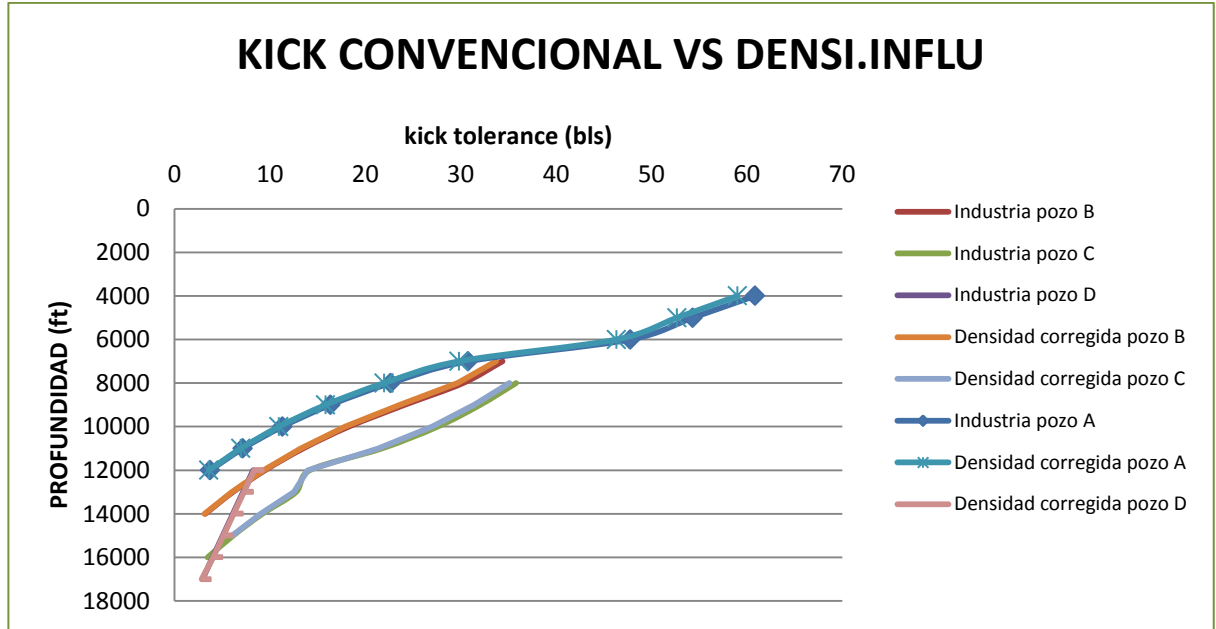
En la tabla 35 se observa el volumen kick corrigiendo la densidad de influjo, la cual se calculó mediante la ecuación anterior y el cálculo de los demás parámetros son semejantes al caso convencional

**Tabla 35. Volumen Kick corregido para la densidad de influjo**

PROFUND.	VOLUMEN KICK (BBL)			
	POZO A	POZO B	POZO C	POZO D
4000	59,019	45,904	49,898	16,958
5000	52,678	41,844	46,204	15,881
6000	46,337	37,785	42,510	14,804
7000	29,840	33,725	38,816	13,727
8000	21,971	29,666	35,122	12,650
9000	15,850	23,649	31,428	11,573
10000	10,953	17,910	27,047	10,497
11000	6,947	13,214	21,313	9,420
12000	3,609	9,301	13,947	8,343
13000		5,990	12,492	7,266
14000		3,152	9,026	6,189
15000			6,023	5,112
16000			3,395	4,036
17000				2,837

**Fuente.** Los autores

**Figura 11. Efecto de la densidad de influjo comparado con el Kick convencional**



**Fuente.** Los autores

En la figura 11 aunque no se evidencia en gran magnitud la diferencia en los volúmenes de kick tolerable, repercute en poco pero significativamente para un análisis general de patada de pozo.

### 3.7 Efectos combinados

Se utiliza la siguiente ecuación para el recálculo de V1 y V2

$$V_1 = \frac{P_1 V_1 T_2}{P_2 T_1} \tag{54}$$

$$V_2 = \frac{P_2 V_2 T_3}{P_3 T_2} \tag{55}$$

Finalmente se escoge entre estos dos volúmenes el más pequeño y se grafica.

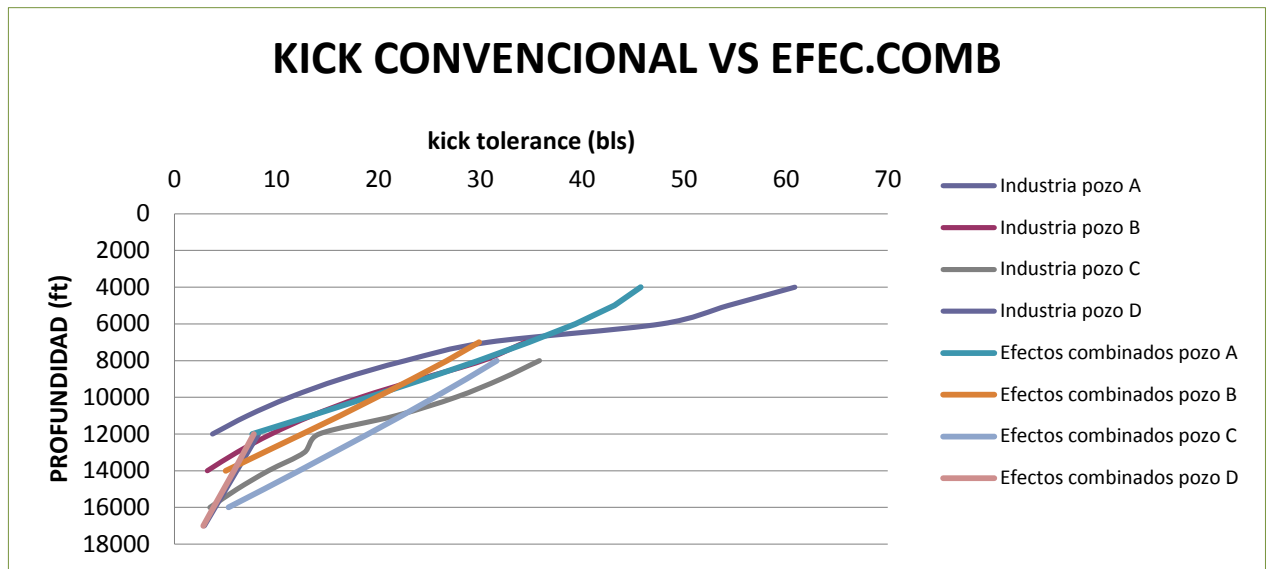
En la tabla 36 se observa el volumen de kick combinando los efectos anteriormente analizados y que no son tenidos en cuenta por la industria para conocer el valor real del volumen de kick

**Tabla 36. Volumen Kick combinando los efectos**

PROFUND.	VOLUMEN KICK (BBL)			
	POZO A	POZO B	POZO C	POZO D
4000	45,733	36,764	39,994	13,638
5000	43,163	35,166	38,858	13,400
6000	39,331	32,741	36,860	12,877
7000	34,783	29,846	34,373	12,192
8000	29,790	26,659	31,581	11,408
9000	24,503	23,280	28,588	10,557
10000	19,012	19,768	25,456	9,660
11000	13,375	16,160	22,224	8,730
12000	7,631	12,481	18,919	7,776
13000		8,750	15,558	6,804
14000		4,978	12,155	5,818
15000			8,718	4,821
16000			5,257	3,816
17000				2,804

**Fuente.** Los autores

Figura 12. Efectos combinados comparados con el kick convencional



Fuente. Los autores

En la figura 12 se observa el volumen kick del caso convencional y el caso analizado y es notable la diferencia cuantitativamente del volumen.

## 4 CONCLUSIONES

- Son múltiples las causas que generan graves consecuencias operacionales, ambientales y en la vida humana durante la perforación, de ahí la diversidad de conceptos al rededor del kick tolerance y la confusión de cuál es válido y cuál es incorrecto a la hora de diseñar el pozo, llegándose a la conclusión que todos son correctos, esto debido a que el cálculo del kick tolerance se realizaba de forma Ideal teniendo en cuenta sólo una o dos variables, conllevando a la obtención de un parámetro erróneo.
- En el cálculo del Kick tolerance a condiciones reales se tuvo en cuenta diversos parámetros y variables fundamentales que comparados con uno convencional estos son ignorados, el cual se unificaron para obtener un resultado confiable. Este cálculo es de gran importancia para la industria petrolera en especial para los ingenieros en la planificación de los pozos pues se reducirían tanto los gastos como la incertidumbre y los problemas operacionales durante la perforación.
- Los resultados del cálculo del Kick tolerance a condiciones reales contrastados con el kick calculado de forma convencional muestran que algunos componentes presentan más impacto que otros. El efecto del flujo posterior no es muy grande, sin embargo se debe tener en cuenta, aunque el margen de error sea de 0,021%.
- El volumen de kick tolerance para el pozo B, en el caso convencional es de 17,409 bbls, a comparación del caso real este volumen es de 16,011 bbls, por lo tanto se obtiene un margen de error de 0,087%.

- Si el pozo analizado tiene una profundidad alta, el volumen de kick tolerable es menor. Para el pozo A, el porcentaje de error es de 0,12%; el volumen para el caso convencional es de 24,923 bbls y el volumen para el caso donde se corrige el BHA es de 28,327 bbls.

## 5 RECOMENDACIONES

- Cálculo y análisis del Kick Tolerance a condiciones reales en pozos de aguas profundas ya que los efectos ocasionados en offshore son más drásticos debido a la línea de estrangulamiento y por tanto varían para lo calculado en el presente trabajo.
- Cálculo y análisis del Kick Tolerance a condiciones reales aplicado a un pozo petrolero específicamente.
- Crear una herramienta para calcular y analizar el kick tolerance a condiciones reales con el fin de reducir tiempo y facilitando el diseño de un pozo.

## BIBLIOGRAFÍA

APONTE ARIZA, Orlich Valentin. *Procedimientos para detectar y controlar una arremetida (kick) en la perforación de pozos*. Lima, 2005. Trabajo De grado (Ingeniero de petróleos). Universidad Nacional de Ingeniería. Facultad de ingeniería de petróleos. 147 págs.

Bánzer S, Carlos. *Correlaciones Numéricas P.V.T. Edición preliminar*. Universidad del Zulia. Instituto de investigaciones petroleras. Maracaibo Enero de 1996.

Densidad de un gas. Principios de química. Universidad Nacional de Colombia. Aula virtual

Giancoli, Douglas G. (2004). *Physics: principles with applications*. Upper Saddle River, N.J.: Pearson Education.

HIDALGO ULLOA, Rubén Rogelio. Análisis de las aplicaciones de control de pozo (well cap: well control application), por brotes, durante la perforación para determinar las causas que los originan y sus tipos, control del pozo y equipos de superficie, de acuerdo a información de eventos anteriores en el período 2011. Quito, 20012. Trabajo previo a la obtención del título de tecnólogo de petróleos. Universidad Tecnológica Equinoccial. Facultad de ciencias de la ingeniería.193 págs.

J. T. Trocchio. Kick tolerance misconceptions and consequences to well design. SPE-140113-MS Drilling Conference and exhibition held in Amsterdam, The Netlerlands, March 2011.

K.P. Redmann Jr. Understanding Kick Tolerance and Its Significance in Drilling Planning and Execution. SPE-19991-PA, SPE, Chevron U.S.A. Inc. SPE Drilling Engineering, December 1991

Ley de los gases reales. Leyes químicas.2000

Manual del API

Manual del Curso de Well Control de la Well Control School

Manual de ingeniero de petróleos: Perforación y lodos. 14 de febrero. 2001. Capítulo 15

Manual de ingeniero de petróleos: Pérdida de circulación. 14 de febrero. 2001. Capítulo 14

Manual de presiones anormales e hidráulica de la perforación rotatoria. Clasificación de las presiones. Rotenco S.A de c.v. Pàg 4

Manual de Well Control del curso de la IWCF

MARTÍNEZ MEJIA, Javier Andrés. Consideraciones técnicas para el diseño y la selección y la tubería de revestimiento del pozo estratigráfico profundo ANH-BVTURA-1-ST-P. Bucaramanga, 2011.Trabajo de grado Guía de la química. (Ingeniero de petróleos).Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías físico-químicas. 202 págs.

Patadas y reventones (KICKS & BLOWOUTS). (En línea)  
<http://geologyanddrillingproblems.wikispaces.com/PATADAS+Y+REVENTONES+%28KICKS+%26+BLOWOUTS%29>

RIVERA Fabricio. Problemas de hoyo. Tema VII. (En línea)  
<https://es.scribd.com/doc/52895658/11/Perdidas-de-Circulacion-13>. Abril 13, 2011.

Saudí aramco. Well control manual: Drilling and workover. 3 edición. Octubre 2002.

Schlumberger. Gradiente geotérmico. (En línea).  
[http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/g/geothermal\\_gradient.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/g/geothermal_gradient.aspx)

Schlumberger, Pemex. Programa de Entrenamiento Acelerado para Ingenieros Supervisores de Pozo- Presiones de Formación. (En línea)  
<file:///C:/Users/PC/Downloads/10-presiones-de-formacic3b3n.pdf>.